

Gesetzentwurf

der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen

A. Problem und Ziel

In Deutschland ändert sich die Struktur der Stromerzeugung erheblich. Der zügige Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) und der im Zuge der Energiewende massiv steigende Strombedarf erfordern neben dem schnellen Ausbau Vorkehrungen für einen sicheren Betrieb des deutschen Stromnetzes sowie beschleunigte und transparente Netzanschlussprozesse.

Mit dem Gesetzentwurf wird insbesondere Vorsorge für Zeiten temporärer Erzeugungsüberschüsse getroffen, die zuletzt vermehrt aufgetreten sind. Dies sind Zeiten, in denen sehr viel Strom aus EE-Anlagen in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird und der Stromverbrauch zeitgleich gering ist. Der Strom findet dann zu normalen Preisen keine Nachfrage mehr. Da Stromerzeugung und Stromverbrauch im Netz stets ausgeglichen sein müssen, wird der Strom dann zu teilweise stark negativen Preisen verkauft. Diese negativen Preise erhöhen die Kosten der Förderung der erneuerbaren Energien und die Kosten des Stromsystems insgesamt. Darüber hinaus können temporäre Erzeugungsüberschüsse eine Herausforderung für die Systemsicherheit des Netzbetriebs sein. Sie sind ein Zeichen mangelnder Flexibilität sowohl des Angebots als auch der Nachfrage. Dem kann durch zusätzliche Flexibilisierungsanreize wirksam begegnet werden.

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

Überdies wird die für das Jahr 2024 vorgesehene Umstellung der an den Strombörsen in den vortägigen Auktionen am Day-Ahead-Markt gehandelten und für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung maßgeblichen Stromprodukte nachvollzogen, die anstatt von Stundenkontrakten zukünftig Viertelstundenkontrakte vorsehen.

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

B. Lösung

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

Der Entwurf setzt überdies zentrale Empfehlungen des Digitalisierungsberichts nach § 48 des Messstellenbetriebgesetzes um, welche eine Stärkung des Systemnutzens, der Wirtschaftlichkeit und der Cybersicherheit bewirken.

Zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2024/1711 (novellierte Strombinnenmarktrichtlinie) werden Regelungen im Bereich des Netzanschlusses, insbesondere zu flexiblen Netzanschlussvereinbarungen, in das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) aufgenommen.

Zudem wird die für das Jahr 2025 vorgesehene Umstellung der an den Strombörsen in den vortägigen Auktionen am Day-Ahead-Markt gehandelten und für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung maßgeblichen Stromprodukte nachvollzogen, die anstatt von Stundenkontrakten zukünftig Viertelstundenkontrakte vorsehen.

C. Alternativen

Keine. Um temporären Erzeugungsüberschüssen schnellstmöglich begegnen zu können, sind die im Entwurf anvisierte Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem und die zunehmende Übernahme von Funktionen für die Systemsicherheit durch die erneuerbaren Energien erforderlich. Der Entwurf dient zudem teilweise der Umsetzung europäischen Rechts, das eine Anpassung des nationalen Rechtsrahmens innerhalb der vorgegebenen Umsetzungsfristen erforderlich macht.

D. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Wird nachgereicht.

E. Erfüllungsaufwand

E.1 Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Wird nachgereicht.

E.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Wird nachgereicht.

E.3 Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Wird nachgereicht.

F. Weitere Kosten

Dem Erfüllungsaufwand für den Smart-Meter-Rollout steht des Weiteren ein deutlich überwiegender volkswirtschaftlicher Nutzen gegenüber, welcher nach gutachterlichen Schätzungen im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz¹ je nach künftiger Entwicklung der Energiewende zwischen 2 und 11 Milliarden Euro beträgt. Dieser Nutzen kommt indirekt über Einsparungen bei Netzentgelten und Strompreis auch den Stromkunden zugute.

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

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

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen

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 ... [einsetzen: Datum und Fundstelle der letzten Änderung] geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In der Inhaltsübersicht wird nach der Angabe zu § 13k folgende Angabe eingefügt:

„§ 13l Umrüstung einer Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie von Trägheit der lokalen Netzstabilität; Betrieb des Betriebsmittels“.

2. Nach § 12 Absatz 2 werden die folgenden Absätze 2a bis 2h eingefügt:

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

1. Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt sowie
2. Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch einen Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes jederzeit fernsteuerbar sind.

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

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

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

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

(2d) Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung haben auf ihrer jeweiligen Internetseite spätestens zum ... [einsetzen: Datum desjenigen Tages des zweiten auf den Monat des Inkrafttretens nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes folgenden Kalendermonats, dessen Zahl mit der des Tages des Inkrafttretens nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes übereinstimmt, oder, wenn es einen solchen Kalendertag nicht gibt, Datum des ersten Tages des darauffolgenden Kalendermonats] einheitliche Leitlinien für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und grundzuständigen Messstellenbetreiber zu veröffentlichen,

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

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

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

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

(2g) Die Bundesnetzagentur kann dem grundzuständigen Messstellenbetreiber die Grundzuständigkeit nach § 2 messstellenbetreibers anordnen, wenn

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

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

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

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

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

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

„§ 13l

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

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

1. die Erzeugungsanlage
 - a) eine Steinkohleanlage nach § 3 Nummer 25 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes, eine Steinkohle-Kleinanlage nach § 3 Nummer 26 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes oder eine Braunkohle-Kleinanlage nach § 3 Nummer 10 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes ist und für diese Erzeugungsanlage nach § 51 Absatz 1 Satz 1 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes ein Verbot der Kohleverfeuerung wirksam wird und die Erzeugungsanlage nach § 26 Absatz 2 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes oder § 37 Absatz 2

endigungsgesetzes, jeweils in Verbindung mit § 13b Absatz 1 Satz 1 und Absatz 3 Satz 2 dieses Gesetzes, endgültig stillgelegt werden soll oder

- b) durch ihren Betreiber zur endgültigen Stilllegung nach § 13b Absatz 1 Satz 1 in Verbindung mit § 13b Absatz 3 Satz 2 angezeigt wurde,
2. die Stilllegung dieser Erzeugungsanlage wegen des im Elektrizitätsversorgungssystem bedarfs zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde,
3. die Gefährdung oder Störung nach Nummer 2 nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann,
4. die Umrüstung der Erzeugungsanlage und der Betrieb nach Absatz 4 des durch die Umrüstung entstandenen Betriebsmittels den Zwecken des § 1 Absatz 1 und 2 entsprechen und
5. die Bundesnetzagentur das Umrüstungsverlangen zuvor nach Absatz 3 genehmigt hat.

(2) Der Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung kann vom Betreiber einer i
genheit der Umrüstung nach Absatz 1 auch verlangen, dass diese Erzeugungsanlage so umgerüstet wird, dass sie neben den in Absatz 1 genannten Systemsicherheitsmaßnahmen zusätzlich auch in der Lage ist, Trägheit der lokalen Netzstabilität bereitzustellen (erweitertes Umrüstungsverlangen), wenn

1. die in Absatz 1 Nummer 1 bis 4 aufgeführten Voraussetzungen vorliegen,
2. zusätzlich an dem Standort der Erzeugungsanlage auch ein entsprechender Bedarf für die Bereitstellung von Trägheit der lokalen Netzstabilität besteht, die Stilllegung dieser Erzeugungsanlage wegen dieses Bedarfs mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde und die Gefährdung oder Störung nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann und
3. die Bundesnetzagentur das erweiterte Umrüstungsverlangen zuvor nach Absatz 3 genehmigt hat.

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

(3) Der Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung stellt bei der Bundesnetzagentur spätestens sechs Monate vor dem angezeigten Stilllegungszeitpunkt einer in Absatz 1 genannten Erzeugungsanlage schriftlich oder elektronisch einen mit einer Begründung versehenen Antrag auf die nach Absatz 1 Nummer 5 oder Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 erforderliche Genehmigung des Umrüstungsverlangens oder des erweiterten Umrüstungsverlangens un

lich schriftlich oder elektronisch eine Kopie des Antrags. In dem Antrag ist nachzuweisen, dass die Voraussetzungen für das Umrüstungsverlangen nach Absatz 1 Nummer 1 bis 4 beziehungsweise nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 und 2 erfüllt sind. Zur Begründung der Notwendigkeit des Umrüstungsverlangens oder des

fristanalyse der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung nach § 3 Absatz 2 der Netzreserveverordnung, den Bericht der Bundesnetzagentur nach § 3 Absatz 1 der Netzreserveverordnung oder den Systemstabilitätsbericht der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung nach § 12i dieses Gesetzes her

s
ten Voraussetzungen vorliegen. Die Genehmigung kann unter Bedingungen erteilt und mit Auflagen verbunden

treiber der Erzeugungsanlage unverzüglich nach Zugang der Genehmigung schriftlich oder elektronisch eine Kopie der Genehmigung.

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

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

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

Zu den Kosten der Umrüstung nach Satz 1 Nummer 1 zählen auch die Kosten für Komponenten wie insbesondere Schwungmassen nach Absatz 2 Satz 2. Nach der Beendigung der Verpflichtung nach Absatz 4 ist § 13c Absatz 4 Satz 2 und 3 entsprechend anzuwenden. Unbeschadet der gesetzlichen Verpflichtungen erfolgen auf Grundlage der anlagenspezifischen Kostenstruktur die Kostenerstattung sowie die Vergütung für die Verpflichtungen nach den Absätzen 1 bis 4 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 Kohleverstromungsbeendigungsgesetz genannten Braunkohleanlagen.“

4. § 17 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2b wird wie folgt gefasst:

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

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

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

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

5. In § 59 Absatz 1 Satz 2 Nummer 7a wird die Angabe „nach § 13k“ durch die Wörter „nach den §§ 13k und 13l Absatz 3“ ersetzt.

Artikel 2

Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes

Das Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch ... [einsetzen: Datum und Fundstelle der letzten Änderung] geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Die Inhaltsübersicht wird die folgt geändert:
 - a) Der Angabe zu § 11 wird das Wort „; Festlegungskompetenz“ angefügt.
 - b) Die Angaben zu den §§ 29 und 30 werden wie folgt gefasst:
 - „§ 29 Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen, Steuerungseinrichtungen und modernen Messeinrichtungen
 - § 30 Wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung einer Messstelle mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen; Preisobergrenzen; Festlegungskompetenz“.
 - c) Die Angaben zu den §§ 33, 34 und 35 werden wie folgt gefasst:
 - „§ 33 Anpassungen, Aufhebungen oder Neufestlegungen bei Preisobergrenzen und Vermutungstatbeständen; Festlegungskompetenzen
 - § 34 Standard- und Zusatzleistungen des Messstellenbetreibers
 - § 35 Angemessenes Entgelt für Zusatzleistungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers“.
2. § 3 wird wie folgt geändert:
 - a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:
 - aa) Satz 3 wird wie folgt gefasst:

„Schuldner der nach § 7 Absatz 1 Satz 1 festzulegenden Entgelte sind nach Maßgabe der §§ 29, 30, 32 und 36 Absatz 2 und jeweils in Höhe ihrer dort festgelegten Anteile der Anschlussnetzbetreiber und der Anschlussnutzer oder der Anschlussnehmer.“
 - bb) Satz 6 wird wie folgt gefasst:

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

„(2) Der Messstellenbetrieb umfasst folgende Aufgaben:

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

2. technischer Betrieb der Messstelle und ihrer Steuerungseinrichtungen nach den Maßgaben dieses Gesetzes einschließlich der form- und fristgerechten Datenübertragung auch zur Steuerung nach Maßgabe dieses Gesetzes,
 3. Erfüllung weiterer Anforderungen, die sich aus diesem Gesetz, aus den auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen oder aus den Festlegungen der Bundesnetzagentur ergeben.“
- c) In Absatz 3 werden nach dem Wort „oder“ die Wörter „beauftragten technischen Einrichtungen einschließlich“ gestrichen.
3. § 7 wird wie folgt geändert:
- a) In Absatz 1 Satz 2 wird nach dem Wort „Preisobergrenzen“ das Wort „, Vermutungstatbeständen“ eingefügt.
 - b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Nach diesem Gesetz zulässige Entgelte für den Messstellenbetrieb mit intelligenten Messsystemen und etwaigen Steuerungseinrichtungen sowie für Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 und 3, deren Schuldner der Anschlussnetzbetreiber nach Maßgabe von § 3 Absatz 1 Satz 3 bis 6 ist, können unter Beachtung der §§ 30, 31, 33 Absatz 1 Nummer 1 und § 35 bei den Entgelten für den Netzzugang des Betreibers von Energieversorgungsnetzen nach den §§ 21 und 21a des Energiewirtschaftsgesetzes und bei der Genehmigung der Entgelte des Betreibers von Energieversorgungsnetzen nach § 23a des Energiewirtschaftsgesetzes berücksichtigt werden. Die Abrechnung der Netznutzung verbleibt beim Netzbetreiber und ist Bestandteil der Netzentgelte, dabei wird ein Abrechnungsentgelt nicht erhoben.“
4. In § 8 Absatz 1 werden die Wörter „, beauftragten technischen Einrichtungen einschließlich“ durch die Wörter „sowie, soweit erforderlich, von“ ersetzt.
5. § 11 wird wie folgt geändert:
- a) Der Überschrift wird das Wort „; Festlegungskompetenz“ angefügt.
 - b) Folgender Absatz 6 wird angefügt:

„(6) Besondere finanzielle Belastungen im Zusammenhang mit dem Auffangmessstellenbetrieb kann die Bundesnetzagentur im Rahmen von Festlegungen nach § 33 Absatz 1 Nummer 2 sowie nach § 21 Absatz 3 Satz 4 Nummer 3 Buchstabe h und i des Energiewirtschaftsgesetzes berücksichtigen.“
6. § 19 wird wie folgt geändert:
- a) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Zur Datenverarbeitung energiewirtschaftlich relevanter Mess- und Steuerungsvorgänge dürfen ausschließlich solche technischen Systeme und Bestandteile eingesetzt werden, die den Anforderungen der §§ 21 und 22 genügen. Energiewirtschaftlich relevante Mess- und Steuerungsvorgänge sind abrechnungs-, bilanzierungs- oder netzrelevante Standardleistungen nach § 34 Absatz 1 Nummer 1, 2, 5 bis 7, 8 Buchstabe a und b und Nummer 9 sowie Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 5, 6 und 8. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz wird ermächtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium des Innern und für Heimat durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates Regelungen zum Schutz der Verlässlichkeit von außerhalb der Messeinrichtung aufbereiteten Daten im Sinne von Absatz 3 Satz 2 einschließlich Anforderungen für die Ausgestaltung von eigenen Weitverkehrsnetzanbindungen von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen, Anlagen zur Speicherung von Energie sowie Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz aufzustellen.“
 - b) In Absatz 5 Satz 1 werden die Wörter „und Absatz 2 Nummer 4“ gestrichen.

7. § 29 wird wie folgt geändert:

a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„§ 29

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

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

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

1. mit intelligenten Messsystemen bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6 000 Kilowattstunden sowie
2. mit intelligenten Messsystemen und einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt
 - a) bei Letztverbrauchern, mit denen eine Vereinbarung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes besteht,
 - b) bei Betreibern von Anlagen von mehr als 7 Kilowatt, soweit dies erforderlich ist, um jeweils bis zum Ablauf der gesetzlichen Zieljahre Anlagen zu den nach § 45 Absatz 1 gebotenen Anteilen an der installierten Leistung auszustatten.

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

c) Absatz 5 wird wie folgt gefasst:

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

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

Der Anlagenbetreiber kann die Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung nach Satz 1 Nummer 1 frühestens vier Jahre nach Zugang der Erklärung nach Satz 1 Nummer 2 und nur nach Zugang einer Mitteilung über die beabsichtigte Aufhebung an den grundzuständigen Messstellenbetreiber aufheben. Ab der Ausstattung der Messstelle mit einer Steuerungseinrichtung nach Absatz 1 Nummer 2 kann das Recht des Anlagenbetreibers nach Satz 1 frühestens nach vier Jahren wieder ausgeübt werden; bis dahin ist weder der Anschlussnehmer noch der Anschlussnutzer berechtigt, die Ausstattung der Messstelle mit einer Steuerungseinrichtung nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 nachträglich wieder abzuändern oder abändern zu lassen. Die Ausstattungsverpflichtung nach Absatz 1 Nummer 2 ist außerdem nicht anzuwenden auf Steckersolargeräte mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 2 Kilowatt und mit einer Wechselrichterleistung von insgesamt bis zu 800 Voltampere, die hinter der Entnahmestelle eines Letztverbrauchers betrieben werden.“

8. § 30 wird wie folgt gefasst:

„§ 30

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

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

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

(2) Die Ausstattung einer Messstelle mit intelligenten Messsystemen und einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 ist wirtschaftlich vertretbar, wenn vom grundzuständigen Messstellenbetreiber für den Messstellenbetrieb nicht mehr als die folgenden Beträge in Rechnung gestellt werden:

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

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

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

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

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

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

9. § 31 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1 Satz 1 wird die Angabe „ab 2025“ durch die Wörter „bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025“ ersetzt.
- b) In Absatz 2 werden die Wörter „Preisobergrenzen nach den“ gestrichen.

10. § 32 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1 Satz 1 wird die Angabe „20 Euro“ durch die Angabe „25 Euro“ ersetzt.
- b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

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

11. § 33 wird wie folgt geändert:

a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„§ 33

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

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

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

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

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

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

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

„§ 34

Standard- und Zusatzleistungen des Messstellenbetreibers

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

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

4. nach Maßgabe der §§ 56 und 64 die Erhebung von viertelstundengenauen Netzzustandsdaten und deren tägliche Übermittlung an den Netzbetreiber über das Smart-Meter-Gateway,
5. der Einbau und Betrieb einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt einschließlich, soweit erforderlich, ihrer informationstechnischen Anbindung an ein Smart-Meter-Gateway und an zum Ausstattungszeitpunkt vorhandene zu steuernde Einrichtungen, insbesondere Energiemanagementsysteme, Anlagen oder steuerbare Verbrauchseinrichtungen, sowie der Konfiguration und Parametrierung des Smart-Meter-Gateways und der Steuerungseinrichtung,
6. zur Steuerung von Verbrauchseinrichtungen und Netzanschlüssen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes
 - a) die für die Vorgabe eines minimalen oder maximalen Wirkleistungsbezugs am Netzanschluss oder an steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach Maßgabe von Festlegungen der Bundesnetzagentur zu § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes notwendige Datenkommunikation über das Smart-Meter-Gateway und eine daran angebundene Steuerungseinrichtung,
 - b) über Buchstabe a hinausgehende erforderliche Maßnahmen zur netzorientierten Steuerung nach Maßgabe von Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes,
7. die für die Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs nach § 13a des Energiewirtschaftsgesetzes notwendige Datenkommunikation über das Smart-Meter-Gateway und eine daran angebundene Steuerungseinrichtung,
8. die notwendige Datenkommunikation über das Smart-Meter-Gateway und eine daran angebundene Steuerungseinrichtung
 - a) für die Direktvermarktung von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz,
 - b) für die marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen nach § 14c des Energiewirtschaftsgesetzes und
 - c) für die Vorgabe eines minimalen oder maximalen Wirkleistungsbezugs durch einen vom Anschlussnutzer oder Anschlussnehmer beauftragten Dritten sowie
9. die Erfüllung weiterer sich aus den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach den §§ 47 und 75 ergebender Pflichten, insbesondere zu Geschäftsprozessen, Datenformaten, Abrechnungsprozessen, Verträgen oder zur Bilanzierung.

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

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

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

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

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

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

§ 35

Angemessenes Entgelt für Zusatzleistungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers

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

1. für die vorzeitige Ausstattung von Messstellen an Zählpunkten der Sparte Elektrizität mit einem intelligenten Messsystem nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 nicht mehr als einmalig 100 Euro sowie bei optionalen Einbaufällen nach § 30 Absatz 3 ein laufendes Zusatzentgelt von nicht mehr als 30 Euro jährlich; bei nicht von § 29 Absatz 1 oder Absatz 2 erfassten Messstellen darf zusätzlich ein jährliches Entgelt erhoben werden, das die Preisobergrenzen einhält, welche in entsprechender Anwendung von § 30 für den jeweiligen Unterzählpunkt anzuwenden sein würden,
2. für Leistungen nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 10 nicht mehr als jeweils 30 Euro jährlich.
 - (2) Das angemessene Entgelt nach Absatz 1 darf keine Kosten enthalten, die beim grundzuständigen Messstellenbetreiber in Erfüllung der Pflichten nach den §§ 29 bis 32 ohnehin anfallen würden.
 - (3) Sobald die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 33 erlassen hat, sind die dort festgesetzten Höchstbeträge anstelle der in Absatz 1 Satz 2 geregelten Vermutungsregelungen anzuwenden.“
13. § 36 wird wie folgt geändert:
 - a) In Absatz 2 Satz 2 wird das Wort „Preisobergrenzen“ durch das Wort „Vermutungstatbestände“ ersetzt.
 - b) In Absatz 3 Satz 1 werden nach den Wörtern „einem intelligenten Messsystem“ die Wörter „, einer Steuerungseinrichtung“ eingefügt.
14. § 45 wird wie folgt gefasst:

„§ 45

Ausstattungsverpflichtungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers

- (1) Der grundzuständige Messstellenbetreiber erfüllt seine Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1, wenn er
1. bei Anlagenbetreibern in den Fällen nach § 30 Absatz 1 Nummer 1 spätestens ab dem Jahr 2028 mit der erforderlichen Ausstattung beginnt und
 - a) die bis zum Ablauf des 31. Dezember 2028 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der im Zeitraum vom 1. Oktober 2027 bis zum Ablauf des 30. September 2028 neu in Betrieb genommenen installierten Leistung erfassen,
 - b) die im Zeitraum bis zum Ablauf des 31. Dezember 2030 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der im Zeitraum vom 1. Oktober 2028 bis zum Ablauf des 30. September 2030 neu in Betrieb genommenen installierten Leistung erfassen und
 - c) die bis zum Ablauf des 31. Dezember 2032 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der insgesamt installierten Leistung erfassen,
 2. bei Anlagenbetreibern in den nicht von Nummer 1 erfassten Fällen nach § 30 Absatz 1 spätestens ab dem Jahr 2025 mit der erforderlichen Ausstattung beginnt und
 - a) die bis zum Ablauf des 31. Dezember 2026 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der im Zeitraum vom ... [einsetzen: Datum des Tages des Inkrafttretens nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes] bis zum Ablauf des 30. September 2026 neu in Betrieb genommenen installierten Leistung erfassen,
 - b) die bis zum Ablauf des 31. Dezember 2028 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der im Zeitraum vom 1. Oktober 2026 bis zum Ablauf des 30. September 2028 sowie mindestens 50 Prozent der im Zeitraum vom 1. Januar 2018 bis zum Ablauf des ... [einsetzen: Datum des Tages des Inkrafttretens nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes] neu in Betrieb genommenen installierten Leistung erfassen,
 - c) die bis zum Ablauf des 31. Dezember 2030 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der im Zeitraum vom 1. Oktober 2028 bis zum Ablauf des 30. September 2030 neu in Betrieb genommenen installierten Leistung erfassen und

- d) die bis zum Ablauf des 31. Dezember 2032 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der insgesamt installierten Leistung erfassen,
3. bei Letztverbrauchern in den Fällen nach § 30 Absatz 1 Nummer 1 spätestens ab dem Jahr 2028 mit der erforderlichen Ausstattung beginnt und diese
- a) im Zeitraum bis zum Ablauf des 31. Dezember 2028 für mindestens 90 Prozent der in diesem Zeitraum je Einbaufallgruppe neu auszustattenden Messstellen,
 - b) im Zeitraum bis zum Ablauf des 31. Dezember 2030 für mindestens 90 Prozent der in diesem Zeitraum je Einbaufallgruppe neu auszustattenden Messstellen und
 - c) bis zum Ablauf des 31. Dezember 2032 bei mindestens 90 Prozent aller insgesamt auszustattenden Messstellen
- abgeschlossen hat,
4. bei Letztverbrauchern in den nicht von Nummer 3 erfassten Fällen nach § 30 Absatz 1 und 2 jeweils spätestens ab dem 1. Januar 2025 mit der erforderlichen Ausstattung beginnt und diese
- a) bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 bei mindestens 20 Prozent aller insgesamt auszustattenden Messstellen,
 - b) im Zeitraum vom ... [einsetzen: Datum des Inkrafttretens nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes] bis zum Ablauf des 31. Dezember 2026 für mindestens 90 Prozent der in diesem Zeitraum neu auszustattenden Messstellen,
 - c) im Zeitraum vom 1. Januar 2027 bis zum Ablauf des 31. Dezember 2028 für mindestens 90 Prozent der in diesem Zeitraum neu auszustattenden Messstellen,
 - d) im Zeitraum vom 1. Januar 2029 bis zum Ablauf des 31. Dezember 2030 für mindestens 90 Prozent der in diesem Zeitraum neu auszustattenden Messstellen und
 - e) bis zum Ablauf des 31. Dezember 2032 bei mindestens 90 Prozent aller insgesamt auszustattenden Messstellen
- abgeschlossen hat.

Die Zahl der nach § 29 Absatz 1 in Verbindung mit Satz 1 Nummer 1 Buchstabe c und Nummer 2 Buchstabe d, Nummer 3 Buchstabe c und Nummer 4 Buchstabe e auszustattenden Messstellen errechnet sich aus der Gesamtanzahl der von der Grundzuständigkeit im Netzgebiet erfassten Messstellen. Übernimmt ein Unternehmen nach § 41 Absatz 1 die Grundzuständigkeit für mehrere Netzgebiete, so ist ab diesem Zeitpunkt für die Erfüllung der Ausstattungsverpflichtungen nach Satz 1 die Gesamtzahl der Messstellen in allen von der Grundzuständigkeit erfassten Netzgebieten maßgeblich. In dem zahlenmäßigen Umfang, wie nach § 29 Absatz 3 oder nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 eine Ausstattung von Messstellen der Sparte Elektrizität mit intelligenten Messsystemen erfolgt, reduziert sich die Zahl der nach § 29 Absatz 1 auszustattenden Messstellen.

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

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

einbarungen nach Satz 2 zudem von § 30 abweichende Messentgelte der Netzbetreiber und entsprechend höhere Gesamtpreisobergrenzen vorsehen.

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

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

16. § 60 Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

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

1. dem Betreiber eines Verteilernetzes

- a) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 1 für die in § 66 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Betreibers von Verteilernetzen auch viertelstündlich, die Last- oder Zählerstandsgänge,
- b) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 2 bei Zählpunkten mit registrierender Lastgangmessung für die in § 66 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Betreibers von Verteilernetzen auch viertelstündlich, die Lastgänge,
- c) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 2 bei Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 Nummer 3 und 6 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Betreibers von Verteilernetzen auch viertelstündlich, die Last- oder Zählerstandsgänge,
- d) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 3 bei Zählpunkten mit registrierender Lastgangmessung für die in § 66 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Betreibers von Verteilernetzen auch viertelstündlich, die Lastgänge,
- e) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 3 bei Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 Nummer 3, 4 und 6 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Betreibers von Verteilernetzen auch viertelstündlich, die Zählerstandsgänge,
- f) in den Fällen des § 55 Absatz 3 und 4 bei Zählpunkten mit registrierender Einspeisegangmessung oder mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Betreibers von Verteilernetzen auch viertelstündlich, die Einspeise- oder Zählerstandsgänge,
- g) bei Messstellen mit intelligenten Messsystemen, die nicht von den Buchstaben a bis e erfasst sind, soweit möglich, monatlich für den Vormonat in geeignet aggregierter Form die Zählerstandsgänge, andernfalls jährlich Jahresarbeitswerte;

2. dem Übertragungsnetzbetreiber und Bilanzkoordinator

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

- d) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 3 bei Zählpunkten mit registrierender Lastgangmessung für die in § 66 Absatz 1 und § 67 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich, die Lastgänge,
 - e) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 3 bei Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 Nummer 3, 4 und 6 sowie § 67 Absatz 1 Nummer 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich, die Zählerstandsgänge,
 - f) in den Fällen des § 55 Absatz 3 und 4 bei Zählpunkten mit registrierender Einspeisegangmessung oder mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 und § 67 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich, die Einspeise- oder Zählerstandsgänge,
 - g) bei Messstellen mit intelligenten Messsystemen, die nicht von den Buchstaben a bis f erfasst sind, soweit möglich, monatlich für den Vormonat in geeignet aggregierter Form die Zählerstandsgänge, andernfalls jährlich Jahresarbeitswerte;
3. dem Energielieferanten
- a) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 1 und 3 für die in § 69 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag die Last- oder Zählerstandsgänge,
 - b) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 2 für die in § 69 Absatz 1 Nummer 1, 5 und 6 genannten Zwecke täglich für den Vortag die Last- oder Zählerstandsgänge,
 - c) in den Fällen des § 55 Absatz 3 und 4 bei Zählpunkten mit registrierender Einspeisegangmessung oder mit intelligenten Messsystemen für die in § 69 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag die Einspeise- oder Zählerstandsgänge,
 - d) bei Messstellen mit registrierender Lastgangmessung oder mit intelligenten Messsystemen, die nicht von den Buchstaben a bis c erfasst sind, soweit möglich, monatlich für den Vormonat in geeignet aggregierter Form die Last- oder Zählerstandsgänge, andernfalls jährlich Jahresarbeitswerte;
4. dem für die Aufbereitung abrechnungsrelevanter Messwerte einer Entnahme- oder Einspeisestelle zuständigen Messstellenbetreiber diejenigen Messwerte in derjenigen Auflösung und zu denjenigen Zeitpunkten, die dieser seinerseits benötigt, um seinen Verpflichtungen aus den Nummern 1 bis 3 unter Berücksichtigung der Festlegungen der Bundesnetzagentur aus § 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie aus den §§ 47 und 75 nachkommen zu können.

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

17. § 66 Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

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

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

4. zur netzplanerischen Berücksichtigung und netzbetrieblichen Durchführung von Maßnahmen nach den §§ 13a und 14a des Energiewirtschaftsgesetzes, insbesondere durch eine dynamische Steuerung anhand der tatsächlichen sowie der prognostizierten Netzauslastung,
5. zur Bestimmung der Konzessionsabgabe nach der Konzessionsabgabenverordnung,
6. zur effizienten Bewirtschaftung seines Differenzbilanz- und Netzverlustbilanzkreises, einschließlich Prognosen zur Vermeidung von Bilanzkreisabweichungen und zur Verbesserung von Standardlastprofilen,
7. zur Aggregation der Last- und Einspeisegänge von Einzelzählpunkten zu Bilanzkreissummenzeitreihen je Bilanzkreis und Bilanzierungsgebiet für die Einbeziehung in die Bilanzkreisabrechnung in den Fällen, die nicht von § 67 Absatz 1 Nummer 6 erfasst sind,
8. zur Erhebung von Umlagen nach dem Energiefinanzierungsgesetz,
9. zur Überprüfung der Verpflichtungen von Netzbetreibern zur Erstellung des Gesamtberichtes nach § 12 Absatz 2a bis 2c des Energiewirtschaftsgesetzes,
10. zur Erfüllung weiterer sich aus den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie nach § 75 dieses Gesetzes ergebender Pflichten.“

Artikel 3

Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

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

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

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

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

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

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

1. als Spotmarktpreis ist für jede Viertelstunde einer Kalenderstunde der für die betreffende Kalenderstunde ermittelte durchschnittliche Strompreis in Cent pro Kilowattstunde, der sich in der Preiszone für Deutschland aus der Kopplung der Orderbücher aller Strombörsen in der vortägigen Auktion von Stromstundenkontrakten am Day-Ahead-Markt ergibt, anzusetzen und

2. die für jede einzelne Viertelstunde der Kalenderstunde maßgebliche Strommenge wird ermittelt, indem die Menge des nach der Online-Hochrechnung nach Anlage 1 Nummer 5.1 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung nach Satz 1 Nummer 2 in dieser Kalenderstunde erzeugten Stroms der jeweiligen Technologie gleichmäßig auf die Viertelstunden verteilt wird.

Fällt der Tag, an dem die Strombörsen erstmals in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, in einem Monat auf einen anderen Tag als den Monatsersten, sind bei der Berechnung der energieträgerspezifischen Monatsmarktwerte nach Anlage 1 Nummer 3.2 und 3.3 für diesen Monat die Maßgaben nach Satz 2 Nummer 1 und 2 für alle Kalendertage des Monats bis einschließlich zu dem Tag, an dem die Strombörsen erstmals in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, entsprechend anzuwenden.

(45) Um die Stunden zu ermitteln, in denen der Spotmarktpreis nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 dieses Gesetzes, nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am ... [einsetzen: Datum des Tages vor Inkrafttreten nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes] geltenden Fassung und nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung negativ ist, ist für den Zeitraum vom 1. Januar 2025 bis einschließlich zu dem Tag, an dem die Strombörsen erstmals in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, § 3 Nummer 42a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2024 geltenden Fassung anzuwenden. Sofern nach der jeweils anzuwendenden Fassung des § 51 Absatz 1 als maßgebliche Zeiteinheit Stunden, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, zugrunde zu legen sind, ist ab dem Tag, an dem die Strombörsen erstmals in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, eine Kalenderstunde dann zu berücksichtigen, wenn das arithmetische Mittel aus den Spotmarktpreisen der Viertelstunden dieser Kalenderstunde negativ ist.“

3. Anlage 1 wird wie folgt geändert:

- a) In Nummer 3.3.2 wird jeweils das Wort „Stunde“ durch das Wort „Viertelstunde“ und wird das Wort „Stunden“ durch das Wort „Viertelstunden“ ersetzt.
- b) In Nummer 4.3.2 wird jeweils das Wort „Stunde“ durch das Wort „Viertelstunde“ und wird das Wort „Stunden“ durch das Wort „Viertelstunden“ ersetzt.
- c) In den Nummern 5.1 und 5.2 Buchstabe a wird jeweils das Wort „stündlicher“ durch das Wort „viertelstündlicher“ ersetzt.
- d) Nummer 6 wird wie folgt geändert:
 - aa) In Buchstabe a wird das Wort „stündlicher“ durch das Wort „viertelstündlicher“ ersetzt.
 - bb) In Buchstabe b erster Teilsatz wird das Wort „Stunden“ durch das Wort „Viertelstunden“ und wird jeweils das Wort „Stromstundenkontrakte“ durch das Wort „Stromviertelstundenkontrakte“ ersetzt.

Artikel 4

Weitere Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 3 dieses Gesetzes geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:
 - a) Nach der Angabe zu § 8 werden die folgenden Angaben eingefügt:
„§ 8a Flexible Netzanschlussvereinbarungen

- § 8b Mitteilung des Einspeiseortes“.
- b) Die Angabe zu § 26 wird wie folgt gefasst:
„§ 26 Abschlüsse, Fälligkeit und Endabrechnung“.
- c) Nach der Angabe zu § 52 wird folgende Angabe eingefügt:
„§ 52a Netztrennung bei schweren Pflichtverstößen“.
- d) Die Angabe zu § 94 wird wie folgt gefasst:
„§ 94 Verordnungsermächtigung zu systemdienlichem Anlagenbetrieb“.
2. Dem § 8 Absatz 2 werden die folgenden Sätze angefügt:
„Dies kann auch ein Verknüpfungspunkt sein, der bereits von einer bestehenden Anlage genutzt wird, sofern der Betreiber der bestehenden Anlage der Mitnutzung zustimmt. Die Wahl nach Satz 1 oder Satz 2 kann mit dem Angebot einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach § 8a verbunden werden.“
3. Nach § 8 werden die folgenden §§ 8a und 8b eingefügt:

„§ 8a

Flexible Netzanschlussvereinbarungen

(1) Der Netzbetreiber und der Anlagenbetreiber können eine anschlussseitige Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung in das Netz vereinbaren (flexible Netzanschlussvereinbarung). Die Einhaltung der Wirkleistungsbegrenzung ist durch den Anlagenbetreiber jederzeit durch geeignete technische Maßnahmen sicherzustellen. Die Wirkleistungsbegrenzung kann auch auf einzelne Zeitfenster beschränkt sein und in ihrer Höhe je Zeitfenster variieren.

(2) In der flexiblen Netzanschlussvereinbarung sind insbesondere Regelungen zu treffen

1. zur Höhe der anschlussseitig begrenzten maximalen Wirkleistungseinspeisung,
2. zu Zeitfenstern mit unterschiedlich hoch begrenzten maximalen Wirkleistungseinspeisungen, sofern dies ermöglicht werden soll,
3. zur Dauer der anschlussseitigen Begrenzung sowie zu den anschließend geltenden Regelungen, sofern die Begrenzung nicht dauerhaft vorgesehen ist,
4. zur Sicherstellung der technischen Anforderungen an die Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung,
5. zur Haftung des Anlagenbetreibers bei Überschreitung der maximalen Wirkleistungseinspeisung und
6. zum Einverständnis anderer Anlagenbetreiber oder Betreiber von Stromspeichern, sofern über denselben Netzverknüpfungspunkt Anlagen oder Stromspeicher anderer Betreiber bereits angeschlossen sind oder zeitgleich angeschlossen werden sollen.

Im Fall des Satzes 1 Nummer 6 sind ergänzende Regelungen zu treffen zur gemeinsamen Verantwortung der Anlagenbetreiber oder Betreiber von Stromspeichern für die Einhaltung der Regelungen sowie zu einer gesamtschuldnerischen Haftung nach Satz 1 Nummer 5.

(3) Liegt der technisch und wirtschaftlich günstigste Verknüpfungspunkt, der im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, nach § 8 Absatz 1 Satz 1 zweite Alternative nicht an der Stelle mit der in der Luftlinie kürzesten Entfernung zum Standort der Anlage nach § 8 Absatz 1 Satz 1 erste Alternative, so hat der Netzbetreiber für diesen Punkt die grundsätzliche Möglichkeit des Abschlusses einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung zu prüfen und dem Anlagenbetreiber das Ergebnis dieser Prüfung gemeinsam mit dem Ergebnis seiner Netzverträglichkeitsprüfung mitzuteilen.

§ 8b

Mitteilung des Einspeiseortes

Der Netzbetreiber teilt dem Anschlussbegehrenden innerhalb von vier Wochen, nachdem sich der Netzbetreiber und der Anschlussbegehrende auf einen Verknüpfungspunkt geeinigt haben, alphanumerische Bezeichnungen des vereinbarten Ortes der Messung, der Entnahme und der Einspeisung von Energie mit.“

4. § 9 wird wie folgt geändert:

a) Die Absätze 1 bis 2 werden durch die folgenden Absätze 1 bis 2a ersetzt:

„(1) Betreiber von Anlagen oder KWK-Anlagen haben den ordnungsgemäßen technischen Zustand der Anlage und der elektrischen Anlage hinter der Hausanschlusssicherung sicherzustellen, so dass

1. der Messstellenbetreiber seine Verpflichtungen zum Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach den §§ 3, 29 und 45 des Messstellenbetriebsgesetzes erfüllen kann und
2. Netzbetreiber oder andere Berechtigte jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung bei Anlagen und KWK-Anlagen, die Strom in das Netz einspeisen, vollständig oder, sobald jeweils die technische Möglichkeit besteht, stufenweise oder stufenweise ferngesteuert regeln können.

Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Satz 1 ist nicht anzuwenden auf Steckersolargeräte mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 2 Kilowatt und mit einer Wechselrichterleistung von insgesamt bis zu 800 Voltampere, die hinter der Entnahmestelle eines Letztverbrauchers betrieben werden.

(2) Bis zum Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes und zur erstmaligen erfolgreichen Testung der Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber über diese neu eingebaute Technik sowie unbeschadet weiterer Vorgaben im Zusammenhang mit der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes müssen

1. Betreiber von Anlagen oder KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung ab 100 Kilowatt sicherstellen, dass die Anlagen mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung ganz oder teilweise ferngesteuert reduzieren kann,
2. Betreiber von Anlagen oder KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung ab 25 Kilowatt und von weniger als 100 Kilowatt
 - a) sicherstellen, dass Anlagen mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung ganz oder teilweise ferngesteuert reduzieren kann, und
 - b) soweit es sich um Anlagen handelt, die der Einspeisevergütung oder dem Mieterstromzuschlag nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 oder Nummer 3 zugeordnet sind, am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 60 Prozent der installierten Leistung begrenzen oder
3. Betreiber von Anlagen, die der Einspeisevergütung oder dem Mieterstromzuschlag nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 oder Nummer 3 zugeordnet sind, oder KWK-Anlagen jeweils mit einer installierten Leistung von weniger als 25 Kilowatt am Verknüpfungspunkt der Anlagen mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 60 Prozent der installierten Leistung begrenzen.

Die Pflicht nach Satz 1 kann bei mehreren Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien einsetzen und über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, auch mit einer gemeinsamen

technischen Einrichtung erfüllt werden, wenn hiermit die jeweilige Pflicht nach Satz 1 für die Gesamtheit der Anlagen erfüllt werden kann. Der Netzbetreiber hat die Testung auf Ansteuerbarkeit nach Satz 1 spätestens im Rahmen der nächsten auf den Einbau des intelligenten Messsystems und der Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes folgenden, nach § 12 Absatz 2b Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführenden testweisen Anpassungen sowie Abrufung der Ist-Einspeisung vorzunehmen. Satz 1 Nummer 3 ist nicht anzuwenden auf Steckersolargeräte mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 2 Kilowatt und mit einer Wechselrichterleistung von insgesamt bis zu 800 Voltampere, die hinter der Entnahmestelle eines Letztverbrauchers betrieben werden.

(2a) Nach dem Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes hat der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber bis zu einer nach Absatz 2 Satz 1 erfolgreich durchgeführten Testung zum Ausgleich der entstehenden Aufwendungen für den Weiterbetrieb von technischen Einrichtungen nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 und 2 ab dem 1. Januar 2028 für jedes angefangene Jahr einen Betrag von 100 Euro brutto zu zahlen. Die Zahlungspflicht entfällt, wenn der Netzbetreiber eine erfolglose Testung nach Satz 1 nicht zu vertreten hat.“

- b) In Absatz 4 wird die Angabe „§ 95 Nummer 2a“ durch die Wörter „§ 19 Absatz 2 Satz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes“ ersetzt.

