

Gesetzentwurf

der Abgeordneten Dr. Lukas Köhler, Renata Alt, Christine Aschenberg-Dugnus, Jens Beeck, Dr. Jens Brandenburg (Rhein-Neckar), Carl-Julius Cronenberg, Dr. Marcus Faber, Daniel Föst, Martin Gassner-Herz, Anikó Glogowski-Merten, Julian Grünke, Thomas Hacker, Peter Heidt, Katrin Helling-Plahr, Reinhard Houben, Olaf in der Beek, Pascal Kober, Konstantin Kuhle, Ulrich Lechte, Michael Georg Link (Heilbronn), Kristine Lütke, Alexander Müller, Ria Schröder, Dr. Stephan Seiter, Jens Teurine, Manfred Todtenhausen, Katharina Willkomm und der Fraktion der FDP

Entwurf eines Gesetzes zur Integration von Photovoltaik- und anderen Erneuerbare-Energien-Anlagen in den Strommarkt und zur Vermeidung solarstrombedingter Netznotfallmaßnahmen

A. Problem

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

Das Vorhaben ist als besonders eilbedürftig im Sinne des Artikels 76 GG gekennzeichnet, weil es der Umsetzung von Unionsrecht dient und einen Beitrag zur Kostenbegrenzung der EE-Förderung sowie zur Systemstabilität leistet. Es besteht breiter Konsens zwischen Netzbetreibern, Solarbranche und den weiteren Stakeholdern der Energiebranche, dass der akute Handlungsbedarf sehr hoch ist. Auf Basis des aktuellen Rechtsrahmens werden in hohem Tempo weitere nicht steuerbare Kleinanlagen zugebaut, die auch zu Zeiten von Stromspitzen ihren

Strom ungesteuert in das Stromnetz einspeisen. Auch bestehen für den Zubau und den intelligenten Betrieb von Speichern unnötige Hemmnisse. In der Folge werden bereits kurzfristig Notmaßnahmen der Netzbetreiber immer wahrscheinlicher. Regionale Netztrennungen auch von Verbrauchern – und dass bereits im Frühjahr 2025 – sind nicht auszuschließen. Diese Risiken können nur durch schnelles Handeln minimiert werden. Sollte das Paket hingegen erst durch eine neue Bundesregierung im Jahr 2025 erneut auf den Weg gebracht werden müssen, droht ein Zeitverlust von mindestens sechs, eher neun Monaten. Bereits innerhalb dieses kurzen Zeitraums steigen die Risiken deutlich. Auch können die Vorkehrungen für die Jahre 2026 und 2027 dann nur deutlich schlechter sein. Die Umsetzung noch in dieser Legislaturperiode hingegen versetzt jede neue Bundesregierung in eine deutlich bessere Ausgangssituation.

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 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 erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 sicher und bezahlbar erreichen zu können.

C. Alternativen

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

D. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Die Absenkung der Direktvermarktungspflicht und die Abschaffung des Vergütungsanspruchs bei negativen Preisen entlasten den Bundeshaushalt.

E. Erfüllungsaufwand

E.1 Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Für die Bürgerinnen und Bürger entsteht ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von rund 8 Millionen Euro im Zuge der Änderungen des Messstellenbetriebsgesetzes. Dem steht jedoch ein volkswirtschaftlicher Gewinn gegenüber, der sich auch entlastend auf die Energiepreise auswirkt. Zudem bietet sich die Chance auf Optimierung der eigenen Energiekosten.

E.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Der Wirtschaft entsteht ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von rund 8 Millionen Euro und ein jährlicher Erfüllungsaufwand von rund 13,2 Millionen Euro. Dem gegenüber stehen erhebliche volkswirtschaftliche Gewinne durch die marktorientierte Einspeisung erneuerbarer Energien.

Davon Bürokratiekosten aus Informationspflichten

Keine.

E.3 Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Keiner.

F. Weitere Kosten

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.

Entwurf eines Gesetzes zur Integration von Photovoltaik- und anderen Erneuerbare-Energien-Anlagen in den Strommarkt und zur Vermeidung solarstrombedingter Netznotfallmaßnahmen

Vom ...

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

Artikel 1

Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Nach § 12 Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch ... [einsetzen: Datum und Fundstelle der letzten Änderung] geändert worden ist, 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 Elektrizitätsverteilersnetzes 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 Elektrizitätsverteilersnetzes, 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 Elektrizitätsverteilersnetzen 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 erstmalig zum Ablauf des 30. November 2025 und danach jährlich der Bundesnetzagentur und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz vorzulegen. Dieser Gesamtbericht umfasst

1. die Ergebnisse der nach Absatz 2b Satz 1 durchgeführten Tests und der nach Absatz 2b Satz 2 durchgeführten Überprüfungen, einschließlich der jeweils durchgeführten Plausibilitätsprüfung,

2. eine Bewertung des Umfangs der Erfüllung der Verpflichtungen nach Absatz 2a und § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes sowie
3. Handlungsempfehlungen der Betreiber von Übertragungsnetzen zur Verbesserung ihrer eigenen Steuerungsfähigkeit und derjenigen der ihnen unmittelbar oder mittelbar nachgelagerten Netzbetreiber.