5. § 10b wird wie folgt geändert:

- a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 Nummer 1 Buchstabe b werden nach dem Wort „Einspeiseleistung“ die Wörter „vollständig oder, sobald jeweils die technische Möglichkeit besteht,“ eingefügt und werden die Wörter „, sobald die technische Möglichkeit besteht,“ gestrichen.

bb) In Satz 4 wird das Wort „Inbetriebnahme“ durch die Wörter „erstmalige Einspeisung“ ersetzt und werden nach dem Wort „Kalendermonats“ die Wörter „und nicht vor dem Beginn des zweiten auf die Meldung des Direktvermarktungsunternehmens an den Netzbetreiber zur Übernahme der Vermarktung folgenden Kalendermonats“ eingefügt.

- b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden nach dem Wort „muss“ die Wörter „ab dem 1. Januar 2028 und“ eingefügt.

bb) Die Sätze 2 bis 5 werden durch die folgenden Sätze ersetzt:

„Sofern die Pflicht nach Absatz 1 nicht über das Smart-Meter-Gateway erfüllt wird, müssen die Anlagenbetreiber Übertragungstechniken und Übertragungswege zur Abrufung der Ist-Einspeisung und zur ferngesteuerten Regelung der Einspeiseleistung verwenden, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage entsprechen und wirtschaftlich vertretbar sind. Die Einhaltung des Stands der Technik wird widerleglich vermutet, wenn die einschlägigen Standards und Empfehlungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik berücksichtigt werden.“

- c) Die folgenden Absätze 5 und 6 werden angefügt:

„(5) Die Netzbetreiber stimmen untereinander bis zum ... [einsetzen: Datum des ersten Tages des 13. auf die Verkündung dieses Gesetzes folgenden Kalendermonats] einheitliche, für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter einfach umsetzbare Nachweise ab, die sie zur Überprüfung der in diesem Paragraphen genannten Pflichten heranziehen. Sie stellen dabei die Massengeschäftstauglichkeit der Nachweisführung sicher. Soweit die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 85 Absatz 2 Nummer 2 getroffen hat, müssen Netzbetreiber, Direktvermarkter und Anlagenbetreiber für die Nachweisführung das festgelegte Verfahren und Format nutzen.

(6) Der Direktvermarkter ist verpflichtet,

1. den Anlagenbetreiber bei Verstößen gegen die Pflichten nach diesem Paragraphen zur unverzüglichen Einhaltung aufzufordern und

2. dem Netzbetreiber mitzuteilen, wenn der Anlagenbetreiber der Aufforderung nach Nummer 1 nicht binnen vier Wochen nachgekommen ist.“
6. § 11 Absatz 1 wird wie folgt geändert:
 - a) In Satz 1 wird die Angabe „des § 13“ durch die Wörter „abweichender Vorgaben in einer aufgrund des § 91 Nummer 2 erlassenen Verordnung oder in § 13“ ersetzt.
 - b) Folgender Satz wird angefügt:

„Besteht eine flexible Netzanschlussvereinbarung nach § 8a, so beschränkt sich die Verpflichtung nach Satz 1 auf den Anteil des Stroms, der im Rahmen der vereinbarten maximalen Wirkleistungseinspeisung erzeugt wird.“
7. § 19 Absatz 3 bis 3b wird durch die folgenden Absätze 3 bis 3c ersetzt:

„(3) Wird der Strom vor der Einspeisung in ein Netz in einem Stromspeicher zwischengespeichert, so kann der Betreiber des Stromspeichers den Anspruch nach Absatz 1 nach folgenden Maßgaben geltend machen:

 1. der Ausschließlichkeitsoption nach Absatz 3a,
 2. der Abgrenzungsoption nach Absatz 3b oder
 3. der Pauschaloption nach Absatz 3c.

Die Höhe des Anspruchs pro eingespeister Kilowattstunde bestimmt sich in den Fällen des Satzes 1 nach der Höhe des Anspruchs, die bei einer Einspeisung ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte; dabei ist § 24 Absatz 3 entsprechend anzuwenden. Wird an einer Einspeisestelle aus mehreren Stromspeichern Strom in ein Netz eingespeist, kann der Anspruch nur einheitlich nach Maßgabe einer Option geltend gemacht werden. Die Option nach Satz 1 Nummer 1 ist für den Anspruch nach Absatz 1 Nummer 3 entsprechend anzuwenden. Die Optionen nach Satz 1 Nummer 2 und 3 sind entsprechend auf Ladepunkte für Elektromobile mit den Maßgaben anzuwenden, dass ausschließlich für die Zwecke dieses Absatzes sowie der Absätze 3b und 3c

1. Ladepunkte Stromspeichern gleichzusetzen sind,
2. der Verbrauch von über einen Ladepunkt bezogenem Strom in einem Elektromobil als in dem Ladepunkt verbraucht gilt und
3. der mit dem Elektromobil erzeugte und über den Ladepunkt in ein Netz eingespeiste Strom als in dem Ladepunkt erzeugt gilt.

(3a) Im Fall eines Stromspeichers, in dem innerhalb eines Kalenderjahres ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas zum Zweck der Zwischenspeicherung verbraucht wird, besteht der Anspruch nach Absatz 3 in Verbindung mit Absatz 1 Nummer 1 und 2 auch für den in diesem Stromspeicher erzeugten und in das Netz eingespeisten Strom (Ausschließlichkeitsoption). Der Anspruch nach Satz 1 besteht auch bei einem gemischten Einsatz mit Speichergasen.

(3b) Im Fall eines Stromspeichers, in dem nicht ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas zur Zwischenspeicherung verbraucht wird, besteht der Anspruch nach Absatz 3 in Verbindung mit Absatz 1 Nummer 1 für einen Anteil an der in diesem Stromspeicher erzeugten und in das Netz eingespeisten Strommenge, der nach Maßgabe einer Festlegung nach § 85d als förderfähiger Anteil bestimmt und nachgewiesen wird (Abgrenzungsoption). Die Vorschriften dieses Gesetzes und des Energiefinanzierungsgesetzes sind entsprechend anzuwenden, soweit der Anspruch nach Satz 1 geltend gemacht wird.

(3c) Im Fall des gemeinsamen Betriebs von Solaranlagen und einem oder mehreren Stromspeichern können der Anspruch nach Absatz 1 Nummer 1 sowie der Anspruch nach Absatz 3 in Verbindung mit Absatz 1 Nummer 1 auch für einen pauschalen Anteil an den in diesen Solaranlagen und diesen Stromspeichern erzeugten und in das Netz eingespeisten Strommengen geltend gemacht werden (Pauschaloption). Dies setzt voraus, dass hinter der Einspeisestelle

1. Strom ausschließlich in Solaranlagen und Stromspeichern erzeugt wird,

2. alle Solaranlagen und Stromspeicher von demselben Betreiber betrieben werden und
3. die Solaranlagen eine installierte Leistung von insgesamt höchstens 30 Kilowatt haben, wobei Stecker-solargeräte bei der Ermittlung der installierten Leistung in entsprechender Anwendung des § 24 Absatz 1 Satz 5 unberücksichtigt bleiben.

Der Anspruch nach Satz 1 besteht für die insgesamt in einem Kalenderjahr an der Einspeisestelle in das Netz eingespeiste Strommenge, höchstens jedoch für eine Strommenge von bis zu 500 Kilowattstunden pro Kalenderjahr je Kilowatt installierter Leistung der Solaranlagen. Die förderfähige Strommenge ist nach Maßgabe einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 85d zu bestimmen und nachzuweisen. Die Vorschriften dieses Gesetzes und des Energiefinanzierungsgesetzes sind entsprechend anzuwenden, soweit der Anspruch nach Satz 1 geltend gemacht wird.“

8. Dem § 20 werden die folgenden Sätze angefügt:

„Abweichend von Satz 1 Nummer 3 setzt der Anspruch auf die Zahlung der Marktprämie nach § 19 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 oder Nummer 3 und Absatz 3b oder Absatz 3c in Verbindung mit § 19 Absatz 1 Nummer 1 voraus, dass der gesamte an der betroffenen Einspeisestelle in ein Netz eingespeiste Strom in einem gesonderten Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird, in dem ausschließlich Strom bilanziert wird, bei dem der förderfähige Anteil aus dem Stromspeicher nach der Abgrenzungs- oder Pauschaloption bestimmt wird oder dessen Einstellung in den Bilanz- oder Unterbilanzkreis nicht von dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist.“

9. § 26 wird wie folgt geändert:

- a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„§ 26

Abschläge, Fälligkeit und Endabrechnung“.

- b) Folgender Absatz 3 wird angefügt:

„(3) Die Endabrechnung nach Absatz 1 muss die Nummer der EEG-Anlage nach § 8 Absatz 2 der Marktstammdatenregisterverordnung enthalten und ist dem Berechtigten auf Verlangen in digitaler und massengeschäftstauglicher Form auszustellen.“

10. § 51 Absatz 1 und 2 wird wie folgt gefasst:

„(1) Für Zeiträume, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert auf null.

(2) Absatz 1 ist nicht anzuwenden auf

1. Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt für Zeiträume vor dem Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Anlage mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet wird, und
2. Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 2 Kilowatt für Zeiträume vor dem Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Bundesnetzagentur die Festlegung nach § 85 Absatz 2 Nummer 12 getroffen hat.

Zur Ermittlung der Anlagengröße nach Satz 1 ist § 24 entsprechend anzuwenden.“

11. § 51a wird wie folgt gefasst:

„§ 51a

Verlängerung des Vergütungszeitraums bei negativen Preisen

(1) Für Strom aus Anlagen, für den sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 verringert, verlängert sich der Vergütungszeitraum um die Anzahl der Viertelstunden, in denen sich der anzulegende

Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 im Jahr der Inbetriebnahme und in den darauffolgenden 19 Kalenderjahren auf null verringert hat. Die nach Satz 1 ermittelte Anzahl an Viertelstunden wird aufgerundet auf den nächsten vollen Kalendertag.

(2) Für Strom aus Solaranlagen, für den sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 verringert, wird die Anzahl der Viertelstunden, um die sich der Vergütungszeitraum nach Absatz 1 Satz 1 verlängern würde, mit dem Faktor 0,5 multipliziert und das Ergebnis wird auf die nächste volle Viertelstunde aufgerundet (Volllastviertelstunden). Die Anzahl der Volllastviertelstunden entspricht einem Zeitkontingent, um das der Vergütungszeitraum verlängert wird. Dabei entsprechen die Monate des Jahres jeweils der folgenden Anzahl an Volllastviertelstunden:

1. 87 für den Monat Januar,
2. 189 für den Monat Februar,
3. 340 für den Monat März,
4. 442 für den Monat April,
5. 490 für den Monat Mai,
6. 508 für den Monat Juni,
7. 498 für den Monat Juli,
8. 453 für den Monat August,
9. 371 für den Monat September,
10. 231 für den Monat Oktober,
11. 118 für den Monat November und
12. 73 für den Monat Dezember.

Endet der ursprüngliche Vergütungszeitraum der Solaranlage untermonatlich, entsprechen die für die verbleibenden Tage dieses Monats anzulegenden Volllastviertelstunden dem Quotienten aus den nach Ende des Vergütungszeitraums verbleibenden Tagen des Monats und der Gesamtanzahl der Tage dieses Monats, multipliziert mit den Volllastviertelstunden dieses Monats nach Satz 3. Der Vergütungszeitraum verlängert sich um einen Zeitraum, der sich gegebenenfalls über mehrere aufeinanderfolgende Monate erstreckt, bis das nach Satz 1 errechnete Zeitkontingent an auszugleichenden Volllastviertelstunden aufgebraucht ist. Der Vergütungszeitraum verlängert sich bis zum Ende des Monats, auf den die letzte auszugleichende Volllastviertelstunde entfällt.

(3) Die Strombörsen müssen den Übertragungsnetzbetreibern jeweils bis zum 15. Januar eines Kalenderjahres die Anzahl der Viertelstunden und Stunden, in denen sich der anzulegende Wert jeweils im Vorjahr auf null verringert hat,

1. in Viertelstunden nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 mitteilen,
2. in Stunden nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am ... [einsetzen: Datum des Tages vor Inkrafttreten nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes] geltenden Fassung mitteilen und
3. in Stunden nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung mitteilen.

(4) Die Übertragungsnetzbetreiber müssen jeweils bis zum 31. Januar eines Kalenderjahres auf einer gemeinsamen Internetseite folgende Informationen veröffentlichen:

1. die Anzahl der
 - a) Viertelstunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 im Vorjahr auf null verringert hat,

- b) Stunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am ... [einsetzen: Datum des Tages vor Inkrafttreten nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes] geltenden Fassung im Vorjahr auf null verringert hat, und
 - c) Stunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung im Vorjahr auf null verringert hat, und
2. ab dem Jahr 2041 die Anzahl der
- a) Viertelstunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 in den vorangegangenen 20 Jahren auf null verringert hat, und die auf den nächsten vollen Kalendertag aufgerundete Anzahl dieser Viertelstunden,
 - b) Stunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am ... [einsetzen: Datum des Tages vor Inkrafttreten nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes] geltenden Fassung in den vorangegangenen 20 Jahren auf null verringert hat, und die auf den nächsten vollen Kalendertag aufgerundete Anzahl dieser Stunden, und
 - c) Stunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung in den vorangegangenen 20 Jahren auf null verringert hat, und die auf den nächsten vollen Kalendertag aufgerundete Anzahl dieser Viertelstunden und Stunden.“
12. In § 52 Absatz 1 Nummer 1 werden die Wörter „§ 9 Absatz 1, 1a oder 2“ durch die Wörter „§ 9 Absatz 1 oder Absatz 2“ ersetzt.
13. Nach § 52 wird folgender § 52a eingefügt:

„§ 52a

Netztrennung bei schweren Pflichtverstößen

(1) Der Netzbetreiber, an dessen Netz eine Anlage angeschlossen ist, muss die Anlage vorbehaltlich der Androhung nach Absatz 2 vom Netz trennen oder deren Einspeisung durch andere Maßnahmen unterbinden, wenn der Anlagenbetreiber hinsichtlich dieser Anlage in einem Zeitraum von zwölf Monaten in insgesamt mindestens sechs Monaten jeweils mindestens einmal gegen § 9 Absatz 1 oder Absatz 2 oder gegen § 10b Absatz 1 oder Absatz 2 verstoßen hat und der Anlagenbetreiber die Anlage nicht bereits nachweislich außer Betrieb genommen hat.

(2) Bevor der Netzbetreiber eine Anlage nach Absatz 1 vom Netz trennt oder deren Einspeisung durch andere Maßnahmen unterbindet, hat er dem Anlagenbetreiber unter Benennung der konkreten Pflichtverletzung in Textform eine Frist von einem Monat zur Behebung zu setzen und auf die Rechtsfolgen nach Absatz 1 bei fehlender Behebung hinzuweisen. Der Netzbetreiber kann die Frist nach Satz 1 einmalig um bis zu einen Monat verlängern.

(3) Bei Trennung einer Anlage vom Netz nach Absatz 1 ist eine durch den Anlagenbetreiber vorgenommene Wiederzuschaltung durch den Anlagenbetreiber zu verhindern. Dies wird in der Regel dadurch bewirkt, dass bei ausschließlich manuell zu bedienenden Schalteinrichtungen die Anlage vom Netzanschluss in einem plombierten Bereich dauerhaft getrennt wird, oder durch Rückbau wesentlicher Teile der Anlage.

(4) Soweit dies für die Trennung der Anlage vom Netz erforderlich ist, darf der Netzbetreiber durch von ihm beschäftigte oder beauftragte Personen

1. die Räume und Grundstücke, in oder auf denen sich die Anlage befindet, während der üblichen Geschäftszeiten betreten, wobei der Anlagenbetreiber und, bei juristischen Personen, rechtsfähigen Personengesellschaften oder nichtrechtsfähigen Vereinen, die nach Gesetz oder Satzung zur Vertretung be-

rufenen Personen verpflichtet sind, das Betreten von Geschäftsräumen und Geschäftsgrundstücken während der üblichen Geschäftszeiten zu dulden, und

2. die Anlage und, soweit erforderlich, die Kundenanlage oder die Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung hinter der Anschlusssicherung ändern, wobei
 - a) die berechtigten Interessen des Anlagenbetreibers und des Anschlussnehmers zu beachten sind,
 - b) durch die Änderung der Leitungs- und Messaufbau in der Kundenanlage nicht verändert werden darf und
 - c) der Anlagenbetreiber und, bei juristischen Personen, rechtsfähigen Personengesellschaften oder nichtrechtsfähigen Vereinen, die nach Gesetz oder Satzung zur Vertretung berufenen Personen verpflichtet sind, die Änderung zu dulden.

Die vom Netzbetreiber beschäftigten oder beauftragten Personen müssen sich gegenüber dem Anlagenbetreiber durch Vorlage eines Auftrags des Netzbetreibers in Textform sowie eines gültigen Ausweisdokumentes legitimieren.

(5) Der Anlagenbetreiber hat dafür Sorge zu tragen, dass die Anlage für die Trennung der Anlage vom Netz nach Absatz 1 zugänglich ist, und dem Netzbetreiber auf Anforderung alle für die Netztrennung erforderlichen Informationen zur Verfügung zu stellen.

(6) Eine Anlage, die nach Absatz 1 vom Netz getrennt wurde, wird nach Maßgabe des § 8 unter Rückbau der Maßnahmen nach Absatz 3 wieder an das Netz angeschlossen, sobald der Anlagenbetreiber die Behebung der nach Absatz 2 benannten Pflichtverletzung vollständig nachgewiesen hat.

(7) Der Anlagenbetreiber hat dem Netzbetreiber die Kosten der Netztrennung, einschließlich der Kosten von Maßnahmen zur Verhinderung der Wiederschaltung nach Absatz 3, oder der Unterbindung der Einspeisung durch andere Maßnahmen und der etwaigen Wiederherstellung des Anschlusses zu erstatten.“

14. § 85 Absatz 2 wird wie folgt geändert:

- a) Nummer 2 wird wie folgt gefasst:

„2. zur Nachweisführung nach § 10b Absatz 5,“.

- b) Nummer 5 wird wie folgt gefasst:

„5. zur standardisierten und massengeschäftstauglichen Abwicklung der Direktvermarktung,“.

- c) Die Nummern 12 und 13 werden wie folgt gefasst:

„12. zur Anwendbarkeit von § 51 Absatz 1 auf Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 2 Kilowatt, wenn die technische Ausstattung dieser Anlagen und die Abrechnungsprozesse der Netzbetreiber hinreichend massengeschäftstauglich und digitalisiert sind, um eine Anwendbarkeit des § 51 Absatz 1 bei diesen Anlagen mit angemessenem Aufwand abzubilden,

13. um abweichend von § 51a Absatz 2 Satz 1 den Faktor zur Ermittlung der Vollastviertelstunden anzupassen,“.

- d) In Nummer 15 wird der Punkt am Ende durch das Wort „und“ ersetzt.

- e) Folgende Nummer 16 wird angefügt:

„16. abweichend von einer Rechtsverordnung nach § 91 Nummer 1 Buchstabe c zur Preissetzung von preislimitierten Geboten, soweit sich Anhaltspunkte dafür ergeben haben, dass die Preissetzung anderer Marktteilnehmer zu deutlich niedrigeren oder höheren Preisen abgeschlossen wird als zu der in einer Rechtsverordnung nach § 91 Nummer 1 Buchstabe c geregelten Preissetzung durch den Übertragungsnetzbetreiber.“

15. § 85d wird wie folgt gefasst:

„§ 85d

Festlegung zu flexibler Speichernutzung

Die Bundesnetzagentur kann unter Beachtung der Schutzprofile und Technischen Richtlinien des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik nach dem Messstellenbetriebsgesetz und im Benehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik und der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt Festlegungen nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes treffen

1. zu den näheren Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis der Strommengen, auf die sich die Ansprüche nach § 19 Absatz 3b und 3c beziehen, einschließlich einer sicheren, automatisierten und massengeschäftstauglichen Erhebung, Ermittlung, Zuordnung, Abgrenzung, Verarbeitung und Übermittlung der erforderlichen Werte, wobei hinsichtlich erforderlicher Messwerte die geltenden mess- und eichrechtlichen Anforderungen zu beachten sind, und
2. zu den näheren Bedingungen für ein erstmaliges Geltendmachen oder einen Wechsel in die Optionen nach § 19 Absatz 3b und 3c, einschließlich der Bestimmung der maßgeblichen Strommenge für den Anspruch nach § 19 Absatz 3c bei einer unterjährigen Inanspruchnahme.

Festlegungen nach Satz 1 trifft die Bundesnetzagentur erstmals bis zum Ablauf des 30. Juni 2026.“

16. § 91 wird wie folgt geändert:

- a) In Nummer 1 Buchstabe c werden nach dem Wort „Vermarktung“ die Wörter „, insbesondere an die Preissetzung von preislimitierten Geboten,“ eingefügt.
- b) Nummer 2 wird wie folgt geändert:
 - aa) In dem Satzteil vor Buchstabe a werden nach dem Wort „berechtigt“ die Wörter „oder verpflichtet“ eingefügt.
 - bb) Buchstabe b wird wie folgt gefasst:
 - „b) Anlagen bei negativen Preisen abzuregeln und den Anlagenbetreibern die durch die Abregelung entgangenen Einnahmen, insbesondere einen entgangenen Anspruch nach § 19 Absatz 1 Nummer 2, finanziell auszugleichen.“

17. § 94 wird wie folgt gefasst:

„§ 94

Verordnungsermächtigung zu systemdienlichem Anlagenbetrieb

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz wird ermächtigt, zur Sicherstellung eines netz- und systemdienlichen Betriebs von Anlagen, soweit sie der Einspeisevergütung zugeordnet sind, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln,

1. dass Übertragungsnetzbetreiber aufgrund von Gefahren für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems die Einspeisung von Strom in ein Netz für bestimmte Zeiträume auf einen Anteil der Wirkleistungseinspeisung zwischen 0 und 100 Prozent begrenzen können,
2. welche weiteren Berechtigten aufgrund einer Begrenzung nach Nummer 1 die Ist-Einspeisung von Anlagen abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln können,
3. in welchen Verfahren, Fristen und Datenformaten Übertragungsnetzbetreiber Begrenzungen nach Nummer 1 kommunizieren,

4. welche Rechtsfolgen Anlagenbetreiber bei Zuwiderhandlung gegen eine Begrenzung nach Nummer 1 treffen, und dabei insbesondere zu bestimmen, dass der Anlagenbetreiber Zahlungen entsprechend § 52 Absatz 1 zu leisten hat oder dass der Netzbetreiber Maßnahmen entsprechend § 52a vorzunehmen hat,
 5. die Verlängerung des Förderzeitraums abweichend von § 51a Absatz 1 und 2 auf solche Viertelstunden zu beschränken, in denen kein Strom, für den ein Anspruch nach § 10c Absatz 1 besteht, aus der Anlage in das Netz eingespeist wurde, und
 6. in welcher Form und zu welchen Zeitpunkten Zeiträume nach Nummer 1 und Zeiten, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, öffentlich bekanntgemacht werden müssen.“
18. § 95 Nummer 2 wird wie folgt gefasst:
- „2. (weggefallen)“.
19. In § 96 Absatz 1 werden die Wörter „, 93 und 95 Nummer 2“ durch die Angabe „und 93“ ersetzt.
20. § 100 wird wie folgt geändert:
- a) Absatz 3 wird wie folgt gefasst:
 - „(3) § 9 Absatz 1 ist anstelle der technischen Vorgaben nach der für eine Anlage oder eine KWK-Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entsprechend anzuwenden bei
 1. Anlagen nach Absatz 1, die Strom in das Netz einspeisen, und
 2. KWK-Anlagen, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen worden sind und eine installierte Leistung von mehr als 25 Kilowatt haben.

Bis zum Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes und zur erstmaligen erfolgreichen Testung der Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber gilt die Pflicht nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die Anlage oder die KWK-Anlage mit technischen Einrichtungen auszustatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann, auch als erfüllt, wenn

1. die technischen Einrichtungen nur dazu geeignet sind, die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung vollständig oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenweise ferngesteuert zu reduzieren,
2. der Anlagenbetreiber nach § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung oder nach einer entsprechenden Bestimmung einer früheren Fassung die maximale Wirkleistungseinspeisung seiner Anlage am Verknüpfungspunkt mit dem Netz auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzt oder
3. die technischen Einrichtungen nur dazu geeignet sind, die Anforderungen zu erfüllen, die der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber oder dem Betreiber der KWK-Anlage zur Erfüllung der Pflicht vor der Inbetriebnahme der Anlage übermittelt hat.

Der Netzbetreiber hat die Testung auf Ansteuerbarkeit nach Satz 2 spätestens im Rahmen der nächsten, auf den Einbau des intelligenten Messsystems und der Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes folgenden, nach § 12 Absatz 2b Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführenden testweisen Anpassungen sowie Abrufung der Ist-Einspeisung vorzunehmen. Satz 2 ist rückwirkend anzuwenden. Abweichend von Satz 4 sind die Bestimmungen in Satz 2 nicht anzuwenden auf Fälle, in denen vor dem 1. Januar 2021 ein Rechtsstreit zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber rechtskräftig entschieden wurde. Nach dem Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes hat der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber bis zu einer nach Satz 2 erstmals erfolgreich durchgeführten Testung zum Ausgleich der entstehenden Aufwendungen für den Weiterbetrieb von technischen Einrichtungen nach Satz 2 Nummer 1 und 2 ab dem 1. Januar 2028 für jedes angefangene Jahr einen Betrag

von 100 Euro brutto zu zahlen. Die Zahlungspflicht entfällt, wenn der Netzbetreiber die erfolglose Teistung nach Satz 2 nicht zu vertreten hat.“

b) Absatz 3a wird wie folgt geändert:

aa) Satz 1 wird wie folgt gefasst:

„Soweit die Aufhebung der Begrenzung vor dem Ablauf des ... [einfügen: Datum des Tages des Inkrafttretens nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes] erfolgt, entfällt für Betreiber von Solaranlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 7 Kilowatt ab dem 1. Januar 2023 die Pflicht nach § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung oder nach einer entsprechenden Bestimmung einer früheren Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, nach der

1. die Anlagen mit technischen Einrichtungen ausgestattet werden mussten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann, oder
2. die Betreiber am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen mussten.“

bb) In Satz 3 wird die Angabe „ist § 8“ durch die Wörter „sind die §§ 8 bis 8c“ ersetzt.

c) Nach Absatz 3a wird folgender Absatz 3b eingefügt:

„(3b) § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 Buchstabe b und Nummer 3 ist nicht anzuwenden auf Anlagen, die nach dem Ablauf des 31. Dezember 2022 und vor dem ... [einsetzen: Datum des Tages des Inkrafttretens nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes] in Betrieb genommen wurden.“

d) Absatz 4 wird wie folgt gefasst:

„(4) (weggefallen)“.

e) In Absatz 5 wird die Angabe „3 bis 4“ durch die Angabe „3 und 3a“ ersetzt.

f) Dem Absatz 9 wird folgender Satz angefügt:

„§ 52a ist auf Anlagen nach Absatz 1 und KWK-Anlagen anzuwenden, wenn der Betreiber ab dem ... [einsetzen: Tag des Inkrafttretens nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes] gegen eine Pflicht verstößt, die einer der in § 52a Absatz 1 genannten Pflichten in der für die Anlage oder KWK-Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entspricht.“

g) Der Absatz 32 wird wie folgt gefasst:

„(32) (weggefallen)“.

h) Absatz 34 wird wie folgt geändert:

aa) Die Wörter „Absatz 3a und 3b“ werden durch die Wörter „Absatz 3b und 3c“ ersetzt.

bb) Folgender Satz wird angefügt:

„Für Strom aus Anlagen nach Absatz 1 sind, abweichend von Absatz 1, § 19 Absatz 3 bis 3c sowie § 20 Satz 2 dieses Gesetzes anstelle von § 19 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung anzuwenden; dabei greift auch insoweit die Einschränkung nach Satz 1.“

i) In Absatz 39 Satz 1 werden nach dem Wort „die“ die Wörter „nach dem Ablauf des 31. Dezember 2022 und“ eingefügt, wird das Wort „ist“ durch das Wort „sind“ ersetzt und werden nach der Angabe „Satz 2“ die Wörter „und § 48 Absatz 1a“ eingefügt.

j) Die folgenden Absätze 46 und 47 werden angefügt:

„(46) Für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2022 und vor dem ... [einsetzen: Datum des Tages des Inkrafttretens nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes] in Betrieb genommen wurden oder deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins nach dem 31. Dezember 2022

und vor dem ... [einsetzen: Datum des Tages des Inkrafttretens nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes] ermittelt wurde, sind die §§ 51 und 51a Absatz 1 in der am ... [einsetzen: Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes] geltenden Fassung anzuwenden. § 51a Absatz 2 ist nicht anzuwenden auf Strom aus Solaranlagen, die vor dem ... [einsetzen: Datum des Tages des Inkrafttretens nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes] in Betrieb genommen wurden.

(47) Für Anlagen, deren anzulegender Wert sich nach der für sie maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Zeiträumen, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, nicht verringert, sind die §§ 51 und § 51a anzuwenden, wenn der Anlagenbetreiber in Textform gegenüber dem Netzbetreiber erklärt, dass diese anwendbar sein sollen. Die Erklärung nach Satz 1 kann nur mit Wirkung frühestens zum Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Anlage mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet wird, abgegeben werden. Nach Wirksamwerden der Erklärung nach Satz 1 erhöht sich der anzulegende Wert für die Anlage um 0,6 Cent pro Kilowattstunde.“

21. In § 101 Satz 1 werden vor den Wörtern „§ 22 Absatz 3 Satz 2“ die Wörter „§ 19 Absatz 3c,“ eingefügt und werden die Wörter „§ 100 Absatz 15, 16 und 36“ durch die Wörter „§ 100 Absatz 35 und 47“ ersetzt.
22. Der Anlage 1 Nummer 2 wird folgender Satz angefügt:
„Für Strom aus Anlagen nach Satz 1 wird abweichend von Satz 1 die Höhe der Marktprämie nach § 23a („MP“) anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes nach Nummer 4 berechnet, wenn der Anspruch nach der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3b oder 3c geltend gemacht wird.“

Artikel 5

Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung

Die Erneuerbare-Energien-Verordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 2. Februar 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 34) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 2 wird wie folgt geändert:
 - a) In Absatz 2 werden die Wörter „vortägigen Spotmarkt“ durch das Wort „Day-Ahead-Markt“ ersetzt, werden die Wörter „mit stündlichen Handelsprodukten“ gestrichen, wird das Wort „Stunde“ durch das Wort „Viertelstunde“, werden die Wörter „stündliche Einspeisung“ durch die Wörter „viertelstündliche Einspeisung“ ersetzt und werden vor den Wörtern „vollständig veräußern“ die Wörter „vorbehaltlich abweichender Vorgaben in § 5“ eingefügt.
 - b) In Absatz 3 Satz 1 wird das Wort „stündlichen“ durch das Wort „viertelstündlichen“ und das Wort „Spotmarkt“ durch das Wort „Intraday-Markt“ ersetzt und werden vor dem Wort „Folgetages“ die Wörter „laufenden Tages oder des“ eingefügt.
 - c) Absatz 4 wird wie folgt geändert:
 - aa) In Satz 1 wird das Wort „Spotmarkt“ durch das Wort „Intraday-Markt“ ersetzt.
 - bb) Nach Satz 1 wird folgender Satz eingefügt:
„Gebote nach Satz 1 können preislimitiert eingestellt werden.“
2. § 3 wird wie folgt geändert:
 - a) In Nummer 1 wird das Wort „stündlicher“ durch das Wort „viertelstündlicher“ und werden die Wörter „bis 18 Uhr desselben Tages“ durch die Wörter „am Tag vor dem Liefertag bis 18 Uhr“ ersetzt.
 - b) In Nummer 3 werden die Wörter „bis 18 Uhr desselben Tages“ durch die Wörter „am Liefertag bis 18 Uhr“ ersetzt.

- c) In den Nummern 4 und 5 wird jeweils das Wort „Folgetag“ durch die Wörter „Tag nach dem Liefertag“ ersetzt.
 - d) In Nummer 7 werden die Wörter „§ 72 Absatz 1 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ durch die Wörter „§ 50 Nummer 2 Buchstabe a des Energiefinanzierungsgesetzes“ ersetzt.
3. Nach § 4 wird folgender § 4a eingefügt:

„§ 4a

Ermittlung der voraussichtlichen Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln in ihrer Prognose, die der Veräußerung nach § 2 Absatz 2 zugrunde liegt, diejenigen Strommengen, die voraussichtlich in jeder Viertelstunde des Folgetages von fernsteuerbaren Anlagen eingespeist werden.

(2) Fernsteuerbare Anlagen nach Absatz 1 sind Anlagen, die

- 1. nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu vergütenden Strom erzeugen und
- 2. mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind, über die der Netzbetreiber
 - a) in viertelstündlicher Auflösung die Ist-Einspeisung abrufen kann und
 - b) die Einspeiseleistung vollständig oder, sobald jeweils die technische Möglichkeit besteht, stufenweise oder stufenlos ferngesteuert regeln kann.

Die Anforderung nach Satz 1 Nummer 2 muss durch vorherige Abrufe, die auch testweise erfolgen können, sichergestellt werden.

(3) Als fernsteuerbare Anlagen nach Absatz 2 gelten auch sonstige Anlagen nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1, die die Anforderung nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 nicht vollständig erfüllen, wenn der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber der Bundesnetzagentur schriftlich oder in elektronischer Form erklärt, dass solche Anlagen als fernsteuerbare Anlagen gelten sollen. Der Übertragungsnetzbetreiber kann Vereinbarungen mit Betreibern von Anlagen oder mit Dritten schließen, wenn dies erforderlich ist, um Anlagen in einer Erklärung nach Satz 1 berücksichtigen zu können. Vereinbarungen nach Satz 2 sind der Bundesnetzagentur auf Verlangen jederzeit vorzulegen. Macht der Übertragungsnetzbetreiber von der Erklärung nach Satz 1 keinen Gebrauch, legt er der Bundesnetzagentur erstmals zum 1. Januar 2026 und danach jährlich zum 1. Januar einen Bericht vor, in dem die Hemmnisse dargestellt werden, die einer Erklärung nach Satz 1 entgegenstehen. In dem Bericht sind konkrete Handlungsoptionen zur Überwindung der identifizierten Hemmnisse sowie Maßnahmen und Zeitpläne zur Umsetzung darzustellen.

(4) Die durch Absatz 3 entstehenden angemessenen Kosten gelten als Ausgaben im Sinn der Anlage 1 Nummer 5.2 zum Energiefinanzierungsgesetz. Sie können nur dann in den EEG-Finanzierungsbedarf einkalkuliert werden, wenn die in Absatz 3 enthaltenen Vorschriften und Bestimmungen und die in Aufsichtsmaßnahmen der Bundesnetzagentur enthaltenen Maßgaben eingehalten wurden.“

4. § 5 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(1) Der Übertragungsnetzbetreiber hat abweichend von § 2 Absatz 2 die nach aktueller Prognose vorhergesagte viertelstündliche Einspeisung von Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen über eine marktgekoppelte Auktion vollständig zu preislimitierten Geboten am Day-Ahead-Markt einer Strombörse nach Maßgabe des Absatzes 2 anzubieten.“

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) Satz 1 wird aufgehoben.

- bb) In dem neuen Satz 1 werden vor den Wörtern „zu veräußernde Strommenge“ die Wörter „nach Absatz 1“ eingefügt.
- cc) In dem neuen Satz 2 wird die Angabe „-350“ durch die Angabe „-200“ und die Angabe „-150“ durch die Angabe „-100“ ersetzt.
- dd) In dem neuen Satz 5 wird die Angabe „Satz 7“ durch die Angabe „Satz 6“ ersetzt.
- ee) Der neue Satz 6 wird wie folgt geändert:
 - aaa) Nummer 1 wird aufgehoben.
 - bbb) Nummer 2 wird Nummer 1 und nach dem Wort „Tranche“ werden die Wörter „, für die er nach Absatz 1 preislimitierte Gebote am Day-Ahead-Markt abgegeben hat,“ eingefügt.
 - ccc) Nummer 3 wird Nummer 2 und wird wie folgt gefasst:
 - „2. am Day-Ahead-Markt unverkauft gebliebene Strommengen, je Tranche, für die er nach Absatz 1 preislimitierte Gebote am Day-Ahead-Markt abgegeben hat.“
- c) Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

„(3) Wird im Fall von preislimitierten Angeboten nach Absatz 1 die nach § 2 Absatz 2 zu vermarktende Strommenge aus fernsteuerbaren Anlagen nicht oder nicht vollständig veräußert, veranlasst der Übertragungsnetzbetreiber die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren Anlagen in Höhe der nicht veräußerten Strommenge. Für die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung nach Satz 1 sind die Bestimmungen nach den §§ 13a und 14 Absatz 1c des Energiewirtschaftsgesetzes mit der Maßgabe anzuwenden, dass weder ein bilanzieller Ausgleich noch ein bilanzieller Ersatz erfolgt. Satz 2 ist nicht anzuwenden auf Anlagen, die unter die Regelung des § 51 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes fallen. Der Übertragungsnetzbetreiber ist verpflichtet, gleichzeitig mit der Bekanntgabe nach Absatz 2 Satz 6 auf seiner Internetseite bekannt zu geben, für welche Viertelstunden und für welche Strommengen in der jeweiligen Viertelstunde er die Reduzierung der Einspeiseleistung veranlasst hat.“
- d) Absatz 4 wird aufgehoben.
- e) Absatz 5 wird Absatz 4 und in Satz 1 wird die Angabe „Absatz 4“ durch die Angabe „Absatz 3“ und werden die Wörter „Kosten für den untertägigen Ausgleich im Sinn der Anlage 1 Nummer 5.3 des Energiefinanzierungsgesetzes“ durch die Wörter „Ausgaben im Sinn der Anlage 1 Nummer 5.2 zum Energiefinanzierungsgesetz“ ersetzt.

Artikel 6

Änderung der Innovationsausschreibungsverordnung

Die Innovationsausschreibungsverordnung vom 20. Januar 2020 (BGBl. I S. 106), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 9 werden die Wörter „Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion“ durch die Wörter „Spotmarktpreis nach § 3 Nummer 42a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ ersetzt.
2. § 19 wird wie folgt geändert:
 - a) Der Wortlaut wird Absatz 1.
 - b) Folgender Absatz 2 wird angefügt:

„(2) Für Anlagen, deren Zuschläge in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins nach dem 30. November 2022 und vor dem ... [einsetzen: Datum des Tages des Inkrafttretens nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes] ermittelt worden sind, ist § 9 in der am ... [einsetzen: Datum des Tages vor dem

Tag des Inkrafttretens nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes] geltenden Fassung mit der Maßgabe nach Satz 2 anzuwenden. Ab dem Tag, an dem die Strombörsen erstmals in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, verringert sich der anzulegende Wert für eine Kalenderstunde auf null, wenn in dieser Kalenderstunde das arithmetische Mittel aus den für die Viertelstunden dieser Kalenderstunde ermittelten Spotmarktpreisen nach § 3 Nummer 42a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes negativ ist.“

Artikel 7

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 eingefügt:
„§ 67 Übergangsbestimmung“.
2. § 12 Absatz 1 Satz 2 wird wie folgt geändert:
 - a) In Nummer 6 Buchstabe b wird der Punkt am Ende durch das Wort „und“ ersetzt.
 - b) In Nummer 7 wird das Wort „und“ am Ende durch einen Punkt ersetzt.
 - c) Nummer 8 wird aufgehoben.
3. In § 14 Absatz 3 Satz 1 wird die Angabe „bis 8“ durch die Angabe „bis 7“ ersetzt.
4. § 26 Absatz 4 wird aufgehoben.
5. Nach § 66 wird folgender § 67 eingefügt:

„§ 67

Übergangsbestimmung

Für Anlagen, deren Umrüstung ein Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung vor dem ...[einsetzen: Datum des Tages des Inkrafttretens nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes] 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 Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 9 Absatz 1 dieses Gesetzes] geltenden Fassung anzuwenden.“

Artikel 8

Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes

Das Energiefinanzierungsgesetz vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237, 1272), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. I 2024 I Nr. 151) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 21 wird wie folgt geändert:
 - a) In Absatz 1 Satz 1 und Absatz 3 Nummer 3 wird jeweils das Wort „mit“ durch das Wort „in“ ersetzt.

- b) Absatz 4 Satz 3 und 4 wird durch die folgenden Sätze ersetzt:

„Die Strommenge, die im Sinn des Absatzes 1 Satz 1 zum Zweck der Zwischenspeicherung dem Netz entnommen wird, ist nach den folgenden Maßgaben zu bestimmen:

1. sie ist für jedes 15-Minuten-Intervall anhand der tatsächlichen Netzentnahme und des zeitgleichen tatsächlichen Speicherverbrauchs zu ermitteln,
2. sie entspricht dem niedrigeren Wert aus der tatsächlichen Netzentnahmemenge und dem zeitgleichen tatsächlichen Speicherverbrauch in dem 15-Minuten-Intervall und
3. eine mess- und eichrechtskonforme Messung der Netzentnahme und des Speicherverbrauchs bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall ist nur erforderlich, wenn nicht schon anderweitig sichergestellt ist, dass Strom in der Höhe des niedrigeren Wertes nach Nummer 2 bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall in Ansatz gebracht wird.

Die Strommenge, die im Sinn des Absatzes 1 Satz 1 in dem Stromspeicher erzeugt in ein Netz eingespeist wird, ist nach den folgenden Maßgaben zu bestimmen:

1. sie ist für jedes 15-Minuten-Intervall anhand der tatsächlichen Netzeinspeisung und der zeitgleichen tatsächlichen Speichererzeugung zu ermitteln,
2. sie entspricht dem niedrigeren Wert aus der tatsächlichen Netzeinspeisemenge und der zeitgleichen tatsächlichen Speichererzeugung in dem 15-Minuten-Intervall und
3. eine mess- und eichrechtskonforme Messung der Netzeinspeisung und der Speichererzeugung bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall ist nur erforderlich, wenn nicht schon anderweitig sichergestellt ist, dass Strom in der Höhe des niedrigeren Wertes nach Nummer 2 bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall in Ansatz gebracht wird.

§ 46 Absatz 2 bis 5 ist nicht anzuwenden.“

- c) Nach Absatz 4 wird folgender Absatz 4a eingefügt:

„(4a) In Kalenderjahren, in denen für den ins Netz eingespeisten Strom ein Zahlungsanspruch nach der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3 Satz 1 Nummer 3 und Absatz 3c in Verbindung mit § 19 Absatz 1 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes geltend gemacht wird, verringert sich der Anspruch auf Zahlung der Umlagen für die Netzentnahme auf Strom abweichend von den Absätzen 1 bis 4 in dem Umfang auf null, in dem für die an dieser Einspeisestelle eingespeiste Strommenge kein Anspruch nach § 19 Absatz 3 Satz 1 Nummer 3 und Absatz 3c in Verbindung mit § 19 Absatz 1 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes besteht, höchstens jedoch für die in dem Kalenderjahr aus dem Netz entnommene Strommenge.“

2. § 62 Absatz 2 Nummer 1 wird wie folgt geändert:

- a) In dem Satzteil vor Buchstabe a werden die Wörter „Voraussetzungen der Befreiung von Stromspeichern von einer Doppelbelastung mit Umlagen nach § 21 Absatz 1, 2 und 4 und zu den insoweit nach § 21 Absatz 1“ durch die Wörter „Voraussetzungen der Verringerung der Umlagen nach § 21 und zu den insoweit“ ersetzt.
- b) In Buchstabe b wird das Wort „und“ durch ein Komma ersetzt.
- c) In Buchstabe c wird nach dem Komma am Ende das Wort „und“ angefügt.
- d) Folgender Buchstabe d wird angefügt:

„d) zu den Bedingungen für eine Anwendung von § 21 Absatz 4a für den Fall, dass die Inbetriebnahme oder ein Wechsel in die Pauschaloption nach § 19 Absatz 3c des Erneuerbare-Energien-Gesetzes innerhalb eines Kalenderjahres erfolgt.“

Artikel 9

Inkrafttreten

- (1) Dieses Gesetz tritt vorbehaltlich des Absatzes 2 am Tag nach der Verkündung in Kraft.
- (2) Artikel 3 tritt mit Wirkung vom 1. Januar 2025 in Kraft.

Berlin, den 17. Dezember 2024

Dr. Rolf Mützenich und Fraktion
Katharina Dröge, Britta Habelmann und Fraktion

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.

Eine sichere, zuverlässige und bezahlbare Stromversorgung, die zunehmend auf aus erneuerbaren Energiequellen erzeugter Elektrizität beruht, ist von großer Bedeutung für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Unter einem systemischen Gesichtspunkt muss gewährleistet sein, dass insbesondere für Systemsicherheitsmaßnahmen der Netzbetreiber die tatsächliche Steuerbarkeit und Sichtbarkeit von Stromerzeugungsanlagen, einschließlich von Stromspeichern, sichergestellt und überprüft werden und das Übertragungsnetz die erzeugte Energie auch in einem Umfang transportieren kann, der den Strombedarf Deutschlands deckt und gleichzeitig einen stabilen Betrieb des Übertragungsnetzes gewährleistet.

Der Gesetzentwurf dient vor allem der Vorsorge für Zeiten temporärer Erzeugungsüberschüsse, die zuletzt vermehrt aufgetreten sind. Dies sind Zeiten, in denen sehr viel Strom aus EE-Anlagen in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird und der Stromverbrauch zeitgleich gering ist. Der Strom findet dann zu normalen Preisen keine Nachfrage mehr. Da Stromerzeugung und Stromverbrauch im Stromnetz stets ausgeglichen sein müssen, wird der Strom dann zu teilweise stark negativen Preisen verkauft. Diese negativen Preise erhöhen die Kosten der Förderung der erneuerbaren Energien und die Kosten des Stromsystems insgesamt. Darüber hinaus können temporäre Erzeugungsüberschüsse eine Herausforderung für die Systemsicherheit des Netzbetriebs sein. Der Entwurf sieht daher Regelungen vor, um den Herausforderungen aus den temporären Erzeugungsüberschüssen zu begegnen, indem die Flexibilität im Stromsystem erhöht wird und erneuerbare Energien zunehmend mehr Funktionen für die Systemsicherheit übernehmen.

Im Day-Ahead-Markt der Strombörsen werden Viertelstundenprodukte eingeführt, was eine Anpassung der bisherigen Vorgaben für die Marktprämienberechnung im EEG sowie die Vermarktung einspeisevergüteter Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in der EEV erforderlich macht.

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz hat sich nach dem Inkrafttreten des Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 8. Mai 2024 („Solarpaket I“) zudem punktuell Anpassungsbedarf ergeben.

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

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

II. Wesentlicher Inhalt des Entwurfs

Der Entwurf enthält Maßnahmen, die es den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) ermöglichen, auch systemisch eine weiterhin sichere und zuverlässige Versorgung der Letztverbraucher mit Elektrizität sicherzustellen. Mit dem neuen § 131 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 § 131 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.

Daneben enthält der Gesetzentwurf Regelungen im Bereich des Netzanschlussverfahrens, insbesondere zu flexiblen. 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 enthält Regelungen, um den Herausforderungen aus temporären Erzeugungüberschüssen zu begegnen, indem die Flexibilität im Stromsystem erhöht wird und erneuerbare Energien zunehmend mehr Funktionen für die Systemsicherheit übernehmen. Die wesentlichen Inhalte lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- **Entbürokratisierung der Direktvermarktung:** Es werden diverse Klarstellungen und Vereinfachungen vorgenommen, um die Direktvermarktung niedrigschwellig nutzbar und massengeschäftstauglich zu machen und dadurch eine stärkere Marktintegration von EE-Anlagen zu erreichen. Unter anderem wird Betreibern von Anlagen mit älteren Wechselrichtern, bei denen keine Einrichtungen zur mehrstufigen oder stufenlosen Steuerung möglich sind, ermöglicht, ebenso an der Direktvermarktung teilzunehmen. Zudem wird die zeitliche Frist zum Nachweis der Fernsteuerbarkeit näher an den tatsächlichen Gegebenheiten des Anlagenbetriebs ausgerichtet. Weiter wird die Nutzung des Smart-Meter-Gateways für eine Übergangszeit bis zum 1. Januar 2027 ausgesetzt, wodurch Direktvermarktungsunternehmen Zeit verschafft wird, um ihrerseits eine Steuerung über Smart-Meter-Gateways vollumfänglich und massentauglich umzusetzen.
- **Weitgehende Abschaffung der Vergütung bei negativen Preisen und Anpassung der Kompensationsregelungen für PV-Anlagen:** Damit Neuanlagen unmittelbaren Preissignalen ausgesetzt werden und damit eine stärkere Marktintegration der erneuerbaren Energien erreicht wird, wird der ohnehin gesetzlich vorgesehene schrittweise Ausstieg aus der Förderung von Anlagen in Zeiten negativer Spotmarktpreise zur Eindämmung von temporären Erzeugungüberschüssen vorgezogen und die Regelung umfassend auf nahezu alle Neuanlagen ausgedehnt. Dadurch wird für die Anlagen ein Anreiz geschaffen, in Zeiten negativer Preise nicht einzuspeisen, indem sie in diesen Zeiten Eigenverbrauch betreiben oder den Strom zur späteren Nutzung oder Einspeisung einspeichern. Darüber hinaus ist für PV-Anlagen eine veränderte Kompensationsregelung für die Ertragsausfälle zu Zeiten negativer Preise vorgesehen. Die bisherige Regelung zur Verlängerung des Förderzeitraums hat für PV-Anlagen regelmäßig keine angemessene Kompensation ermöglicht, wenn die Verlängerung des Förderzeitraums in sonnenarme Zeiträume z. B. im Winter fiel. PV-Anlagen erzeugen Strom tagsüber und weitgehend im Frühjahr, Sommer und Herbst. Der Grundansatz der neuen Kompensationsregel ist daher, dass im Fall von PV-Anlagen die Zeiten negativer Preise unter Berücksichtigung des durchschnittlichen Ertragspotenzials der Anlagen an den Förderzeitraum angehängt werden sollen.
- **Modernisierung der Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber:** Um eine bessere Markt- und Systemintegration von einspeisevergüteten Anlagen, welche durch den Übertragungsnetzbetreiber vermarktet werden, zu erreichen, werden die Vorgaben für die Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber angepasst. Um temporären Erzeugungüberschüssen präventiv zu begegnen, ist der Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, die in fernsteuerbaren Anlagen in der Einspeisevergütung erzeugten Strommengen preislimitiert zu vermarkten und die Wirkleistungseinspeisung dieser Anlagen in Höhe der am Day-Ahead-Markt ggf. unverkauft gebliebenen Strommengen zu reduzieren. Dadurch wird die bisher notwendige Vermarktung dieser Strommengen auch zu hoch negativen Preisen vermieden. Der betroffene Anlagenbetreiber erhält nach Maßgabe der Neuregelungen einen finanziellen Ausgleich, um ihn in diesen Fällen wirtschaftlich schadlos zu stellen.
- **Regelungen zur Digitalisierung der Energiewende:** Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende vom Mai 2023 wurde der Smart-Meter-Rollout erfolgreich reaktiviert. Gleichwohl hat der Digitalisierungsbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz nach § 48 des Messstellenbetriebsgesetzes vom Juli 2024 anhand von vorbereitenden Gutachten und eines intensiven Branchenprozesses kurzfristigen Nachsteuerungsbedarf ergeben, um die Digitalisierung systemorientierter und robuster aufzustellen und den Rollout zu verstetigen. Der Entwurf enthält Regelungen zur Umsetzung des Digitalisierungsberichts. Zentral sind neu geschaffene Regelungen für den Rollout von Steuerungstechnik, zur Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit des Messstellenbetriebs und zur Cybersicherheit.

- Steuerfähigkeit der Netzbetreiber: Netzbetreiber müssen jederzeit in der Lage sein, bestimmte Anlagen zu steuern und die jeweilige Ist-Einspeisung abzurufen. Die Fähigkeit zur Steuerung (ferngesteuerten Regelung) von Anlagen durch Netzbetreiber und die Sichtbarkeit der Anlagen für diese wird durch jährliche Tests sichergestellt.

Im Day-Ahead-Markt der Strombörsen werden Viertelstundenprodukte eingeführt, was eine Anpassung der bisherigen Vorgaben über die Marktprämienberechnung im EEG sowie über die Vermarktung nach dem EEG einspeisevergüteter Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber in der EEV erforderlich macht.

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

III. Exekutiver Fußabdruck

Die Anpassung des Messstellenbetriebsgesetzes (Artikel 2) wurde in weiten Teilen auf Grundlage des Digitalisierungsberichts nach § 48 MsbG vom Juli 2024 erarbeitet. Der Bericht wurde in enger Abstimmung mit den Verbänden seit Oktober 2023 inhaltlich vorbereitet. In einer ersten Phase wurde im Auftrag des BMWK ein umfassendes Gutachten zu den wesentlichen Fragestellungen erarbeitet. Herzstück ist eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse, welche für eine tragfähige Finanzierung und eine gerechte Kostenverteilung elementar ist. Aufbauend auf dem Gutachten hat das BMWK regulatorische Optionen anhand eines ausführlichen Konsultationspapiers mit einem Online-Fragebogen zur Diskussion gestellt. Die relevanten Verbände und Unternehmen waren branchenübergreifend in beiden Phasen eingebunden und haben mit hohem Engagement mitgewirkt.

Auf Basis der in der Verbändeanhörung zu dem vorliegenden Gesetzentwurf eingegangenen Stellungnahmen der Verbände ist der Entwurf in seiner wesentlichen Ausrichtung wie folgt verbessert worden:

- In den §§ 29 und 30 MsbG wurde die zunächst vorgeschlagene Erhöhung des Schwellenwerts für den Einbau von intelligenten Messsystemen bei reinen Verbrauchern (ohne flexible Last oder EE-Anlage) auf 10.000 Kilowattstunden Jahresverbrauch zugunsten der Beibehaltung des Schwellenwerts von 6.000 Kilowattstunden pro Jahr revidiert und damit eine noch breitere Digitalisierung ermöglicht.
- Zudem wurde im § 30 MsbG die Wirtschaftlichkeit des Rollouts weiter verbessert und den Preisentwicklungen für den Erwerb, den Einbau und den Betrieb von intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen seit Inkrafttreten des Messstellenbetriebsgesetzes 2016 vermehrt Rechnung getragen.
- Die Verbraucherinteressen wurden in § 30 u. a. durch eine Teilung der Steuerungskosten sowie eine breitere Verteilung der Kosten auch auf größere Stromkunden stärker berücksichtigt.

Auf Basis der Stellungnahmen der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland (TenneT, 50Hertz Transmission, Amprion und TransnetBW) wurde Artikel 5 Nummer 2, Nummer 3 und Nummer 4 des vorliegenden Gesetzentwurfs in seiner wesentlichen Ausrichtung dahingehend verbessert, dass

- wegen der Einführung von Viertelstunden-Produkten in der Day-Ahead-Auktion Viertelstunden-Produkte nicht nur die Vorgaben zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber in § 2 EEV, sondern auch die Vorgaben zur Transparenz der Vermarktungstätigkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in § 3 EEV angepasst werden und
- für die prognostizierten Strommengen aus nicht fernsteuerbaren Anlagen die bisherigen Handlungsbefugnisse der Übertragungsnetzbetreiber bei der Vermarktung, insbesondere bei der Preissetzung, beibehalten werden.

Die Regelungsentwürfe zur systematisch-technischen Anpassung des EnFG in Artikel 8 des vorliegenden Gesetzentwurfs wurden mit den vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland (TenneT, 50Hertz Transmission, Amprion und TransnetBW) im Rahmen eines regelmäßigen Austauschs auf Fachebene erörtert.

IV. Alternativen

Keine. Die Regelungen zum Energy Sharing dienen der Umsetzung von unionsrechtlichen Vorgaben, die zwingend in nationales Recht umzusetzen sind. Um temporären Erzeugungüberschüssen schnellstmöglich begegnen zu können, ist die im Entwurf anvisierte Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem und die zunehmende Übernahme von Funktionen für die Systemsicherheit durch die erneuerbaren Energien erforderlich. Die Regelungen zur Marktprämienberechnung und zur ÜNB-Vermarktung im Hinblick auf die Einführung der Viertelstundenprodukte im Day-Ahead-Markt sind erforderlich, da diese voraussichtlich bereits im Juni 2025 eingeführt werden.

V. Gesetzgebungskompetenz

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes ergibt sich aus Artikel 74 Absatz 1 Nummer 11 des Grundgesetzes (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.

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

Der Gesetzentwurf dient der Umsetzung von Recht der Europäischen Union. Er ist diesbezüglich und auch im Übrigen mit dem Recht der Europäischen Union vereinbar.

Der Anwendungsbereich völkerrechtlicher Verträge wird durch diesen Entwurf nicht berührt.

VII. Gesetzesfolgen

1. Rechts- und Verwaltungsvereinfachung

Die Regelungen im Bereich des Netzanschlussverfahrens dienen der Rechtsvereinfachung. Denn sie erhöhen die Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten und ermöglichen eine Standardisierung und Digitalisierung von Abläufen im Netzanschlussprozess, sodass sie gleichzeitig der Bürokratieentlastung dienen. Darüber hinaus werden bei den Vorgaben zur Direktvermarktung diverse Klarstellungen und Vereinfachungen vorgenommen, um die Direktvermarktung niedrigschwellig nutzbar und massengeschäftstauglich zu machen, was zur Vereinfachung der Rechtsanwendung und zur Bürokratieentlastung führt.

2. Nachhaltigkeitsaspekte

Der Gesetzentwurf steht im Einklang mit den Leitgedanken der Bundesregierung zur nachhaltigen Entwicklung im Sinne der Deutschen Nachhaltigkeitsstrategie (DNS), die der Umsetzung der UN-Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung der Vereinten Nationen dient. Das Regelungsvorhaben betrifft die Ziele der DNS wie im Folgenden dargestellt und leistet insoweit einen Beitrag zur Erreichung der UN-Nachhaltigkeitsziele, der Sustainable Development Goals (SDG):

Der Gesetzentwurf enthält zahlreiche Regelungen, die der sicheren und zuverlässigen Versorgung mit Strom dienen. So sind beispielsweise Regelungen zur Sicherstellung der Stromnetzstabilität enthalten. Dieser Entwurf steht im Kontext der gefährdeten rechtzeitigen Erreichung der Ziele der Resolution der Generalversammlung der Vereinten Nationen vom 25. September 2015 „Transformation unserer Welt: die Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung“ und trägt insbesondere zur Erreichung des Nachhaltigkeitsziels 7 bei, den Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle zu sichern. Die Änderungen sind notwendig, um die zuverlässige Versorgung mit Strom auch bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien sicherzustellen und tragen daher unmittelbar zur Umsetzung von SDG 7 („Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle sichern“) und mittelbar auch zur Umsetzung von SDG 13 („Umgehende Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels und seiner Auswirkungen ergreifen“) bei.

So leistet § 131 EWG (neu) beispielsweise einen unmittelbaren Beitrag zur Erreichung des UN-Nachhaltigkeitsziels 7 „Zugang zur bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle sichern“ und des Ziels 9 „Eine widerstandsfähige Infrastruktur aufbauen, inklusive und nachhaltige Industrialisierung und Innovationen unterstützen“. § 131 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.

Auch die Verbesserung der Nachvollziehbarkeit und Praxistauglichkeit des Finanzierungssystems für den Ausbau der erneuerbaren Energien nach dem EEG durch die systematischen Änderungen im Energiefinanzierungsgesetz kommt dem UN-Nachhaltigkeitsziel 7 („Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle sichern“) zugute.

Gemeinsam mit den weiteren enthaltenen Regelungen zur Beschleunigung des Netzausbaus sowie zur Beschleunigung bei der Herstellung von Netzanschlüssen, die ebenfalls Beiträge zur Erreichung von SDG 7 und 13 leisten, trägt der Gesetzentwurf damit auch wesentlich zur Umsetzung von SDG 9 bei.

Die Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem u. a. durch Regelungen zu Steuerbarkeit und Direktvermarktung von erneuerbaren Energien sowie zum Umgang mit negativen Preisen sind notwendig, um den Weg zur Erreichung der weiteren Ausbauziele des EEG 2023 zu ebnen und leisten so einen Beitrag zur Erreichung der Indikatoren 7.2.a und 7.2.b der DNS. Die durch das Gesetz verbesserte Schaffung einer nachhaltigen Energieversorgung leistet schließlich einen Beitrag zur Zielvorgabe 9.1 der UN-Agenda 2030, die verlangt, eine hochwertige, verlässliche, nachhaltige und widerstandsfähige Infrastruktur zu schaffen, um die wirtschaftliche Entwicklung und das menschliche Wohlergehen zu unterstützen, und dabei den Schwerpunkt auf einen erschwinglichen und gleichberechtigten Zugang für alle zu legen. Als Beitrag zum EEG 2023 als maßgeblichem Instrument zur Erreichung der Klimaziele im Strombereich begünstigt das Gesetz die Erreichung des Indikators 13.1.a der DNS.

Auch die Erreichung von SDG 8 („Dauerhaftes, inklusives und nachhaltiges Wirtschaftswachstum, produktive Vollbeschäftigung und menschenwürdige Arbeit für alle fördern“) wird durch den Gesetzentwurf begünstigt, da die Voraussetzungen für eine zuverlässige, nachhaltige Energieversorgung geschaffen werden, wodurch Planungssicherheit und Investitionsanreize entstehen. Der Gesetzentwurf trägt somit mittelbar auch zu einem nachhaltigen Wirtschaftswachstum bei.

Konflikte mit anderen Nachhaltigkeitszielen konnten nicht festgestellt werden.

Der Entwurf folgt somit den Nachhaltigkeitsprinzipien der DNS „(1.) Nachhaltige Entwicklung als Leitprinzip konsequent in allen Bereichen und bei allen Entscheidungen anwenden“, „(2.) Global Verantwortung wahrnehmen“, „(3.) Natürliche Lebensgrundlagen erhalten“, „(4.) Nachhaltiges Wirtschaften stärken“, „(5.) Sozialen Zusammenhalt in einer offenen Gesellschaft wahren und verbessern“.

3. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

a) Bund

Wird nachgereicht.

b) Länder und Kommunen

Wird nachgereicht.

4. Erfüllungsaufwand

a) Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Wird nachgereicht.

b) Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Wird nachgereicht.

c) Erfüllungsaufwand der Verwaltung**aa) Bund**

Wird nachgereicht.

bb) Länder und Kommunen

Wird nachgereicht.

5. Weitere Kosten

Wird nachgereicht.

6. Weitere Gesetzesfolgen

Gleichstellungspolitische Belange werden nicht berührt.

Der Gleichwertigkeits-Check wurde durchgeführt. Die im Gesetzentwurf enthaltenen Regelungen haben im Ergebnis überwiegend keine Auswirkungen auf die Gleichwertigkeit der Lebensverhältnisse, da sie für alle Regionen gleichermaßen gelten und wirken. Die Regelungen zur Beschleunigung des Stromübertragungsnetzausbaus allerdings tragen vor dem Hintergrund des durch die Energiewende veränderten Transportbedarfs durch das Stromübertragungsnetz zur Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse durch eine sichere und zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie in ganz Deutschland bei. Insbesondere der im Norden Deutschlands erzeugte Strom aus Windenergieanlagen muss zu den Verbrauchsschwerpunkten im Süden und Westen Deutschlands geleitet werden. Es gilt, Engpässe in der Stromversorgung innerhalb des deutschen Netzes zu beseitigen.

VIII. Befristung; Evaluierung

Eine Befristung ist nicht vorgesehen. Es handelt sich um Daueraufgaben der Regulierung, die auf ebenfalls unbefristeten unionsrechtlichen Vorgaben beruhen.

Eine Evaluierung der Regelungen zur Umrüstung von Erzeugungsanlagen zu rotierenden Phasenschiebern ist ebenfalls nicht vorgesehen. 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**

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

Zu Nummer 2 (§ 12)

Die neu eingefügten Absätze 2a bis 2h dienen der Sicherstellung und Überprüfung der tatsächlichen Steuerbarkeit und Sichtbarkeit von Stromerzeugungsanlagen, einschließlich Stromspeicher, für Systemsicherheitsmaßnahmen der Netzbetreiber.

Absatz 2a stellt klar, dass alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, also sowohl Verteiler- als auch Übertragungsnetzbetreiber, in geeigneter Weise sicherstellen müssen, dass sie ihrerseits in der Lage sind, die Steuerbarkeit und Sichtbarkeit von Erzeugungs- und Speicheranlagen zu nutzen. Diese Fähigkeiten müssen sie gegenüber allen an ihr Netz angeschlossenen Anlagen sicherstellen, die entweder mit alter Regelungstechnik ausgestat-

tet sind und über eine bestimmte Nennleistung verfügen, oder fernsteuerbar oder fernsteuerbar über ein intelligentes Messsystem sind. Können sie die Fähigkeit je Steuerungs- bzw. Kommunikationsart nach Absatz 2b nicht nachweisen, so sind die Gründe hierfür nachvollziehbar darzulegen. Dies kann einerseits sein, weil beispielsweise keinerlei alte Regelungstechnik mehr genutzt wird, aufgrund bisher fehlender Ausstattung des Anlagenbetreibers oder weil der Messstellenbetreiber seine Aufgaben als Grundlage für die Funktionsfähigkeit des Betreibers von Elektrizitätsversorgungsnetzen nicht vollumfänglich erfüllt. Erfasst sind alle Anlagen mit einer Nennleistung ab 100 kW sowie alle Anlagen, die jederzeit fernsteuerbar sind. Welche EE- und KWK-Anlagen – auch unterhalb einer Leistung von 100 kW – jederzeit fernsteuerbar sein müssen, ergibt sich aus den Pflichten der Anlagenbetreiber zur Ertüchtigung ihrer Anlagen insbesondere nach § 9 EEG. Dort ist auch geregelt, welche fernsteuerbaren Anlagen zudem jederzeit sichtbar sein müssen durch einen Abruf ihrer Ist-Einspeisung. Die spiegelbildliche Pflicht der Netzbetreiber, diese anlagenseitigen Fähigkeiten ihrerseits jederzeit durch eine Anpassung nach § 13a Absatz 1 EnWG, auch in Verbindung mit § 14 Absatz 1, und einen Abruf der Ist-Einspeisung nutzen zu können, besteht unabhängig davon, inwieweit sie diese im Netzbetrieb tatsächlich einsetzen. Die Pflicht der Netzbetreiber schließt daher auch dann alle fernsteuerbaren Anlagen mit einer Leistung unter 100 kW mit ein, wenn der Netzbetreiber diese Anlagen nach § 13 Absatz 1 Satz 3 EnWG nur nachrangig bei der Auswahlentscheidung für strom- und spannungsbedingte Maßnahmen berücksichtigt. Rechtliche Vorgaben zur technischen Ausstattung sowie zur Art und Weise der Kommunikation, insbesondere die Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG), bleiben unberührt.

Absatz 2b schafft Pflichten der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, d. h. Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber, und der grundzuständigen Messstellenbetreiber nach § 2 Nummer 4 MsbG zur Überprüfung ihrer Fähigkeiten nach Absatz 2a sowie bestimmter Ausstattungsverpflichtungen nach dem MsbG:

Nach Satz 1 müssen die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die Sicherstellung ihrer Fähigkeiten jährlich in angemessenem Umfang Tests der Anpassungen nach § 13a Absatz 1, auch in Verbindung mit § 14 Absatz 1, und, soweit die entsprechenden Anlagen insbesondere nach § 9 EEG dazu in der Lage sein müssen, auch der Ist-Einspeisungs-Abrufe vornehmen. Für Anlagen mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt (Absatz 2a Nummer 1) gilt dies mit Inkrafttreten des Gesetzes, für Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 Kilowatt gilt die Testpflicht ab 1. Januar 2026.

Bestandteil dieser Säule der Tests ist auch die tatsächliche Reaktion der angesteuerten Anlagen. Insbesondere ist zu prüfen und festzuhalten, ob eine Reaktion im Netz des Netzbetreibers auf ein Signal zur Abschaltung zu verzeichnen ist. Wenn (noch) eine Steuerungstechnik verwendet wird, die kein Rücksignal an den Netzbetreiber sendet, ist zu prüfen, ob eine der Leistung der angesteuerten Anlagen entsprechende Leistung im jeweiligen Netzgebiet tatsächlich weggefallen ist. Die Durchführung der Tests erfolgt entschädigungsfrei, sofern der Test nicht als Teil einer ohnehin im Rahmen des Redispatch durchzuführenden Anpassung erfolgt.

Wegen der zentralen Bedeutung der Erfüllung der Ausstattungsverpflichtungen nach dem Messstellenbetriebsgesetz, konkret des beschleunigten Smart-Meter-Rollouts sowie der sicheren und zuverlässigen Ansteuerbarkeit auch von Kleinanlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen über Smart-Meter-Gateways, für die Systemsicherheit, wird auch dieser Aspekt gemäß Satz 2 Bestandteil einer jährlichen Überprüfung. Insofern hat der grundzuständige Messstellenbetreiber im Sinne des § 2 Nummer 4, gegebenenfalls zugleich als Netzbetreiber nach § 2 Nummer 4 Fall 1 MsbG, einen Ist-/Soll-Abgleich zwischen der tatsächlich erfolgten Ausstattung mit intelligenten Messsystemen mit den Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 MsbG vorzunehmen und das Ergebnis an dem Netzbetreiber des jeweiligen Netzgebietes mitzuteilen. Bestehende Berichts-, Monitoring- oder sonstige Pflichten nach dem MsbG bleiben hiervon unberührt.

Die Weitergabe der Ergebnisse nach Satz 1 und Satz 2 erfolgt in Form einer sogenannten Kaskade: Nach Satz 3 übermitteln die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen dem jeweils vorgelagerten Netzbetreiber die Ergebnisse der Tests nach Satz 1 und der Überprüfung der Ausstattungsverpflichtung nach Satz 2 schriftlich oder elektronisch. Dies kann auch mittels einer Plattform erfolgen. Der jeweils vorgelagerte Netzbetreiber ist entweder ein Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes oder eines Übertragungsnetzes. Dieser unterzieht nach Satz 4 die Ergebnisse des nachgelagerten Netzbetreibers jeweils einer Plausibilitätsprüfung und teilt dem nachgelagerten Netzbetreiber sowie dem grundzuständigen Messstellenbetreiber das Ergebnis schriftlich oder elektronisch mit. Im Rahmen der Plausibilitätsprüfung soll der vorgelagerte Netzbetreiber die Ergebnisse der Tests nach Satz 1 anhand seiner bisherigen Erfahrungen überprüfen und sie beispielsweise mit den Erkenntnissen aus dem Redispatch vergleichen. Nach Satz 5 hat der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes, der einem Betreiber eines Übertragungs-

netzes mit Regelzonenverantwortung unmittelbar nachgelagert ist, diesem zusätzlich zu seinen Ergebnissen nach Satz 1 und den Ergebnissen nach Satz 2, die in seinem Netzgebiet ermittelt wurden, auch die Testergebnisse und die Ergebnisse der Plausibilitätsprüfungen der ihm jeweils nachgelagerten Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen schriftlich oder elektronisch vorzulegen. Den Netzbetreiber trifft aufgrund der Vorlage der Ergebnisse eines nachgelagerten Netzbetreibers keine Haftung für die Richtigkeit dieser Ergebnisse. Näheres zum Verfahren (zum Beispiel zum Zeitpunkt, bis zu dem die Testergebnisse vorliegen und weitergeleitet werden müssen) regeln die Leitlinien nach Absatz 2d Satz 1.

Absatz 2c Satz 1 regelt die Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber als zuletzt vorgelagerter Netzbetreiber, gemeinsam einen Gesamtbericht zu erstellen. Der Bericht wird der Bundesnetzagentur und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz erstmals mit Ablauf des 30. November 2025 und danach jährlich spätestens bis zum Ablauf des 30. November vorgelegt.

Nach Satz 2 umfasst der Gesamtbericht die Ergebnisse der nach Absatz 2b Satz 1 durchgeführten Tests und die nach Absatz 2b Satz 2 durchgeführten Überprüfungen einschließlich einer vom vorgelagerten Netzbetreiber vorgenommenen Plausibilitätsprüfung (Nummer 1), eine Bewertung des Umfangs der Erfüllung der Verpflichtungen nach Absatz 2a und § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 MsbG (Nummer 2) sowie schließlich Handlungsempfehlungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Verbesserung ihrer eigenen Steuerungsfähigkeit und derjenigen der ihnen nachgelagerten Netzbetreiber (Nummer 3).

In die Ergebnisse nach Nummer 1 fließt nicht nur ein, ob und inwieweit Anlagen angesteuert werden konnten, sondern auch, ob eine Reaktion im Netz des Netzbetreibers auf ein Signal zur Abschaltung verzeichnet wurde. Soweit der Bericht zu dem Ergebnis gelangt, dass eine Steuerungsfähigkeit bis zur Anlage bzw. eine Sichtbarkeit der Anlage für den Netzbetreiber nicht besteht, ist in dem Bericht zudem jeweils auch darzulegen, warum dies der Fall ist. Dazu gehört auch die Angabe, wo innerhalb der Kaskade bzw. in wessen Verantwortungsbereich die Übertragung eines Steuerungssignals scheiterte, beispielsweise an der fehlenden Ausstattung des Anlagenbetreibers oder weil der Messstellenbetreiber seine Aufgaben nicht vollumfänglich erfüllt hat. Die Angaben haben unter anderem auch Informationen zu den verschiedenen verwendeten technischen Systemen zum Abruf der Ist-Einspeisung und zur Steuerbarkeit, zur Zuordnung der angeschlossenen Anlagen zu den verwendeten technischen Systemen und zu möglichen Entwicklungen beim Netzbetreiber zu enthalten. Hierdurch soll Transparenz in Bezug auf die Steuerungsfähigkeit der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen hergestellt werden. Korrespondierend mit der Reichweite der materiellen Pflicht nach Absatz 2a, bezieht sich die Berichtspflicht zur eigenen Steuerungsfähigkeit der Übertragungsnetzbetreiber im Sinne von Nummer 1 und Nummer 3 jeweils nur auf an ihr Netz angeschlossenen Anlagen. Eine Plausibilitätsprüfung der Ergebnisse der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt mangels vorgelagerter Netzbetreiber nicht.

Die in Nummer 2 vorgesehene quantitative und qualitative Bewertung der Erfüllung der Verpflichtungen nach Absatz 2a durch den Übertragungsnetzbetreiber bezieht sich auf die eigenen Ergebnisse sowie die Ergebnisse der Netzbetreiber seiner Regelzone und soll die Anzahl der erreichten Anlagen sowie die sich daraus ergebende Steuerungsfähigkeit der Netzbetreiber in den Gesamtkontext einordnen. Insbesondere soll eine Bewertung, in welchem Umfang die Verpflichtung zur Steuerungsfähigkeit nach Absatz 2a sowie die Ausstattungsverpflichtung nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes erfüllt wurde, in Hinblick auf die Systemsicherheit erfolgen. Die Handlungsempfehlungen nach Nummer 3 sollen insbesondere in Bezug auf vorausschauende Handlungsbedarfe unter Berücksichtigung kommender Entwicklungen abgegeben werden. Den Übertragungsnetzbetreiber trifft keine Haftung für die Richtigkeit der Ergebnisse eines nachgelagerten Netzbetreibers.

Satz 3 bestimmt, dass Verteilnetzbetreiber und grundzuständige Messstellenbetreiber zur Mitwirkung bei der Erstellung des in die Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber fallenden Gesamtberichts verpflichtet sind. Damit wird deutlich gemacht, dass sich der Beitrag der Verteilnetzbetreiber und grundzuständigen Messstellenbetreiber in diesem Zusammenhang nicht in der Weiterleitung der Ergebnisse der in Absatz 2b genannten Tests und Überprüfungen erschöpft. Sie müssen vielmehr beispielsweise bei Rückfragen oder Ergänzungsbitten der Übertragungsnetzbetreiber diese bei der Ausarbeitung des Berichts im Rahmen ihres eigenen Wissens und ihrer eigenen Fähigkeiten unterstützen.

Nach Satz 4 veröffentlicht die Bundesnetzagentur Teile des Gesamtberichtes im Interesse größtmöglicher Transparenz. Die Veröffentlichung des Berichts erfolgt, soweit die Öffentlichkeit ein berechtigtes Interesse an seinen Inhalten hat. Dies ist bei dem Abschnitt nach Satz 2 Nummer 1, der sich mit den Fähigkeiten einzelner Netzbe-

treiber befasst, nicht der Fall. Zudem ist zu erwarten, dass der Abschnitt nach Satz 2 Nummer 1 sowohl Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse der Netzbetreiber als auch sicherheitsrelevante und damit schützenswerte Informationen (etwa zur im Einzelnen verwendeten Steuerungstechnik) über kritische Infrastrukturen beinhalten könnten. Eine Prüfung und gegebenenfalls Schwärzung der Testergebnisse von mehr als 850 Verteilnetzbetreibern unter diesen Aspekten wäre unverhältnismäßig aufwändig und daher keine Alternative. Bei den Abschnitten nach Satz 2 Nummer 2 und Nummer 3, die eher gesamtsystemische Aspekte zum Gegenstand haben und Handlungsempfehlungen beinhalten, überwiegt dagegen das Interesse der Öffentlichkeit an einer Möglichkeit zur Kenntnisnahme. Hier ist auch nicht in gleichem Maße damit zu rechnen, dass schützenswerte Informationen preisgegeben werden könnten. Soweit solche im Einzelfall doch erwähnt werden sollten, bleibt eine Schwärzung möglich. Die Veröffentlichung hat spätestens drei Monate, nachdem die Bundesnetzagentur den Bericht erhalten hat, zu erfolgen.

Um ein einheitliches und damit vergleichbares Prüfverfahren sicherzustellen und zum Zwecke der Erstellung des jährlichen Gesamtberichtes, sieht Absatz 2d Satz 1 vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber spätestens zwei Monate nach Inkrafttreten dieser Regelung einheitliche Leitlinien, die sich an die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, d. h. an sie selbst und die Verteilernetzbetreiber grundzuständige Messstellenbetreiber richten, auf ihrer jeweiligen Internetseite veröffentlichen.

Die Leitlinien beziehen sich auf den Ablauf der Tests nach Absatz 2b (Satz 1 Nummer 1). Hierbei sollen die Übertragungsnetzbetreiber differenzierte Maßgaben in Abhängigkeit der Anlagengröße, der Spannungsebene und der unterschiedlichen technischen Kommunikations- und Steuerungseinrichtungen, die zum Abruf der Ist-Einspeisung sowie zur Steuerung der Wirkleistungs- und Blindleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs genutzt werden, machen. Die für die Beurteilung der Steuerbarkeit relevanten Vorschriften der jeweils gültigen Technischen Anschlussregeln, insbesondere diejenigen zur Wirkleistungsabgabe, können dabei ebenfalls Berücksichtigung finden. Daneben umfassen die Leitlinien Maßgaben zum Ablauf der Überprüfungen nach Absatz 2b Satz 2 (Satz 1 Nummer 2). Schließlich enthalten die Leitlinie Vorgaben zu der Erfassung, Aufbereitung und Weiterleitung der Daten (Satz 1 Nummer 3), insbesondere zum Datenformat und zum zeitlichen Ablauf, damit den Übertragungsnetzbetreibern die entsprechenden Inhalte für den Gesamtbericht rechtzeitig vorliegen. Hierzu können die Übertragungsnetzbetreiber auch Stichtage für die Weiterleitung der Testergebnisse vorsehen. Infolgedessen können nur Bestandsanlagen, die bereits zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen wurden, Teil des Gesamtberichtes werden. Dies kann bedeuten, dass die Ergebnisse für Neuanlagen, die erst nach einem bestimmten Zeitpunkt in Betrieb genommen werden, nicht in dem kommenden Gesamtbericht enthalten sind, sondern erst im darauffolgenden Jahr. Davon unberührt bleiben die jährlichen Test- bzw. Überprüfungspflichten nach Absatz 2b Satz 1 und Satz 2. Diese Pflichten sind auch dann innerhalb des Kalenderjahrs zu erfüllen, wenn Anlagen nach dem nach diesem Absatz 2d Satz 1 festgesetzten Datum oder nach dem in Absatz 2c Satz 1 für den Gesamtbericht vorgesehenen 30. November eines Jahres an Netz gehen. Die Übertragungsnetzbetreiber können nach Satz 2 die Leitlinien anpassen, sofern dies – beispielsweise nach Erstellung des Gesamtberichtes – erforderlich scheint. Um den Verteilnetzbetreibern und Messstellenbetreibern die Möglichkeit zu geben, sich auf die angepassten Leitlinien einzustellen, und zur Wahrung der Anstoßfunktion, sind Anpassungen immer zwei Monate nach der jeweiligen Vorlage des Gesamtberichts nach Absatz 2c Satz 1 möglich.

Absatz 2e dient der Durchsetzung der Pflichten nach Absatz 2a und der Erreichung des Ziels einer möglichst flächendeckenden Steuerungsfähigkeit der Netzbetreiber.

Zu diesem Zweck räumt Satz 1 der Bundesnetzagentur die Befugnis ein, in Anwendung des § 65 Absatz 2 insbesondere einem Verteilnetzbetreiber die sich aus Absatz 2a ergebende Pflicht (und die damit korrespondierende Befugnis) zur Fernsteuerung der an sein Netz angeschlossenen Erzeugungs- oder Speicheranlagen zu entziehen und sie auf einen vorgelagerten Verteilnetzbetreiber zu übertragen, wenn der nachgelagerte Netzbetreiber dauerhaft oder wiederholt gegen seine Pflichten nach Absatz 2a verstößt. Dabei ist die Reichweite der Übertragung auf den vorgelagerten Verteilnetzbetreiber auf die Fernsteuerung selbst sowie (bei Bedarf) auf mit der Fernsteuerung unmittelbar zusammenhängende und für diese erforderliche Bestandteile der Betriebsführung beschränkt.

Die Rechtsfolge spiegelt die zentrale Bedeutung der Steuerungsfähigkeit für die Systemsicherheit wider. Eine umfassende Einsetzung eines „Auffangverteilnetzbetreibers“ erfolgt aufgrund dieser Bestimmung also (anders als bei der Einsetzung eines Auffangmessstellenbetreibers nach Absatz 2f) nicht. Gegenüber einem vorgelagerten Verteilnetzbetreiber, dem seinerseits nur noch ein Übertragungsnetzbetreiber vorgelagert ist, findet diese Bestim-

mung keine Anwendung. Es werden also keinem Übertragungsnetzbetreiber Pflichten oder Befugnisse eines Verteilnetzbetreibers übertragen.

Satz 2 bestimmt, dass in den Fällen, in denen eine Übertragung auf den vorgelagerten Netzbetreiber nach Satz 1 stattfindet, die sich aus dem EnWG oder anderen Gesetzen ergebende Pflicht eines Anlagenbetreibers, die Ansteuerbarkeit und Sichtbarkeit der von ihm betriebenen Anlage sicherzustellen, auch im Verhältnis zu dem vorgelagerten Netzbetreiber besteht. Damit wird sichergestellt, dass auch auf der Ebene der spiegelbildlichen Pflichten des Anlagenbetreibers die Übertragung nachvollzogen wird.