Jeder Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und jeder grundzuständige Messstellenbetreiber ist verpflichtet, an der Erstellung des Gesamtberichts mitzuwirken. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht spätestens drei Monate nach Erhalt des Gesamtberichts die Abschnitte des Berichts nach Satz 2 Nummer 2 und 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 5 dieses Gesetzes folgenden Kalendermonats, dessen Zahl mit der des Tages des Inkrafttretens nach Artikel 5 dieses Gesetzes übereinstimmt, oder, wenn es einen solchen Kalendertag nicht gibt, Datum des ersten Tages des darauffolgenden Kalendermonats] einheitliche Leitlinien für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und grundzuständige Messstellenbetreiber zu veröffentlichen,

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

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

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

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

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

1. sich aus den Ergebnissen des Gesamtberichts nach Absatz 2c ergibt, oder die Bundesnetzagentur auf anderem Wege hiervon Kenntnis erlangt, dass die Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes in dem Netzgebiet eines grundzuständigen Messstellenbetreibers um mindestens 25 Prozent unterschritten sind und dies zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in mindestens einer Regelzone wesentlich beitragen könnte oder

2. der grundzuständige Messstellenbetreiber seine Pflichten nach Absatz 2b oder seine Mitwirkungspflicht nach Absatz 2c Satz 3 nicht oder nicht ausreichend erfüllt und deshalb nicht festgestellt werden kann, ob eine nicht unerhebliche Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in mindestens einer Regelzone vorliegt, zu der eine Unterschreitung der Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes wesentlich beiträgt. Dem grundzuständigen Messstellenbetreiber ist vorab Gelegenheit zur Stellungnahme innerhalb einer angemessenen Frist zu gewähren.

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

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

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

Artikel 2

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. § 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 mit einer installierten Leistung von mehr als 2 Kilowatt haben den ordnungsgemäßen technischen Zustand der Anlage und der elektrischen Anlage hinter der Hausanschlusssicherung sicherzustellen, so dass

1. der Messstellenbetreiber seine Verpflichtungen zum Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach den §§ 3, 29 und 45 des Messstellenbetriebsgesetzes erfüllen kann und
2. Netzbetreiber oder andere Berechtigte jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung bei Anlagen und KWK-Anlagen, die Strom in das

Netz einspeisen, vollständig oder, sobald jeweils die technische Möglichkeit besteht, stufenweise oder stufenweise ferngesteuert regeln können. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten.

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

1. Anlagen oder KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung ab 100 Kilowatt sicherstellen, dass die Anlagen mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung ganz oder teilweise ferngesteuert reduzieren kann,

2. Anlagen oder KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung ab 25 Kilowatt und weniger als 100 Kilowatt
 - a) sicherstellen, dass Anlagen mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung ganz oder teilweise ferngesteuert reduzieren kann, und
 - b) soweit es sich um Anlagen handelt, die der Einspeisevergütung oder dem Mieterstromzuschlag nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 oder Nummer 3 zugeordnet sind, am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 50 Prozent der installierten Leistung begrenzen, oder
3. Anlagen, die der Einspeisevergütung oder dem Mieterstromzuschlag nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 oder Nummer 3 zugeordnet sind, oder KWK-Anlagen jeweils mit einer installierten Leistung von mehr als 2 Kilowatt und weniger als 25 Kilowatt am Verknüpfungspunkt der Anlagen mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 50 Prozent der installierten Leistung begrenzen.

Die Pflicht nach Satz 1 kann bei mehreren Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien einsetzen und über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, auch mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung erfüllt werden, wenn hiermit die jeweilige Pflicht nach Satz 1 für die Gesamtheit der Anlagen erfüllt werden kann. Der Netzbetreiber hat die Testung auf Ansteuerbarkeit nach Satz 1 spätestens im Rahmen der nächsten, auf den Einbau des intelligenten Messsystems und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes folgenden, nach § 12 Absatz 2b Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführenden testweisen Anpassungen sowie Abrufung der Ist-Einspeisung vorzunehmen.

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

- b) In Absatz 4 wird die Angabe „§ 95 Nummer 2a“ durch die Wörter „§ 19 Absatz 2 Satz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes“ ersetzt.
2. § 10b wird wie folgt geändert:
 - a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:
 - aa) In Satz 1 Nummer 1 Buchstabe b werden nach dem Wort „Einspeiseleistung“ die Wörter „vollständig oder, sobald jeweils die technische Möglichkeit besteht,“ eingefügt und werden nach den Wörtern „stufenweise oder“ die Wörter „, sobald die technische Möglichkeit besteht,“ gestrichen.
 - bb) In Satz 4 wird das Wort „Inbetriebnahme“ durch die Wörter „erstmalige Einspeisung“ ersetzt und werden nach dem Wort „Kalendermonats“ die Wörter „und nicht vor dem Beginn des zweiten auf die Meldung des Direktvermarktungsunternehmens an den Netzbetreiber zur Übernahme der Vermarktung folgenden Kalendermonats“ eingefügt.
 - b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:
 - aa) In Satz 1 werden nach dem Wort „muss“ die Wörter „ab dem 1. Januar 2028 und“ eingefügt.
 - bb) Die Sätze 2 bis 5 werden durch 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.“

3. § 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 300 Kilowattstunden pro Kalenderjahr je Kilowatt installierter Leistung der Solaranlagen. Die förderfähige Strommenge ist nach Maßgabe einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 85d zu bestimmen und nachzuweisen. Die Vorschriften dieses Gesetzes und des Energiefinanzierungsgesetzes sind entsprechend anzuwenden, soweit der Anspruch nach Satz 1 geltend gemacht wird.“