Der Netzbetreiber, dem die für die Steuerung erforderliche Betriebsführung entzogen wurde, hat die Möglichkeit gegenüber der Bundesnetzagentur nachzuweisen, dass er nunmehr in der Lage ist, die gesetzlichen Aufgaben nach § 12 Absatz 2a sowie die daraus resultierenden Pflichten aus Absatz 2b zu erfüllen. Weist er dies gegenüber der Regulierungsbehörde nach, kann diese die Betriebsführung in dem entsprechenden Umfang rückübertragen.

Absatz 2f soll insbesondere Bürokratie vermeiden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz wird bis zum 31. Dezember 2033 die Regelung auf ihre praktische Anwendung und die Notwendigkeit einer Weitergeltung hin überprüfen, weil sich Berichts- und Testerfordernisse im Zeitverlauf ändern können.

Absatz 2g unterstreicht noch einmal die zentrale Bedeutung eines beschleunigten Smart-Meter-Rollouts für die sichere und zuverlässige Ansteuerbarkeit auch von Kleinanlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen über Smart-Meter-Gateways. Der Aufbau und Betrieb der notwendigen digitalen Infrastruktur obliegt nach den Vorschriften des MsbG vor allem den Verteilnetzbetreibern in ihrer Rolle als grundzuständige Messstellenbetreiber (vgl. § 2 Satz 1 Nummer 4, Fall 1 MsbG). Vor diesem Hintergrund sollen diese neben dem in Absatz 2b Satz 1 vorgesehenen Test ihrer Steuerungsfähigkeit zusätzlich auch gemäß Absatz 2b Satz 2 die Umsetzung der Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 MsbG Absatz 1 überprüfen. Der erfolgte Grad der Umsetzung der Ausstattungsverpflichtung ist darüber hinaus auch Gegenstand des Gesamtberichts der Übertragungsnetzbetreiber nach Absatz 2c.

Absatz 2g ergänzt sowohl die Test-, Überprüfungs-, Vorlage- und Mitwirkungspflichten der Verteilnetzbetreiber, der Anlagenbetreiber sowie der grundzuständigen Messstellenbetreiber nach Absatz 2b als auch die Berichtspflicht der Übertragungsnetzbetreiber nach Absatz 2c und die Befugnisse der Bundesnetzagentur im Verhältnis zu den Verteilnetzbetreibern nach Absatz 2e durch ein wirksames Handlungsinstrumentarium der Bundesnetzagentur auch in Bezug auf die Ausstattungsverpflichtungen nach dem MsbG.

Nach Satz 1 Nummer 1 kann die Bundesnetzagentur dem grundzuständigen Messstellenbetreiber die Grundzuständigkeit nach § 2 Satz 1 Nummer 5 des Messstellenbetriebsgesetzes entziehen und die Einsetzung eines Auffangmessstellenbetreibers in Anwendung von § 76 Absatz 2 MsbG anordnen, wenn nach den Ergebnissen des Gesamtberichts nach Absatz 2c die Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 MsbG in dem Netzgebiet eines grundzuständigen Messstellenbetreibers um mindestens 25 Prozent unterschritten wurden und dies zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in mindestens einer Regelzone wesentlich beitragen könnte, etwa aufgrund fehlender steuerbarer Kapazität. Dabei ist stets die Sachlage im Zeitpunkt der Entziehung und der Anordnung maßgeblich. Da regelmäßig ein nicht unerheblicher zeitlicher Abstand zwischen dem Untersuchungszeitraum des Gesamtberichts nach Absatz 2c und der behördlichen Entscheidung liegen wird, wird vor einer entsprechenden Entziehung und Anordnung regelmäßig noch einmal in einem separaten Schritt in geeigneter Form zu überprüfen sein, ob der in dem Gesamtbericht festgestellte Verstoß weiter anhält. Gleiches gilt, wenn die Bundesnetzagentur auf anderem Wege als aus dem Gesamtbericht nach Absatz 2c, also etwa durch Mitteilungen Dritter oder aus sonstigen Prüfungen, Analysen oder Berichten von der Nichterfüllung der Pflichten nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 MsbG erfährt. Damit wird sichergestellt, dass immer dann, wenn eine Nichterfüllung der Pflichten nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung § 45 Absatz 1 MsbG zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in mindestens einer Regelzone wesentlich beitragen könnte, die gleichen Rechtsfolgen greifen. Dadurch wird eine ungerechtfertigte Ungleichbehandlung von aus Sicht der Systemsicherheit gleich gefährlichen Fällen vermieden, die sonst drohen würde, wenn allein die in dem Gesamtbericht nach Absatz 2c erfassten Fälle eine entsprechende Entziehung und Anordnung seitens der Bundesnetzagentur zuließen.

Satz 1 Nummer 2 soll schließlich verhindern, dass eine Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems infolge einer fehlenden oder unzureichenden Erfüllung der Pflichten nach Absatz 2b

oder der Mitwirkungspflicht nach Absatz 2c Satz 3 eines grundzuständigen Messstellenbetreibers bei der Durchführung der Tests und der Erstellung des Gesamtberichts nach Absatz 2c nicht entdeckt werden kann. Ein grundzuständiger Messstellenbetreiber soll die aus seiner Sicht gewichtige Rechtsfolge der Einsetzung eines Auffangmessstellenbetreibers auch nicht durch eine bewusste fehlende oder unzureichende Mitwirkung umgehen können. Durch die Regelung wird im Gegenteil ein Anreiz zu einer möglichst vollständigen und wahrheitsgemäßen Informationsweitergabe seitens der grundzuständigen Messstellenbetreiber im Rahmen der Testabrufe nach Absatz 2b geschaffen.

Wegen der Schwere der Rechtsfolge ist dem grundzuständigen Messstellenbetreiber nach Satz 2 in den zwei Fällen des Satzes 1 jeweils zunächst eine Gelegenheit zur Stellungnahme innerhalb einer angemessenen Frist zu gewähren.

Die Möglichkeit der Bundesnetzagentur, Aufsichtsmaßnahmen nach § 45 Absatz 2 in Verbindung mit § 76 MsbG gegenüber den grundzuständigen Messstellenbetreibern anzuordnen, wenn die Verpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 MsbG nicht erfüllt werden, bleibt unberührt. Diese Maßnahmen knüpfen anders als § 12 Absatz 2e nicht an einen wesentlichen Beitrag zu einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems an.

Absatz 2h vervollständigt neben den Absätzen 2e und 2g den Kanon der Rechtsfolgen, die im Zusammenhang mit der im Interesse der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems stattfindenden ferngesteuerten Regelung von Energieanlagen greifen. Gegenstand und Ziel ist die Gewährleistung der Ansteuerbarkeit von Energieanlagen als notwendiges Gegenstück zu der in Absatz 2a geregelten Steuerungsfähigkeit der Netzbetreiber.

Satz 1 statuiert zu diesem Zweck eine Pflicht der Netzbetreiber zur Netztrennung oder anderweitigen Unterbindung der Einspeisung von Anlagen in ein Elektrizitätsversorgungsnetz, die dem ebenfalls in diesem Gesetz neu geschaffenen § 52a Absatz 1 EEG vergleichbar ist. Während § 52a Absatz 1 EEG aber bei eigenen Verstößen von Anlagenbetreibern gegen § 9 Absatz 1 oder 2 oder gegen § 10b EEG greift, findet diese Bestimmung nach ihrer Satz 1 Nummer 1 Anwendung, wenn der Messstellenbetreiber seine Pflichten nach § 3 Absatz 2 MsbG (also beispielsweise Einbau, Betrieb und Wartung der Messstelle und Messsysteme) verletzt und dadurch die Möglichkeit des Netzbetreibers, die Einspeiseleistung ferngesteuert zu regeln, nicht unerheblich beeinträchtigt wird. Die Regelung spiegelt, wie bereits Absatz 2g, die zentrale Rolle des Messstellenbetreibers und der Messstelle zur Gewährleistung der Steuerungsfähigkeit wider. Es ist auch sachgerecht, dass diese Rechtsfolgen an ein Fehlverhalten des Messstellenbetreibers, eines Dritten, anknüpfen. Denn es handelt sich insoweit nicht um eine Sanktion des Anlagenbetreibers, sondern um eine Maßnahme zur Abwehr der von einer nicht oder nur eingeschränkt fernsteuerbaren Anlage ausgehenden Gefahren für die Systemsicherheit, die den Anlagenbetreiber als Inhaber der tatsächlichen Sachherrschaft über die Anlage trifft. Diese Gefahr kann durch das Ergreifen von Maßnahmen gegen die Anlage am effizientesten abgewehrt werden. Wirtschaftlich wird der Nachteil, den der Anlagenbetreiber dadurch erleidet, durch die Schadensersatzregelung nach Satz 3 ausgeglichen. Wie § 52a Absatz 1 EEG ist Satz 1 auf Rechtsfolgenseite als gebundene Entscheidung ausgestaltet. Ein Ermessensspielraum steht den Netzbetreibern wegen der erheblichen Bedeutung der Systemsicherheit nicht zur Verfügung.

Satz 1 Nummer 2 stellt klar, dass die Rechtsfolgen nicht greifen, wenn die Anlage durch den Anlagenbetreiber bereits nachweislich außer Betrieb genommen wurde.

Satz 2 bestimmt die entsprechende Anwendbarkeit der die Netztrennung oder anderweitige Unterbindung der Einspeisung flankierenden Bestimmungen des § 52a Absatz 2 bis 7 EEG. Damit gilt hier zugunsten des Anlagenbetreibers und im Interesse der Verhältnismäßigkeit insbesondere auch das Erfordernis einer vorherigen Fristsetzung (§ 52a Absatz 2 EEG entsprechend). Erforderliche Befugnisse des Netzbetreibers zur Durchführung der Maßnahmen nach Satz 1, etwa zum Betreten des Grundstücks, auf dem sich die Anlage befindet (§ 52 Absatz 4 EEG entsprechend), bestehen auch hier. Auch die Kostentragung für die Netztrennung wird im Verhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber geregelt (§ 52a Absatz 7 EEG entsprechend).

Satz 3 räumt dem Anlagenbetreiber einen gesetzlichen Schadensersatzanspruch gegen den Messstellenbetreiber als Verursacher der durch die Maßnahmen nach Satz 1 abgewehrten Gefahr ein. Durch diesen Schadensersatzanspruch soll der Anlagenbetreiber einen wirtschaftlichen Ausgleich dafür erlangen, dass die Einspeisung seiner Anlage aufgrund des Fehlverhaltens eines Dritten unterbunden wird. Da die Pflichten nach § 3 Absatz 2 MsbG in die Sphäre des Messstellenbetreibers fallen und ihre Erfüllung durch den Anlagenbetreiber nur schwer überprüfbar

werden kann, wird dabei nach Satz 4 widerleglich vermutet, dass der Anlagenbetreiber eine Pflichtverletzung nach Satz 1 Nummer 1 zu vertreten hat. Der Messstellenbetreiber kann sich exkulpieren. Satz 5 stellt klar, dass weitergehende Ersatzansprüche im Verhältnis zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Messstellenbetreiber unberührt bleiben.

Zu Nummer 3 (§ 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 einer stillzulegenden konventionelle, also mit fossilen Energieträgern betriebenen Erzeugungsanlage keine Wirkleistungseinspeisung benötigt wird, sondern (nur) ein Bedarf zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung bzw. zusätzlich ggf. auch zur Bereitstellung von Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve) besteht. Aus technischen Gründen wird die Umrüstung von stillzulegenden erneuerbaren Erzeugungsanlagen wie zum Beispiel Windkraftanlagen nach dieser Norm regelmäßig nicht in Betracht kommen. Für den Standort der Anlage ist entscheidend, dass die Anlage einen entscheidenden Beitrag zur Deckung eines regionalen Defizits leisten kann. Aufgrund der geringeren netztechnischen Wirkung sind Anlagen zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie Momentanreserve stets in örtlicher Nähe zum entsprechenden Bedarf zu errichten. Als – im Vergleich zur Vorhaltung der Gesamtanlage in der Netzreserve effizientere – Lösung kommt insbesondere die Umrüstung von Bestandskraftwerken zu rPSA in Betracht. Für einzelne Kraftwerke gibt es bereits die Möglichkeit der Umrüstung und Vorhaltung der Anlage für die Zwecke der Versorgungssicherheit (der bisherige § 26 Absatz 4 KVBG, der durch diese Gesetzesänderung entfällt, und § 42 Absatz 3 KVBG). Durch eine teilweise Vereinheitlichung der Regelungen wird damit zusätzliche Rechtssicherheit geschaffen. Mit der Neuregelung wird die Möglichkeit auf weitere Anlagen, insbesondere auf Anlagen zur Kohleverbrennung, erstreckt. Dies entspricht den Zielen des § 1. Die Nutzung einer Anlage ohne Verfeuerung fossiler Brennstoffe, insbesondere Steinkohle, führt zu Einsparungen von Emissionen und Kosten. Dabei ist die Umrüstung zu rPSA der praktisch relevanteste Anwendungsfall. Die Regelung ist aber bewusst technologieoffen ausgestaltet, lässt also auch andere technische Lösungen zu.

Diese Alternative zur Vorhaltung der Kraftwerke in der Netzreserve besteht in der Umrüstung zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve). Die Alternative greift vor allem, wenn es lediglich um die Spannungssicherheit geht. Sie kann aber auch greifen, wenn eine Anlage aus genehmigungsrechtlichen Gründen oder aufgrund gesetzlicher Vorgaben nicht weiter in der bisherigen Form zur Verfeuerung fossiler Brennstoffe genutzt werden kann und deshalb stillzulegen wäre. Die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist während der Umrüstung weiterhin zu gewährleisten.

Voraussetzung für die Umrüstung von Kraftwerken zu Betriebsmitteln zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung, deren derzeit bestehendes technisches Anwendungsbeispiel rotierende 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 der geforderten Systembedarfe in Eigenverantwortung, kann dies den Bedarf zur Umrüstung aufheben.

Zu Absatz 1

Absatz 1 legt den Anwendungsbereich und die Voraussetzungen des (einfachen) Umrüstungsverlangens fest. Es sind alle Erzeugungsanlagen mit einer Nennleistung von mindestens 50 Megawatt erfasst, die wegen einer Anzeige des Anlagenbetreibers oder aufgrund einer gesetzlichen Regelung endgültig stillgelegt werden sollen. Voraussetzung ist zudem, dass die Anlagen wegen des Bedarfs an Spannungshaltung oder wegen anderweitiger Systemstabilitätsaspekte systemseitig erforderlich sind. Dies sind zum einen Anlagen der Netzreserve bzw. solche, die als systemrelevant auszuweisen wären, aber nicht anderweitig zur Wirkleistungseinspeisung, etwa für Redispatchzwecke, benötigt werden. Zum anderen handelt es sich um Anlagen, die gar nicht in der Netzreserve gebunden werden könnten, da keine Wirkleistungsbereitstellung möglich wäre (z. B. Anlagen, für die eine immissionschutzrechtliche Genehmigung ausläuft und auch nicht wiedererlangt werden kann). Zur Vereinheitlichung der rechtlichen Voraussetzungen gehen diese bisher spezialgesetzlich geregelten Vorschriften über in den neuen § 13l Absatz 1 Nummer 1. Steinkohleanlagen, Steinkohle-Kleinanlagen und Braunkohle-Kleinanlagen, die einen Zuschlag nach dem KVBG erhalten haben oder die aufgrund der gesetzlichen Reduzierung stillzulegen wären, sind bereits teilweise über die Vorschriften des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes erfasst. Der Schwellenwert von 50 Megawatt (analog zu § 13b Absatz 5 Satz 1) dient dazu, kleine Anlagen, deren Umrüstung volkswirtschaftlich nicht effizient wäre, vom Anwendungsbereich des Umrüstungsverlangens auszunehmen.

Auch die zu rotierenden Phasenschiebern umrüstungsfähigen Anlagen der Kapazitätsreserve im Sinne des § 13e Absatz 1 sind erfasst. Für die Betreiber von Anlagen, die in der Kapazitätsreserve gebunden sind, gilt nach § 13e Absatz 4 Satz 1 Nummer 2 erster Halbsatz, dass sie „diese Anlagen endgültig stilllegen [müssen], sobald die Anlagen nicht mehr in der Kapazitätsreserve gebunden sind (Rückkehrverbot), wobei § 13e Absatz 2 Satz 4 sowie die Regelungen zur Stilllegung von Erzeugungsanlagen nach den §§ 13b und 13c sowie zur Netzreserve nach § 13d unberührt bleiben“. In der Begründung zum Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) wird dazu klargestellt: „Durch die Bezugnahme auf die Regelungen zur Netzreserve wird sichergestellt, dass Anlagen der Kapazitätsreserve weiterhin in der Netzreserve zum Einsatz kommen können, wenn diese als systemrelevante Anlagen ausgewiesen worden sind“ (BT-Drucksache 18/7317, S. 100).

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

Weitere Voraussetzung für die Umrüstung einer Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel im Sinne dieses Absatzes ist nach Absatz 1 Nummer 2, dass die Stilllegung wegen des Bedarfs zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde. Blind- und Kurzschlussleistung umfasst sowohl die Spannungshaltung, als auch die Bereitstellung von dynamischer Blindleistung für Aspekte der Spannungsstabilität. Sie werden für Regelungshandlungen mit dem Ziel benötigt, einen vom Netzbetreiber vorgegebenen 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 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs- (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.

Ferner ist nach Absatz 1 Nummer 3 erforderlich, dass die Gefährdung oder Störung nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann. Eine andere angemessene Maßnahme im vorgenannten Sinne (bzw. ein milderer Mittel im Vergleich zur Umrüstung) liegt insbesondere dann vor, wenn eine marktgestützte Beschaffung der benötigten Systemdienstleistung nach § 12h EnWG möglich ist. Soweit für Anlagen eine Verpflichtung zur Anzeige der Stilllegung nach § 13b Absatz 1 besteht, handelt es sich bei dem Umrüstungsverlangen nach Absatz 1 um ein milderer Mittel im Vergleich zu einer Ausweisung der Systemrelevanz für die gesamte Erzeugungsanlage. Dies ergibt sich bereits aus der Definition der Systemrelevanz in § 13b Absatz 2 Satz 2, da diese nicht für die gesamte Erzeugungsanlage vorliegt, wenn die Gefährdung oder Störung durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann. Im Verhältnis zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft einer gesamten Anlage spart eine Umrüstung zu einem rotierenden Phasenschieber Netzkosten und ermöglicht dem Anlagenbetreiber, insbesondere bei Kohleanlagen, große Teile des bisher für den Betrieb des Kraftwerks benötigten Grundstücks anderweitig zu nutzen.

Die Umrüstung und der Betrieb müssen nach Absatz 1 Nummer 4 den Zielen des EnWG entsprechen, d. h. sie müssen u. a. preisgünstig, effizient und umweltverträglich sein (§ 1 Absatz 1). Zudem müssen sie den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen (§ 1 Absatz 2) dienen. Auch in diesem Zusammenhang ist zu prüfen, ob die entsprechende Systemdienstleistung nicht im Wege der marktgestützten Beschaffung nach § 12h EnWG beschafft werden kann. Denn dann dürfte die Umrüstung u. a. nicht die preisgünstigste Alternative sein.

Die Umrüstung muss ferner auch volkswirtschaftlich sinnvoll sein. Es ist darzulegen, dass die Umrüstung und der Betrieb der rotierenden Phasenschieberanlage im Vergleich zum Weiterbetrieb des Kraftwerks in der Netzreserve kostengünstiger sind.

Zu Absatz 2

Absatz 2 sieht ein im Vergleich zu Absatz 1 erweitertes Umrüstungsverlangen vor. Nach dieser Bestimmung kann der Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung bei Gelegenheit der Umrüstung nach Absatz 1 auch verlangen, dass die Erzeugungsanlage so umgerüstet wird, dass sie neben den in Absatz 1 genannten Systemsicherheitsmaßnahmen (Blind- und Kurzschlussleistung) zusätzlich auch Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve) bereitstellen kann. Soweit die Voraussetzungen von Absatz 1 Nummer 1 bis 4 erfüllt sind und zudem auch ein entsprechender Bedarf an Momentanreserve am Standort der bisherigen Erzeugungsanlage besteht und die Stilllegung dieser Erzeugungsanlage auch wegen dieses Bedarfs mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde und die Gefährdung oder Störung nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann, richtet sich der Anspruch des Übertragungsnetzbetreibers nach diesem Absatz auch darauf, dass für die Bereitstellung von ausreichend Momentanreserve erforderlichen Maßnahmen getroffen werden, sofern dies verhältnismäßig ist. Dies umfasst die Installation zusätzlicher Schwungmassen im erforderlichen Umfang sowie die Installation weiterer Komponenten, die für den späteren Betrieb notwendig sind. Die Umrüstung nach Absatz 2 findet nur bei Gelegenheit einer Umrüstung nach Absatz 1 statt. Ein selbstständiges Umrüstungsverlangen nur zum Zwecke der Bereitstellung von Momentanreserve begründet Absatz 2 nicht.

Bei der Momentanreserve handelt es sich um eine inhärente oder regelungstechnisch umgesetzte Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht, um eine, gegebenenfalls auch nur lokale, Überschreitung von Grenzwerten der Frequenzhaltung, die für die Netzstabilität kritisch sein kann, zu verhindern. Unter einer inhärenten Reaktion ist insbesondere die Momentanreserve aus Synchronmaschinen (Schwungmasse) wie bei einer rPSA oder netzbildenden Umrichtern (synthetische Schwungmasse) zu verstehen, die das Ziel hat, Frequenzgradienten zu begren-

zen. Die Momentanreserve reagiert dabei unverzögert auf kurzzeitige Änderungen des Spannungswinkels, wirkt dem Wirkleistungsungleichgewicht entgegen und begrenzt den Frequenzgradienten im Ursprung. Unter die regelungstechnisch umgesetzte Reaktion fallen regelungsbasierte Wirkleistungsänderungen, welche verzögert zur Stützung der Frequenz beitragen.

Davon abzugrenzen ist Regelleistung. Obschon die Momentanreserve einem Wirkleistungsungleichgewicht entgegenwirkt, handelt es sich dabei um keine klassische Form der Energieerzeugung wie etwa in fossilen oder erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Zwar wird durch rotierende Phasenschieber auch inhärent Momentanreserve netzstabilisierend bereitgestellt, aber in bestimmten Bauausführungen kann ein Phasenschieber auch mit geringer rotierender Masse zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung eingesetzt werden und verfügt damit nur über eine geringe Anlaufzeitkonstante (wichtige Kenngröße für die Bereitstellung von Momentanreserve).

Absatz 2 Satz 2 regelt, dass der Übertragungsnetzbetreiber als Bestandteil des erweiterten Umrüstungsverlangens verlangen kann, dass die für die Bereitstellung von Momentanreserve erforderlichen Komponenten, wie insbesondere Schwungmassen in angemessenem Umfang installiert werden. Damit wird die Anlaufzeitkonstante erhöht. Hiermit bietet sich den Übertragungsnetzbetreibern eine kostengünstige und emissionsfreie Möglichkeit, im Rahmen eines ohnehin stattfindenden Umbaus die Netzstabilität zu erhöhen, da die Bereitstellung von Momentanreserve durch eine rPSA keine Verfeuerung von fossilen Brennstoffen in der Anlage erfordert. Die Kosten der Umrüstung für die Erhöhung der Anlaufzeitkonstante des rotierenden Phasenschiebers sind in diesem Fall Bestandteil der Kosten für die Umrüstung und daher auch refinanzierungsfähig.

Zu Absatz 3

Absatz 3 regelt den Verfahrensablauf und die für eine Umrüstung oder erweiterte Umrüstung erforderliche Genehmigung. Eine Anlage, die endgültig stillgelegt werden soll, unterfällt der Vorschrift des § 13b. Für die Umrüstung zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung stellt der Übertragungsnetzbetreiber nach Satz 1 einen Antrag spätestens sechs Monate vor dem Zeitpunkt der Stilllegung der Erzeugungsanlage nach Absatz 3 Satz 1 einen mit einer Begründung versehenen, schriftlichen oder elektronischen Antrag auf Genehmigung des Umrüstungsverlangens an die Bundesnetzagentur. Zudem übermittelt er dem Anlagenbetreiber unverzüglich eine schriftliche oder elektronische Kopie dieses Antrags. Die erforderlichen Inhalte des Antrags werden ebenfalls in Absatz 3 genannt. Es bedarf nach Absatz 3 Satz 2 eines Nachweises der Notwendigkeit der Umrüstung der Anlage zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie im Falle des Absatzes 2 der Trägheit der lokalen Netzstabilität. Dieser Nachweis soll auf die in Satz 3 genannten Analysen und Berichte gestützt werden. Im Einzelfall kann die Notwendigkeit jedoch auch anderweitig nachgewiesen werden. Die Aufzählung in Satz 2 ist also nicht abschließend.

Die Bundesnetzagentur prüft den Antrag und hat ihn nach Absatz 3 Satz 4 zu genehmigen, wenn die in Absatz 1 beziehungsweise im Falle eines erweiterten Umrüstungsverlangens zusätzlich die in Absatz 2 genannten Voraussetzungen vorliegen. Die Prüfung umfasst den Bedarf und damit die Notwendigkeit der Umrüstung selbst. Der Anlagenbetreiber ist jedoch selbst dafür verantwortlich, etwaige Genehmigungen für den späteren Betrieb der umgerüsteten Anlage einzuholen, etwa in bundesimmissionsschutzrechtlicher oder baurechtlicher Hinsicht. Die Genehmigung des Umrüstungsverlangens oder des erweiterten Umrüstungsverlangens ist für den Zeitraum zu erteilen, der für die Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlich ist. Dabei darf der in Absatz 3 Satz 2 genannte Maximalzeitraum nicht überschritten werden. Zuständig für die Beurteilung der technischen und rechtlichen Betriebsmöglichkeit sind hingegen die nach Landesrecht zuständigen Behörden. Noch einzuholende Genehmigungen und dergleichen 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 stellt sicher, dass auch der Betreiber der Erzeugungsanlage rechtzeitig alle erforderlichen Informationen erhält, indem er bestimmt, dass der Betreiber des Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung dem Betreiber der Erzeugungsanlage unverzüglich nach Zugang eine schriftliche oder elektronische Kopie der Genehmigung zu übermitteln hat.

Zu Absatz 4

Die Umrüstung der Erzeugungsanlage und der Betrieb des durch die Umrüstung hergestellten Betriebsmittels erfolgen in dem Umfang und für den Zeitraum, die zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlich sind. Der Zeitraum darf nach Absatz 4 Satz 2 acht Jahre nicht über-

schreiten, 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 Probetrieb des Betriebsmittels zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie ggf. Momentanreserve.

Absatz 4 Satz 3 erster Halbsatz bestimmt, dass das durch die Umrüstung nach Absatz 1 oder 2 entstandene Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung ausschließlich nach Maßgabe der von den Betreibern von Übertragungsnetzen angeforderten Systemsicherheitsmaßnahmen betrieben werden darf, um eine Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems abzuwenden. Dies bedeutet auch, dass weder der Anlagenbetreiber noch der Übertragungsnetzbetreiber die Leistung oder Arbeit dieser Anlagen ganz oder teilweise veräußern darf (Vermarktungsverbot). Negative Einflüsse auf den marktlichen Wettbewerb sollen minimiert werden. Nach dem Ablauf der angeforderten Verpflichtung des Anlagenbetreibers besteht kein Markt- und Rückkehrverbot, sondern der Anlagenbetreiber kann den Phasenschieber etwa zur Blindleistungsbereitstellung marktlich einsetzen. Für die Umrüstung erlangte und noch vorhandene investive Vorteile werden durch den Verweis in Absatz 5 Satz 5 auf die Regelungen des § 13c Absatz 4 Satz 2 und 3 abgeschöpft, um Marktverzerrungen zu vermeiden.

Nach Absatz 4 Satz 3 zweiter Halbsatz gilt in dem nach Absatz 4 Satz 2 bestimmten Zeitraum ferner ein Stilllegungsverbot für die betroffene Anlage in dem Umfang, in dem sie zur Erreichung der Zwecke nach Absatz 1 benötigt wird.

Ab dem Zeitpunkt der Genehmigung der Umrüstung ist § 13b nach Absatz 4 Satz 4 nicht anzuwenden. Dies stellt auch klar, dass die Verpflichtung zur Vorhaltung und Ermöglichung der Betriebsbereitschaft der Erzeugungsanlage nach § 13b Absatz 5 Satz 11 in der Umrüstungsphase und der Betriebsphase des durch die Umrüstung entstandenen Betriebsmittels nicht anzuwenden ist, sondern nur die Verpflichtungen nach diesem § 13l gelten.

Zu Absatz 5

Der Anlagenbetreiber erhält nach Absatz 5 Satz 1 die nachgewiesenen Kosten für die Umrüstung seiner Erzeugungsanlage und eine angemessene Vergütung für den Betrieb und die Vorhaltung entsprechend der Regelungen in der Netzreserve. Zu den Kosten der Umrüstung zählen auch Planungs- und Genehmigungskosten. Unbeschadet der gesetzlichen Verpflichtungen erfolgt auf Grundlage der anlagenspezifischen Kostenstruktur die Kostenerstattung sowie Vergütung der Anlagen und deren Einsatz auf Grundlage des Abschlusses von Verträgen zwischen Betreibern von Übertragungsnetzen und Anlagenbetreibern in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur. Vor Fertigstellung und Übergabe der umgerüsteten Anlage kann der Anlagenbetreiber in der Umrüstungsphase vertraglich geregelte Abschlagszahlungen für die Umrüstung geltend machen. Die Refinanzierung der dem Übertragungsnetzbetreiber entstehenden Kosten erfolgt entsprechend den Regelungen in der Netzreserve nach § 13c Absatz 5. Die Kosten der Umrüstung von Anlagen zu rotierenden Phasenschiebern und die Kosten der Vorhaltung und des Betriebs sind für die Übertragungsnetzbetreiber nicht beeinflussbar. Sie sind vergleichbar mit den Kosten der Netzreserve und daher regulatorisch ebenso zu behandeln. Im Gegensatz zu Anlagen in der Netzreserve, die zur endgültigen Stilllegung angezeigt wurden, ist es dem Anlagenbetreiber nach Rückerstattung der investiven Vorteile möglich, die umgerüstete Anlage eigenständig weiter zu nutzen; er muss das Betriebsmittel nicht nach Ende des Verpflichtungszeitraums stilllegen.

Zu Absatz 6

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

Zu Nummer 4 (§ 17)

Zu Buchstabe a

Der neue § 17 Absatz 2b regelt in Umsetzung von Artikel 6a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 (novellierte Strommarkttrichtlinie), die Möglichkeit des Abschlusses flexibler Netzanchlussvereinbarungen für sämtliche Anschlussnehmer (zu EE-Anlagen und am selben Netzverknüpfungspunkt angeschlossenen Stromspeichern siehe die korrespondierende Sonderregelung im neuen § 8a EEG).

Anders als bei standardmäßigen Netzanschlüssen wird bei einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung die installierte Leistung der Erzeugungs-, Verbrauchs-, oder Speicheranlage anschlussseitig nicht unbeschränkt zur Verfügung gestellt. Die Anschlussleistung liegt konstant oder zeitweise unterhalb der installierten Leistung der Anlage bzw. der Verbrauchseinrichtung.

Die Sätze 1 und 2 erweitern dementsprechend den Handlungsspielraum von Netzbetreiber und Anschlussnehmer in Fällen, in denen die vorhandene Netzanschlusskapazität nicht oder vorerst nicht für den gewünschten Netzanschluss ausreicht.

Es liegt dabei in der Verantwortung des Anschlussnehmers, zuverlässig sicherzustellen, dass sich die Einspeisung bzw. Entnahme stets innerhalb der zulässigen Netzanschlussleistung bewegt und die technischen Vorgaben eingehalten werden. Die Konditionen einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung werden auf bilateraler Basis zwischen Netzanschlussbegehrendem und Netzbetreiber im Rahmen des Anschlussprozesses vor endgültiger Zusage des Netzanschlusses vereinbart, damit die lokale Netzsituation bestmöglich abgebildet werden kann. Grundsätzlich ist der Abschluss von flexiblen Netzanschlussvereinbarung für alle Anlagenarten und alle Netzebenen denkbar und wird bereits in verschiedenen Konstellationen praktiziert.

Satz 3 regelt die Mindestinhalte einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung. Dabei können sich die Rahmenbedingungen zur Beschränkung der Netzanschlussleistung unterscheiden:

Bei einer statischen Leistungsbegrenzung steht für die Dauer der flexiblen Netzanschlussvereinbarung die Netzanschlussleistung in Höhe eines konstant vorgegebenen Maximalwertes unterhalb der installierten Leistung der Anlage oder Verbrauchseinrichtung zur Verfügung.

Bei einer dynamischen Leistungsbegrenzung ist die Netzanschlussleistung in vom Netzbetreiber vorab definierten und planbaren Zeitfenstern in unterschiedlicher Höhe nutzbar.

Bei einer volldynamischen Leistungsbegrenzung kann der Netzanschluss grundsätzlich im Umfang der maximalen Anschlussleistung genutzt werden – dem Verteilernetzbetreiber wird aber das Recht gegeben, ereignisorientiert je nach Auslastung die Höhe der Anschlussleistung, ggf. bis auf eine vereinbarte Untergrenze, zu beschränken, um so eine höhere Auslastung in Zeiten, in denen es keine Engpässe gibt, zu ermöglichen.

Satz 4 stellt klar, dass lastseitig die Vorgaben einer Festlegung der Bundesnetzagentur auf Basis von § 14a vorrangig anzuwenden sind (gilt aktuell nur in der Niederspannung); erzeugungsseitig richtet sich für Erneuerbare-Energien-Anlagen und am gleichen Netzverknüpfungspunkt angeschlossene Stromspeicher der Abschluss flexibler Netzanschlussvereinbarungen nach § 8a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung aus der Neufassung des Absatzes 2b. Die Abweichungskompetenz der Bundesnetzagentur erstreckt sich konsequenterweise auch auf die neuen Vorgaben zu flexiblen Netzanschlussvereinbarungen.

Zu Nummer 5 (§ 59)

Entscheidungen nach § 131 Absatz 3 über Umrüstungsverlangen nach § 131 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 Artikel 2 (Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes)

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

Zu Buchstabe a

Die Inhaltsübersicht wird infolge der Anpassungen des Messstellenbetriebsgesetzes aktualisiert.

Zu Buchstabe b

Die Inhaltsübersicht wird infolge der Anpassungen des Messstellenbetriebsgesetzes aktualisiert.

Zu Buchstabe c

Die Inhaltsübersicht wird infolge der Anpassungen des Messstellenbetriebsgesetzes aktualisiert. Zu Nummer 2 (§ 3)

Zu Buchstabe a

§ 3 des Messstellenbetriebsgesetzes enthält die grundlegenden Vorschriften über den Messstellenbetrieb.

In Absatz 1 wird zunächst klargestellt, dass § 35 Absatz 1 für Zusatzleistungen ein angemessenes Zusatzentgelt vorsieht, das durch gesetzliche Vermutungsregelungen konkretisiert wird. Wie insbesondere aus dem Wortlaut von § 35 Absatz 1 Satz 2 hervorgeht, handelt es sich jedoch gerade nicht um Preisobergrenzen, wie sie die §§ 30 und 32 statuieren. Die insofern missverständliche Formulierung in Absatz 1 Satz 6 ist daher anzupassen.

Zu Buchstabe b und Buchstabe c

Die Anpassungen in den Absätzen 2 und 3 tragen dem deutlich erweiterten Aufgabenspektrum des Messstellenbetreibers hinsichtlich des Einbaus und Betriebs von Steuerungseinrichtungen Rechnung. Bislang oblagen dem grundzuständigen Messstellenbetreiber im Rahmen des Pflichtrollouts Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen. Der Anlagenbetreiber war dagegen nach den Vorschriften in den §§ 9, 10b, 100 Absatz 3 und 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie in § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes verpflichtet, den Einbau von technischen Einrichtungen einschließlich Steuerungseinrichtungen sicherzustellen, entweder indem er diese selbst beschaffte, oder durch Beauftragung des Messstellenbetreibers in Form einer Zusatzleistung. Dieser Ansatz führte in der Praxis nicht nur zu zahlreichen Zuständigkeitskonflikten, aufwendigen Prozessen und damit Belastungen für Anlagenbetreiber wie Messstellenbetreiber. Es fehlte darüber hinaus auch an einer klaren Verantwortlichkeit für die Sicherstellung der tatsächlichen Ansteuerbarkeit.

Damit die Steuerbarkeit in den gesetzlich vorgesehenen Fällen rasch und effizient tatsächlich hergestellt werden und als Flexibilitätspotenzial sicher berücksichtigt werden kann, wird der Einbau und Betrieb der notwendigen technischen Infrastruktur (intelligentes Messsystem mit Steuerungseinrichtungen) nunmehr einheitlich und anhand eines in den §§ 29 und 45 konkret geregelten Fahrplans dem Messstellenbetreiber zugewiesen, welcher sich ganz auf die systemseitigen Anforderungen konzentriert. Die Steuerbarkeit wird in den gesetzlich genannten Fällen zur Standardleistung (vergleiche § 34) und mit Preisobergrenzen (vergleiche § 30 Absatz 2) belegt. Zugleich verbleibt es bei der Verantwortlichkeit des Anlagenbetreibers/Anschlussnutzers für seine elektrische Kundenanlage (§ 9 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes), auch bleiben Übergangsvorschriften bis zum Einbau des intelligenten Messsystems im Erneuerbare-Energien-Gesetz enthalten (§ 9 Absatz 2, § 100 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes).

Zu Nummer 3 (§ 7)

In § 7 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes wird als Folgeänderung zum neu geschaffenen Steuerungsrollout klargestellt, dass nach dem Messstellenbetriebsgesetzes zulässige Entgelte, die der Anschlussnetzbetreiber nach § 30 Absatz 2 zu entrichten hat, ebenfalls unter Beachtung der gesetzlichen Vorgaben bei den Netzentgelten berücksichtigt werden können.

Zu Nummer 4 (§ 8)

Es handelt sich um eine Folgeanpassung an die Weiterentwicklung zum Mess- und Steuerungsrollout.

Zu Nummer 5 (§ 11)**Zu Buchstabe a**

Es handelt sich um eine Folgeänderung, um den Regelungstext vollständig abzubilden.

Zu Buchstabe b

Die Neuregelung mit § 11 Absatz 6 des Messstellenbetriebsgesetzes füllt die regulatorische Lücke im Interesse einer ausreichenden Regulierung des Auffangmessstellenbetreibers, der wichtige Systemaufgaben wahrnimmt. Da seine Aufgabenwahrnehmung bundesweite (systemische) Bedeutung hat, ermöglicht die Neuregelung Kosten einer bundesweiten Wälzung zuzuführen.

Zu Nummer 6 (§ 19)**Zu Buchstabe a**

Die Neuregelung in § 19 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes enthält zweierlei: notwendige (redaktionelle) Anpassungen an den neuen § 34 und (im Zusammenspiel mit § 46) stärker als bisher fokussierte Aufgabenzuweisungen durch den Gesetzgeber. So enthält die Neuregelung eine konzentrierte Verordnungsermächtigung zur weiteren Cybersicherheitsregulierung für die sogenannte zweite WAN-Verbindung (eine vom Smart-Meter-Gateway unabhängige Internetverbindung einer Energiewendeanlage).

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung.

Zu Nummer 7 (§ 29)

In § 29 Absatz 1 und 2 des Messstellenbetriebsgesetzes wird der reine Smart-Meter- durch die Integration der Herstellung der Steuerbarkeit von Energiewendeanlagen, also kleineren Erzeugungsanlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, zu einem Smart-Grid-Rollout weiterentwickelt. Dabei ist § 29 weiterhin die Grundnorm über die Rolloutverpflichtung grundzuständiger Messstellenbetreiber (gMSB), die Quote der verpflichtend auszustattenden Messstellen regelt unverändert § 45.

Mit dem erfreulich zunehmenden Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung werden Lastflexibilität und die Steuerbarkeit von Erzeugungsanlagen in Spitzenzeiten zunehmend zum entscheidenden Faktor für die Systemsicherheit: Experteneinschätzungen rechnen bis 2032 bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung mit bis zu 36 GW gleichzeitiger Spitzenlast, denen erzeugungsseitig eine gleichzeitig zu erwartende Leistung von rund 63 GW gegenüber steht. Hierdurch wird verdeutlicht, dass die Digitalisierung der Energiewende unverzichtbar für einen wirtschaftlich und operativ resilienten Systembetrieb insbesondere auch in Zeiten temporärer Erzeugungüberschüsse ist.

Um vor diesem Hintergrund den Rollout noch stärker systemorientiert auszurichten, sieht § 29 Absatz 1 Nummer 2 sowohl die Erweiterung der verpflichtend mit intelligenten Messsystemen auszustattenden Messstellen auf solche Messstellen mit Erzeugungsanlagen über 7kW (der erfasste Anlagenkreis ergibt sich aus § 2 Satz 1 Nummer 1) als auch deren gleichzeitig verpflichtend herzustellende Steuerbarkeit durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber vor. Nach dem Verhältnismäßigkeitsgrundsatz gilt dies insbesondere bei Kleinstanlagen, welche bisher nicht verpflichtend der Steuerung unterlagen, nur, soweit es erforderlich ist, um jeweils bis zum Ablauf der gesetzlichen Zieljahre Anlagen zu den nach § 45 Absatz 1 gebotenen Anteilen an der installierten Leistung auszustatten. Denn der gesetzliche Rollout-Fahrplan nach § 45 sieht bewusst keinen Zwang zur vollständigen Ausstattung auch aller kleinen Anlagen vor. Vielmehr genügt es, dass zu den vorgegebenen Zeitpunkten mindestens 90 Prozent der jeweils neu installierten Leistung ausgestattet sowie nachrangig ab Ende 2028 auch 50 Prozent der neueren Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2018 einbezogen sind.