4. 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.“

5. § 21 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) Satz 1 wird wie folgt geändert:

aaa) In Nummer 1 wird die Angabe „100“ durch die Angabe „25“ ersetzt.

bbb) Nummer 2 wird wie folgt gefasst:

„2. Strom, für den keine Zahlung nach den Nummern 1, 3 oder 4 geltend gemacht wird und bei dem sich der Anspruch auf null verringert, aus Anlagen

- a) mit einer installierten Leistung von bis zu 100 Kilowatt, die mit einem intelligenten Messsystem und einer Steuerungseinrichtung ausgestattet sind, oder
- b) mit einer installierten Leistung von bis zu 2 Kilowatt“.

ccc) In Nummer 3 wird die Angabe „100“ durch die Angabe „25“ ersetzt, werden die Wörter „bis zu drei aufeinanderfolgenden Kalendermonaten und“ gestrichen und werden nach dem Wort „Kalenderjahr“ die Wörter „und jeweils nicht mehr als drei aufeinanderfolgenden Kalendermonaten“ eingefügt.

bb) Die folgenden Sätze werden angefügt:

„Satz 1 Nummer 1 ist auch anzuwenden auf Anlagen

1. mit einer installierten Leistung von bis zu 90 Kilowatt, die nach dem ... [einsetzen: Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 5 dieses Gesetzes] und vor dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen wurden, und

2. mit einer installierten Leistung von bis 75 Kilowatt, die nach dem ... [einsetzen: Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 5 dieses Gesetzes] und vor dem 1. Januar 2027 in Betrieb genommen wurden.

Satz 1 Nummer 1 ist für Kalendermonate vor dem 1. Januar 2027 auch anzuwenden auf Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 Kilowatt, die nach dem ... [einsetzen: Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 5 dieses Gesetzes] und vor dem 1. Januar 2027 in Betrieb genommen wurden, wenn für die Dauer des jeweiligen Kalendermonates die maximale Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt der Anlage mit dem Netz auf höchstens 30 Prozent der installierten Leistung begrenzt ist.“

b) Absatz 4 wird aufgehoben.

6. § 51 Absatz 1 und 2 wird folgt gefasst:

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

(2) Absatz 1 ist nicht anzuwenden auf

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

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

7. 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 und werden nach dem Wort „verstoßen“ die Wörter „oder unter Anwendung des § 21 Absatz 1 Satz 4 der Einspeisevergütung zugeordnet sind und die maximale Wirkleistungseinspeisung nicht auf höchstens 30 Prozent der installierten Leistung begrenzt ist“ eingefügt.
8. 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 Wiederschaltung 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 berufenen Personen, verpflichtet sind, das Betreten von Geschäftsräumen und Geschäftsgrundstücken während der üblichen Geschäftszeiten zu dulden, und
2. die Anlage und, soweit erforderlich, die Kundenanlage oder die Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung hinter der Anschlusssicherung ändern, wobei
 - a) die berechtigten Interessen des Anlagenbetreibers und des Anschlussnehmers zu beachten sind,
 - b) durch die Änderung der Leitungs- und Messaufbau in der Kundenanlage nicht verändert werden darf und
 - c) der Anlagenbetreiber und, bei juristischen Personen, rechtsfähigen Personengesellschaften oder nichtrechtsfähigen Vereinen, die nach Gesetz oder Satzung zur Vertretung berufenen Personen verpflichtet sind, die Änderung zu dulden.

Die vom Netzbetreiber beschäftigten oder beauftragten Personen müssen sich gegen- über 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.“

9. § 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) Nummer 12 wird 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,“.

10. § 85d wird wie folgt gefasst:

„§ 85d

Festlegung zu flexibler Speichernutzung

Die Bundesnetzagentur kann unter Beachtung der Schutzprofile und Technischen Richtlinien des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik nach dem Messstellenbetriebsgesetz und im Benehmen

mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik und der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt Festlegungen nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes treffen

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

Festlegungen nach Satz 1 Nummer 1 und 2 trifft die Bundesnetzagentur erstmalig bis zum Ablauf des 30. Juni 2026.“

11. § 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 Abreglung entgangenen Einnahmen, insbesondere einen entgangenen Anspruch nach § 19 Absatz 1 Nummer 2, finanziell auszugleichen.“

12. § 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 in näher zu bestimmenden Zeitfenstern, insbesondere in Mittagsstunden an Wochenenden und Feiertagen, kein Strom in ein Netz eingespeist werden darf,
2. dass Übertragungsnetzbetreiber aufgrund von Gefahren für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems die Einspeisung von Strom in ein Netz für bestimmte Zeiträume auf einen Anteil der Wirkleistungseinspeisung zwischen null und 100 Prozent begrenzen können,
3. welche weiteren Berechtigten aufgrund einer Begrenzung nach Nummer 2 die Ist-Einspeisung von Anlagen abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln können,
4. in welchen Verfahren, Fristen und Datenformaten Übertragungsnetzbetreiber Begrenzungen nach Nummer 2 kommunizieren,
5. welche Rechtsfolgen Anlagenbetreiber bei Zuwiderhandlung gegen eine Regelung nach Nummer 1 oder eine Begrenzung nach Nummer 2 treffen, und dabei insbesondere bestimmen, dass der Anlagenbetreiber Zahlungen entsprechend 52 Absatz 1 zu leisten hat oder dass der Netzbetreiber Maßnahmen entsprechend § 52a vorzunehmen hat,
6. dass sich der anzulegende Wert für Strom, der in ein Netz eingespeist wird, in Zeiten, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, abweichend von § 51 auf einen Wert unterhalb von null verringert,

7. nach welcher Berechnungsmethode die Verringerung nach Nummer 6 erfolgt, insbesondere
 - a) einen einheitlichen Wert unterhalb von null festzulegen,
 - b) die Verringerung jeweils in Abhängigkeit des Spotmarktpreises zu bestimmen oder
 - c) eine Untergrenze der Verringerung festzulegen,
 8. die Verlängerung des Förderzeitraums abweichend von § 51a Absatz 1 und 2 auf solche Viertelstunden zu beschränken, in denen kein Strom für den ein Anspruch nach § 10c Absatz 1 besteht, aus der Anlage in das Netz eingespeist wurde, und
 9. in welcher Form und zu welchen Zeitpunkten Zeiträume nach Nummer 2 und Zeiten, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, öffentlich bekanntgemacht werden müssen.“
13. § 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 der erstmaligen erfolgreichen Testung der Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber gilt die Pflicht nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die Anlage oder die KWK-Anlage mit technischen Einrichtungen auszustatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann, auch als erfüllt, wenn

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

Der Netzbetreiber hat die Testung auf Ansteuerbarkeit nach Satz 2 spätestens im Rahmen der nächsten, auf den Einbau des intelligenten Messsystems und der Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes folgenden, nach § 12 Absatz 2b Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführenden testweisen Anpassungen sowie Abrufung der Ist-Einspeisung vorzunehmen. Satz 2 ist rückwirkend anzuwenden. Abweichend von Satz 4 sind die Bestimmungen in Satz 2 nicht anzuwenden auf Fälle, in denen vor dem 1. Januar 2021 ein Rechtsstreit zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber rechtskräftig entschieden wurde. Nach dem Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes hat der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber bis zu einer nach Satz 2 erstmalig erfolgreich durchgeführten Testung zum Ausgleich der entstehenden Aufwendungen für den Weiterbetrieb von technischen Einrichtungen nach Satz 2 Nummer 1 und 2 ab dem 1. Januar 2028 für jedes angefangene Jahr einen Betrag von 100 Euro brutto zu zahlen. Die Zahlungspflicht entfällt, wenn der Netzbetreiber die erfolglose Testung nach Satz 2 nicht zu vertreten hat.“

b) Absatz 3a Satz 1 wird wie folgt gefasst:

„Soweit die Aufhebung der Begrenzung vor dem Ablauf des ... [einfügen: Datum des Tages des Inkrafttretens nach Artikel 5 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.“

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 5 dieses Gesetzes] in Betrieb genommen wurden.“

d) Absatz 34 wird wie folgt geändert:

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

bb) Folgender Satz wird angefügt:

„Für Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird und die nach dem Ablauf des 15. Mai 2024 und vor dem ... [einsetzen: Datum des Tages des Inkrafttretens nach Artikel 5 dieses Gesetzes] in Betrieb genommen worden sind, und für Anlagen, deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins nach dem Ablauf des 15. Mai 2024 und vor dem... [einsetzen: Datum des Tages des Inkrafttretens nach Artikel 5 dieses Gesetzes] ermittelt worden ist, sind § 30 Absatz 1 Nummer 9, § 35 Absatz 1a Nummer 1, § 37d Absatz 1 Satz 2, § 38 Absatz 2 Nummer 6, § 38a Absatz 1 Nummer 6 und § 48 Absatz 1b in der am ... [einsetzen: Datum des Tages vor Inkrafttreten nach Artikel 5 dieses Gesetzes] geltenden Fassung anzuwenden.“

e) Die folgenden Absätze 46 bis 48 werden angefügt:

„(46) Für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2022 und vor dem ... [einsetzen: Datum des Tages des Inkrafttretens nach Artikel 5 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 5 dieses Gesetzes] ermittelt wurde, sind § 21 Absatz 1 und § 51 in der am ... [einsetzen: Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 5 dieses Gesetzes] geltenden Fassung anzuwenden.

(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, ist § 51 anzuwenden, wenn der Anlagenbetreiber in Textform gegenüber dem Netzbetreiber erklärt, dass diese anwendbar sein sollen. Die Erklärung nach Satz 1 kann nur mit Wirkung frühestens zum Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Anlage mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet wird, abgegeben werden. Nach Wirksamwerden der Erklärung nach Satz 1 erhöht sich der anzulegende Wert für die Anlage um 0,6 Cent pro Kilowattstunde.

(48) Für Strom, der nach dem ... [einsetzen: Datum des ersten Tages des ersten Monats nach Inkrafttreten nach Artikel 5 dieses Gesetzes] und vor dem 1. Januar 2028 eingespeist wird, erhöht sich der anzulegende Wert um 0,6 Cent pro Kilowattstunde, wenn die Anlage der Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 Nummer 1 zugeordnet werden könnte und nach dem ... [einsetzen: Datum des Tages vor dem Tag des Inkrafttretens nach Artikel 5 dieses Gesetzes] erstmalig der Veräußerungsform der Marktprämie nach § 20 zugeordnet wird.“

Artikel 3

Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes

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

1. § 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 mit einer installierten Leistung von mehr als 2 Kilowatt, soweit dies erforderlich ist, um jeweils bis zum Ablauf der gesetzlichen Zieljahre Anlagen zu den nach § 45 Absatz 1 gebotenen Anteilen an der installierten Leistung auszustatten.