Diese Neuerung bringt Verbesserungen auf mehreren Ebenen mit sich. War vorher noch der Anlagenbetreiber selbst nach den §§ 9, 10b, 100 Absatz 3 und 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes zur Herstellung der Steuerbarkeit verpflichtet, werden nun alle Leistungen für die Steuerbarkeit der Anlagen über intelligente Messsysteme gebündelt aus einer Hand vom grundzuständigen Messstellenbetreiber erbracht. Der bisherige Ansatz führte in der Praxis nicht nur zu zahlreichen Zuständigkeitskonflikten, aufwendigen Prozessen und damit Belastungen für Anlagenbetreiber wie Messstellenbetreiber. Es fehlte darüber hinaus auch an einer klaren Verantwortlichkeit für die Sicherstellung der tatsächlichen Ansteuerbarkeit. Eine Beauftragung nach § 9 Absatz 1b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes a. F. wird entbehrlich. Hierdurch wird für den grundzuständigen Messstellenbetreiber die Integration der neu ausgestatteten Messstelle in seine Betriebsabläufe wesentlich erleichtert, weil er die mit seinen IT-Systemen am besten kompatible Steuerungstechnik verbauen kann, schon so wertvolle Montagekapazitäten und trägt somit zur Entbürokratisierung und Beschleunigung des Rollouts bei.

Auch aus gesetzessystematischer Sicht gewinnt die neue Regelung gegenüber den bisherigen Regelungen in § 29 a. F. und § 9 Absatz 1 bis 1b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes a. F. an Klarheit und Struktur. Eine Unterscheidung zwischen der Herstellung der Sicht- und der Steuerbarkeit nach Anlagenklassen entfällt ebenso (§ 9 Absatz 1 und 1a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes a. F.), wie die bislang im Hinblick auf die Herstellung der Steuerbar-

keit in der Praxis immer wieder problembehaftete Kombination nach § 9 Absatz 1 Satz 1 zweite Alternative des Erneuerbare-Energien-Gesetzes a. F. aus steuerbarer Verbrauchseinrichtung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes und Erzeugungsanlage.

Gleichzeitig werden Anlagenbetreiber kleinerer Anlagen von der bisher bestehenden technisch anspruchsvollen Pflicht nach den §§ 9, 10b, 100 Absatz 3 und 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes befreit, für die Installation der für seine Anlagen passenden Steuerungstechnik zu sorgen. Dem Grundsatz der Verantwortung des Anschlussnehmers für die elektrische Anlage hinter der Hausanschlusssicherung entsprechend, bleibt der Anlagenbetreiber gegenüber dem Messstellenbetreiber nach § 9 Absatz 1 und 1a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes dafür zuständig, den ordnungsgemäßen technischen Zustand dieser elektrischen Anlage sowie der zu steuernden Erzeugungsanlagen sicherzustellen. Gleichzeitig bleiben auch die Übergangsvorschriften bis zum Einbau des intelligenten Messsystems im Erneuerbare-Energien-Gesetz enthalten (§ 9 Absatz 2, § 100 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes).

Absatz 5 sieht eine Ausnahme von der Ausstattungspflicht mit Steuerungstechnik nach § 29 Absatz 1 für Anlagen vor, wenn dauerhaft sichergestellt ist, dass sie keinen Strom in das Netz einspeisen und lediglich zur Eigenversorgung oder Weitergabe des Stroms außerhalb des Netzes verwendet werden. Die Notwendigkeit der Ansteuerbarkeit dieser Anlagen und damit der Ausstattung mit Steuerungseinrichtungen ist nicht gegeben, da kein Strom in das Netz eingespeist wird und die Anlagen zur Leistungsanpassung bspw. während temporärer Erzeugungsüberschüsse nicht zur Verfügung stehen. Die Ausstattungsverpflichtung mit einem intelligenten Messsystem bleibt hiervon unberührt. Die Sichtbarkeit dieser Anlagen erleichtert die Systemintegration dieser Einbaufallgruppe, deren Bezugsverhalten sich grundsätzlich von Standardlastkunden unterscheidet. Mit der Einschränkung, dass der Anlagenbetreiber frühestens vier Jahre nach Zugang der Erklärung nach Satz 1 Nummer 2 und nur nach Zugang einer Mitteilung über die beabsichtigte Aufhebung an den grundzuständigen Messstellenbetreiber die Aufhebung der Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung vornehmen kann, soll ein ständiges Hin- und Herwechseln vermieden und somit die Planbarkeit des Rollouts für die grundzuständigen Messstellenbetreiber erleichtert werden. Satz 4 sieht zudem eine weitergehende Ausnahme von der Ausstattungsverpflichtung vor für Steckersolargeräte mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 2 Kilowatt und mit einer Wechselrichterleistung von insgesamt bis zu 800 Voltampere, die hinter der Entnahmestelle eines Letztverbrauchers betrieben werden. Diese Fälle sind vom Pflicht-Rollout insgesamt ausgenommen und sind weder verpflichtend mit einer Steuerungseinrichtung noch mit einem intelligenten Messsystem auszustatten.

Zu Nummer 8 (§ 30)

Zu § 30 des Messstellenbetriebsgesetzes allgemein:

Die in § 30 geregelten Preisobergrenzen konkretisieren die wirtschaftliche Vertretbarkeit, welche nach § 29 Voraussetzung für Einbaupflichten des grundzuständigen Messstellenbetreiber sind. Die Anpassungen setzen einerseits die Ergebnisse des BMWK-Digitalisierungsberichts nach § 48 um, welcher dringlichen Handlungsbedarf für eine wirtschaftlich robuste Digitalisierung aufgezeigt hatte (Absatz 1, 3 und 5). Andererseits wird eine einfache und verlässliche Preisobergrenze für den erweiterten und aufwändigeren Messstellenbetrieb mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen definiert (Absatz 2).

Absatz 1 fasst die bislang in den Absätzen 1 und 2 für Letztverbraucher und Erzeugungsanlagen gesondert geregelten Preisobergrenzen für den Pflichteinbau von intelligenten Messsystemen durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber zusammen. Die Regelung gilt nur für reine „Messkonstellationen“. Müssen hingegen zusätzlich zum intelligenten Messsystem Steuerungseinrichtungen installiert werden, gilt die Spezialvorschrift in Absatz 2, welche als Bemessungsgrundlage auf Absatz 1 Bezug nimmt. Für optionale Einbaufälle regelt hingegen Absatz 3 gesonderte Preisobergrenzen.

Kernziel der Anpassungen in § 30 ist es, einen wirtschaftlich tragfähigen Infrastrukturausbau abzusichern, damit die Digitalisierung der Energiewende ihre Aufgabe für einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb erfüllen kann und zugleich eine gerechte Kostenverteilung anhand des Nutzens sicherzustellen. Eine solide Refinanzierung der Kosten eines effizienten Messstellenbetreibers bildet die Basis für einen wirtschaftlich nachhaltigen Rollout und leistungsfähigen Messstellenbetrieb. Nur, wenn die Finanzierung langfristig gesichert ist, wird der Aufbau der digitalen Infrastruktur robust und zukunftsfest gelingen. Die Kosten-Nutzen-Analyse der vom BMWK beauftragten Gutachter hat bestätigt, dass allein der in Geld auszudrückende, durch die Digitalisierung mögliche volkswirtschaftliche Nutzen für ein resilientes Stromsystem die anfallenden Kosten signifikant übersteigt. Die

Gutachter gehen von marktseitigen Einsparungen durch eine Einsatzoptimierung der Erzeugung zwischen 1,5 und 8,1 Milliarden EUR jährlich sowie einem netzseitigen Einsparpotenzial zwischen 0,5 und 2,5 Milliarden Euro jährlich aus. Hinzu kommen erhebliche derzeit noch nicht präzise monetarisierbare Vorteile für die Systemstabilität. Kostenseitig verbleibt jedoch selbst für besonders effiziente Messstellenbetreiber – trotz der mit dem GNDEW bereits angehobenen Preisobergrenzen – eine relevante Finanzierungslücke, welche ohne ein rasches Gegensteuern das wirtschaftliche Fundament der Digitalisierung untergraben und den Rollout ausbremsen würde.

Die Anpassungen an den Kostenregelungen adressieren zum einen die im Rahmen des BMWK-Digitalisierungsberichtes identifizierten Ungleichgewichte in der Kostenverteilung, welche die Messstellenbetreiber zugunsten bestimmter Einbaufälle benachteiligen. Zum anderen werden für die neu geschaffenen Standardleistungen im Rahmen des Steuerungsrollouts neue, wirtschaftlich tragfähige Kostenregelungen notwendig.

Zu den einzelnen Anpassungen in § 30:

In Absatz 1 Nummer 1 bis 4 werden jeweils die gleichlautenden Preisobergrenzen für Erzeugungsanlagen gemäß dem bisherigen Absatz 2 integriert. Absatz 1 Nummer 4 umfasst infolge der Ausweitung des Rollouts alle Erzeugungsanlagen mit Ausnahme von Steckersolargeräten, soweit diese zur Erreichung der Ausstattungsquoten der installierten Leistung nach § 45 einbezogen werden müssen. Zugleich werden die bisherigen Preisobergrenzen in § 30 Absatz 2 Nummer 1 und 2 zusammengefasst. Die Preisobergrenze wird einheitlich an die Preisobergrenze für steuerbare Verbrauchseinrichtungen (einschließlich steuerbaren Netzanschlüssen) nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes angeglichen (bisher Absatz 1 Nummer 5): Beides sind künftig Pflichteinbaufälle für Steuerungseinrichtungen, sodass die Nummern 4 und 5 nur als Berechnungsgrundlage für die spezielle Preisobergrenze nach Absatz 2 fungieren.

Die verbleibenden Preisobergrenzen von mindestens 120 Euro brutto jährlich sind nach den Ergebnissen des BMWK-Digitalisierungsberichts gemäß § 48 zusammen mit den übrigen Anpassungen (insbesondere der Aufhebung der besonders belastenden Preisobergrenzen-Bündelungsregelung nach § 30 Absatz 5 Satz 1 der bisherigen Fassung) als wirtschaftlich angemessen zu bewerten. So liegen die gutachterlich ermittelten jährlichen Grenzkosten bei den Pflichteinbaufällen für Einbau und Betrieb eines intelligenten Messsystems bei den effizientesten 25 Prozent der grundzuständigen Messstellenbetreiber, welche Daten zur Verfügung gestellt haben, bei rund 96 bis 114 Euro netto (114 bis 136 Euro brutto). Die Festlegung der Preisobergrenzen am oberen Rand dieses Spektrums trägt dem Umstand Rechnung, dass innerhalb der sehr heterogenen Kostenbasis der einzelnen Unternehmen ein besonders hoher Effizienzmaßstab angesetzt wurde, welcher vielen grundzuständigen Messstellenbetreibern erhebliche Anstrengungen zur Steigerung ihrer Effizienz abverlangt. Neben bestehenden Möglichkeiten (1:n-Anbindung, optimierter Rollout) werden mit dem vorliegenden Gesetz weitere Möglichkeiten zur Steigerung der Effizienz aufgezeigt, etwa durch Kooperationen und Rolloutkonsortien, welche nach § 45 künftig durch eine gemeinsame Quotenerfüllung angereizt werden. Die angepassten Preisobergrenzen können vorbehaltlich der Regelungen der im Einzelnen vereinbarten Messstellenverträge für bereits laufende Verträge bei bereits vor Inkrafttreten der Neuregelung mit intelligenten Messsystemen ausgestatteten Messstellen im Rahmen der grundsätzlich jährlich neu entstehenden Entgelte nach § 7 Absatz 1 für etwaige vertragliche Preisanpassungen mit Wirkung zum 1. Januar 2025 berücksichtigt werden. Soweit es aufgrund des Inkrafttretens des vorliegenden Gesetzes zu einer unechten Rückwirkung auf bereits laufende Messstellenverträge kommt, ist diese gerechtfertigt, um den zum Einbau nach § 29 verpflichteten grundzuständigen Messstellenbetreibern eine angemessene Refinanzierung ihrer damit verbundenen Kosten zu ermöglichen. Schützenswertes Vertrauen der Entgeltzahler in den Fortbestand der aktuellen Preisobergrenzen und Kostenregelungen besteht nicht, da bereits die geltenden § 48 Absatz 1 Nummer 3 und § 33 Absatz 1 Nummer 1 eine Überprüfung und erforderlichenfalls Anpassung der laufenden Entgelte vorsehen, zudem handelt es sich voraussichtlich nur um einen zeitlich äußerst begrenzten Rückwirkungszeitraum.

Absatz 2 ist gegenüber Absatz 1 die speziellere Vorschrift für „Steuerungspflichteinbaufälle“, d. h. diejenigen Fälle, in denen der grundzuständige Messstellenbetreiber gemäß § 29 Absatz 1 Nummer 2 neben intelligenten Messsystemen zusätzlich eine Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt einbauen und betreiben muss. Dieser um das Steuern über Smart-Meter-Gateways erweiterte Messstellenbetrieb beinhaltet zusätzliche Standardleistungen nach § 34 Absatz 1 Nummer 5 bis 8 und bedarf daher auch eines zusätzlichen Entgelts, das auf die Entgelte für das reine „Messen“ anfällt. Absatz 2 gilt nicht für Einbau und Betrieb von Steuerungseinrichtungen über andere technische Einrichtungen, insbesondere nicht solche nach § 9 Absatz 2 und § 100 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Die Kostenregelung besteht aus zwei Elementen: Für Einbau und Betrieb des oder der intelligenten Messsysteme wird das von Anschlussnutzer und Anschlussnetzbetreiber zu entrichtende „Mess-

entgelt“ unter Beachtung der Preisobergrenzen der Absätze 1 und 5 gebildet. Zusätzlich kann der grundzuständige Messstellenbetreiber ein „Steuerungsentgelt“ von höchstens 100 Euro brutto jährlich erheben. Dieses ist vom Anschlussnehmer, in der Regel also vom Gebäudeeigentümer (vgl. § 2 Satz 1 Nummer 2), sowie vom Anschlussnetzbetreiber zu entrichten, wobei für jeden Schuldner eine Preisobergrenze von 50 Euro brutto jährlich gilt. In Mehrnutzerliegenschaften soll der Anschlussnehmer die Kosten im Rahmen der Nebenkosten auf die individuellen Anschlussnutzer umlegen können. Der grundzuständige Messstellenbetreiber kann das zusätzliche Steuerungsentgelt nach Absatz 2 Nummer 2 in Rechnung stellen, sobald die Steuerungseinrichtung nach § 34 Absatz 1 Nummer 5 in Betrieb genommen ist und er mit seinen Systemen in der Lage ist, die Standardleistungen nach § 34 Absatz 1 Nummer 6 bis 8 zu erbringen. Unerheblich ist hingegen, ob der Netzbetreiber oder der Anschlussnehmer bzw. Anschlussnutzer ihrerseits in der Lage sind, diese Leistungen in Anspruch zu nehmen.

Im Sinne einer einfachen und zugleich kostengerechten Regelung gilt für das Entgelt nach Nummer 2 eine einheitliche Preisobergrenze, unabhängig von den hinter dem Netzanschluss vorhandenen Anschlussnutzern, ihren Anlagen und Verbrauchseinrichtungen und ihrer Einordnung in die Pflichteinbaufallgruppen. Auf diese Weise werden komplizierte und bei Mehrnutzerliegenschaften in der Praxis für den grundzuständigen Messstellenbetreiber kaum mögliche Aufteilungen der Nutzung von gemeinschaftlich genutzten Steuerungseinrichtungen zu einzelnen Anschlussnutzern vermieden. Die Regelung führt zudem zu einer deutlich einfacheren und handhabbaren Umsetzbarkeit der Steuerung: Nach § 34 Absatz 1 Nummer 5 wird durch den Messstellenbetreiber lediglich eine Steuerungseinrichtung am Netzanschluss eingebaut, an welche das Smart-Meter-Gateway und die zu steuernden Einheiten (ein Energiemanagementsystem oder einzelne Anlagen und Verbrauchseinrichtungen) angebunden werden. Der Aufwand für Einbau und Betrieb der Steuerungseinrichtung für den Messstellenbetreiber ist damit stets derselbe, zugleich wird ein starker Anreiz für den Einbau von Steuerungstechnik mit digitalen Schnittstellen gesetzt und die Ausstattung einzelner Anlagen mit mehreren einzelnen Steuerboxen vermieden. Durch die Steuerung am Netzanschlusspunkt kann die Steuerung für die Anlagenbetreiber und Letztverbraucher im Ergebnis erheblich kostengünstiger und für Netzbetreiber und Marktakteure deutlich handhabbarer realisiert werden. Für den Fall, dass bei einem Anschlussnehmer ausnahmsweise weitere Steuerungseinrichtungen erforderlich werden, bleibt eine entsprechende Bestellung nach § 34 Absatz 2 Nummer 2 möglich.

Die Kostentragung der Steuerung durch den Anschlussnehmer und letzten Endes die Anlagenbetreiber und Letztverbraucher ist kostengerecht, um dem zusätzlichen Nutzen durch die Steuerungsmöglichkeit über Smart-Meter-Gateways Rechnung zu tragen. War die marktliche Steuerung über das Smart-Meter-Gateway bislang nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 4 jeweils separat zu vergüten, ist sie nunmehr nach Maßgabe des § 34 Absatz 1 Nummer 8 ebenfalls in der Standardleistung des Messstellenbetreibers inkludiert. Kunden und deren Dienstleister können die Steuerungseinrichtung also ebenfalls beispielsweise im Rahmen der Direktvermarktung oder für das marktliche Steuern im Rahmen eines dynamischen Stromtarifs nutzen. Zudem ermöglicht die Steuerungsmöglichkeit auch bei hohem Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen einen raschen Netzanschluss. Dem stehen im Vergleich zu aktuell verfügbaren Steuerungslösungen gerade in Mehrnutzerliegenschaften nur sehr geringe jährliche Kosten gegenüber. Der Netzbetreiber hat ebenfalls einen hohen Nutzen von der Steuerungsmöglichkeit und wird daher im Sinne einer einfachen und gerechten Kostenteilung gleichmäßig beteiligt.

Die Bemessung der Preisobergrenze für die Steuerungseinrichtung nach § 30 Absatz 2 Nummer 2 in Höhe von insgesamt 100 Euro brutto jährlich baut auf der gutachterlichen Kostenanalyse eines fiktiven grundzuständigen Messstellenbetreibers und den entsprechenden Modellierungen auf, welche im Auftrag des BMWK in dem Gutachten „Voruntersuchung zu den Analysen und Berichten des BMWK nach § 48 MsbG“ durchgeführt wurden. Sie berücksichtigt Prämissen für die wesentlichen Kostenbestandteile, insbesondere Installations- und Hardwarekosten sowie IT- und Prozesskosten. Angesichts der Tatsache, dass derzeit noch keine mit dem Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen vergleichbare Datengrundlage über tatsächliche Kosten bei den verpflichteten Unternehmen für den Steuerungsrollout vorliegen, wurden die Beträge mit gutachterlicher Unterstützung und unter Einbeziehung von Branchenexperten konservativ unter Berücksichtigung eines Sicherheitspuffers abgeschätzt. Es wurden dabei auch Annahmen zu Inflation als auch Kostendegression durch Skalen- und Lerneffekte zugrunde gelegt. Die angesetzten jährlichen Kosten liegen überdies deutlich unter den laufenden Kosten alternativer Fernwirktechnik, welche nach den gegenwärtigen Preisblättern der Verteilernetzbetreiber regelmäßig im mittleren dreistelligen Bereich liegen. Im Ergebnis ist somit davon auszugehen, dass die angesetzte Preisobergrenze jedenfalls für den Zeitraum bis zu der erforderlichen Überprüfung mit der nächsten Kosten-Nutzen-Analyse nach § 48 Absatz 1 Nummer 3 die wirtschaftliche Vertretbarkeit sowohl für die grundzuständigen Messstellenbetreiber als auch für die Anschlussnehmer gewährleistet.

Absatz 3 enthält angepasste Kostenregelungen zum optionalen Rollout von intelligenten Messsystemen. Der BMWK-Digitalisierungsbericht hat ergeben, dass die bisher geltenden Preisobergrenzen deutlich unterhalb der Grenzkosten selbst der effizientesten grundzuständigen Messstellenbetreiber in der gutachterlichen Kostenanalyse liegen. Wären Messstellenbetreiber verpflichtet, zu diesen Preisobergrenzen auf Kundenbestellung intelligente Messsysteme zu installieren, würde dies folglich zu erheblichen wirtschaftlichen Schäden führen, die auch anderweitig nicht refinanziert werden könnten, und trotz vorhandenen Nutzens die Besteller nicht an den Kosten beteiligen. Der neu gefasste Absatz 3 sorgt daher für eine wirtschaftlich tragfähige Anpassung dieser Preisobergrenzen.

Für diese optionalen Einbaufälle (Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von 6.000 Kilowattstunden oder weniger Steckersolargeräte) gilt hingegen nach Absatz 3 Nummer 2 in Verbindung mit § 35 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 eine differenzierte Regelung, welche einerseits Möglichkeiten für einen breiteren Rollout schafft, andererseits die Verbraucher vor starken Kostenbelastungen schützt. Die Gesamt-Preisobergrenze beträgt hier maximal 60 Euro brutto jährlich, was der bisherigen Preisobergrenze für die Einbaugruppe 4.000 bis 6.000 Kilowattstunden entspricht. Hiervon entfallen maximal 30 Euro auf den Letztverbraucher und 30 Euro auf den Netzbetreiber. Diese Preisobergrenze kann insbesondere dann für den Messstellenbetreiber erreichbar sein, wenn er Effizienzen und Skaleneffekte im Rollout nutzt, beispielsweise bei Mehrnutzerliegenschaften neben Pflichteinbaufällen zusätzliche optionale Fälle ausstattet und dabei die Vielfachanbindung/1:n-Anbindung (§ 21 Absatz 3) nutzt. Im Falle eines dergestalt optimierten Rollouts haben die Gutachter des BMWK Skaleneffekte von rund 20 Prozent gegenüber dem im Pflichtrollout geltenden Grenzkostenniveau errechnet. Bestellt hingegen der Anschlussnutzer selbst das intelligente Messsystem sind diese Skaleneffekte für den Messstellenbetreiber nicht erreichbar, zudem entsteht Zusatzaufwand für die Neuplanung des Rollouts, zusätzliche Anfahrten etc. Diese Mehrkosten müssen durch den Besteller durch ein angemessenes Zusatzentgelt nach § 35 Absatz 1 (Einmalentgelt und „Besteller-Preisobergrenze“) ausgeglichen werden, um insgesamt ein kostendeckendes Niveau zu erreichen. Diese Regelung stellt zugleich eine Internalisierung von Kosten entsprechend dem Nutzen sowie eine volkswirtschaftlich effiziente, preisgesteuerte Allokation der begrenzten Rolloutkapazitäten sicher.

In Absatz 5 wird schließlich die bisherige Preisobergrenzen-Bündelung in Fällen aufgegeben, bei denen mehrere Zählpunkte eines Anschlussnutzers mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden. Der Digitalisierungsbericht des BMWK nach § 48 hat deutlich gezeigt, dass die Regelung nicht nur ihren verbraucherschützenden Zweck verfehlt, sondern zu erheblichen ungerechtfertigten Belastungen der grundzuständigen Messstellenbetreiber führt. Das vorbereitende Gutachten entdeckte hier mit rund 470 Millionen Euro die im Vergleich zu allen anderen Fällen größte Wirtschaftlichkeitslücke, denn tatsächliche Kosten und gesetzlicher Ansatz fielen hier in hohem Maße auseinander. Änderungen an dieser Regelung sind daher für eine gerechte Kostenverteilung geboten und bieten für die Wirtschaftlichkeit des Rollouts zugleich auch den größten Hebel. Insbesondere hat die Voruntersuchung offengelegt, dass die laufenden Prozesskosten (z. B. für die Smart-Meter-Gateway-Administration) gegenüber den Hardwarekosten dominieren und derzeit den wesentlichen Kostentreiber für den Messstellenbetreiber darstellen. Im Ergebnis muss ein grundzuständiger Messstellenbetreiber mehrere intelligente Messsysteme für den Preis von einem, zuzüglich der Zählerkosten, betreiben. Auch wenn eine Vielfachanbindung von mehreren Zählern an ein Smart-Meter-Gateway (1:n) Einsparpotenziale bringt, rechtfertigen diese bei Weitem nicht den durch die Bündelungsregelung gewährten „Mengenrabatt“ auf die Messentgelte. Umgekehrt hängt die Anzahl der bei einem Kunden anzubindenden Zähler in der Regel von dessen Gestaltung ab. Gestaltungsmöglichkeiten könnten etwa darin liegen, für den Allgemeinstromverbrauch kein intelligentes Messsystem zu verlangen, bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes das „Modul 1“ ohne gesonderte Verbrauchserfassung für die Wallbox und die Wärmepumpe zu wählen oder alle steuerbaren Verbrauchseinrichtungen über einen gemeinsamen zusätzlichen Zähler zu messen (Kaskadenmessung). Auch in komplexen Prosumer-Konstellationen sind in der Regel Messkonzepte mit maximal zwei Zählern umsetzbar. Es ist daher konsequent und kostengerecht, es künftig in Mehrzählerkonstellationen bei der Grundregel nach Absatz 1 zu belassen, dass die jeweiligen Preisobergrenzen zählpunktbezogen („für jeden Zählpunkt“) anzuwenden sind.

Gesondert zu bewerten sind hingegen Fälle, in denen ein Zählpunkt eines Anschlussnutzers mehrere Pflichteinbaufälle für intelligente Messsysteme nach Absatz 1 oder Absatz 3 verwirklicht (Einzählerkonstellationen). Zu denken wäre an besondere Fälle von Überschusseinspeisung und hohem Stromverbrauch, in denen lediglich ein Zweirichtungszähler am Netzanschlusspunkt verbaut ist. Hier bliebe es bei einem intelligenten Messsystem (=Smart-Meter-Gateway plus ein Zähler), sodass es angemessen erscheint, lediglich die höchste fallbezogene Preisobergrenze (POG) zu veranschlagen. Auch bei Steuerungseinbaufällen nach Absatz 2 kommt es zu einer

Bündelung, d. h. es wird nur eine Steuerungseinrichtung am Netzanschluss bereitgestellt und durch den Anschlussnehmer mit einem pauschalen Zusatzentgelt vergütet. Es ist in der Regel problemlos möglich, mehrere Anlagen und Verbrauchseinrichtungen über eine Steuerungseinrichtung zu regeln, ggf. unter Zwischenschaltung eines kundeneigenen Heim-Energiemanagementsystems (HEMS). Hierdurch wird eine einfache, kundenfreundliche und energiewirtschaftlich zukunftsfeste Steuerungsinfrastruktur aufgebaut.

Absatz 6 enthält Folgeanpassungen zu § 33.

Zu Nummer 9 (§ 31)

Zu Buchstabe b

Absatz 2 enthält Folgeänderungen zur Klarstellung in § 3, indem die bezüglich § 35 missverständliche Formulierung „Preisobergrenzen“ bereinigt wird.

Zu Nummer 10 (§ 32)

In Absatz 1 wird die Preisobergrenze für moderne Messeinrichtungen (d. h. Einbaufälle nach § 29 Absatz 3, in denen standardmäßig kein Smart-Meter-Gateway installiert wird) um 5 Euro brutto jährlich angehoben. Dies trägt den seit Inkrafttreten des Messstellenbetriebsgesetzes im Jahr 2016 gestiegenen Kosten der grundzuständigen Messstellenbetreiber Rechnung. Bei der Anpassung in Absatz 2 handelt es sich um Folgeänderungen zu den Änderungen in § 33 MSbG.

Zu Buchstabe a

In § 31 des Messstellenbetriebsgesetzes erfolgen Klarstellungen und Folgeänderungen. In Absatz 1 wird klargestellt, dass die Anwendungsupdates zum Ende des agilen Rollouts bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 zu erfolgen haben. Der bisherige Wortlaut war diesbezüglich nicht eindeutig, vielmehr ergab sich das Fristende nur aus der systematischen Auslegung in Verbindung mit § 19 Absatz 5. Dieser regelt die übergangsweise Zulässigkeit der Weiternutzung von nicht zertifizierten Messsystemen über den Beginn des Pflichtrollouts (d. h. das Ende des agilen Rollouts) hinaus ab dem 31. Dezember 2025. Folglich ist dieser Stichtag auch für § 31 maßgeblich.

Zu Nummer 11 (§ 33)

Die Neuregelung des § 33 des Messstellenbetriebsgesetzes ist notwendige Konsequenz des Systemwechsels bei der Netzentgeltregulierung. Obliegt deren Regulierung der Bundesnetzagentur, ist es konsequent, der Bundesnetzagentur auch eine Regulierung der Messentgelte jedenfalls so lange zu ermöglichen, wie die Digitalisierung der Energiewende zuvorderst Systemaufgaben erfüllt und die Finanzierungsverantwortung zu einem Großteil beim Netzbetrieb angesiedelt ist. Die Neuregelung setzt also den Weg des GNDEW fort und gibt Anpassungen von Preisobergrenzen, Vermutungstatbeständen bei den Zusatzleistungen, Regelungen zu Kostenaufteilungen zwischen Netzbetrieb auf der einen und Anschlussnehmer/-nutzer/Anlagenbetreiber auf der anderen Seite in die Hände der Bundesnetzagentur (Absatz 1 Nummer 1). Gleiches gilt für die regulatorische Handhabe von besonderen Kostenbelastungen im Zusammenhang mit dem Auffangmessstellenbetrieb (Absatz 1 Nummer 2). Absatz 2 enthält ein fakultatives Berücksichtigungsgebot zugunsten des Berichts des BMWK nach § 48 und stellt als Regelung damit sicher, dass alle relevanten Aspekte in die Regulierung der Preisobergrenzen einfließen können, ohne die europarechtlich verbürgte Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur einzuschränken. Die verbraucherschützenden Regelungen des Absatzes 3 bleiben unangetastet.

Zu Nummer 12 (§ 34 und § 35)

Damit die Steuerbarkeit in den gesetzlich vorgesehenen Fällen rasch und effizient tatsächlich hergestellt werden und als Flexibilitätspotenzial sicher berücksichtigt werden kann, wird der Einbau und Betrieb der notwendigen technischen Infrastruktur (intelligentes Messsystem mit Steuerungseinrichtungen) nunmehr einheitlich und anhand eines in den §§ 29 und 45 konkret geregelten Fahrplans dem Messstellenbetreiber zugewiesen, welcher sich ganz auf die systemseitigen Anforderungen konzentriert.

§ 34 Absatz 1 Nummer 5 bis 8 des Messstellenbetriebsgesetzes regeln die Standardleistungen im erweiterten Messstellenbetrieb für die Fälle, in denen der Messstellenbetreiber gemäß § 29 Absatz 1 Nummer 2 zusätzlich zu intelligenten Messsystemen auch verpflichtet ist, die Steuerbarkeit von Anlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen über Smart-Meter-Gateways herzustellen. Die neue Nummer 5 regelt den Einbau der notwendigen Steuerungseinrichtungen, während die Datenkommunikation in den Nummern 6 bis 8 geregelt wird, welche der-

zeit nur als Zusatzleistungen anzubieten sind. Diese Standardleistungen sind folglich nicht zu erbringen, wenn nur intelligente Messsysteme ohne Steuerungseinrichtung zu verbauen sind. Die Definition von Standardleistungen für den erweiterten Messstellenbetrieb (Einbau und Betrieb von Steuerungseinrichtungen) ist eine notwendige Konsequenz aus der Weiterentwicklung des bisherigen Smart-Meter-Rollouts hin zu einem Smart-Grid-Rollout, der neben der Ausstattung mit intelligenten Messsystemen für eine Vielzahl der Pflichteinbaufälle auch den Einbau von Steuerungstechnik vorsieht. Für eine gesetzliche Einbaupflicht der Steuerungstechnik ist die Ausgestaltung einer verpflichtenden Standardleistung genau wie eine gesetzliche Konkretisierung durch angemessene Preisobergrenzen nach § 30 Absatz 2 erforderlich, um die wirtschaftliche Vertretbarkeit für die grundzuständigen Messstellenbetreiber ebenso wie für die Entgeltschuldner sicherzustellen.

Die neue Nummer 5 sieht dabei ebenso wie § 29 Absatz 1 Nummer 2 vor, dass der Messstellenbetreiber als Standardleistung lediglich eine Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt bereitstellen muss. Durch die Steuerung am Netzanschluss statt des Einbaus von zahlreichen Steuerungseinrichtungen an Einzelanlagen wird ein kostengünstiger und ressourcensparender Steuerungsrollout ermöglicht. Die netzanschlussbezogene Steuerung ist auch operativ handhabbarer und belässt den Kunden Freiheiten für eine lokale Optimierung hinter dem Netzanschluss. Der Messstellenbetreiber ist zudem, soweit erforderlich, zur informationstechnischen Anbindung an das Smart-Meter-Gateway und zur Parametrierung und Konfiguration des Smart-Meter-Gateways und Steuerungseinrichtung verpflichtet. Auch beim Ausstattungszeitpunkt an der Messstelle vorhandene, zu steuernde Einrichtungen (einschließlich Energiemanagementsysteme) sind informationstechnisch an die Steuerungseinrichtung anzubinden. Die Anbindungsverpflichtung umfasst die Herstellung der Kommunikationsverbindung zur Steuerungseinrichtung am Zählerplatz beziehungsweise am Hausanschlussraum, nicht jedoch etwaige Vorbereitungsmaßnahmen in der Kundenanlage, etwa die Verlegung von Datenkabeln bis zum Hausanschlussraum. Nimmt der Anlagenbetreiber nach der Ausstattung mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen neue zu steuernde Einrichtungen in Betrieb, obliegt ihm hingegen die informationstechnische Anbindung an die vorhandene Steuerungseinrichtung bzw. das Energiemanagementsystem. In der Praxis wird dieser Schritt regelmäßig ohne großen Aufwand durch den Kundeninstallateur, der beispielsweise eine neue Solaranlage in Betrieb nimmt, erledigt werden können.

Die Nummern 6 bis 8 entsprechen im Wesentlichen den bisherigen Zusatzleistungen in § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 bis 4.

Die Regelung in § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 wird zur Umsetzung von Artikel 20 der novellierten Gasbinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2024/1788 ergänzt um einen Anspruch auf eine individuelle Ausstattung mit intelligenten Messsystemen für Gas. Einer gesonderten Beauftragung bedarf es nicht, soweit die Anbindungsverpflichtung für den Gaszähler nach § 40 greift.

Die Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 bis 4 gehen in den neuen Standardleistungen § 34 Absatz 1 Nummer 6 bis 8 auf.

Die Möglichkeit, den Messstellenbetreiber mit dem Einbau von Steuerungstechnik über die Ausstattungspflicht nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 hinaus oder bei optionalen Einbaufällen nach § 29 Absatz 2 zu beauftragen, sieht § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 vor.

Bei der Erweiterung der Zusatzleistung nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 8 um die schwarzfallrobuste Ausführung der Ausstattung von Messstellen mit Mess- und Steuerungseinrichtungen handelt es sich um eine Folgeänderung zur neuen Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur nach § 47 Absatz 3 Nummer 2, in der Buchstabe a eine entsprechende Möglichkeit zur verpflichtenden Beauftragung des Netzbetreibers der dies umfassenden Zusatzleistung nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 8 vorsieht.

Mit dem neu eingefügten § 34 Absatz 2 Satz 4 wird einerseits geregelt, dass eine individuelle Ausstattung auf Bestellung mit intelligenten Messsystemen nach Satz 2 Nummer 1 innerhalb von vier Monaten auf Beauftragung durch den Messstellenbetreiber umgesetzt werden muss. Andererseits wird jedoch klargestellt, dass derartige individuelle Ausstattungen auf Bestellung nicht dazu führen dürfen, dass auch nach den EU-rechtlichen Vorgaben vorrangige Pflichtrollout-Einbaufälle nach § 29 Absatz 1 durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber depriorisiert werden müssen, um die Viermonatsfrist „um jeden Preis“ zu halten. Besteht insbesondere aufgrund der Vielzahl der Bestellungen bei optionalen Einbaufallgruppen oder Pflichteinbaufällen, welche nach § 45 Absatz 1 erst zu einem späteren Zeitpunkt auf die Ausstattungsquoten anzurechnen sind, die Gefahr, dass die Ausstattungspflichten nach § 45 nicht erreicht werden können, ist der grundzuständige Messstellenbetreiber berechtigt, im

erforderlichen Umfang Kundenbestellungen vorübergehend zurückzustellen. Er bleibt jedoch weiterhin zur schnellstmöglichen Erledigung verpflichtet. Für die nach Absatz 2 Satz 5 erforderliche Gefährdung ist dabei ein weiter Maßstab anzuwenden. Es bedarf insbesondere keiner direkten Kausalität zwischen einem einzelnen Auftrag und dem Risiko einer Verfehlung der Pflichtrolloutquoten. Es genügt vielmehr, wenn der Messstellenbetreiber nachvollziehbar darlegt, dass die Anzahl der vorliegenden Kundenbestellungen innerhalb eines Planungszeitraums des Messstellenbetreibers (beispielsweise eines Quartals) im Verhältnis zu den geplanten Pflichtausstattungen außer Verhältnis steht, sodass der Messstellenbetreiber diese Bestellungen voraussichtlich nicht fristgemäß erfüllen kann, ohne Kapazitäten vom Pflichtrollout abzuziehen. Es obliegt dem Messstellenbetreiber, das Vorliegen einer Gefährdung der Pflichteinbauvorgaben konkret und nachvollziehbar darzulegen und zusätzlich präzise und verbindlich mitzuteilen, wann der Einbauwunsch umgesetzt werden kann (Absatz 2 Satz 6). Die Regelung unterliegt darüber hinaus gemäß § 76 der Aufsicht durch die Bundesnetzagentur. Hierzu kann die Bundesnetzagentur sich insbesondere auf die im Rahmen des Monitorings nach § 77 in Verbindung mit § 35 des Energiewirtschaftsgesetzes abgefragten Einbauzahlen stützen oder anlassbezogen Einbaufallzahlen bei einzelnen Unternehmen abfragen.

Bei der Anpassung in § 35 Absatz 1 Satz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes handelt es sich einerseits um eine Klarstellung des bisherigen Regelungsansatzes, wonach § 35 Absatz 1 Satz 2 eine Vermutung bezüglich der Angemessenheit der Kosten vorsieht. Wie insbesondere bereits aus dem bisherigen Wortlaut von § 35 Absatz 1 Satz 2 hervorging, handelt es sich gerade nicht um Preisobergrenzen, wie sie die §§ 30 und 32 statuieren. Die insofern missverständliche Regelung in § 3 Absatz 1 Satz 5 wird ebenfalls entsprechend angepasst. Andererseits wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die bisherigen Zusatzleistungen im Zusammenhang des Steuerns künftig nach § 34 Absatz 1 als Standardleistungen eingeordnet werden, sodass es der entsprechenden Vermutungsregelungen nicht mehr bedarf. Satz 2 stellt künftig nur noch eine Vermutungsregelung für das angemessene Entgelt für eine vorzeitige Ausstattung auf Bestellung für Zählpunkte der Sparte Elektrizität (bisher Nummer 1) sowie für den Anspruch auf Überlassung aller erhobenen Messwerte auch an weitere beauftragte Dritte (bisher Nummer 3) auf. Diese entspricht den Ergebnissen des Digitalisierungsberichts und stellt eine angemessene Kostenbeteiligung des Bestellers an den Zusatzkosten für eine individuelle Ausstattung außerhalb des Rollouts sicher. Die übrigen in Nummer 2 bis 5 genannten Vermutungstatbestände für Zusatzleistungen werden als Ergebnis des BMWK-Digitalisierungsberichts aufgehoben, sodass es bei der Grundregel nach Satz 1 verbleibt, dass vom grundzuständigen Messstellenbetreiber ein angemessenes Zusatzentgelt erhoben werden darf. So hat der Digitalisierungsbericht ergeben, dass eine auch nur indikative Bepreisung dieser Leistungen mangels praktischer Umsetzungserfahrungen derzeit noch nicht möglich ist. Zugleich wird durch die Aufhebung der Vermutungstatbestände die Möglichkeit gestärkt, durch Pakete oder ein modulares Baukastensystem eine kundenfreundlichere Bereitstellung von Zusatzleistungen zu ermöglichen. Schließlich wird hierdurch der wettbewerbliche Messstellenbetrieb gestärkt. Auch für die vorzeitige Ausstattung auf Bestellung von Zählpunkten der Sparte Gas, welche ab 2026 ebenfalls von § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 umfasst ist, bleibt es kostenseitig bei der Grundregel nach Absatz 1 Satz 1, d. h. der Angemessenheitskontrolle.

Die Entfernung des bisherigen Absatzes 3 stellt eine redaktionelle Bereinigung dar, weil diese Regelung mittlerweile abschließend in § 45 Absatz 1 Satz 4 geregelt ist.

Zu Nummer 13

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen.

Zu Nummer 14 (§ 45)

Mit den Änderungen in § 45 Absatz 1 werden die zeitlichen und quotalen Vorgaben an den grundzuständigen Messstellenbetreiber im Rahmen des Pflichtrollouts nach § 29 Absatz 1 und 2 angepasst. Übergeordnete Zielvorgabe ist es dabei, den Rollout stärker auf die Bedürfnisse der Systemsicherheit zu fokussieren. Zugleich wird der Schwerpunkt auf neu in Betrieb genommene Anlagen gelegt, um den Zubau von EEG-Anlagen zu flankieren und unter Umständen aufwendigere Ausstattungen von Bestandsanlagen zeitlich nach hinten zu verlagern. Dabei ist weiterhin spätestens am 1. Januar 2025 der Rollout-Start durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber verpflichtend. Unverändert gilt auch wie bislang für große Erzeugungsanlagen ab 100 Kilowatt bzw. bei Großverbrauchern nach § 30 Absatz 1 Nummer 1 mit einem Jahresstromverbrauch über 100 000 Kilowattstunden, dass der Rollout spätestens im Jahr 2028 starten muss.

Der in § 29 angelegte Weiterentwicklung des reinen Smart-Meter- hin zu einem Smart-Grid-Rollout ist konsequenterweise auch im gesetzlichen Rollout-Fahrplan nach § 45 Rechnung zu tragen. Mit dem erfreulich zunehmenden Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung werden Lastflexibilität und die Steuerbarkeit von Erzeugungsanlagen in Spitzenzeiten zunehmend zum entscheidenden Faktor für die Systemsicherheit: Experteneinschätzungen rechnen bis 2032 bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung mit bis zu 36 GW gleichzeitiger Spitzenlast, denen erzeugungsseitig eine gleichzeitig zu erwartende Leistung von rund 63 GW gegenüber steht. Hierdurch wird verdeutlicht, dass die Digitalisierung der Energiewende unverzichtbar für einen wirtschaftlich und operativ resilienten Systembetrieb insbesondere auch in Zeiten temporärer Erzeugungüberschüsse ist.

Um diesen neuen Herausforderungen für das Stromsystem Rechnung zu tragen, fokussiert der Rollout-Fahrplan für Erzeugungsanlagen nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 zukünftig nicht mehr auf die Einbauzahlen. Stattdessen wird die installierte steuerbare Leistung das maßgebliche Kriterium für die zu erfüllende Quote. Danach müssen grundzuständige Messstellenbetreiber nunmehr 90 Prozent der installierten Leistung der in den jeweiligen Zweijahresscheiben neu in Betrieb genommenen EE-Anlagen ausstatten, um vorrangig eine Pflichtausstattung bei Anlagen vorzusehen, bei deren technischer Ausstattung und Installation typischerweise bereits die Anbindung an Steuerungseinrichtungen mitgedacht und entsprechend vorbereitet wurde, etwa durch das Verlegen von Leerrohren vom Zählerschrank zum Dach. Hierdurch kann in der Skalierungsphase die Anzahl von Installationsabbrüchen möglichst geringgehalten werden. Zugleich wird hierdurch die insgesamt nichtsteuerbare Leistung im Wesentlichen auf dem jetzigen Niveau zu halten.

So sieht beispielsweise § 45 Absatz 1 Nummer 2 für Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 100 Kilowatt vor, dass 90 Prozent der seit Inkrafttreten dieses Gesetzes bis zum 30. September 2026 neu in Betrieb genommenen Anlagen bis Ende 2026 mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen auszustatten sind. Anlagen die nach dem 30. September in Betrieb genommen wurden sind für die bis Jahresende zu erreichende Quote nicht zu betrachten. Damit berücksichtigt die Regelung die einmonatige Meldefrist ab Inbetriebnahme zum Marktstammdatenregister für EE-Anlagen nach § 5 Absatz 5 MaStRV und sieht zugleich darüber hinaus noch einen angemessenen zeitlichen Spielraum vor. Hierdurch wird verhindert, dass der eigentlich gesetzeskonform ausrollende grundzuständige Messstellenbetreiber unverschuldet eine gesetzliche Quote nach § 45 Absatz 1 verfehlt, falls beispielsweise eine große Anzahl neuer EE-Anlagen zum Ende des Jahres in Betrieb genommen werden. Dieselbe Logik der verpflichtend zu erreichenden Rollout-Quoten gilt grundsätzlich für alle EE-Anlagen.

Im Hinblick auf die weitere zu erwartende Steigerung der zusätzlichen Pflichteinbaufälle im Bereich der kleineren EE-Anlagen bis zu einer installierten Leistung von 25 Kilowatt um bis zu 5 Millionen bis 2030, ist nach § 45 Absatz 1 über alle Rollout-Gruppen hinweg als Zieljahr des Rollout-Fahrplans das Jahr 2032 ins Auge zu fassen. Zum Ende dieses Zieljahres müssen dann 90 Prozent der installierten Leistung aller EE-Anlagen, also auch Bestandsanlagen, ausgestattet worden sein. Nach dem 1. Oktober 2030 neu in Betrieb genommenen Anlagen fallen ebenfalls unter die 90 Prozent der bis Ende 2032 insgesamt zu betrachtenden installierten Leistung.

Für Bestandsanlagen ist nach Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b neben dem Jahr 2032 eine weitere Quote beachtlich: Bis Ende des Jahres 2028 müssen insgesamt mindestens 50 Prozent der im Zeitraum vom 1. Januar 2018 bis zum Inkrafttreten des Gesetzes neu in Betrieb genommenen installierten Leistung ausgestattet worden sein. Hierbei handelt es sich um hinreichend moderne Anlagen, die bereits mit moderner Steuerungstechnologie kompatibel sind und entsprechend auch im Wesentlichen ohne Anpassungen in der Kundenanlage angebunden werden können.

Mit Blick auf die nach Absatz 1 Nummer 3 und 4 für Letztverbraucher geltenden Rollout-Quoten wird ebenfalls im Interesse eines klar gefassten Rechtsrahmens eine Ausstattungsquote von 90 Prozent eingeführt. Diese Quote bezieht sich wie bislang auf die insgesamt ausgestatteten Messstellen. Im Übrigen folgen die Regelungen grundsätzlich derselben Systematik wie bei EE-Anlagen nach Absatz 1 Nummer 1 und 2, d. h. vorrangig sind neue Messstellen zu denselben Stützjahren 2026, 2028 und 2030 auszustatten, die dementsprechend über steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG auf dem neuesten Stand der Technik verfügen und effizienter angebunden werden können. Eine Ausnahme gilt im Hinblick auf Absatz 1 Nummer 4 Buchstabe a, der im Gleichklang mit dem bislang geltenden gesetzlichen Rollout-Fahrplan eine Ausstattungsquote in Höhe von 20 Prozent aller insgesamt auszustattenden Messstellen mit Letztverbrauchern vorsieht, also solchen Messstellen, die über steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG verfügen oder die einen Jahresstromverbrauch von über 10.000

bis zu 100 000 Kilowattstunden aufweisen. Hierdurch wird trotz der Neukonzeptionierung des Rollout-Fahrplans für den Start des Pflicht-Rollouts Kontinuität und Planungssicherheit gewährleistet.

Mit dem neuen § 45 Absatz 3 werden grundzuständige Messstellenbetreiber dazu angehalten, ihre Rollout-Planung noch stärker an den Bedürfnissen der Netzbetreiber auszurichten und damit den Netznutzen der Digitalisierung weiter zu erhöhen. Zu diesem Zweck sieht Satz 1 daher vor, dass sich grundzuständige Messstellenbetreiber zur Erfüllung ihrer Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 regelmäßig mit den für ihr Netzgebiet zuständigen Verteilernetz- und Übertragungsnetzbetreibern abzustimmen und deren netzbetriebliche Anforderungen angemessen zu berücksichtigen haben. Die Abstimmung zwischen den Akteuren kann nach Satz 2 auch durch sog. „Rollout-Vereinbarungen“ formalisiert werden. Im Unterschied zu einer Einzelbestellung intelligenter Messsysteme durch den Netzbetreiber, welche bereits bislang nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 möglich war, würde eine solche Rollout-Vereinbarung typischerweise bis zum Ende eines Rolloutzyklus laufen und damit eine systematische Ausstattung statt punktueller Einzelanfahrten erlauben.

In Rollout-Vereinbarungen können nach Satz 3 insbesondere Regelungen über die zeitliche oder örtliche Priorisierung von Einbaufällen sowie über Ausstattungsspflichten des grundzuständigen Messstellenbetreibers getroffen werden, welche über die Verpflichtungen nach § 29 Absatz 1 oder die in Absatz 1 genannten Vorgaben hinausgehen. In der Vereinbarung kann zudem etwa vorgesehen werden, dass Netzbetreiber die Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen auch bei optionalen Einbaufällen veranlassen können, um z. B. Netzbetrieb und Netzplanung zu verbessern. Die durch eine langfristige Bestellung zusätzlich einbezogenen Fälle würden faktisch Teil des Pflichtrollouts, der je nach netzseitiger Notwendigkeit bis zu einem Vollrollout erweitert werden könnte. Eine Unterschreitung der Verpflichtungen nach § 29 Absatz 1 oder der in Absatz 1 genannten Vorgaben kann hingegen nicht wirksam Gegenstand einer Rollout-Vereinbarung werden.

Soweit Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 33 Absatz 1 dies vorsehen, können nach Satz 4 Rollout-Vereinbarungen zudem von § 30 abweichende Messentgelte der Netzbetreiber und entsprechend höhere Gesamtpreisobergrenzen vorsehen.

Der neu eingefügte § 45 Absatz 4 sieht vor, dass die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite regelmäßig unternehmensindividuelle sowie aggregierte Kennzahlen zum Fortschritt der jeweiligen Verpflichteten in Bezug auf die zu erreichenden Ausstattungsziele nach Absatz 1, einschließlich etwaiger darin enthaltener Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse veröffentlichen kann. Die Weiterentwicklung vom Mess- zum Smart-Grid-Rollout macht ein wesentlich engmaschigeres und möglichst aktuelles Monitoring der Entwicklung des Rollouts notwendig, um zügiger auf mögliche Fehlentwicklungen reagieren zu können. Um die Öffentlichkeit über die Entwicklungen des Rollouts präzise und zeitnah zu informieren, ist nunmehr vorgesehen, dass die Bundesnetzagentur die bisher auch bereits für den Monitoring-Bericht nach § 77 MsbG i. V. m. § 35 EnWG gewonnenen Daten in Anlehnung an § 23b EnWG auch einschließlich etwaiger darin enthaltener Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse unternehmensbezogen auf ihrer Internetseite veröffentlichen kann.

Zu Nummer 15 (§ 52)

Es handelt sich um eine Folgeänderung.

Zu Nummer 16 (§ 60)

Die Anpassung des § 60 Absatz 3 des Messstellenbetriebsgesetzes ist eine notwendige Konsequenz aus der Weiterentwicklung des bisherigen Smart-Meter-Rollouts hin zu einem Smart-Grid-Rollout, der neben der Ausstattung mit intelligenten Messsystemen für eine Vielzahl der Pflichteinbaufälle auch den Einbau von Steuerungstechnik vorsieht. Deshalb wird die Datenkommunikation zu Steuervorgängen nach den §§ 13a, 14a, 14c, die Direktvermarktung sowie die marktliche Steuerung durch einen Dritten zur Standardleistung nach § 34 Absatz 1. Voraussetzung für alle an den Steuervorgängen zur Vermeidung zukünftiger Erzeugungüberschüsse beteiligten Netzbetreiber und Bilanzkreiskoordinatoren ist daher die Übermittlung von Einspeise- oder Zählerstandsgänge bzw. Lastgängen, sobald diese Daten vorliegen. War bislang diese Möglichkeit für den Netzbetreiber in § 9 Absatz 1, 1a und 2 EEG vorgesehen, geht dieser Teil der Regelung nun im MsbG auf und Bedarf an dieser Stelle einer entsprechenden Anpassung in den Vorgaben zur Datenkommunikation in intelligenten Netzen.

Zu Nummer 17 (§ 66)

Die Anpassung in § 66 Absatz 1 Nummer 4 des Messstellenbetriebsgesetzes stellt klar, dass Netzbetreiber Messwerte nicht nur für die Konfiguration von Steuerungsbefehlen zur netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen verwenden dürfen, sondern dass die Messwerte genauso für die Anpassung bei Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie nach § 13a des Energiewirtschaftsgesetzes verwendet werden dürfen. Die entsprechende Messwertnutzung setzte § 13a des Energiewirtschaftsgesetzes bislang bereits implizit voraus.

Mit der neu eingeführten Regelung in § 66 Absatz 1 Nummer 8 erhalten alle Netzbetreiber die Befugnis, Messwerte für die Überprüfung der Verpflichtungen von Netzbetreibern nach § 12 Absatz 2a bis 2c des Energiewirtschaftsgesetzes zu nutzen. Auf dieser Datengrundlage können die Betreiber von Übertragungsnetzen ihren Gesamtbericht nach § 12 Absatz 2c erstellen. Dem Zweck des Berichts entsprechend werden insbesondere Daten von der Regelung erfasst, die Aufschluss über die Steuerungsfähigkeit hinsichtlich Erzeugungsanlagen Speichern von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen geben.

Zu Artikel 3 (Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes)**Zu Nummer 1 (§ 3)**

Mit der Änderung in § 3 Nummer 42a EEG 2023 wird in der Begriffsbestimmung zum Spotmarktpreis die Umstellung der von den Strombörsen in den vortägigen Auktionen am Day-Ahead-Markt (sog. Day-Ahead-Auktionen) gehandelten, für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung (sog. Single Day Ahead Coupling, kurz SDAC) maßgeblichen Stromprodukte von bisher Stundenkontrakten auf Viertelstundenkontrakte nachvollzogen. Durch die anstehende Umstellung an den Strombörsen wird zukünftig nur noch ein Strompreis für Viertelstundenkontrakte in den Day-Ahead-Auktionen als gekoppelter Wert der Orderbücher aller Strombörsen in der Preiszone für Deutschland ermittelt werden. Voraussichtlich werden die Strombörsen auch weiterhin einen Handel mit Stundenkontrakten in den Day-Ahead-Auktionen anbieten, die jedoch anhand einer zu definierenden Regel auf Basis der zukünftigen Viertelstundenkontrakte berechnet werden dürften. Ein offizieller gekoppelter Wert wird für diese Stundenprodukte daher nicht mehr sicher bestimmt werden. Hieraus ergibt sich ein zwingender Anpassungsbedarf in der Begriffsbestimmung zum Spotmarktpreis im EEG 2023, der bisher auf den gekoppelten Strompreis für Stundenprodukte Bezug nimmt. Dies macht Folgeanpassungen in Regelungen, die den Spotmarktpreis als Referenzwert berücksichtigen, erforderlich, so z. B. in den Vorgaben zur Ermittlung der für die Förderung maßgeblichen Monats- und Jahresmittelwerte sowie im Zusammenhang mit den §§ 51, 51a EEG 2023. Da die Umstellung der an den Strombörsen in den Day-Ahead-Auktionen gehandelten Produkte nach aktuellem Stand für das 1. Halbjahr 2025 geplant ist, kommt es zu einer unterjährigen Anpassung der Regelungen. Hierdurch werden für das Jahr 2025 ausführliche Übergangsbestimmungen (siehe insoweit die Änderungen in § 100 Absatz 43 bis 45 EEG 2023) erforderlich, die eine echte Rückwirkung im Sinne eines materiellen Eingriffs in bereits abgeschlossene Tatbestände verhindern.

Hintergrund für die Umstellung der an den Strombörsen in den Day-Ahead-Auktionen gehandelten Produkte auf Viertelstundenprodukte ist die Vorgabe aus Artikel 8 Absatz 2 der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO 2019/943), dass die Strombörsen den Marktteilnehmern die Möglichkeit bieten müssen, Energie an den Day-Ahead-Märkten in zeitlichen Intervallen zu handeln, die mindestens so kurz sind wie das Bilanzkreisabrechnungszeitintervall. Letzteres ist nach Artikel 8 Absatz 4 der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung spätestens ab dem 1. Januar 2025 auf ein 15-Minuten-Intervall umzustellen, sofern keine Ausnahme greift. Diese Vorgabe hat bereits Umsetzung in § 4 Absatz 2 Satz 2 StromNZV gefunden, der deutschlandweit als Bilanzkreisabrechnungsintervall eine Viertelstunde vorschreibt.

Zu Nummer 2 (§ 100)

Durch § 100 Absatz 43 EEG 2023 wird geregelt, dass die Anpassung der Spotmarktpreisdefinition in § 3 Nummer 42a EEG 2023 und die Folgeanpassungen in Anlage 1 auch für Bestandsanlagen im Sinne des § 100 Absatz 1 EEG 2023 greifen. Auch für diese wird ab dem 1. Januar 2025 der sich in der Preiszone für Deutschland aus der Kopplung der Orderbücher aller Strombörsen in der vortägigen Auktion von Stromviertelstundenkontrakten am Day-Ahead-Markt ergebende Preis den Referenzwert für die Ermittlung der für die Förderung maßgeblichen Monat- und Jahresmittelwerte bilden. Insoweit wird formal eine Rückwirkung in die bisherigen Berechnungsgrundlagen bewirkt. Diese ist gerechtfertigt, da ein auf Stundenprodukte bezogener Spotmarktpreis mit der Um-

stellung auf Viertelstundenprodukte für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung nicht mehr existiert. Durch die Umstellung wird zudem lediglich eine granularere Erfassung des Strompreises bewirkt, eine negative Auswirkung auf den Förderanspruch der Anlagenbetreiber ist nicht zu erwarten.

Die Regelungen in § 100 Absatz 44 Satz 1 bis 3 EEG 2023 enthalten spezielle Übergangsbestimmungen für die Anwendung der Anlage 1 im Zeitraum zwischen dem 1. Januar 2025 und der Umstellung auf Viertelstundenprodukte für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung. Sie gelten sowohl für Anlagen, die unter das EEG 2023 fallen, als auch (und insoweit abweichend von Absatz 43) für Bestandsanlagen im Sinne des § 100 Absatz 1 EEG 2023. Sie sind erforderlich, da in diesem Zeitraum noch keine Viertelstundenwerte als gekoppelte Werte vorliegen, stattdessen sind für die in Satz 1 genannten Zwecke übergangsweise weiterhin die bis zum 31. Dezember 2024 geltenden Fassungen der Anlage 1 und des § 3 Nummer 42a EEG 2023 heranzuziehen. Das bedeutet, dass in diesem Zeitraum übergangsweise weiterhin auf den sich in der Preiszone für Deutschland aus der Kopplung der Orderbücher aller Strombörsen in der vortägigen Auktion von Stromstundenkontrakten ergebenden Preis und entsprechende stundenbezogene Strommengen als Referenzwerte abzustellen ist. Für die Ermittlung der energieträgerspezifischen Jahresmittelwerte für 2025 wird mit Satz 2 eine Sonderregelung für den Übergangszeitraum bis zur Umstellung festgelegt. Die Jahresmittelwerte für 2025 sind grundsätzlich auf Basis von Viertelstundenwerten (jeweils gekoppelter Strompreis aus der vortägigen Auktion und Strommengen gemäß der Online-Hochrechnung der Übertragungsnetzbetreiber) für das Gesamtjahr zu berechnen; für den Zeitraum bis zur Umstellung liegen diese jedoch noch nicht vor. Deshalb wird in Satz 2 eine Festlegung getroffen, wie für den Übergangszeitraum die maßgeblichen Viertelstundenwerte aus den vorliegenden Stundenwerten zu ermitteln sind. Satz 3 trifft entsprechende Festlegungen für den Fall, dass der Stichtag der Umstellung in den Lauf eines Monats fallen sollte.

Mit den Regelungen in § 100 Absatz 45 EEG 2023 werden Übergangsbestimmungen betreffend die nach § 51 Absatz 1 EEG 2023 zu ermittelnden Stunden, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, getroffen. Durch die Anpassung der Spotmarktpreisdefinition in § 3 Nummer 42a EEG 2023 auf Viertelstundenwerte ist eine Regelung erforderlich, wann eine Stunde als negativ gilt nach § 51 Absatz 1 EEG 2023. Satz 1 trifft insoweit für den Zeitraum bis zur Umstellung auf Viertelstundenprodukte für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung die spezielle Regelung, dass hier § 3 Nummer 42a EEG 2023 in der am 31. Dezember 2024 geltenden Fassung anzuwenden ist. Dadurch kann für den Übergangszeitraum weiterhin auf die gekoppelten Preise der Stundenkontrakte in den vortägigen Auktionen der Strombörsen am Day-Ahead-Markt abgestellt werden. Diese Regelung greift für sämtliche derzeit Anwendung findenden Fassungen des § 51 Absatz 1 EEG 2023. Satz 2 trifft eine Regelung für den Zeitraum ab der Umstellung auf Viertelstundenprodukte und regelt, dass – sofern in den jeweils geltenden Fassungen des § 51 Absatz 1 EEG 2023 weiterhin auf Stunden mit negativen Preisen abgestellt wird – eine Kalenderstunde dann als Kalenderstunde mit negativen Preisen zu berücksichtigen ist, wenn das arithmetische Mittel aus den Spotmarktpreisen der vier Kalenderviertelstunden in dieser Kalenderstunde negativ ist.

Zu Nummer 3 (Anlage 1)

Die Änderungen in Anlage 1 (zu § 23a) Höhe der Marktprämie in den Zeilen 3.3.2, 4.3.2, 5.1, 5.2 und 6 sind Folgeanpassungen zur Umstellung der Begriffsbestimmung zum Spotmarktpreis nach § 3 Nummer 42a EEG 2023 von Stunden- auf Viertelstundenkontrakte. Auch wenn mit Änderungen in den Zeilen 3.3.2 und 4.3.2 nur die Regelungen zur Ermittlung der Monats- und Jahresmittelwerte bei Windenergie an Land anzupassen sind, gelten die Änderungen für sämtliche Technologien, da in den Regelungen zu den sonstigen EE-Technologien auf die Vorgaben zu Windenergie an Land verwiesen wird.

Zu Artikel 4 (Weitere Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes)

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

Zu Buchstabe a

Die Inhaltsübersicht wird um die Angaben zu den §§ 8a und 8b (neu) EEG 2023 ergänzt.

Zu Buchstabe b

Die Angabe zu § 26 EEG 2023 wird aktualisiert.

Zu Buchstabe c

Die Inhaltsübersicht wird um die Angabe zu dem neuen § 52a ergänzt.

Zu Buchstabe d

Die Angabe zu § 94 EEG 2023 wird aktualisiert.

Zu Nummer 2 (§ 8)

Die Ergänzung in § 8 Absatz 2 EEG 2023 stellt klar, dass der Anlagenbetreiber sich bei der Wahl eines Netzverknüpfungspunktes auch für einen Netzverknüpfungspunkt entscheiden kann, der bereits von einer bestehenden Anlage genutzt wird. Dies entspricht dem vielfach geäußerten Wunsch der Branche, das in der Praxis teilweise bereits praktizierte „cable pooling“ regulatorisch abzusichern. Da es in diesem Falle in aller Regel zu einer „Überbauung“ (die installierte Leistung übersteigt in Summe die vorhandene Leistung am Netzverknüpfungspunkt) kommt, ist in diesem Fall eine flexible Netzanschlussvereinbarung nach dem neuen § 8a abzuschließen. Insofern unterstützt die Neuregelung das Recht des Netzanschlussbegehrenden auf „cable pooling“, wenn seitens des Netzbetreibers keine netzbetrieblichen Bedenken bestehen. Im Übrigen wird auf die Begründung zum neuen § 8a EEG (flexible Netzanschlussvereinbarung) verwiesen.

Zu Nummer 3 (§§ 8a und 8b (neu))**Zu § 8a (Flexible Netzanschlussvereinbarungen)**

§ 8a EEG 2023 (neu) regelt in Umsetzung von Artikel 6a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 (novellierte Strommarkttrichtlinie) die Möglichkeit des Abschlusses flexibler Netzanschlussvereinbarungen für EE-Anlagen und am gleichen Netzverknüpfungspunkt angeschlossener Stromspeicher.

Anders als bei standardmäßigen Netzanschlüssen wird bei einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung die installierte Leistung der Anlage anschlussseitig nicht unbeschränkt zur Verfügung gestellt. Die Netzanschlussleistung liegt konstant oder zeitweise unterhalb der installierten Leistung der Anlage („Überbauung“).

Für die Netzanschlussbegehrenden kann so ein günstigerer Netzverknüpfungspunkt, der ohne die Beschränkung der Netzanschlussleistung nicht (oder vor der Netzertüchtigung noch nicht) verfügbar wäre, gewählt und so der Netzanschluss insgesamt beschleunigt werden. Für die in der Praxis häufig langwierige und streitbehaftete Ermittlung des Netzverknüpfungspunktes wird ein erweiterter Lösungsraum aufgespannt. Durch den Sonderfall des „cable pooling“ lassen sich sogar unterschiedliche Erzeugungsarten und Stromspeicher bei gleicher Netzdimensionierung an einem Netzverknüpfungspunkt kombinieren.

Auch für die Netzbetreiber wird durch die Möglichkeit zur Vereinbarung vorübergehender flexibler Netzanschlussvereinbarungen (bis zur Realisierung einer geplanten Netzertüchtigung) der Handlungsspielraum erweitert. Dauerhafte flexible Netzanschlussvereinbarungen können sogar vermeiden, dass Netzbetreiber aufgrund dieser Anlagen ihr Netz auf die Höchstleistung der Anlage dimensionieren müssen.

Absatz 1 ist die Grundnorm, die die Zulässigkeit flexibler Netzanschlussvereinbarungen klarstellt. Es liegt dabei in der Verantwortung des Anlagenbetreibers, zuverlässig sicherzustellen, dass sich die Einspeisung stets innerhalb der zulässigen Netzanschlussleistung bewegt und die technischen Vorgaben eingehalten werden. Die Konditionen einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung werden auf bilateraler Basis zwischen Netzanschlussbegehrendem und Netzbetreiber im Rahmen des Anschlussprozesses vor endgültiger Zusage des Netzanschlusses vereinbart, damit die lokale Netzsituation bestmöglich abgebildet werden kann.

Grundsätzlich ist der Abschluss von flexiblen Netzanschlussvereinbarung für alle Typen von Anlagen und alle Netzebenen denkbar und wird bereits in verschiedenen Konstellationen praktiziert. Die konkrete Ausgestaltung kann aber in der Praxis je nach Anlagenart und Netzsituation variieren.

Absatz 2 regelt die Mindestinhalte einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung. Dabei können sich die Rahmenbedingungen zur Beschränkung der Anschlussleistung unterscheiden:

Bei einer statischen Leistungsbegrenzung steht für die Dauer der flexiblen Netzanschlussvereinbarung die Netzanschlussleistung in Höhe eines konstant vorgegebenen Maximalwertes unterhalb der installierten Anlagenleistung zur Verfügung.

Bei einer dynamischen Leistungsbegrenzung ist die Netzanschlussleistung in vom Netzbetreiber vorab definierten und planbaren Zeitfenstern in unterschiedlicher Höhe nutzbar (beispielsweise in bestimmten Mittagsstunden mit

einer niedrigeren und in den restlichen Zeiträumen mit einer höheren maximalen Einspeiseleistung oder Bezugsleistung).

Bei einer volldynamischen Leistungsbegrenzung kann der Netzanschluss grundsätzlich im Umfang der maximalen Netzanschlussleistung genutzt werden – dem Verteilernetzbetreiber wird aber das Recht gegeben, ereignisorientiert je nach Auslastung die Höhe der Anschlussleistung, ggf. bis auf eine vereinbarte Untergrenze, zu beschränken, um so eine höhere Auslastung in Zeiten, in denen es keine Engpässe gibt, zu ermöglichen.

Besondere Beachtung verdient in diesem Zusammenhang Absatz 2 Satz 1 Nummer 6 und Satz 2. Hierdurch wird klargestellt, dass im Rahmen einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung auch die gemeinschaftliche Nutzung der Netzanschlussleistung an einem Netzverknüpfungspunkt durch unterschiedliche Anlagentypen (auch Stromspeicher) und Anlagenbetreiber vereinbart werden kann (sog. „cable pooling“). Da auch hier durch die Kombination mehrerer Anlagen die Summe der installierten Anlagenleistung die netzwirksame Anschlussleistung übersteigt („Überbauung“), ist das „cable pooling“ als Sonderfall der flexiblen Netzanschlussvereinbarung zu betrachten. Im Ergebnis müssen hier bestehender und hinzutretender Anlagenbetreiber noch zumindest eine Regelung finden, die eine dauerhafte gemeinsame Nutzung der anschlussseitig begrenzten Einspeisekapazität ermöglicht und die Leistungsbegrenzung auf den mit dem Netzbetreiber vereinbarten Wert sicherstellt.

Absatz 3 gibt dem Netzbetreiber in Umsetzung von Artikel 6a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 (novellierte Strommarkt-Richtlinie) auf, die Möglichkeit zum Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung am nächstgelegenen geeigneten Netzverknüpfungspunkt zu prüfen, wenn dieser aufgrund eines Netzanschlusskapazitätsmangels im Rahmen der Netzverknüpfungspunktermittlung ausscheidet; dies korrespondiert auch mit der neuen Vorgabe in § 17b Absatz 2 Satz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes zur unverbindlichen Netzanschlussprüfung und wird von Artikel 31 Absatz 3 der novellierten Strommarkt-Richtlinie gefordert.

Zu § 8b (Mitteilung des Einspeiseortes)

Im neuen § 8b EEG 2023 wird die Vorgabe eingeführt, dass Netzbetreiber innerhalb von vier Wochen, nachdem der Anschlussbegehrende das Netzanschlussangebot des Netzbetreibers angenommen hat, dem Anschlussbegehrenden eine alphanumerische Bezeichnung des begehrten Ortes der Messung, der Entnahme und der Einspeisung von Energie mitteilen müssen. Hintergrund der Regelung ist, dass es derzeit bei der Bereitstellung der für die Teilnahme an der Marktkommunikation erforderlichen sogenannten Marktlokations-Identifikationsnummer (MaLo-ID) zu Verzögerungen kommt. Hierdurch werden verschiedene energiewirtschaftliche Prozesse behindert, insbesondere ist eine Nutzung der Direktvermarktung in der Regel erst mit einer MaLo-ID möglich. Durch die Pflicht zu einer schnellen Bereitstellung der alphanumerischen Bezeichnung wird dieser Mischstand adressiert.

Zu Nummer 4 (§ 9)

Zu Buchstabe a

Durch den neu geschaffenen gesetzlichen Rollout von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen gemäß § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes werden Anlagenbetreiber weitgehend von ihren bisherigen Verpflichtungen zur Sicherstellung von Sicht- und Steuerbarkeit in dem bisherigen § 9 Absatz 1 und 1a EEG 2023 entlastet. Künftig wird der Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen aus einer Hand durch den Messstellenbetreiber gewährleistet. Auf diese Weise wird der aus System-sicht notwendige Steuerungsrollout an einem gesetzlichen Fahrplan ausgerichtet. Unklarheiten über Verantwortlichkeiten sowie aufwendige Prozesse rund um die Bestellung von Steuerungstechnik durch einzelne Anlagenbetreiber sowie Nachweispflichten gegenüber dem Netzbetreiber werden hinfällig. Auch der bisherigen Exkulpationsregelung in Absatz 1b bedarf es nicht mehr.

Der neu gefasste § 9 Absatz 1 EEG 2023 sieht klarstellend und in bündiger Form vor, dass Betreiber von Anlagen im Sinne des § 3 Nummer 1 EEG und KWK-Anlagen sicherzustellen haben, dass ihre Anlagen und KWK-Anlagen sowie die elektrische Anlage hinter der Hausanschlussicherung in einem technischen Zustand betrieben und erhalten werden, bei dem Netzbetreiber oder andere Berechtigte jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen können und die Einspeiseleistung stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln können. Darüber hinaus muss sichergestellt sein, dass der Messstellenbetreiber seine Ausstattungspflichten nach den §§ 3 und 29 des Messstellenbetriebsgesetzes umsetzen kann. Die Regelung stellt im Verbund mit den §§ 52, 52a sicher, dass die Steuerung oder die Abrufung der Ist-Einspeisung durch den Netzbetreiber oder andere Be-

rechtigte nicht einseitig durch den Anlagenbetreiber verhindert wird. Bei Anlagen, die keine oder nur betrieblich bedingt geringe Mengen Elektrizität in das Stromnetz einspeisen (sog. „Nulleinspeisung“) gilt nach § 29 Absatz 5 des Messstellenbetriebsgesetzes eine Befreiung von der Verpflichtung zur Steuerbarkeit, entsprechend ist auch die Verpflichtung nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 in diesen Fällen nicht anzuwenden.

Die verbleibenden Pflichten folgen bereits heute aus der Eigentümerverantwortung des Anlagenbetreibers und der grundlegenden Systematik des Energiewirtschaftsrechts, werden jedoch zur Vermeidung von Unklarheiten und Streitigkeiten in der Praxis mit Absatz 1 nochmals klarstellend geregelt. Die Mitwirkungspflicht gegenüber dem Messstellenbetreiber umfasst alles seitens des Anlagenbetreibers Erforderliche, dass der Messstellenbetreiber das intelligente Messsystem sowie Steuerungseinrichtungen informationstechnisch an die Anlage anbinden kann, beispielsweise indem er erforderliche Datenkommunikationskabel bis hin zum Zählerplatz für die Anbindung einer Dachanlage vorhält. Bei nach Ausstattung der Messstelle mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen in Betrieb genommenen Anlagen obliegt dem Anlagenbetreiber darüber hinaus die informationstechnische Anbindung an die Steuerungseinrichtung bzw. ein mit der Steuerungseinrichtung verbundenes Energiemanagementsystem (in der Regel über Anbringung eines LAN-Datenkabels).

Die Aufhebung von § 9 Absatz 1b EEG 2023 erfolgt aufgrund der Neuordnung der Verantwortlichkeiten im Rollout von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen. Auf die Begründung zu § 9 Absatz 1 EEG 2023 wird verwiesen.

§ 9 Absatz 2 EEG 2023 sieht weiterhin notwendige Übergangsregelungen für die Sicherstellung der Systemsicherheit bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems vor. Zusätzlich wird geregelt, dass die Übergangstechnik vom Anlagenbetreiber bis zur erfolgreichen Testung der Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber über die SMGW-konforme Steuerungstechnik weiter vorgehalten werden muss. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Steuerbarkeit nahtlos über den technischen Systemwechsel hinweg gewährleistet bleibt. Der Netzbetreiber hat die Testung auf Ansteuerbarkeit spätestens im Rahmen der nächsten, auf den Einbau des intelligenten Messsystems und der technischen Einrichtungen im Sinne des Absatzes 1 folgenden, nach § 12 Absatz 2b Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführenden testweisen Anpassungen sowie Abrufen der Ist-Einspeisung vorzunehmen. Diese Testung bezieht sich auf die Ansteuerbarkeit der Anlage. Die Pflicht der Anlagenbetreiber, jederzeit die Abrufung der Ist-Einspeisung zu gewährleisten, ist hingegen bereits mit Einbau eines intelligenten Messsystems erfüllt; die entsprechenden Vorgaben in Nummer greift also nur, solange und soweit kein intelligentes Messsystem verbaut ist. Etwaig bereits vorhandene Übergangstechnik zur Abrufung der Ist-Einspeisung kann somit nach Einbau des intelligenten Messsystems, anders als Steuerungstechnik, bereits ausgebaut werden. Der Anlagenbetreiber hat nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 des Messstellenbetriebsgesetzes die Möglichkeit, eine vorzeitige Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem zu beauftragen.

In Satz 1 Nummer 1 und 2 werden die Schwellenwerte klarstellend an den in § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetz genannten 100-Kilowatt-Schwellenwert angeglichen. Neu angefügt wird in den Nummern 2 und 3 eine Verpflichtung für Anlagen von mehr als 2 und weniger als 100 Kilowatt installierter Leistung, bis zur Herstellung der Steuerbarkeit über intelligente Messsysteme und der erfolgreichen Testung der Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber eine Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung auf 60 Prozent der installierten Leistung sicherzustellen. Die Begrenzung dieser Anlagen gilt für Betreiber von Anlagen aber nur, sofern die Anlage der Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023 oder des Mieterstromzuschlags nach § 19 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2023 zugeordnet ist. Wird hingegen der ins Netz eingespeiste Strom entweder der Marktprämie nach § 20 EEG 2023 oder der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a EEG 2023 zugeordnet und wird darüber hinaus kein Strom im Rahmen des Mieterstroms weitergegeben, besteht die Pflicht zur Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung nicht.

Die Streichung von Absatz 2 Satz 2 stellt eine Folgeänderung zur Anpassung von Absatz 1 dar.

Absatz 2a schafft eine ab dem 1. Januar 2028 anwendbare pauschalisierte Ausgleichsregelung für den Fall, dass Betreiber von Anlagen nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 auch nach Einbau eines intelligenten Messsystems und einer Steuerungseinrichtung durch den Messstellenbetreiber mangels positiver Testung der Ansteuerbarkeit der Anlage durch den Netzbetreiber übergangsweise zwei Arten von Steuertechnik betreiben müssen, nämlich die in § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 EEG 2023 beschriebenen technischen Einrichtungen zur Steuerung und daneben die neue Technik. Nicht erfasst ist hingegen die Fallgruppe nach Absatz 2 Nummer 3. Kann der Netzbetreiber die neue Steuerungstechnik noch nicht verwenden, so bedarf es aus Netzsicherheitsgründen des Einbaus bzw. Weiterbetriebs von alternativer Steuerungstechnologie. Der Netzbetreiber hat

in diesem Fall eine pauschale Ausgleichszahlung an den Anschlussnutzer zu leisten, welche einen Ausgleich für die ihm entstehende doppelte Belastung leistet. Der Betrag in Höhe von 100 Euro brutto jährlich orientiert sich dabei an der in § 30 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes vorgesehenen Preisobergrenze für Einbau und Betrieb der neuen, Smart-Meter-Gateway-tauglichen Steuertechnik und ist unabhängig von der Anzahl der zu steuernden Anlagen des jeweiligen Betreibers. Da der (Weiter-)Betrieb von alter Steuerungstechnik allein im Netzinteresse erfolgt, ist eine Kostenzuweisung an den Netzbetreiber sachgerecht. Dem Netzbetreiber steht es frei, die Anlage unmittelbar nach Ausstattung mit dem intelligenten Messsystem und der neuen Steuerungstechnik auf Ansteuerbarkeit durch ihn zu testen, oder dies, unter Auslösung einer Zahlungspflicht für jedes angefangene Jahr nach dem Einbau der Steuerungstechnik, erst im Rahmen der folgenden, nach § 12 Absatz 2b Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführenden testweisen Anpassungen sowie Abrufen der Ist-Einspeisung vorzunehmen. Satz 2 sieht eine Exkulpationsmöglichkeit für den Netzbetreiber vor. Eine Zahlungspflicht für das Folgejahr entfällt, wenn der Netzbetreiber zwar einen erfolglosen Test durchgeführt hat, er jedoch nachweisen kann, dass er den Fehlschlag des Ansteuerungstests nicht zu vertreten hat. Es genügt hierfür der Nachweis, dass der Netzbetreiber in seiner Sphäre und in seiner Rolle als Netzbetreiber alles seinerseits Erforderliche zur Ansteuerbarkeit der Anlage getan hat. Ein solcher Nachweis dürfte beispielsweise erbracht sein, wenn der Netzbetreiber durch geeignete Protokolle im Rahmen des Ansteuerbarkeitstests den Eingang des Steuerbefehls beim Smart-Meter-Gateway darlegen kann. Scheitert der Test aufgrund von Umständen, die dem grundzuständigen Messstellenbetreiber zuzuordnen sind, muss der Netzbetreiber sich dies aufgrund der getrennten Marktrollen nicht zurechnen lassen. In diesem Fall entsteht dem Anlagenbetreiber allerdings auch keine doppelte Kostenbelastung, da der Messstellenbetreiber nur dann ein Entgelt für Einbau und Betrieb einer an ein Smart-Meter-Gateway angebotenen Steuerungseinrichtung erheben kann, wenn er die Leistungen nach § 34 Absatz 1 Nummer 5 bis 7 des Messstellenbetriebsgesetzes ordnungsgemäß erbringt und dies gegenüber dem Anschlussnehmer auf dessen Verlangen nachweist.

Zu Buchstabe b

Bei der Änderung in § 9 Absatz 4 EEG 2023 handelt es sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Nummer 5 (§ 10b)

In § 10b EEG 2023 werden diverse Klarstellungen und Vereinfachungen vorgenommen, um Hürden zur Nutzung der Direktvermarktung abzubauen.

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

So wird in § 10b Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 Buchstabe b EEG 2023 klargestellt, dass auch die vollständige ferngesteuerte Abschaltung einer Anlage den Steuerbarkeitsanforderungen des § 10b EEG 2023 entspricht, soweit keine genauere technische Möglichkeit besteht. Die Änderung schafft daher die Möglichkeit zur Teilnahme an der Direktvermarktung für Betreiber von Anlagen mit älteren Wechselrichtern, bei denen keine Einrichtungen zur mehrstufigen oder stufenlosen Steuerung möglich sind.

Zu Doppelbuchstabe bb

In § 10b Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 wird die zeitliche Frist zum Nachweis der Fernsteuerbarkeit näher an den tatsächlichen Gegebenheiten des Anlagenbetriebs ausgerichtet. Zum einen wird (insbesondere für neue Anlagen) der Start des Fristlaufs zukünftig nicht mehr von der Inbetriebnahme, sondern von der erstmaligen Einspeisung abhängig gemacht. Mit der Änderung werden solche Situationen adressiert, in denen aus nicht von dem Errichter der Anlage zu vertretenden Gründen die erstmalige Einspeisung mehr als 8 Wochen nach Inbetriebnahme der Anlage erfolgt. Da für den Nachweis der Fernsteuerbarkeit eine Netzanbindung der Anlage bestehen muss, konnte die bisherige Frist in solchen Fällen nicht eingehalten werden. Zum anderen werden Situationen adressiert, bei denen bestehende Anlagen erstmals in die Direktvermarktung wechseln oder bei einer bestehenden Anlage das Direktvermarktungsunternehmen oder der Betreiber wechselt. In solchen Fällen beginnt zukünftig ebenfalls eine Frist zum Nachweis der Fernsteuerbarkeit. Diese wird durch die Meldung des Direktvermarktungsunternehmens an den Netzbetreiber ausgelöst, die Vermarktung der Anlage zu übernehmen. Bisher war ungeklärt, ob in solchen Fällen ein Nachweis der Fernsteuerbarkeit ab der ersten Sekunde der (neuen) Direktvermarktung vorliegen musste. Von dieser zweiten Frist können unter Umständen auch Anlagen profitieren, die ihren Strom bereits in

der Direktvermarktung vermarkten und bei denen ein erneuter Test der Fernsteuerbarkeit der Anlage notwendig wird, bspw. aufgrund einer Anlagenerweiterung.