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

- c) Absatz 5 wird wie folgt gefasst:

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

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

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

2. § 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 5 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 5 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 Tages des Inkrafttretens nach Artikel 5 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, 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 Vereinbarungen nach Satz 2 zudem von § 30 abweichende Messentgelte der Netzbetreiber und entsprechend höhere Gesamtpreisobergrenzen vorsehen.

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

Artikel 4

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“ und das Wort „stündliche“ durch das Wort „viertelstündliche“ 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“, das Wort „Spotmarkt“ durch das Wort „Intraday-Markt“ ersetzt und werden vor dem Wort „Folgetages“ die Wörter „laufenden Tages oder des“ eingefügt.

- c) Absatz 4 wird wie folgt geändert:
 - aa) In Satz 1 wird das Wort „Spotmarkt“ durch das Wort „Intraday-Markt“ ersetzt.
 - bb) Nach Satz 1 wird folgender Satz eingefügt:

„Gebote nach Satz 1 können preislimitiert eingestellt werden.“
- 2. § 3 wird wie folgt geändert:
 - a) In Nummer 1 wird das Wörter „stündlicher“ durch das Wort „viertelstündlicher“ und 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 und
 - b) die Einspeiseleistung vollständig oder, sobald jeweils die technische Möglichkeit besteht, stufenweise oder stufenlos ferngesteuert regeln kann.

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

(3) Als fernsteuerbare Anlagen nach Absatz 2 gelten auch sonstige Anlagen nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1, die die Anforderung nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 nicht vollständig erfüllen, wenn der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber der Bundesnetzagentur schriftlich oder in elektronischer Form erklärt, dass solche Anlagen als fernsteuerbare Anlagen gelten sollen. Macht der Übertragungsnetzbetreiber von der Erklärung nach Satz 1 keinen Gebrauch, legt er der Bundesnetzagentur erstmals zum 1. Januar 2026 und danach jährlich zum 1. Januar einen Bericht vor, in dem die Hemmnisse dargestellt werden, die einer Erklärung nach Satz 1 entgegenstehen. In dem Bericht sind konkrete Handlungsoptionen zur Überwindung der identifizierten Hemmnisse sowie Maßnahmen und Zeitpläne zur Umsetzung darzustellen.“

- 4. § 5 wird wie folgt geändert:
 - 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 5 wird die Angabe „Satz 7“ durch die Angabe „Satz 6“ ersetzt.
 - dd) Der neue Satz 6 wird wie folgt geändert:
 - aaa) Nummer 1 wird aufgehoben.
 - bbb) 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. 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 des Energiefinanzierungsgesetzes“ ersetzt.

Artikel 5

Inkrafttreten

Dieses Gesetz tritt am Tag nach der Verkündung in Kraft.

Berlin, den 28. Januar 2025

Christian Dürr und Fraktion

Begründung

A. Allgemeiner Teil

I. Zielsetzung und Notwendigkeit der Regelungen

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

Die Bundesregierung hat sich am 5. Juli 2024 auf eine „Wachstumsinitiative“ geeinigt. Darin wird unter anderem eine Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem durch Regelungen zu Steuerbarkeit und Direktvermarktung von erneuerbaren Energien sowie Umgang mit negativen Preisen angekündigt. Der hiesige Gesetzentwurf dient der Umsetzung dieser Punkte. Gleichzeitig wird durch diese und weitere Regelungen Vorsorge für Zeiten temporärer Erzeugungsüberschüsse getroffen, die zuletzt vermehrt aufgetreten sind. Dies sind Zeiten, in denen sehr viel Strom aus EE-Anlagen in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird und der Stromverbrauch zeitgleich gering ist. Der Strom findet dann zu normalen Preisen keine Nachfrage mehr. Da Stromerzeugung und Stromverbrauch im 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.

II. Wesentlicher Inhalt des Entwurfs

Der Entwurf enthält Regelungen, um den Herausforderungen aus temporären Erzeugungsüberschüssen zu begegnen, indem die Flexibilität im Stromsystem erhöht wird und erneuerbare Energien zunehmend mehr Funktionen für die Systemsicherheit übernehmen. Die wesentlichen Inhalte lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- **Entbürokratisierung der Direktvermarktung:** Es werden diverse Klarstellungen und Vereinfachungen vorgenommen, um die Direktvermarktung niedrigschwellig nutzbar und massengeschäftstauglich zu machen und dadurch eine stärkere Marktintegration von EE-Anlagen zu Unter anderen wird Betreibern von Anlagen mit älteren Wechselrichtern, bei denen keine Einrichtungen zur mehrstufigen oder stufenlosen Steuerung möglich sind, ermöglicht, ebenso an der Direktvermarktung teilzunehmen. Zudem wird die zeitliche Frist zum Nachweis der Fernsteuerbarkeit näher an den 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.
- **Absenkung der Direktvermarktungsschwelle:** Um eine bessere Markt- und Systemintegration zu erreichen, wird für Neuanlagen die sogenannte Direktvermarktungsschwelle auf 25 Kilowatt installierter Leistung herabgesenkt, wodurch mehr Anlagen der Veräußerungsform der Direktvermarktung zugeordnet werden. Diese Absenkung erfolgt schrittweise in drei Jahren. Um dennoch unbillige Härten für Neuanlagen durch die schrittweise Absenkung der Direktvermarktungsschwelle zu vermeiden und gleichzeitig den Einfluss der einspeisevergüteten Anlagen auf temporäre Erzeugungsüberschüsse nicht zu verschärfen, können vor dem Januar 2028 in Betrieb genommene Anlagen bis zum 31. Dezember 2028 die Veräußerungsform der Einspeisever-

gütung befristet nutzen, wenn sie ihre maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt auf 30 Prozent reduzieren.