Zu Buchstabe b

In § 10b Absatz 2 werden die Vorgaben zur technischen Umsetzung der Steuerbarkeit dahingehend angepasst, dass die Nutzung des Smart-Meter-Gateways für eine Übergangszeit bis zum 1. Januar 2028 ausgesetzt ist. Dies verschafft Direktvermarktern Zeit, um ihrerseits eine Steuerung über Smart-Meter-Gateways vollumfänglich und massentauglich umzusetzen. Entsprechend den Änderungen am MsbG durch das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende kann die Steuerung zunächst auch auf anderem Weg als über das Smart-Meter-Gateway erfolgen. Außerdem wird eine bestehende Ausnahmeregelung für Anlagen bis 100 Kilowatt installierter Leistung, die den gesamten erzeugten Strom einspeisen, abgeschafft. Als Folgeänderung kann der bisherige Satz 5 gestrichen werden.

Zu Buchstabe c

Weiterhin wird in § 10b Absatz 5 EEG 2023 die Rechtsgrundlage für eine Vereinheitlichung und Vereinfachung der Nachweisführung zu den Vorgaben des § 10b EEG 2023 geschaffen. Die Netzbetreiber werden verpflichtet, innerhalb eines Jahres ab Inkrafttreten einheitliche und einfach umsetzbare Nachweise abzustimmen und dabei die Massengeschäftstauglichkeit der Nachweisführung sicherzustellen. Damit soll dem Umstand begegnet werden, dass derzeit verschiedene Netzbetreiber verschiedene Anforderungen zur Überprüfung der Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmen stellen. Damit geht eine unnötige Komplexität für Betreiber von EE-Anlagen und Direktvermarktungsunternehmen einher. Zusätzlich kann die Bundesnetzagentur zukünftig verpflichtende Vorgaben zur Nachweisführung machen. Diese Möglichkeit dürfte insbesondere genutzt werden, wenn die Netzbetreiber keine oder für die zukünftigen Anwender nicht hinreichend massentaugliche Regelungen zur Vereinheitlichung treffen.

Schließlich wird in § 10b Absatz 6 EEG 2023 eine Verpflichtung der Direktvermarktungsunternehmen eingeführt, Verstöße von Anlagenbetreibern gegen die Pflichten des § 10b EEG 2023 beim Anlagenbetreiber anzumahnen und dem zuständigen Netzbetreiber mitzuteilen, falls der Anlagenbetreiber den Verstoß nicht abstellt. Die Regelung stellt sicher, dass Netzbetreiber nötigenfalls Pönalen nach § 52 EEG 2023 verhängen können. Ohne entsprechende Mitteilungen der Direktvermarktungsunternehmen fällt es Netzbetreibern in der Praxis schwer, Verstöße gegen die Vorgaben aus § 10b EEG 2023 zu identifizieren, und die Sanktionsbewehrung der Norm droht leerzulaufen.

Zu Nummer 6 (§ 11)

Zu Buchstabe a

Durch die Änderung in § 11 Absatz 1 Satz 1 EEG 2023 wird dem Umstand Rechnung getragen, dass im Fall der Abregelung nach Maßgabe des § 5 Absatz 3 (neu) EEV n. F. die Netzbetreiber zugleich von ihrer Abnahmepflicht nach § 11 Absatz 1 EEG befreit werden.

Zu Buchstabe b

Durch den neuen § 11 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 wird ein Satz zu flexiblen Netzanschlussvereinbarungen ergänzt und insoweit eine Klarstellung vorgenommen. Für flexible Netzanschlussvereinbarungen ist es konstituierend, dass abweichend von § 11 Absatz 1 nicht der gesamte erzeugte Strom einer Anlage abgenommen werden muss, sondern nur die Stromerzeugung, die sich im Rahmen der entsprechenden Vereinbarung bewegt.

Zu Nummer 7 (§ 19)

Die Anpassungen in § 19 Absatz 3 bis 3c EEG 2023 dienen der weiteren Flexibilisierung von Stromspeichern für eine aktive Teilnahme am Strommarkt und somit der Netz- und Systemintegration des Stroms aus erneuerbaren Energien (EE-Strom). Dies ist auch für die Dämpfung von temporären Erzeugungsüberschüssen dringend erforderlich.

Die Aktivierung der flexiblen Nutzungsmöglichkeiten von Stromspeichern am Strommarkt kann dabei helfen, einerseits den Verbrauch von Strom in Zeiten mit niedrigen Marktpreisen (und hoher EE-Stromerzeugung) und andererseits die Einspeisung von Strom in Zeiten mit hohen Marktpreisen (und niedriger EE-Stromerzeugung) zu verlagern. Durch ihre Fähigkeiten zur zeitlichen Entkopplung der verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten zum

Stromverbrauch für die Einspeicherung und der Stromerzeugung für die Ausspeicherung können Stromspeicher ihre Speicherfunktion für eine Flexibilisierung sowohl auf der Nachfrageseite (Strombezug mit dynamischen Tarifen) als auch auf der Angebotsseite (preisoptimierte Direktvermarktung) nutzen und in der bidirektionalen Kombination auch von Arbitragegeschäften profitieren.

Anknüpfend an die neuen Regelungen aus dem „Solarpaket I“ (Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 15. Mai 2024, BGBl. 2024 I Nr. 151) werden die Rahmenbedingungen für eine aktive Marktteilnahme mit Stromspeichern durch die Anpassungen in § 19 EEG 2023 – im Zusammenspiel mit weiteren Anpassungen im EEG und im Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) – weiter verbessert und vereinfacht. Zudem wird soweit wie möglich auch die Einbeziehung von bidirektional genutzten Ladepunkten zur Versorgung von Elektrofahrzeugen eröffnet.

Der Speicherbetreiber soll künftig zwischen drei verschiedenen Optionen wählen können, um die Fähigkeiten seines Stromspeichers in Kombination mit einer EE-Anlage sowohl für den eigenen Verbrauch als auch für eine Teilnahme am Strommarkt nutzen zu können: Zusätzlich zu der bereits bisher nach § 19 Absatz 3 EEG 2023 bestehenden Ausschließlichkeitsoption werden eine erweiterte Abgrenzungsoption sowie eine neue Pauschaloption eröffnet. Letztere tritt an die Stelle der mit dem „Solarpaket I“ eingeführten Wechseloptionen. Sowohl die erweiterte Abgrenzungs- als auch die neue Pauschaloption können nicht nur eine (anteilige) EEG-Förderung für die Netzeinspeisung aus bidirektional genutzten Mischstromspeichern, sondern zugleich eine komplementäre Saldierung der Umlagen nach dem EnFG in Höhe der nicht förderfähigen Netzeinspeisung eröffnen.

Absatz 3: Der neue Absatz 3 strukturiert die Optionen, die dem Speicherbetreiber bei einer Zwischenspeicherung von EE-Strom vor einer Netzeinspeisung zur Verfügung stehen und enthält allgemeine Vorgaben, die für alle drei Optionen gelten. Satz 1 eröffnet die Wahlmöglichkeit zwischen der Ausschließlichkeits-, der Abgrenzungs- und der Pauschaloption: Der Betreiber kann nach Maßgabe der jeweiligen Option den Anspruch auf eine Förderzahlung „nach Absatz 1“ geltend machen. Bei dem Verweis auf Absatz 1 handelt es sich unverändert um einen Rechtsgrundverweis, d. h. die Voraussetzungen für die Förderzahlung nach Absatz 1 müssen vorliegen. Dementsprechend sieht Satz 2 vor, dass sich der Förderanspruch für Netzeinspeisung aus dem Stromspeicher nach der Höhe des Zahlungsanspruchs bemisst, der bei einer unmittelbaren Einspeisung des EE-Stroms ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte. Wird beispielsweise Strom aus zwei Solaranlagen mit unterschiedlichen Fördersätzen gespeichert, gilt bei einer gemeinsamen Erfassung der Netzeinspeisemengen die leistungsproportionale Zuordnung nach dem Verhältnis der installierten Leistungen der beiden Solaranlagen gemäß § 24 Absatz 3 Halbsatz 2 EEG 2023 auch für die Förderzahlungen auf die Netzeinspeisung aus dem Stromspeicher nach Absatz 3. Dies gilt entsprechend auch bei Inanspruchnahme der Pauschaloption. Die Netzeinspeisung des Stromspeichers kann in dem Fall über die gemeinsame Messeinrichtung miterfasst werden. Satz 2 entspricht der bisherigen Regelung in § 19 Absatz 3 Satz 3 EEG 2023.

Satz 3 stellt klar, dass der Förderanspruch bei einer Einspeisung aus mehreren Stromspeichern an einer Einspeisestelle nur einheitlich nach derselben Option für alle Stromspeicher in Anspruch genommen werden kann.

Satz 4 eröffnet eine entsprechende Anwendung der Abgrenzungs- und der Pauschaloption auch für bidirektional betriebene Ladepunkte für Elektromobile, bei denen anteilig EE-Strom (ohne vorherige Netzeinspeisung) zum Laden genutzt wird. Dies erfolgt nach den gleichen Maßgaben, die auch für die entsprechende Anwendung der Stromspeicherregelungen zur Umlagesaldierung auf bidirektionale Ladepunkte nach § 21 Absatz 3 EnFG gelten: Im Rahmen der entsprechenden Anwendung wird fingiert, dass Ladepunkte Stromspeichern gleichzusetzen sind (Nummer 1), der Ladestromverbrauch dem Ladepunkt zuzurechnen ist (Nummer 2) und in gleicher Weise auch die Stromerzeugung dem Ladepunkt zugerechnet wird, soweit der Strom über den Ladepunkt ins Netz eingespeist wird (Nummer 3). Die Zurechnung zum jeweiligen bidirektionalen Ladepunkt erfasst pauschal die Ladeverbräuche und die Stromeinspeisungen aller Elektromobile, die über den Ladepunkt Strom beziehen oder rückspeisen. Dies ermöglicht eine handhabbare Abwicklung der (anteiligen) EEG-Förderung für entsprechend über den Ladepunkt „zwischen gespeichert“ EE-Strommengen.

Absatz 3a: Die „Ausschließlichkeitsoption“ wird nunmehr in Absatz 3a geregelt. Sie entspricht – im Zusammenspiel mit den in Absatz 3 n. F. geregelten allgemeinen Vorgaben – den bisher in Absatz 3 a. F. geregelten Nutzungsmöglichkeiten mit einer klarer gefassten Struktur und Formulierung. Die Inanspruchnahme dieser Option steht Stromspeichern offen, die innerhalb eines Kalenderjahres ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas (EE-Strom) zur Einspeicherung verbrauchen. Diese reinen EE-Stromspeicher erzeugen selbst

zwar keinen EE-Strom, gelten aber aufgrund der ausschließlichen Zwischenspeicherung von EE-Strom als „Anlagen“ nach § 3 Nummer 1 Variante 2 EEG 2023. Der Betreiber kann daher nach Satz 1 für den in diesen Speichern durch Ausspeicherung erzeugten und ins Netz eingespeisten Strom den Förderanspruch nach Absatz 3 i. V. m. Absatz 1 Nummer 1 und 2 (Marktprämie und Einspeisevergütung) geltend machen. Satz 2 zur entsprechenden Anwendung bei Speichergasen entspricht den bisherigen Regelungen in § 19 Absatz 3 Satz 4 EEG 2023.

Absatz 3b: Die erweiterte Abgrenzungsoption für Mischstromspeicher ist nunmehr als Absatz 3b geregelt. Sie entspricht grundsätzlich – im Zusammenspiel mit den in Absatz 3 n. F. geregelten allgemeinen Vorgaben – den bisher in Absatz 3b a. F. geregelten Nutzungsmöglichkeiten mit einer klarer gefassten Struktur und Formulierung. Neu ist die entsprechende Nutzbarkeit der Option auch für bidirektional genutzte Ladepunkte in Kombination mit EE-Anlagen (vgl. Absatz 3 Satz 4). Zudem eröffnet die parallele Umstellung der Vorgaben zur Umlagesaldierung in § 21 EnFG der Bundesnetzagentur die Möglichkeit, dieselben Abgrenzungsmechaniken komplementär auch zur Bestimmung der anteilig förderfähigen Netzeinspeisung aus dem Mischstromspeicher zu nutzen. Satz 1 sieht vor, dass der Betreiber eines Mischstromspeichers, in dem nicht ausschließlich EE-Strom zur Einspeicherung verbraucht wird, für einen bestimmten Anteil an der in seinem Stromspeicher erzeugten und zeitgleich in das Netz eingespeisten Strommenge die Marktprämie nach Absatz 3 i. V. m. Absatz 1 Nummer 1 (entsprechend dem Förderanspruch der EE-Anlage) in Anspruch nehmen kann. Dieser förderfähige Anteil ist nach Maßgabe einer entsprechenden Festlegung der Bundesnetzagentur gemäß § 85d EEG 2023 zu bestimmen und nachzuweisen. Satz 2 stellt dabei klar, dass die Vorschriften des EEG und des EnFG entsprechende Anwendung auch auf den Mischstromspeicher finden, welcher selbst nicht als „Anlage“ im Sinne von § 3 Nummer 1 EEG 2023 erfasst ist.

Absatz 3c: Die neue Pauschaloption ist in Absatz 3c vorgesehen. Diese Option ersetzt die bisher in Absatz 3a geregelten Wechselmodelle, die allein für Batteriespeicher vorgesehen waren. Die Pauschaloption eröffnet für alle Stromspeicher im Zusammenspiel mit einer Ergänzung in § 21 Absatz 4a EnFG eine besonders einfache komplementäre Bestimmung der förderfähigen Anteile an der Netzeinspeisung einerseits und der umlagesaldierungsfähigen Anteile andererseits. Sie erfasst dabei die Gesamteinspeisung aus Solaranlagen, Mischstromspeichern und bidirektional genutzten Ladepunkten. Satz 1 sieht vor, dass der Betreiber für einen pauschalen Anteil an der gesamten Erzeugung und zeitgleichen Netzeinspeisung aus diesen Anlagen die Marktprämie nach Absatz 3 i. V. m. Absatz 1 Nummer 1 (entsprechend dem Förderanspruch der Solaranlage) geltend machen kann. Dieser pauschalierte Anspruch erfasst auch die ohne Zwischenspeicherung unmittelbar aus der Solaranlage ins Netz eingespeisten Strommengen. Eine zusätzliche Inanspruchnahme von Förderzahlungen nach Absatz 1 für den unmittelbar aus der Solaranlage ins Netz eingespeisten Strom ist damit bei Inanspruchnahme der Pauschaloption ausgeschlossen. Wie der pauschal förderfähige Anteil zu bestimmen ist, richtet sich nach näheren Regelungen des Absatzes 3c und kann durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur weiter ausgestaltet werden. Die Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der Pauschal-Option sind in Satz 2 aufgeführt: Nummer 1 setzt voraus, dass hinter der Einspeisestelle Stromerzeugung ausschließlich durch Solaranlagen und Stromspeicher (sowie in entsprechender Anwendung durch Ladepunkte) erfolgt. Der vereinfachte Pauschalansatz ist unvereinbar mit jeglicher Stromerzeugung aus anderen Erzeugungsanlagen. Nach Nummer 2 müssen alle Solaranlagen und Stromspeicher (sowie in entsprechender Anwendung Ladepunkte) von demselben Betreiber betrieben werden. Nach Nummer 3 ist die Summe der installierten Leistung der hinter Einspeisestelle installierten Solaranlagen zudem auf höchstens 30 Kilowatt begrenzt. Dadurch wird sichergestellt, dass die pauschal bestimmten EEG-Förderzahlungen im Verhältnis zu der Anlagengröße in einer passenden Relation bleiben. Betreiber größerer Solaranlagen können für eine bidirektionale Speichernutzung die Abgrenzungsoption nutzen; der höhere Mess- und Abrechnungsaufwand dürfte sich aufgrund der höheren Strommengen regelmäßig amortisieren. In entsprechender Anwendung von § 24 Absatz 1 Satz 5 EEG 2023 können Steckersolargeräte bei der Ermittlung der installierten Leistung der insgesamt hinter der Einspeisestelle installierten Solaranlagen unberücksichtigt bleiben.

Nach Satz 3 besteht der pauschalierte Förderanspruch für die insgesamt an der Einspeisestelle in einem Kalenderjahr tatsächlich in das Netz eingespeiste Strommenge, höchstens jedoch für eine Strommenge von 500 kWh pro Kalenderjahr je Kilowatt installierter Leistung der Solaranlagen. Dieser im Grundsatz leistungsorientierte Pauschalansatz ermöglicht ein besonders einfaches Messkonzept. Die pauschale förderfähige Strommenge je Kilowatt installierter Leistung ist so bemessen, dass die Stromspeicher (und in entsprechender Anwendung Ladepunkte) bidirektional ohne Restriktionen auch zur Speicherung von „Graustrom“ aus dem Netz am Markt eingesetzt werden können, ohne dass es im Rahmen der üblichen Nutzungskonzepte bei der Netzeinspeisung zu einer unangemessenen Grünfärbung kommt. Durch die Begrenzung auf die Summe der jährlichen Netzeinspeisung an der Einspeisestelle bleibt sichergestellt, dass keine rein leistungsbezogene Förderung ohne tatsächliche Einspeisung

erfolgt. Gemäß Satz 4 sind weitere Anforderungen an die genaue Bestimmung der förderfähigen Strommenge nach Maßgabe einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 85d EEG 2023 zu erfüllen und nachzuweisen. Satz 5 hat denselben Regelungszweck wie Absatz 3b Satz 2, soweit es sich bei den Stromspeichern nicht um Anlagen im Sinne des § 3 Nummer 1 EEG 2023 handelt.

Zu Nummer 8 (§ 20)

Der neue § 20 Satz 2 EEG 2023 ergänzt die Voraussetzungen für den Anspruch auf Zahlung der Marktprämie in den Fällen des § 19 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 und 3 in Verbindung mit § 19 Absatz 3b und 3c EEG 2023, d. h. wenn ein Stromspeicher bidirektional eingesetzt wird und ein Zahlungsanspruch nach der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption geltend gemacht wird. Nach beiden Optionen erhält der Betreiber eines bidirektional genutzten Stromspeichers (oder in entsprechender Anwendung eines bidirektional genutzten Ladepunktes) Marktprämienzahlungen auf anteilig förderfähige Netzeinspeisemengen. Um eine „Verunreinigung“ der sortenreinen Bilanzkreise für die Netzeinspeisung der vollständig förderfähigen Direktvermarktungsmengen nach § 20 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023 zu vermeiden, sieht der neue Satz 2 vor, dass die nach dem Abgrenzungs- oder dem Pauschaloption nur anteilig förderfähigen Netzeinspeisemengen in einem separaten Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert werden müssen, in dem wiederum ausschließlich diese Strommengen bilanziert werden. Die Mitbilanzierung von Strommengen, deren Einstellung in den Bilanz- bzw. Unterbilanzkreis der Anlagenbetreiber bzw. der Direktvermarkter nicht zu vertreten hat, ist auch in diesem Fall unschädlich.

Die Pflicht zur gesonderten Bilanzierung bezieht sich sowohl bei Geltendmachung der Pauschaloption als auch bei der Abgrenzungsoption auf den gesamten an einer Einspeisestelle ins Netz eingespeisten Strom. Das heißt die Vorgabe des Satzes 2 erfasst den gesamten aus dem Stromspeicher ins Netz eingespeisten Strom sowie den unmittelbar von der EE-Anlage (z. B. PV-Anlage) ins Netz eingespeisten Strom. Der Aufwand einer Aufteilung der Strommengen auf verschiedene Bilanz- oder Unterbilanzkreise ist hiermit nicht erforderlich.

Zu Nummer 9 (§ 26)

Zu Buchstabe a

Die Bezeichnung des § 26 EEG 2023 wird aufgrund des angefügten Absatzes 3 angepasst.

Zu Buchstabe b

In § 26 Absatz 3 EEG 2023 ist geregelt, dass EEG-Endabrechnungen die Nummern, unter denen die betroffenen Anlagen im Marktstammdatenregister registriert sind, enthalten müssen. Außerdem wird ein Anspruch eingeführt, die EEG-Endabrechnung in digitaler und massengeschäftstauglicher Form zu erhalten. Der Anspruch steht dem jeweils Berechtigten zu, das heißt grundsätzlich dem Anlagenbetreiber, bei Abtretung der Vergütungsansprüche gegebenenfalls aber auch einem Dritten, wie zum Beispiel einem Direktvermarktungsunternehmen. Durch den Anspruch soll insbesondere sichergestellt werden, dass die Dienstleistung der Direktvermarktung vollständig digital erfolgen kann und dadurch so massentauglich ermöglicht wird, dass die erforderlichen Entgelte so weit sinken, dass die Direktvermarktung auch für kleine PV-Anlagen zum Standard werden kann. Darüber hinaus wird die Abwicklung der EEG-Förderung auch für Betreiber von EE-Anlagen in zeitgemäßer und digitaler Form möglich, insbesondere für Akteure, die mit einer Vielzahl von Anlagen Skaleneffekte nutzen möchten.

Zu Nummer 10 (§ 51)

Durch die Änderungen des § 51 EEG 2023 wird das ohnehin vorgesehene schrittweise Auslaufen der Förderung in Zeiten negativer Spotmarktpreise vorgezogen und umfassend auf nahezu alle Neuanlagen ausgedehnt. Hierdurch werden Neuanlagen unmittelbaren Preissignalen ausgesetzt und die Marktintegration der erneuerbaren Energien wird gestärkt. Dadurch soll für die Anlagen ein Anreiz geschaffen werden, in Zeiten negativer Preise nicht einzuspeisen, indem sie in diesen Zeiten Eigenverbrauch betreiben oder den Strom zur späteren Nutzung oder Einspeisung einspeichern. Bisher bestand dieser Anreiz nicht in ausreichendem Maße, weshalb EE-Anlagen auch oft bei Stromüberschüssen weiter eingespeist haben. Insbesondere werden dadurch Fehlanreize abgebaut, die bisher temporäre Erzeugungsüberschüsse verstärkt haben.

Durch die Änderung des § 51 Absatz 1 EEG 2023 verringert sich die Förderung in jedem Zeitraum, in dem der Spotmarktpreis negativ ist, auf null, wie es für Anlagen unter dem EEG 2023 ohnehin ab dem Jahr 2027 vorgesehen war. Die Anpassung steht auch im Einklang mit der Anpassung der Spotmarktpreis-Definition gemäß § 3 Nummer 42a EEG 2023, in der zukünftig infolge der Anpassung des gekoppelten Marktpreises der Strombörsen

im Rahmen der Day-Ahead-Auktionen auf Viertelstundenprodukte und damit auf Viertelstundenwerte abgestellt wird.

§ 51 Absatz 2 Satz 1 EEG 2023 sieht übergangsweise Ausnahmen vom Entfallen der Vergütung in Zeiten negativer Preise für bestimmte Anlagen und bestimmte Zeiträume vor.

Nach § 51 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 EEG 2023 verringert sich die Vergütung nicht für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt für Zeiträume vor dem Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Anlage mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet wird. Bei Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt liegen den Netzbetreibern vor der Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem keine viertelstundenscharfen Einspeisezeitreihen vor. Daher ist eine Bestimmung der Strommengen, für die die Förderung nach § 51 Absatz 1 EEG 2023 entfällt, in diesen Fällen nicht möglich. Nach der Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem erfolgt die Anwendung des § 51 Absatz 1 EEG 2023 zum nächsten Jahreswechsel, um keine unterjährigen Wechsel der Abrechnungssystematik zu begründen.

Nach § 51 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 EEG 2023 verringert sich die Vergütung schließlich nicht für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 2 Kilowatt für Zeiträume vor dem Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Bundesnetzagentur aufgrund der neuen Festlegungskompetenz nach § 85 Absatz 2 Nummer 12 EEG 2023 die hinreichende technische Ausstattung dieser Anlagen und die hinreichende Massengeschäftstauglichkeit und Digitalisierung der Abrechnungsprozesse festgestellt hat. Es ist nicht davon auszugehen, dass solche Kleinstanlagen mittelfristig in dem für die Anwendbarkeit des § 51 Absatz 1 EEG 2023 erforderlichen Maße digitalisiert und technisch ausgestattet werden können. Es ist auch sinnvoll vorhandene Ressourcen zunächst darauf zu fokussieren, das Potenzial der etwas größeren Anlagen zu heben. Die grundsätzliche Einbeziehung in den Anwendungsbereich der Regelung erfolgt dennoch dem Grunde nach bereits jetzt, um zukünftig – sobald die tatsächlichen Voraussetzungen für eine Einbeziehung solcher Kleinstanlagen vorliegen – nicht durch neu entstandenen Bestandsschutz in der Berücksichtigung dieser Anlagen beschränkt zu sein.

§ 51 Absatz 2 Satz 2 EEG 2023 erklärt für die Bestimmung der Anlagengröße nach Satz 1 der Norm die Regelungen des § 24 EEG 2023 für entsprechend anwendbar. Hierdurch wird eine missbräuchliche Aufspaltung von Anlagen zur Umgehung der Schwellenwerte verhindert.

Zu Nummer 11 (§ 51a)

Durch die Änderungen in § 51a Absatz 1 EEG 2023 werden Folgeanpassungen beim Anspruch auf Verlängerung des Vergütungszeitraums bei negativen Preisen zu den Änderungen in § 51 EEG 2023 vorgenommen. Die bisherige Beschränkung des Anspruchs auf Anlagen, deren anzulegender Wert durch eine Ausschreibung ermittelt wurde, entfällt für Neuanlagen, da auch § 51 EEG nicht mehr ausschließlich auf Anlagen mit einer installierten Leistung ab 400 kW anzuwenden ist. Auch die Anpassung auf Viertelstunden als maßgeblicher Zeiteinheit für die Bestimmung des verlängerten Vergütungszeitraums erfolgt analog zu der Anpassung in § 51 Absatz 1 EEG 2023. (Insoweit wird zudem der Anpassung der Spotmarktpreis-Definition nach § 3 Nummer 42a EEG an die Umstellung der einheitlichen Kopplung der Werte der Strombörsen in den vortägigen Auktionen Rechnung getragen.) Der bisherige letzte Halbsatz wird aus Gründen der besseren Verständlichkeit als neuer Satz 2 angefügt.

Der neue § 51a Absatz 2 EEG 2023 sieht eine veränderte Kompensationsregelung für die Ertragsausfälle zu Zeiten negativer Preise nur für PV-Anlagen vor. Die bisherige Regelung lief für PV-Anlagen zeitweise ins Leere, weil angehängte Zeiträume z. B. im Winter keine angemessene Kompensation ermöglichen. PV-Anlagen erzeugen Strom tagsüber und weitgehend im Frühjahr, Sommer und Herbst. Der Grundansatz der neuen Kompensationsregel ist daher, dass die Zeiten negativer Preise unter Berücksichtigung des durchschnittlichen Ertragspotenzials der Anlagen an den Förderzeitraum angehängt werden sollen. Hierzu werden in einem ersten Rechenschritt zunächst die Zeiten mit negativen Preisen, die sich im Falle einer Verlängerung des Vergütungszeitraums nach § 51a Absatz 1 EEG 2023 ergeben hätten, mit einem Faktor multipliziert. Dieser Faktor berücksichtigt, dass PV-Anlagen zumeist wegen der Jahreszeit, dem Wolkenzug über den Tag, der Ausrichtung der Anlage und Verschattungen im Durchschnitt nur mit einer Leistung einspeisen, die einem Teil ihrer installierten Leistung entspricht. Dieser Faktor wurde mit 0,5 angesetzt; er kann auf Basis aktuellerer Datengrundlagen durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur gemäß § 85 Absatz 2 Nummer 13 EEG 2023 angepasst werden. Durch die Multiplikation mit dem Faktor wird ein Zeitkontingent ermittelt, bei dem jede Viertelstunde dem Äquivalent einer Volllastviertelstunde entspricht.

Dem zweiten Schritt liegt eine Annahme zugrunde, wie hoch die durchschnittlich in einem Kalendermonat durch eine Solaranlage erwirtschaftbaren Volllastviertelstunden sind. Hierbei werden die Monate entsprechend ihres von der Jahreszeit abhängenden Ertragspotenzials differenziert. Dazu wurde eine Verteilung von durchschnittlichen Monatserträgen über das Jahr ermittelt. Als Grundlage für die Daten wurde eine Ertragsdatenbank ausgewertet, die Monatsdaten von einigen tausend in Deutschland installierten PV-Anlagen enthält (www.ertragsdatenbank.de). Es wurden die Daten der letzten 10 Jahre gemittelt und die Daten auf einen durchschnittlichen Standort mit 950 Stunden normiert. Im Winter ist die Sonneneinstrahlung geringer als im Sommer. In der Folge wird für Wintermonate eine geringere Anzahl an maximal erwirtschaftbaren Volllastviertelstunden zugrunde gelegt als für Sommermonate. Um den spezifischen Zeitraum, um den sich der Vergütungszeitraum einer Solaranlage verlängert, zu ermitteln, wird das im ersten Schritt ermittelte anlagenspezifische Zeitkontingent an Volllastviertelstunden auf die sich unmittelbar an den regulären Vergütungszeitraum anschließenden Tage und Kalendermonate verteilt. Endet der reguläre Vergütungszeitraum einer Anlage z. B. zum 31.12. eines Jahres und im ersten Schritt wird ein Zeitkontingent von 276 Volllastviertelstunden ermittelt, so verlängert sich der Vergütungszeitraum um den ganzen Monat Januar und den Monat Februar. In diesen Monaten kann die Anlage theoretisch zu jeder Kalenderviertelstunde Strom in das Netz einspeisen und hierfür eine Vergütung erhalten. Würde das Ende des regulären Vergütungszeitraums in diesem Beispiel auf den 30.06. fallen, wäre der Kalenderzeitraum, um den sich der Vergütungszeitraum verlängert, kürzer und würde lediglich den sich anschließenden Monat Juli umfassen. Da der Monat Juli durchschnittlich einem Ertragspotenzial von 498 Volllastviertelstunden entspricht, wäre das anlagenspezifische Zeitkontingent von 276 Volllastviertelstunden bereits im Laufe des Julis aufgebraucht. Aufgrund der Rundungsregel in § 51a Absatz 1a Satz 7 EEG 2023 könnte die Anlage jedoch noch bis zum Ende des Monats Juli für in das Netz eingespeisten Strom eine Vergütung erhalten. Durch die Berücksichtigung des durchschnittlichen Ertragspotenzials der Monate, um die sich der Vergütungszeitraum für Solaranlagen verlängert, wird die bestehende Regelung für Solaranlagen gerechter und ermöglicht einen ähnlichen Ausgleich wie auch bei den anderen EE-Technologien.

Durch die Änderungen in § 51a Absatz 3 und 4 EEG 2023 werden Folgeanpassungen zu den Änderungen in den §§ 51, 51a Absatz 1 EEG 2023 vorgenommen. Für die Mitteilungspflicht der Strombörsen nach Absatz 3 und die Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber nach Absatz 4 wird so nachvollzogen, dass für Neuanlagen Viertelstunden mit negativen Preisen die maßgeblichen Zeitintervalle sind.

Zu Nummer 12 (§ 52)

In § 52 Absatz 1 Nummer 1 EEG erfolgen redaktionelle Folgeänderungen.

Zu Nummer 13 (§ 52a)

Der neue § 52a EEG 2023 schafft die Möglichkeit, dass Netzbetreiber die Einspeisung von Anlagen unterbinden können, wenn diese Anlagen in erheblichem Maße gegen die Vorgaben zur Steuerbarkeit verstoßen. Die Regelung übernimmt dabei grundsätzlich die Mechanismen des § 6 NELEV.

Absatz 1 der Regelung führt die Verpflichtung von Netzbetreibern ein, Anlagen vom Netz zu trennen oder deren Einspeisung durch andere Maßnahmen zu unterbinden, wenn ein nachhaltiger Verstoß gegen die Pflichten aus § 9 Absatz 1 oder Absatz 2 sowie § 10b Absatz 1 oder 2 EEG 2023 vorliegt. Hierfür ist erforderlich, dass der Verstoß in mindestens sechs Monaten in einem Zeitraum von zwölf Monaten erfolgt. Dadurch wird einerseits die Verhältnismäßigkeit der Regelung als letztes Mittel gewahrt, andererseits durch die Bezugnahme auf einen Jahreszeitraum ausgeschlossen, dass Anlagenbetreiber durch nur kurzfristig, aber nicht anhaltend wirksame Maßnahmen der Netztrennung entgehen können. Bei der Wahl des Mittels hat der Netzbetreiber grundsätzlich den für den Anlagenbetreiber mildesten Eingriff, der die Einspeisung wirksam unterbindet, auszuwählen. Aufgrund der Erstattungspflicht des Anlagenbetreibers nach Absatz 7 der Regelung fließt in diese Auswahlentscheidung auch der Aufwand des Netzbetreibers ein. Eine Netztrennung oder sonstige Maßnahme zur Unterbindung der Einspeisung ist nicht mehr erforderlich, wenn die Anlage vom Betreiber außer Betrieb genommen wurde.

Absatz 2 dient durch die Pflicht zur vorherigen Fristsetzung und Trennungsandrohung ebenfalls der Verhältnismäßigkeit der Norm. Der Netzbetreiber hat eine einmonatige Frist zur Behebung der Pflichtverletzung unter konkreter Benennung derselben zu setzen. Diese Frist kann einmalig um maximal einen Monat verlängert werden.

Absatz 3 dient der Sicherstellung einer Umgehung der vom Netzbetreiber vorgenommenen Maßnahme durch den Anlagenbetreiber.

Absatz 4 regelt Duldungspflichten des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber beziehungsweise von ihm beschäftigten und beauftragten Personen.

Absatz 5 dient der Sicherstellung, dass der Netzbetreiber die Maßnahme nach Absatz 1 auch tatsächlich ausführen kann.

Absatz 6 regelt, dass die Wiederherstellung des Anschlusses erst nach dem vollständigen Nachweis der Behebung des vom Netzbetreiber benannten Pflichtverstoßes möglich ist.

Absatz 7 erlegt die Kosten der Netztrennung oder äquivalenten Maßnahme nach Absatz 1 sowie der etwaigen Wiederherstellung des Anschlusses dem Anlagenbetreiber auf. Aufgrund des notwendigerweise erfolgten Pflichtverstoßes stellt die Regelung die Verursachergerechtigkeit der Kostentragung sicher.

Zu Nummer 14 (§ 85)

Zu Buchstabe a

Der neue § 85 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2023 begründet eine Festlegungskompetenz zur Nachweisführung nach § 10b Absatz 5 EEG 2023. Die Festlegungskompetenz zur Marktkommunikation nach § 20 EnWG bleibt unberührt. Für die Hintergründe der Regelung wird auf die Begründung zu § 10b EEG 2023 verwiesen.

Zu Buchstabe b

Der neue § 85 Absatz 2 Nummer 5 EEG 2023 begründet eine umfassende Festlegungskompetenz zur standardisierten und massengeschäftstauglichen Abwicklung der Direktvermarktung. Durch die Kompetenz soll der Bundesnetzagentur die Möglichkeit gegeben werden, bei aufkommenden Unklarheiten oder Abwicklungsproblemen im Zusammenhang mit der Ausweitung der Direktvermarktung durch dieses Gesetz schnell und niedrigschwellig reagieren zu können. Die Festlegungskompetenz erfasst daher insbesondere Auslegungs- und Prozessfragen zu den übrigen Regelungen dieses Gesetzes. Die Festlegungskompetenz zur Marktkommunikation nach § 20 EnWG bleibt unberührt.

Zu Buchstabe c

Der neue § 85 Absatz 2 Nummer 12 EEG 2023 gibt der Bundesnetzagentur die Möglichkeit festzustellen, dass Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 2 Kilowatt mit hinreichender technischer Ausstattung versehen sind und die Abrechnungsprozesse der Netzbetreiber hinreichend massengeschäftstauglich und digitalisiert sind, um eine Anwendbarkeit des § 51 Absatz 1 bei diesen Anlagen mit angemessenem Aufwand abzubilden. Zu den Hintergründen der Regelung wird auf die Begründung zu § 52 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023 verwiesen.

Der Bundesnetzagentur wird mit der neuen Regelung des § 85 Absatz 2 Nummer 13 EEG 2023 eine Festlegungskompetenz zur Anpassung des Faktors nach § 51a Absatz 1a Satz 2 EEG 2023 eingeräumt. Dieser Faktor ist relevant, um im Rahmen der Ermittlung des Zeitraums, um den sich der Vergütungszeitraum von Solaranlagen bei negativen Preisen verlängert, das anlagenspezifische Zeitkontingent in Form von Volllastviertelstundenäquivalenten zu ermitteln. Der Faktor berücksichtigt, dass PV-Anlagen zumeist wegen der Jahreszeit, dem Wolkenzug über den Tag, der Ausrichtung der Anlage und Verschattungen im Durchschnitt nur mit einer Leistung einspeisen, die einem Teil ihrer installierten Leistung entspricht. Dieser Faktor wurde bisher mit 0,5 angesetzt; er kann auf Basis aktuellerer Datengrundlagen durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur angepasst werden.

Zu Buchstabe d und Buchstabe e

Durch die Änderungen in § 85 Absatz 2 Nummer 15 und Nummer 16 (neu) EEG 2023 wird der Bundesnetzagentur eine Festlegungskompetenz eingeräumt, wonach die Bundesnetzagentur abweichend von den Vorgaben der EEV die Anforderungen an die Preissetzung zu preislimitierten Geboten regeln kann, soweit sich Anhaltspunkte dafür ergeben haben, dass die Preissetzung anderer Marktteilnehmer zu deutlich niedrigeren oder höheren Preisen abgeschlossen wird als zu der in der EEV geregelten Preissetzung durch den Übertragungsnetzbetreiber. Dies betrifft insbesondere die Bestimmungen zur Anzahl und Aufteilung der Tranchen und die Preislimits in § 5 Absatz 2 EEV.

Zu Nummer 15 (§ 85d)

Die Rechtsgrundlage für Festlegungen der Bundesnetzagentur zu flexibler Speichernutzung in § 85d EEG 2023 wird an die Änderungen in § 19 Absatz 3 bis 3c EEG 2023 angepasst. Die in § 85d Nummer 1 bis 3 EEG 2023 a. F. eingeräumten umfassenden Festlegungskompetenzen betreffend die bisher vorgesehene Wechseloption bei einem flexiblen Einsatz eines Stromspeichers können entfallen. Bei den Änderungen in Satz 2 handelt es sich um Folgeänderungen zur Streichung der Wechseloption.

Die nun mit § 85d EEG 2023 geregelten Festlegungskompetenzen erfassen sowohl die Abgrenzungs- als auch die Pauschaloption. Gemäß § 85d Satz 1 Nummer 1 EEG 2023 kann die Bundesnetzagentur Festlegungen treffen zu den näheren Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis der Strommengen, auf die sich die Zahlungsansprüche nach § 19 Absatz 3b und 3c EEG 2023 jeweils beziehen. Für die Abgrenzungsoption wird dadurch keine inhaltliche Änderung zum bisherigen Stand der Regelung bewirkt. Bei der Pauschaloption ist eine Konkretisierung der Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis der Strommengen erforderlich für Fälle, in denen die aus den Solaranlagen und den Stromspeichern in einem Kalenderjahr eingespeiste Strommenge die maximal ansetzbare Strommenge von 500 Kilowattstunden unterschreitet. Die Festlegung nach Nummer 1 umfasst nun auch die Konkretisierung der Anforderungen für eine sichere, automatisierte und massengeschäftstaugliche Erhebung, Ermittlung, Zuordnung, Abgrenzung, Verarbeitung und Übermittlung der erforderlichen Werte unter Beachtung der mess- und eichrechtlichen Anforderungen.

Mit Satz 1 Nummer 2 wird eine Festlegungskompetenz für die Konkretisierung der Bedingungen für ein erstmaliges Geltendmachen oder einen Wechsel in die Abgrenzungs- und die Pauschaloption ergänzt. Hierbei sind Festlegungen zu treffen, unter welchen Bedingungen unterjährig ein Wechsel in eine der beiden Optionen erfolgen darf und wie sich ein unterjähriger Wechsel insbesondere bei der Pauschaloption auf die gemäß § 19 Absatz 3c EEG 2023 maximal in einem Kalenderjahr in Ansatz zu bringende förderfähige Strommenge auswirkt.

Zu Nummer 16 (§ 91)**Zu Buchstabe a**

Die Änderung in § 91 Nummer 1 EEG 2023 ist eine Folgeanpassung zur Einführung der Festlegungskompetenz des neuen § 85 Absatz 2 Nummer 16 EEV.

Zu Buchstabe b

Durch die Änderung in § 91 Nummer 2 EEG 2023 wird die Verordnungsermächtigung insofern erweitert, als dass die Übertragungsnetzbetreiber zukünftig auch verpflichtet werden können, Anlagen bei negativen Preisen abzuregulieren. Zudem kann dies künftig schon ab der ersten Viertelstunde mit negativen Preisen angeordnet werden. Dies ist notwendige Voraussetzung, um für Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen, die bei der preislimitierten Vermarktung in der Day-Ahead-Auktion unveräußert geblieben sind, eine Abregelung durch den Übertragungsnetzbetreiber anzuordnen (§ 5 Absatz 3 EEV n. F.).

Die Verordnungsermächtigung wird in § 91 Nummer 2 EEG 2023 ferner dahingehend erweitert, dass mittels Rechtsverordnung ein finanzieller Ausgleich für durch die Abregelung entgangene Einnahmen des Anlagenbetreibers angeordnet werden kann. Zu den entgangenen Einnahmen zählt insbesondere der entgangene Anspruch des Anlagenbetreibers auf Zahlung einer Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023. Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023 ist dem Anlagenbetreiber jedoch nicht entgangen, wenn sich der anzulegende Wert nach § 51 Absatz 1 EEG 2023 in der für die Anlage geltenden Fassung für den Zeitpunkt, in der die Anlage abgeregelt wird, auf null reduziert.

Zu Nummer 17 (§ 94)

Der neue § 94 EEG 2023 schafft eine Verordnungsermächtigung zu systemdienlichem Anlagenbetrieb und dient damit der Sicherstellung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Zielbild zur Vermeidung von Erzeugungsüberschüssen ist eine umfassende Teilnahme von Anlagen an der Direktvermarktung sowie die reformierte Vermarktung verbleibender einspeisevergüteter Mengen durch die ÜNB aufgrund der neuen Vorgaben in der EEV, inklusive der Möglichkeit der Abregelung von steuerbaren Anlagen. Aufgrund der dafür erforderlichen erheblichen Systemumstellungen kann es erforderlich werden, dass Anlagen als Übergangslösung über anderen Verfahren zu einer Vermeidung von Erzeugungsüberschüssen herangezogen werden. Hierfür schafft die Verordnungsermächtigung die Grundlage und ermöglicht für Netzeinspeisungen, die im Rahmen der Einspei-

severgütung erfolgen, Sonderregelungen. Bei diesen Anlagen besteht eine besonders starke Entkoppelung vom Marktgeschehen, weshalb es sachgerecht ist, mit der Verordnungsermächtigung Regelungen zu ermöglichen, die diese Entkoppelung adressieren.

Nach § 94 Nummer 1 EEG 2023 kann der Verordnungsgeber auch den Übertragungsnetzbetreibern die Entscheidung über Zeitfenster, in denen keine Netzeinspeisung von Strom in der Einspeisevergütung erfolgen soll, bspw. zu Zeiten negativer Strompreise am Großhandelsmarkt, übertragen. In diesem Fall könnten die Übertragungsnetzbetreiber aufgrund jeweils aktueller Prognosen Zeitfenster bestimmen, an denen keine entsprechende Veräußerung erfolgen soll.

Nach § 94 Nummer 2 EEG 2023 kann der Verordnungsgeber weitere Berechtigte bestimmen, die die Ist-Einspeisung von Anlagen abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln können. Eine solche Regelung könnte erforderlich werden, wenn für einen Übergangszeitraum eine Steuerung von Anlagen in der Einspeisevergütung nicht entlang der Kaskade der Netzbetreiber, sondern unter Zuhilfenahme Dritter erfolgen soll.

Nach § 94 Nummer 3 EEG 2023 kann der Verordnungsgeber Vorgaben zu Verfahren, Fristen und Datenformaten für Begrenzungen nach Nummer 2 der Vorschrift machen. Hier kann insbesondere geregelt werden, in welchem Turnus und für welchen Zeitraum Übertragungsnetzbetreiber Begrenzungen nach Nummer 2 aussprechen und welchen Kommunikationsweg sie dafür nutzen müssen und welche technischen Anforderungen auf Seiten der Anlagenbetreiber bestehen.

Nach § 94 Nummer 4 kann der Verordnungsgeber gemeinsam mit den Regelungen nach den Nummern 1 und 2 der Norm Sanktionen für Zuwiderhandlungen regeln, die sich insbesondere an den im EEG bestehenden bzw. mit diesem Gesetz eingeführten Sanktionsmechanismen orientieren können.

Nach § 94 Nummer 5 EEG 2023 kann der Verordnungsgeber abweichend von § 51a EEG 2023 die Vorgabe machen, dass das Entstehen des Anspruchs auf eine Verlängerung des Vergütungszeitraums für Neuanlagen an die zusätzliche Voraussetzung geknüpft ist, dass dieser nur dann für eine Viertelstunde mit negativen Preisen besteht, wenn aus dieser Anlage in der spezifischen Viertelstunde kein Strom in das öffentliche Netz eingespeist wurde, für den Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2023 besteht. Eine Einspeisung in einen anderen als einen EEG-Bilanzkreis wäre in diesem Fall hingegen unschädlich mit Blick auf das Entstehen des Anspruchs für diese Viertelstunde. Durch diese zusätzliche Anspruchsvoraussetzung soll ein ökonomischer Anreiz gesetzt werden, zu Zeiten negativer Preise nach § 51 Absatz 1 EEG 2023 nicht in das öffentliche Netz unter Inanspruchnahme einer Förderung für die eingespeisten Strommengen einzuspeisen.

§ 94 Nummer 6 EEG 2023 gibt dem Verordnungsgeber schließlich die Möglichkeit, gemeinsam mit den Regelungen nach den Nummern 1 und 5 auch Vorgaben über die öffentliche Bekanntmachung der jeweiligen Anknüpfungspunkte zu machen. Dadurch kann die diskriminierungsfreie tatsächliche Umsetzung der Regelungen sichergestellt werden.

Zu Nummer 18 (§ 95)

Die Verordnungsermächtigung in § 95 Nummer 2 EEG 2023 geht in den neu gefassten Regelungen des Messstellenbetriebsgesetzes auf und kann daher gestrichen werden. Eine Absenkung der Schwellenwerte für die Steuerung (Nummer 2) ist angesichts des neuen Schwellenwerts gemäß § 29 des Messstellenbetriebsgesetzes nicht mehr notwendig. Die Möglichkeit zu Vorgaben für die Weitverkehrsnetzanbindung von Anlagen geht in den §§ 19, 47 des Messstellenbetriebsgesetzes auf.

Zu Nummer 19 (§ 96)

Als Folgeänderung zur Aufhebung von § 95 Nummer 2 wird der entsprechende Verweis in § 96 Absatz 1 EEG 2023 gestrichen.

Zu Nummer 20 (§ 100)

Zu Buchstabe a

In § 100 Absatz 3 EEG 2023 werden die bisherigen § 100 Absatz 3 und 4 EEG 2023 infolge der Anpassungen von § 9 und der Überführung der technischen Ausstattungsverpflichtungen mit Steuerungseinrichtungen in den Rollout durch den Messstellenbetreiber nach dem Messstellenbetriebsgesetz vereinfacht und zusammengelegt. Da künftig alle Anlagen mit Ausnahme von Steckersolargeräten nach einem gesetzlich festgelegten Fahrplan

(§ 45 des Messstellenbetriebsgesetzes) sicht- und steuerbar gemacht werden, bedarf es insofern nicht mehr der verschiedenen Fallgruppen.

Zusätzlich wird in Satz 2 geregelt, dass die bisher nach der jeweils für die Anlage maßgeblichen Fassung des EEG vorzuhaltenden Steuerungstechnik vom Anlagenbetreiber bis zur erfolgreichen Testung der Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber über die SMGW-konforme Steuerungstechnik weiter vorgehalten werden muss. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Steuerbarkeit nahtlos über den technischen Systemwechsel stets gewährleistet bleibt. Neue Pflichten für die Bestandsanlagen sind hiermit für die Zeit bis zur erfolgreich getesteten Inbetriebnahme der digitalen Steuerungstechnik über Smart-Meter-Gateways nicht verbunden. Vielmehr nennt Satz 2 mehrere Alternativen zur Erfüllung der nach der für die Anlage jeweils maßgeblichen Fassung des EEG anwendbaren Anforderungen. So gelten die bisherigen Anforderungen an die Bestandsanlagen auch als erfüllt, wenn sie die Steuerbarkeitsanforderung nach Satz 2 Nummer 1 oder alternativ die Nummern 2 und 3 als alternative Erfüllungsoption erfüllen. Nach Satz 3 hat der Netzbetreiber die Testung auf Ansteuerbarkeit spätestens im Rahmen der nächsten, auf den Einbau des intelligenten Messsystems und der technischen Einrichtungen im Sinne des Absatzes 1 folgenden, nach § 12 Absatz 2b Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführenden testweisen Anpassungen sowie Abrufungen der Ist-Einspeisung vorzunehmen. Er kann diese jedoch auch früher, z. B. bei Inbetriebnahme der Steuerungstechnik durchführen.

Wie auch im Falle von Neuanlagen nach § 9 Absatz 2a ist eine Zahlungspflicht für den Fall eines fehlenden erfolgreichen Tests der Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber vorgesehen, es sei denn, er hat dieses Fehlen nicht zu vertreten. Zum Verschulden und der Exkulpationsmöglichkeit des Netzbetreibers wird auf die Ausführungen zu § 9 Absatz 2a verwiesen.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen.

Zu Doppelbuchstabe aa

§ 100 Absatz 3a Satz 1 EEG 2023 regelt Folgeänderungen zum neuen § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3, welcher künftig eine verpflichtende Wirkleistungsbegrenzung auf 60 Prozent der installierten Leistung bis zu sechs Monate nach Herstellung der Steuerbarkeit über intelligente Messsysteme vorsieht. Da nach dem Messstellenbetriebsgesetz auch Bestandsanlagen mit Ausnahme von Steckersolargeräten vom Messstellenbetreiber auszustatten sind, ist die Möglichkeit zur Aufhebung der Wirkleistungsbegrenzung allein aus Vertrauensschutzgründen für diejenigen Anlagenbetreiber gerechtfertigt, die bereits von dieser ab dem 1. Januar 2023 geltenden Möglichkeit Gebrauch gemacht haben.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeanpassung.

Zu Buchstabe c

Der neue § 100 Absatz 3b EEG 2023 sichert den Bestandsschutz. Durch die Regelung wird verhindert, dass bestehende Anlagen zwischen 2 und 100 Kilowatt installierter Leistung, die seit dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen wurden, vor der Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem und einer Steuerungseinrichtung nach dem Messstellenbetriebsgesetz übergangsweise noch mit Technik zur Erfüllung der durch dieses Gesetz neu eingeführten Vorgaben aus § 9 Absatz 2 EEG 2023 nachgerüstet werden müssen. Dies betrifft jeweils die neue Vorgabe zur Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 60 Prozent nach § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 Buchstabe b für Anlagen zwischen 25 und 100 kW installierter Leistung und nach § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 für Anlagen zwischen 2 und 25 kW installierter Leistung. Damit wird unangemessener Aufwand sowohl für die Anlagenbetreiber als auch für Installationsunternehmen und Netzbetreiber verhindert.

Zu Buchstabe d

Bei der Streichung handelt es sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe e

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe f

Der neue § 100 Absatz 9 Satz 6 EEG 2023 ist eine Folgeänderung zur Einfügung des § 52a EEG 2023 (neu). Diese Regelung soll, genau wie die Sanktion nach § 52 EEG 2023, auch auf Bestandsanlagen anwendbar sein, soweit diese einer der in der Norm genannten Pflichten unterliegen und andauernd gegen diese verstoßen. Durch die Änderung des § 100 Absatz 9 EEG 2023 wird dementsprechend keine neue Pflicht für die Anlagen eingeführt, sondern lediglich die Durchsetzung bestehender Pflichten gestärkt.

Zu Buchstabe g

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeanpassung. Inhaltlich gibt es keine Rechtsänderung, da der neue § 8c Absatz 2 EEG 2023 (neu) an die Stelle des bisherigen § 8 Absatz 6a EEG 2023 (alt) tritt. Der Bedarf für eine Übergangsregelung in § 100 EEG entfällt jedoch.

Zu Buchstabe h

Die bisherige Übergangsbestimmung des § 100 Absatz 34 EEG 2023 wird an die Änderungen der Regelungen zur Flexibilisierung von Stromspeichern für eine aktive Marktteilnahme in § 19 Absatz 3 bis 3c und § 85d EEG 2023 angepasst und gilt nun für die Abgrenzungs- und die Pauschaloption. Sie bewirkt weiterhin, dass die entsprechenden Regelungen in § 19 Absatz 3 bis 3c EEG 2023 erst anwendbar sind, wenn und soweit jeweils konkretisierende Festlegungen der Bundesnetzagentur wirksam werden.

Mit dem neuen Satz 2 werden die neuen Regelungen zur flexiblen Stromspeichernutzung auch für Anlagen nach § 100 Absatz 1 EEG 2023 (sog. Bestandsanlagen) für anwendbar erklärt. Mit Blick auf Bestandsanlagen, bei denen die Höhe der Marktprämie bisher anhand des energieträgerspezifischen „Monatsmarktwertes“ berechnet wird, wird die Nutzung der Abgrenzungs- und der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3b und 3c EEG 2023 zur Flexibilisierung von Stromspeichern für eine aktive Marktteilnahme erst durch die komplementäre Anpassung in Anlage 1 Nummer 2 ermöglicht. Bei diesen wird die Berechnung der Marktprämie mit dem Wechsel in die jeweilige Option auf eine Berechnung anhand des energieträgerspezifischen „Jahresmarktwertes“ umgestellt.

Zu Buchstabe i

Die Änderungen in § 100 Absatz 39 EEG 2023 dienen der Sicherstellung, dass die Folgeänderungen in § 48 Absatz 1a 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 j

Der neue § 100 Absatz 46 Satz 1 EEG 2023 sichert den Bestandsschutz von Anlagen, die seit dem 1. Januar 2023, aber vor Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen wurden oder deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins in diesem Zeitraum ermittelt wurde. Für diese Anlagen gelten weiterhin § 21, § 51 Absatz 1 und § 51a Absatz 1 EEG 2023 in der Fassung vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes. Das heißt, sie können weiterhin bis zur bisher geltenden Schwelle von 100 Kilowatt installierter Leistung von der Einspeisevergütung und bis zur Schwelle von 200 Kilowatt von der unentgeltlichen Abnahme Gebrauch machen. Außerdem finden die Änderungen bei der Vergütung in Zeiten negativer Preise auf diese Anlagen keine Anwendung. Durch die Regelung des § 100 Absatz 46 Satz 2 EEG 2023 wird geregelt, dass die neu für Solaranlagen eingeführte Sonderregelung zur Verlängerung des Vergütungszeitraums bei negativen Preisen nur für Neuanlagen, die nach dem Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen wurden, anzuwenden ist.

Der neue § 100 Absatz 47 EEG 2023 schafft einen Bonus für Bestandsanlagen in der Einspeisevergütung, über die ein Anreiz gesetzt werden soll, die Regelungen für Neuanlagen auch für diese als anwendbar zu erklären, insbesondere den Verzicht auf die Vergütung zu negativen Preisen. In der Folge würden auch diese Bestandsanlagen kostendämpfend bei negativen Preisen wirken, indem sie auf ihren Vergütungsanspruch verzichten und kostenlos abgeregelt werden könnten. Als Bonus wird dafür die Einspeisevergütung in Zeiten positiver Strompreise erhöht. Die Möglichkeit kann erst dann genutzt werden, wenn eine Anlage mit einem intelligenten Mess-

system ausgestattet ist, mit dem die Einspeisung Zeiten negativer Preise zugeordnet werden kann. Der Bonus ist ein temporäres Übergangsinstrument bis zum vollständigen Rollout der erforderlichen Steuerungstechnik und so konzipiert, dass er in Summe mindestens kostenneutral ist bzw. die Kosten um einige Millionen Euro pro Gigawatt installierter Leistung der Inanspruchnahme senkt. Der besondere Nutzen liegt aber darin, dass er dazu beiträgt, Zuspitzungen im Strommarkt und im Stromnetz entgegenzuwirken, die aus der ungebremsten Einspeisung von Bestandsanlagen zu negativen Preisen resultieren können. Die Bundesregierung wird beobachten und überprüfen, ob diese Art des temporären monetären Anreizes in Form eines Bonus den gewünschten Effekt erzielt und bei Bedarf ggfs. auch alternative Maßnahmen prüfen.

Zu Nummer 21 (§ 101)

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

Zum einen werden neue beihilferelevante Regelungen unter einen Genehmigungsvorbehalt gestellt: Dies betrifft Regelungen zum Pauschalmodell für Speicher (§ 19 Absatz 3c EEG 2023) sowie zu Anreizen zur Anwendung der Neuregelung zu negativen Preisen (§ 100 Absatz 47 EEG 2023).

Zum anderen enthält § 101 Satz 1 EEG 2023 bisher aufgrund eines offensichtlichen Redaktionsversehens einen Verweis auf eine Fristenregelung für Biogasanlagen (§ 100 Absatz 36 EEG 2023). Stattdessen sollte hier die Regelung im Absatz davor (§ 100 Absatz 35 EEG 2023) zur vorübergehenden Berechnung des anzulegenden Wertes für Windenergieanlagen außerhalb der Ausschreibungen anhand der Gebotswerte aus dem Vorjahr unter Beihilfevorbehalt gestellt werden. Aus der Gesetzesbegründung zur Änderung des EEG durch das Gesetz vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) ergibt sich eindeutig, dass hierin ein Verweisfehler liegt und der Gesetzgeber allein die Regelung zu Windenergieanlagen unter Beihilfevorbehalt stellen wollte (vgl. BT-Drs. 20/11180, S. 145). Daher wird nunmehr klarstellend der Verweis auf § 100 Absatz 36 EEG 2023 durch den korrekten Verweis auf § 100 Absatz 35 EEG 2023 ersetzt. Dieser offensichtliche Fehler ist bereits jetzt im Wege der Auslegung dahingehend zu bereinigen, dass die Regelung für Windenergieanlagen bis zur Aufhebung des Beihilfevorbehalts nicht angewandt wird, die Regelung zu Biogasanlagen hingegen bereits anwendbar ist.

Außerdem wird der Verweis auf § 100 Absatz 15 und 16 EEG 2023 gestrichen, weil diese Regelungen bereits beihilferechtlich genehmigt worden sind (Entscheidung der Europäischen Kommission vom 7. Dezember 2023 im Fall SA.108070 (2023/N) – Germany „Prolongation of the crisis measures for biomass and biogas“, Az. C(2023) 8641 final).

Zu Nummer 22 (Anlage 1 Nummer 2)

Mit dem neuen Satz 3 in Anlage 1 Nummer 2 zum EEG 2023 wird geregelt, dass bei der Abgrenzungsoption und der neuen Pauschaloption für die Geltendmachung eines Förderanspruchs bei flexibler Nutzung eines Stromspeichers gemäß § 19 Absatz 3b und 3c EEG 2023 die maßgebliche Höhe der Marktprämie stets anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes nach Nummer 4 zu bestimmen ist. Dies bedeutet eine Anpassung für Fälle, in denen Anlagen betroffen sind, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen worden sind oder deren Zuschlag vor dem 1. Januar 2023 erteilt worden ist, und für die sich die Höhe der Marktprämie gemäß Satz 1 regulär nach dem energieträgerspezifischen Monatsmarktwert nach Nummer 3 berechnet. Die Anpassung in Anlage 1 Nummer 2 eröffnet damit Bestandsanlagen, bei denen die Höhe der Marktprämie bisher anhand des energieträgerspezifischen „Monatsmarktwertes“ berechnet wird, so überhaupt erst die Nutzung der Abgrenzungs- und der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3b und 3c EEG 2023 zur Flexibilisierung von Stromspeichern für eine aktive Marktteilnahme. Hintergrund ist, dass in der Abgrenzungsoption auf die jahresscharfe Umlagenabrechnung nach § 21 EnFG Bezug genommen werden kann und sich die in der Pauschaloption pauschal förderfähige Strommenge von 500 Kilowattstunden auf ein Kalenderjahr bezieht und nicht auf einzelne Monate aufgeteilt werden soll. Entsprechend können monatsspezifische Werte für die Höhe der Marktprämie nicht sinnvoll ohne weitergehende Umrechnungsvorgaben angewendet werden. Ein Anlagenbetreiber entscheidet sich in der Folge aktiv für eine Umstellung seines Zahlungsanspruchs auf den Jahresmarktwert, wenn er sich für die Inanspruchnahme der Abgrenzungs- und der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3b und 3c EEG 2023 entscheidet.

Zu Artikel 5 (Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung)

Zu Nummer 1 (§ 2)

Durch die Änderungen in § 2 Absatz 2 bis 4 EEV werden die Vorgaben an die Vermarktung an die Änderung der börslichen Produkte angeglichen sowie begriffliche Klarstellungen vorgenommen.

Durch die Änderung in § 2 Absatz 2 EEG wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die nominierten Strommarktbetreiber (NEMO) im Jahr 2025 für die Day-Ahead-Auktion Viertelstunden-Produkte einführen werden und daher die Vorgaben zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber entsprechend angepasst werden müssen. Hintergrund für die Umstellung der an den Strombörsen in den Day-Ahead-Auktionen gehandelten Produkte auf Viertelstundenprodukte ist die Vorgabe aus Artikel 8 Absatz 2 der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO 2019/943), wonach die NEMO den Marktteilnehmern die Möglichkeit bieten müssen, Energie an den Day-Ahead-Märkten in zeitlichen Intervallen zu handeln, die mindestens so kurz sind wie das Bilanzkreisabrechnungszeitintervall. Letzteres ist nach Artikel 8 Absatz 4 der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO 2019/943) spätestens ab dem 1. Januar 2025 auf ein 15-Minuten-Intervall umzustellen, sofern keine Ausnahme greift. Diese Vorgabe hat bereits Umsetzung in § 4 Absatz 2 Satz 2 der Stromnetzzugangsverordnung gefunden, der deutschlandweit als Bilanzkreisabrechnungsintervall eine Viertelstunde vorschreibt.

Zudem wird mit der Änderung in § 2 Absatz 3 EEG dem Umstand Rechnung getragen, dass die NEMO neue Intraday-Handelsprodukte im Rahmen der Intraday-Auktionen eingeführt haben, die einen Handel sowohl für den laufenden Tag als auch für den Folgetag ermöglichen. Dementsprechend werden die Vorgaben zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber (§ 2 EEG) angepasst.

Der bisherige § 2 Absatz 3 EEG a. F. sollte den Übertragungsnetzbetreibern ermöglichen, nicht nur an der Intraday-Auktion teilzunehmen, sondern auch die an der Energy Exchange Austria (EXAA) seit 2014 verfügbaren Viertelstunden-Produkte für die Day-Ahead-Auktion zu nutzen. Der letztgenannte Fall fällt künftig unter den angepassten § 2 Absatz 2 EEG, der den Handel mit den Viertelstundenprodukten in der Day-Ahead-Auktion ermöglicht.

Im neu eingefügten § 2 Absatz 4 Satz 2 EEG wird künftig die bei den Übertragungsnetzbetreibern ausgeübte Vermarktungspraxis im kontinuierlichen Intraday-Handel ausdrücklich geregelt, wonach diese ihre Gebote preislimitiert einstellen können.

Die übrigen Änderungen in § 2 Absatz 2 bis 4 EEG betreffen begriffliche Klarstellungen, wonach künftig klarer zwischen Day-Ahead-Markt (Absatz 2), den Intraday-Auktionen im Intraday-Markt (Absatz 3) und dem kontinuierlichen Handel im Intraday-Markt (Absatz 4) unterschieden wird und bei der Vermarktung im Day-Ahead-Markt nach § 2 Absatz 2 EEG abweichende Vorgaben in § 5 zu berücksichtigen sind.

Zu Nummer 2 (§ 3)

Durch die Änderungen in § 3 Nummer 1, Nummer 3 bis Nummer 5 EEG werden die Vorgaben an die Vermarktung an die Änderung der börslichen Produkte angeglichen, begriffliche Klarstellungen vorgenommen sowie ein fehlerhafter Verweis korrigiert.

Durch die Änderung in § 3 Nummer 1 und Nummer 3 EEG wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die nominierten Strommarktbetreiber (NEMO) im Jahr 2025 für die Day-Ahead-Auktion Viertelstunden-Produkte einführen werden und neue Intraday-Handelsprodukte im Rahmen der Intraday-Auktionen eingeführt haben, die einen Handel sowohl für den laufenden Tag als auch für den Folgetag ermöglichen. Dementsprechend werden die Vorgaben zur Transparenz der Vermarktungstätigkeiten der Übertragungsnetzbetreiber (§ 3 EEG) angepasst.

Die übrigen Änderungen in § 3 Nummer 1 und Nummer 3 bis Nummer 5 EEG betreffen begriffliche Klarstellungen, wonach bei den dort genannten Veröffentlichungszeitpunkten künftig auf den Liefertag (D) Bezug genommen wird.

Zudem wird in § 3 Nummer 7 EEG ein fehlerhafter Verweis korrigiert.

Zu Nummer 3 (§ 4a)

Der neue § 4a EEG verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber künftig, im Rahmen ihrer Prognose der Einspeisung des Stroms, welche der Vermarktung am Day-Ahead-Markt einer Strombörse nach § 2 Absatz 2 EEG zugrunde liegt, zusätzlich diejenigen Strommengen zu ermitteln, die in jeder Viertelstunde voraussichtlich durch fernsteuerbare Anlagen erzeugt werden. Welche Anlagen als fernsteuerbare Anlagen gelten, wird in den Absätzen 2 und 3 näher bestimmt.

Da diese prognostizierten Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen am Day-Ahead-Markt einer Strombörse von den Übertragungsnetzbetreibern künftig stets preislimitiert vermarktet werden müssen (§ 5 Absatz 1 EEG

n. F.), braucht der Übertragungsnetzbetreiber Kenntnis, welche Strommengen aus seiner Prognose voraussichtlich durch fernsteuerbare Anlagen erzeugt werden.

Der Begriff der fernsteuerbaren Anlagen im Sinn des § 4a Absatz 1 EEG wird in § 4a Absatz 2 Satz 1 EEG näher bestimmt. Hierunter fallen Anlagen nach § 3 Nummer 1 EEG 2023, die erstens Strommengen erzeugen, die der Veräußerungsform der Einspeisevergütung (§ 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023) zugeordnet sind, die zweitens viertelstundenscharf sichtbar sind und bei denen drittens die Einspeiseleistung durch den Übertragungsnetzbetreiber mittelbar über den Verteilernetzbetreiber über die Kaskade reduziert werden kann. Die Begriffsdefinition gilt nur im Rahmen der Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber, um diejenigen einspeisevergüteten Anlagen zu bestimmen, deren erzeugte Strommengen für den Folgetag am Day-Ahead-Markt preislimitiert vermarktet werden. Durch § 4a Absatz 2 Satz 2 EEG soll eine tatsächliche viertelstundenscharfe Sichtbarkeit und Regelbarkeit der einspeisevergüteten Anlage nach § 4a Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 EEG durch vorherige Abrufe, die auch testweise erfolgen können, sichergestellt werden.

Nach dem § 4a Absatz 3 EEG kann der Übertragungsnetzbetreiber erklären, dass auch solche Anlagen als fernsteuerbare Anlagen gelten, deren Einspeiseleistung ferngesteuert werden kann, bei denen die Anforderungen des § 4a Absatz 2 Nummer 2 EEG aber nicht oder nur teilweise erfüllt sind. Dies umfasst insbesondere Anlagen in der Einspeisevergütung, die mittels Funkrundsteuertechnik geregelt werden können, ohne dass die Ist-Einspeisung in viertelstündlicher Auflösung abrufbar ist. Zudem sind aber auch Konzepte umfasst, bei denen das Energiemanagementsystem einer Anlage die Einspeiseleistung verlässlich abhängig von einem externen Signal ändert. Indem die Erklärung gegenüber der Bundesnetzagentur abgegeben wird, wird zugleich auch die Bundesnetzagentur als Aufsichtsbehörde in Kenntnis gesetzt.

Macht ein Übertragungsnetzbetreiber von der Erklärung nach § 4a Absatz 3 Satz 1 EEG keinen Gebrauch, muss dieser gegenüber der Bundesnetzagentur erstmals zum 1. Januar 2026 und dann jährlich einen Bericht vorlegen, in dem die Hemmnisse ermittelt werden, die der Einbeziehung weiterer Anlagen, insbesondere solcher, die mittels Funkrundsteuertechnik geregelt werden können oder mit einem Energiemanagementsystem zur Änderung der Einspeiseleistung ausgestattet sind, entgegenstehen. Der Übertragungsnetzbetreiber kann zudem Vereinbarungen mit Betreibern von Anlagen nach Satz 1 oder mit Dritten schließen, wenn dies erforderlich ist, um Anlagen in einer Erklärung nach Satz 1 berücksichtigen zu können. In dem Bericht sind zudem konkrete Handlungsoptionen für die Beseitigung der Hemmnisse abzuleiten sowie Maßnahmen zur Umsetzung dieser Handlungsoptionen einschließlich Zeitplänen zur Umsetzung vorzulegen. Die Berichtspflicht dient damit der Entwicklung von Lösungsansätzen, um mehr Anlagen, die von den Übertragungsnetzbetreibern vermarktet werden, in das Regelungsregime für fernsteuerbare Anlagen zu überführen.

Entstehen dem Übertragungsnetzbetreiber durch die Bestimmungen in § 4a Absatz 3 EEG Kosten, gelten diese nach § 4a Absatz 4 Satz 1 EEG als Ausgabe im Sinn der Anlage 1 Nummer 5.2 zum Energiefinanzierungsgesetz und sind damit Teil des EEG-Finanzierungsbedarfs, sofern diese angemessen sind. Hiervon umfasst sind auch durch den Abschluss von Vereinbarungen nach § 4a Absatz 3 Satz 2 EEG entstandene Kosten oder Zahlungsverpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber. Allerdings können die Kosten nur dann in den EEG-Finanzierungsbedarf einkalkuliert werden, wenn die in den Absatz 3 enthaltenen Vorschriften und Bestimmungen und die in Aufsichtsmaßnahmen der Bundesnetzagentur enthaltenen Maßgaben eingehalten wurden. Ist die Bundesnetzagentur der Auffassung, dass die von dem Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Kosten zu hoch angesetzt wurden, darf der Übertragungsnetzbetreiber die Kosten demnach nur anhand der Maßgaben der Bundesnetzagentur in den EEG-Finanzierungsbedarf einkalkulieren.

Zu Nummer 4 (§ 5)

Zu Buchstabe a

Durch den neu gefassten § 5 Absatz 1 (neu) EEG sind die Übertragungsnetzbetreiber zukünftig verpflichtet, die für den Folgetag prognostizierten Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen stets preislimitiert zu vermarkten. Die Preislimitierung ist für prognostizierte Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen verpflichtend, da wegen der Fernsteuerbarkeit solcher Anlagen eine Vermarktung bis zur technischen Gebotsgrenze aus Gründen der Kosteneffizienz nicht geboten ist. Eine verpflichtende Preislimitierung bei der Vermarktung solcher Mengen dient zudem dazu, Marktverzerrungen durch einspeisevergütete Strommengen möglichst effektiv abzuschwächen. Mit der mit diesem Gesetz ebenfalls vorgesehenen Ausweitung der Fernsteuerbarkeit von Anlagen wird diese Strommenge zukünftig steigen.

Im Day-Ahead-Markt unverkaufte Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen können vom Übertragungsnetzbetreiber abgeregelt werden (siehe hierzu § 5 Absatz 3 (neu) EEV n. F.).

Hinsichtlich der für den Folgetag prognostizierten Strommengen aus nicht fernsteuerbaren Anlagen gelten weiterhin die Vorgaben aus § 2 EEV. Diese Strommenge wird weiterhin in zeitlich nachgelagerten Marktsegmenten bis zum kontinuierlichen Intraday-Handel vermarktet.

Zu Buchstabe b

Durch die Änderung in § 5 Absatz 2 Satz 2 (neu) EEV n. F. gelten künftig neue untere und obere Preislimits. Denn die bisher geltenden Preislimits von -350 Euro pro Megawattstunde und -150 Euro pro Megawattstunde waren zu niedrig angesetzt und führten zu höheren Exporten, höherem Redispatchbedarf und zur Erhöhung des EEG-Finanzierungsbedarfs.

Die übrigen Änderungen in § 5 Absatz 2 Satz 5 und 6 (neu) EEV n. F. sind Folgeänderungen, wonach das Verfahren zur zufallsgesteuerten Preissetzung künftig für Fälle gilt, in denen der Übertragungsnetzbetreiber zur Preislimitierung verpflichtet ist (Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen nach § 5 Absatz 1 EEV n. F.).

Zu Buchstabe c und Buchstabe d

Durch den § 5 Absatz 3 (neu) EEV n. F. werden die Vorgaben über die freiwilligen Vereinbarungen im bisherigen § 5 Absatz 4 EEV a. F. durch ein neues Regelungsregime ersetzt, wonach der Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet ist, die Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren Anlagen in Höhe der am Day-Ahead-Markt unvermarktet gebliebenen Strommengen zu reduzieren (Satz 1).

Es gelten die Bestimmungen des § 13a EnWG entsprechend (§ 5 Absatz 3 Satz 2 (neu) EEV), so dass hier insbesondere die Vorgaben über den finanziellen Ausgleich im Fall der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung Anwendung finden. Danach werden dem Anlagenbetreiber insbesondere die dadurch entgangenen Einnahmen finanziell ausgeglichen. Zu den entgangenen Einnahmen zählt insbesondere der entgangene Anspruch des Anlagenbetreibers auf Zahlung einer Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023. Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG ist dem Anlagenbetreiber jedoch nicht entgangen, wenn sich der anzulegende Wert nach § 51 Absatz 1 EEG in der für die Anlage geltenden Fassung für die Viertelstunde des Folgetages, in der die Wirkleistungseinspeisung der fernsteuerbaren Anlage nach § 5 Absatz 3 EEV reduziert wird, auf null reduziert. § 5 Absatz 3 Satz 3 (neu) EEV regelt darüber hinausgehend, dass auch dann kein finanzieller Ausgleich geltend gemacht werden kann, wenn sich der Anspruch nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG nur deshalb nicht nach § 51 Absatz 1 EEG 2023 reduziert hat, weil die betroffene Anlage unter die Ausnahme nach § 51 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 EEG 2023 fällt. In diesen Fällen sollen Maßnahmen nach § 5 Absatz 3 Satz 1 (neu) EEV entschädigungslos bleiben.

Ferner wird mit dem Verweis auf § 13a EnWG sichergestellt, dass bei der Auswahl der Anlagen, bei denen die Wirkleistungseinspeisung reduziert wird, systemdienlich vorgegangen wird. Zudem wird auf § 14 Absatz 1c EnWG verwiesen, wonach dem Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit gegeben wird, die Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren Anlagen im Zuge der Kaskade durch Aufforderungen gegenüber dem ihm unmittelbar oder mittelbar nachgelagerten Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes zu reduzieren. Da die betreffenden Strommengen noch nicht eingespeist wurden, ist jedoch weder ein bilanzieller Ausgleich (§ 13 Absatz 1a EnWG) noch ein bilanzieller Ersatz (§ 14 Absatz 1c EnWG) erforderlich. Um den Eigenverbrauch der Anlage nicht zu beeinträchtigen, soll die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung, soweit technisch möglich, auf Strommengen begrenzt werden, die ursprünglich für die Einspeisung in das Stromnetz für den Folgetag vorgesehen sind, aber wegen der erfolglosen Vermarktung am Day-Ahead-Markt stattdessen abgeregelt werden. Lässt die Abregelung des Eigenverbrauchs sich technisch nicht vermeiden, ist diese ebenso zu entschädigen.

Die bisherigen Regelungen sahen insbesondere Reduzierungen der Einspeisung anhand von freiwilligen Vereinbarungen vor, wenn im Zuge des Intraday-Handels nicht erfolgreich veräußert werden kann. In diesen Fällen müssten die Übertragungsnetzbetreiber ohnehin in ihrer Rolle als Systemverantwortliche Gegenmaßnahmen ergreifen, hier insbesondere die Instrumente der Regelleistung und die Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 EnWG (auch in Verbindung mit § 13a EnWG) und § 13 Absatz 2 EnWG. Vor diesem Hintergrund fehlt es an einem tauglichen Anwendungsfall für die freiwilligen Vereinbarungen nach § 5 Absatz 4 EEV a. F., so dass dieser künftig aufgehoben und durch das neue Regelungsregime in § 5 Absatz 3 EEV n. F. abgelöst wird.

Differenzen zwischen der nach aktualisierten Prognosen vorhergesagten viertelstündlichen Einspeisung und den erfolgreich am Day-Ahead-Markt vermarkteten Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen können weiterhin nach Maßgabe des § 2 Absatz 3 und Absatz 4 EEG im Intraday-Markt nachvermarktet und ausgeglichen werden.

Zu Buchstabe e

Die Änderung in § 5 Absatz 4 (neu) EEG ist eine Folgeänderung aus der Ablösung der Regelungen über die freiwilligen Vereinbarungen nach § 5 Absatz 4 EEG a. F. durch das neue Regelungsregime über die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus fernsteuerbaren Anlagen in § 5 Absatz 3 (neu) EEG.

Kosten im Zusammenhang mit der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus fernsteuerbaren Anlagen nach § 5 Absatz 3 EEG, hier insbesondere ein finanzieller Ausgleich, sind damit Teil des EEG-Finanzierungsbedarfs nach Anlage 1 Nummer 5.2 EnFG und werden damit über die Mittel des Bundes und nicht über die Netzentgelte finanziert. Im Ergebnis werden sich die EEG-Kosten dennoch reduzieren, da die Kosten der Vermarktung zu negativen Preisen eingespart werden.

Zu Artikel 6 (Änderung der Innovationsausschreibungsverordnung)

Zu Nummer 1

Die Änderungen in § 9 InnAusV sind Folgeanpassungen zur Umstellung der Begriffsbestimmung zum Spotmarktpreis nach § 3 Nummer 42a EEG 2023 von Stunden- auf Viertelstundenkontrakte.

Zu Nummer 2

Die Änderungen in § 19 InnAusV sind Folgeanpassungen zur Umstellung der Begriffsbestimmung zum Spotmarktpreis nach § 3 Nummer 42a EEG 2023 von Stunden- auf Viertelstundenkontrakte.

Zu Artikel 7 (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 § 131 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 § 131 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 (§ 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 8 (Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes)

Zu Nummer 1 (§ 21)

Zu Buchstabe a

Die Anpassungen in § 21 EnFG dienen der Flexibilisierung der Stromspeicher für eine aktive Marktteilnahme im Rahmen der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 oder 3 EEG 2023. Sie werden hierfür an den Wortlaut und die Regelungssystematik in § 19 EEG 2023 angepasst. Sie schaffen so insbesondere die Voraussetzungen für eine komplementäre Bestimmung der anteilig EEG-förderfähigen Netzeinspeisemengen einerseits und der anteilig umlagesaldierungsfähigen Netzeinspeisemengen andererseits.

Zu Buchstabe b

Mit den neuen § 21 Absatz 4 Satz 3 und 4 EnFG werden die bisher per Verweis auf eine entsprechende Anwendung von § 46 Absatz 5 Satz 1 und 2 EnFG geregelten Anforderungen für die Bestimmung der maßgeblichen Teilstrommengen zur Ermittlung der für den Anspruch auf Umlagereduzierung nach § 21 Absatz 1 Satz 1 EnFG maßgeblichen Strommengen nun zur Verbesserung der Verständlichkeit unmittelbar im § 21 Absatz 4 EnFG abschließend geregelt. Durch die getroffenen Maßgaben wird auch festgelegt, dass im Rahmen der komplementären Bestimmung der anteilig EEG-förderfähigen Netzeinspeisemengen einerseits und der anteilig umlagesaldierungsfähigen Netzeinspeisemengen andererseits die Strommengen, die dem Netz zum Zweck der Zwischenspeicherung entnommen und mit dem Stromspeicher erzeugt in ein Netz eingespeist werden, vorrangig im Rahmen der Umlagesaldierung in Ansatz gebracht werden.

Der neue Satz 5 stellt klar, dass § 46 Absatz 2 bis 5 EnFG in den Fällen des § 21 EnFG nicht anzuwenden sind.

Zu Buchstabe c

Mit dem neuen § 21 Absatz 4a EnFG wird abweichend von den Absätzen 1 bis 4 eine Sonderregelung für die Ermittlung der umlagereduzierten Strommenge für Fälle getroffen, in denen die Pauschaloption nach § 19 Absatz 3c EEG 2023 in Anspruch genommen wird. In diesem Fall wird die Höhe der anteilig umlagesaldierungsfähigen Netzeinspeisemengen komplementär zu den anteilig EEG-förderfähigen Netzeinspeisemengen und somit im Ergebnis ebenfalls pauschal berechnet: Der Umlagezahlungsanspruch des Netzbetreibers auf die Netzentnahmemenge verringert sich in einem Kalenderjahr in dem Umfang auf null, in dem für die Netzeinspeisemenge kein Anspruch auf Zahlung der Marktprämie nach § 19 Absatz 3c EEG 2023 für die Gesamteinspeisung aus den Solaranlagen und Stromspeichern (sowie bei entsprechender Anwendung aus den Ladepunkten) an der Einspeisestelle besteht.

Zu Nummer 2 (§ 62)

Nach den angepassten Festlegungsbefugnissen der Bundesnetzagentur gemäß § 62 Absatz 2 Nummer 1 EnFG kann diese Festlegungen zu den gesamten Voraussetzungen einer Verringerung der Umlagezahlungen nach § 21 EnFG treffen. Dies ermöglicht ihr, in Kombination mit den Festlegungsbefugnissen nach § 85d EEG 2023 kohärente Vorgaben für eine komplementäre Bestimmung der anteilig EEG-förderfähigen und der anteilig umlagesaldierungsfähigen Netzeinspeisemengen festzulegen. Dies kann gemäß dem neu in § 62 Absatz 2 Nummer 1 EnFG angefügten Buchstaben d auch Sonderregelungen für die Anwendung der Regelungen zur Pauschaloption im Fall einer Inbetriebnahme oder eines Wechsels innerhalb des Kalenderjahres umfassen.

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neunummerierung des § 3 EnWG.

Zu Artikel 9 (Inkrafttreten)

Zu Absatz 1

Die Vorschrift regelt das Inkrafttreten dieses Gesetzes. Ein Inkrafttreten des Gesetzes am Tag nach der Verkündung ist erforderlich, weil das Gesetz der Umsetzung von verpflichtendem Unionsrecht mit kurzen Umsetzungsfristen dient, Regelungen zur stärkeren Digitalisierung der Energiewende und verbesserten Steuerbarkeit von EE-

Anlagen enthält sowie wichtige systematisch-technische Anpassungen am EnFG vornimmt, die unmittelbar für den Betrachtungszeitraum wirken müssen.

Zu Absatz 2

Die Vorschrift regelt das rückwirkende Inkrafttreten der Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Artikel 3. Auf die dortigen Begründungen wird verwiesen.