- Weitgehende Abschaffung der Vergütung bei negativen Preisen und Anpassung der Kompensationsregelungen für PV-Anlagen: Damit Neuanlagen unmittelbaren Preissignalen ausgesetzt werden und damit eine 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. 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. Die 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. Um temporären Erzeugungüberschüssen präventiv zu begegnen, ist der Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, die in fernsteuerbaren Anlagen in der Einspeisevergütung erzeugten Strommengen preislimitiert zur vermarkten und die Wirkleistungseinspeisung dieser Anlagen in Höhe der am Day-Ahead-Markt ggf. unverkauft gebliebenen Strommengen zu reduzieren. Dadurch wird die bisher notwendige Vermarktung dieser Strommengen auch zu hoch negativen Preisen vermieden. Der betroffene Anlagenbetreiber erhält nach Maßgabe der Neuregelungen einen finanziellen Ausgleich, um ihn in diesen Fällen wirtschaftlich schadlos zu stellen.
- Regelungen zur Digitalisierung der Energiewende: Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende vom Mai 2023 wurde der Smart-Meter-Rollout erfolgreich reaktiviert. Gleichwohl hat der Digitalisierungsbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz nach 48 des Messstellenbetriebsgesetzes vom Juli 2024 anhand von vorbereitenden Gutachten und einem intensiven Branchenprozess kurzfristigen Nachsteuerungsbedarf ergeben, um die Digitalisierung systemorientierter und robuster aufzustellen und den Rollout zu verstetigen. Der Entwurf enthält Regelungen zur Umsetzung des Digitalisierungsberichts sowie der Entscheidungen der Wachstumsinitiative der Bundesregierung. Zentral sind neu geschaffene Regelungen für den Rollout von Steuerungstechnik, zur Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit des Messstellenbetriebs und zur Cybersicherheit und Absicherung der energiewirtschaftlichen Datenkommunikation für den Schwarzfall.
- Steuerungsfähigkeit der Netzbetreiber: Netzbetreiber müssen jederzeit in der Lage sein, bestimmte Anlagen zu steuern und die jeweilige Ist-Einspeisung abzurufen. Die Fähigkeit zur Steuerung (ferngesteuerten Regelung) von Anlagen durch Netzbetreiber und Sichtbarkeit der Anlagen für diese wird durch jährliche Tests sichergestellt.

III. Alternativen

Keine.

IV. 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. Die gesetzlichen Änderungen dienen der energiewirtschaftlichen Bedarfsplanung für den Ausbau des Stromübertragungsnetzes. Die Versorgungsaufgabe des Stromübertragungsnetzes geht regelmäßig über die Grenzen eines Bundeslandes hinaus. Ein einheitliches, verbindliches Konzept der zu realisierenden Maßnahmen, wie sie das Bundesbedarfsplangesetz enthält, dient daher der Wahrung der Wirtschaftseinheit. Die bundesgesetzliche Regelung ist darüber hinaus auch zur Wahrung der Rechtseinheit im gesamtstaatlichen Interesse, da die Nichtrealisierung einzelner notwendiger Projekte die Bedarfsberechnung auch für andere Projekte beeinflussen kann.

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

Der Gesetzentwurf ist mit dem Recht der Europäischen Union vereinbar.

Der Anwendungsbereich völkerrechtlicher Verträge wird durch diesen Entwurf nicht berührt.

VI. Gesetzesfolgen

1. Rechts- und Verwaltungsvereinfachung

Keine.

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 Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung der Vereinten Nationen dient. Das Regelungsvorhaben betrifft die Ziele der DNS wie im Folgenden dargestellt und leistet insoweit einen Beitrag zur Erreichung der UN-Nachhaltigkeitsziele, den „Sustainable Development Goals“ (SDG):

Der 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 1. September 2015 „Transformation unserer Welt: die UN Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung“ und trägt insbesondere zur Erreichung des Nachhaltigkeitsziels 7 bei, den Zugang zu bezahlbarer, 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.

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

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

§ 21 EEG 2023

Durch die schrittweise Absenkung der Direktvermarktungsschwelle werden bis 2028 ca. 3 GW neue PV-Anlagen keinen Anspruch mehr auf die Einspeisevergütung haben. Stattdessen haben diese Anlagen Anspruch auf die Marktprämie, die nach § 53 Absatz 1 Nr. 2 EEG um 0,2 bzw. 0,4 ct/kWh höher ist als die Einspeisevergütung. Die höhere Marktprämie resultiert aus den Mehrkosten für das Direktvermarktungsunternehmen. Es kann jedoch unterstellt werden, dass die Anlagen in der Direktvermarktung auf die Marktpreise reagieren und bei negativen Preisen ihre Einspeisung reduzieren und in dieser Zeit keine Kosten durch negative Preise erzeugt werden. Aufgrund der erwarteten Entwicklung von häufigen und stark negativen Preisen werden die Einsparungen in Zeiten negativer Preise die Mehrkosten der Direktvermarktung übersteigen. In der Folge sind die Anlagen in der Direktvermarktung für das EEG-Konto günstiger als Anlagen in der Einspeisevergütung. Die Absenkung der Direktvermarktungsschwelle bewirkt somit eine Entlastung des EEG-Kontos. Zur Quantifizierung der Entlastung sind insbesondere Annahmen über die Entwicklung, Dauer und Zeiträume negativer Preise in den Jahren 2025 bis 2028 zu treffen. Es liegen Marktwertszenarien vor, die regelmäßig zur Überprüfung der Förderhöhe herangezogen werden. In diesen Szenarien sind auch jahresbasierte Annahmen zu negativen Preisen enthalten. Eine Auflösung dieser Daten in Stunden oder zusammenhängende Stunden wäre nötig, um die entsprechenden Kosten abschätzen zu können. Die Notwendigkeit der viertelstundenscharfen Auflösung ergibt sich beispielsweise für PV, da negative Preise hier nur zwischen Sonnenauf- und -untergang in die Betrachtung einfließen können. Diese Datengenauigkeit liegt derzeit nicht vor. Eine Abschätzung dieser Zahlen ist außerdem mit sehr hohen Unsicherheiten verbunden, weil die mit dieser Gesetzesänderung geplanten Maßnahmen zur Steuerbarkeit und zum Entfall von Zahlungen bei negativen Preisen dazu führen sollen, dass in Zukunft weniger Stunden negativer Preise auftreten. Eine Abschätzung ist aufgrund fehlender Prognosewerte daher nicht möglich.

§ 51 EEG

Der schrittweise Wegfall des Vergütungsanspruchs für neue EE-Anlagen bei negativen Preisen bewirkt eine Entlastung des EEG-Kontos. Um die Entlastung zu quantifizieren, sind abgesehen von sehr detaillierten EE-Zubauszenarien und den Annahmen zum Smart-Meter-Rollout auch insbesondere Annahmen über die Entwicklung, Dauer und Zeiträume negativer Preise in den Jahren 2025 bis 2028 zu treffen. Eine Abschätzung dieser Zahlen ist außerdem mit sehr hohen Unsicherheiten verbunden, weil die mit dieser Gesetzesänderung geplanten Maßnahmen zur Steuerbarkeit und zum Entfall von Zahlungen bei negativen Preisen dazu führen sollen, dass in Zukunft weniger Stunden negativer Preise auftreten. Eine Abschätzung ist aufgrund fehlender Prognosewerte daher nicht möglich.

4. Erfüllungsaufwand

a) Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Absenkung des Schwellenwerts für die verpflichtende Steuerung von Anlagen (§ 29 Absatz 1 Nummer 2 MsbG)

Für die Ausweitung der Verpflichtung zum Einbau von Steuerungstechnik auf Anlagen von mehr als 2 Kilowatt installierter Leistung entstehen zusätzliche Aufwände in den Fällen, in denen die Anlage nicht zusammen mit einem Speicher oder einer anderen steuerbaren Verbrauchseinrichtung betrieben wird, da ansonsten bereits heute nach dem bisherigen § 9 Absatz 1 Satz 1 EEG schwellenwertunabhängig eine Steuerung vorgeschrieben ist. Es wird unterstellt, dass dies bei rund 50 Prozent der Anlagen in diesem Segment der Fall ist, sodass sich insgesamt eine Fallzahl in 2032 von rund 1,4 Millionen ergibt. Auf die Bürgerinnen und Bürger entfallen gemäß dem oben genannten Aufteilungsschlüssel rund 290.000 Fälle. Pro Einbaufall werden Zusatzkosten für den Anschlussnutzer in Höhe von 10 Euro brutto jährlich angesetzt (50 Euro als neue Preisobergrenze für Einbau und Betrieb von

intelligenten Messsystemen statt bisher 30 Euro als optionaler Einbaufall, abzüglich 10 Euro für die nun im Rahmen der Standardleistungen inkludierte marktliche Steuerung zum Zwecke der Direktvermarktung). Für den Anschlussnehmer werden 20 Euro brutto jährlich angesetzt (50 Euro als neue Preisobergrenze für Einbau und Betrieb von Steuerungstechnik statt 30 Euro jährlich, vgl. die Vermutungsregelung in § 35 Absatz 1 Satz 2 Nummer 5 MsbG).

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Zeitaufwand	Sachaufwand (in Euro)
287.402	-	+10		+2.874.020
287.402	-	+20		+5.748.040
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)			-	+8.622.060

b) Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

§ 12 Absatz 2a bis 2h EnWG

Durch die neuen Vorgaben ergibt sich ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von ca. 8 Millionen Euro und ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von rund 1,6 Millionen Euro.

Die Vorschrift verpflichtet die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen (Betreiber von Verteiler- und Übertragungsnetzen) dazu, sicherzustellen, dass sie jederzeit zur Steuerung von steuerbaren Anlagen in ihrem Netzgebiet und zur Abrufung der Ist-Einspeisung in der Lage sind. Sie haben diese Fähigkeit durch jährliche Tests zu überprüfen. Zudem müssen die nachgelagerten Stromnetzbetreiber über ihre Steuerfähigkeit an die jeweils vorgelagerten Stromnetzbetreiber berichten.

Der nachfolgenden Abschätzung liegen folgende Annahmen für den einmaligen Erfüllungsaufwand zugrunde:

- Die erste Fallzahl (87) ergibt sich aus der Annahme, dass für die Implementierung der gemäß der Vorschrift zu entwickelnden Testroutine die 4 Betreiber von Übertragungsnetzen (ÜNB) sowie diejenigen Betreiber von Verteilnetzen (VNB) mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden (Anzahl: 83) ihre eigenen IT-Abteilungen einsetzen. Der Zeitaufwand wird hierbei mit 40 Stunden (eine Woche Vollzeit) auf hohem Qualifikationsniveau für leitende/koordinierende Tätigkeiten sowie 80 Stunden (zwei Personen eine Woche Vollzeit) auf mittlerem Qualifikationsniveau für die fachliche Umsetzung angenommen.
- Die verbleibenden VNB werden für die Implementierung der Testroutine mutmaßlich auf externe IT-Dienstleister setzen. „Verbleibend“ sind hierbei von insgesamt 866 VNB alle diejenigen, die nicht über 100.000 angeschlossene Kunden haben (s. vorheriger Punkt), ergo 763 (zweite Fallzahl). Der Arbeitsaufwand externer IT-Dienstleister ist prinzipiell der gleiche wie für interne IT-Abteilungen, es kommt pro Mitarbeitenden jedoch ein Aufwand von acht Stunden für Einarbeitung, Projektkommunikation und Abstimmung mit dem VNB hinzu.
- Für die bereits erwähnte Testroutine müssen durch die VNB Vorgaben zum Ablauf und Datenmanagement erarbeitet. Hierfür sind 15 Sitzungen à fünf Stunden anzusetzen, an denen von jedem der vier ÜNB jeweils drei Personen teilnehmen. Es ergibt sich somit die dritte Fallzahl von 180 „Sitzungspersonen“.
- Den vier (vierte Fallzahl) ÜNB obliegt die finale Plausibilisierung des Gesamtberichts über die Steuerfähigkeit aller unterlagerten VNB einschließlich deren Dokumentationen über erfolgte Steuerungstests. Aus diesem Grund ist anzunehmen, dass sie ein teilautomatisiertes Plausibilisierungssystem implementieren werden. Hierfür ist ein mutmaßlicher Aufwand in Höhe von 160 Stunden (20 Arbeitstage) eines Mitarbeitenden mit hohem Qualifikationsniveau für Konzeption, Leitung und Koordinierung sowie 320 Stunden (20 Arbeitstage) zweier Mitarbeitender mit mittlerem Qualifikationsniveau für die Umsetzung anzusetzen.

Der nachfolgenden Abschätzung liegen folgende Annahmen für den jährlichen Erfüllungsaufwand zugrunde:

- Die jährlichen Tests der Steuerfähigkeit sind von allen 866 VNB und den vier ÜNB durchzuführen, in Summe 870 Netzbetreiber (erste Fallzahl). Der Arbeitsumfang wird mit 16 Stunden (zwei Arbeitstage) für einen Mitarbeitenden mit hohem Qualifikationsniveau und acht Stunden (ein Arbeitstag) für einen Mitarbeitenden mit mittlerem Qualifikationsniveau angesetzt.
- Für die Koordination des Gesamtberichts (zweite Fallzahl: 1) durch die vier ÜNB gemeinsam wird pauschal ein Arbeitsaufwand von 100 Stunden durch Mitarbeitende mit hohem Qualifikationsniveau angesetzt.
- Die Pflicht zur Plausibilisierung der Testberichte vorgelagerter Netzbetreiber trifft die vier ÜNB sowie diejenigen VNB, die Hochspannungsnetze betreiben (Anzahl: 65), in Summe also 69 Netzbetreiber (dritte Fallzahl). Für die Plausibilisierung der Testberichte ist mutmaßlich ein Aufwand von 40 Stunden (fünf Arbeitstage) eines Mitarbeitenden mit hohem Qualifikationsniveau für koordinierende Aufgaben und 80 Stunden (fünf Arbeitstage) zweier Mitarbeitenden mit mittlerem Qualifikationsniveau für die Umsetzung anzusetzen.

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
87	40	85,30	-	296.844	-
87	80	54,70	-	380.712	-
763	48	85,30		3.124.027	
763	96	54,70		4.006.666	
180	5	85,30		76.770	
4	160	85,30		54.592	
4	320	54,70		70.016	
Einmaliger Erfüllungsaufwand (in Euro)				8.009.627	-

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
870	16	85,30	-	1.187.376	-
870	8	54,70		380.712	
1	100	85,30		8.530	
4	40	85,30		13.648	
4	80	54,70		17.504	
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				1.607.770	-

§ 21 EEG 2023 – Absenkung der Direktvermarktungsschwelle

Durch die Absenkung der Direktvermarktungsschwelle entstehen für die betroffenen Anlagenbetreiber Mehrkosten für die Direktvermarktung. Auf Grundlage der vorgesehenen schrittweisen Absenkung der Direktvermarktungsschwelle, der Zubauzahlen des Jahres 2023 sowie unterstellten Kosten für die Direktvermarktung in Höhe von 250 Euro je Jahr und Anlage belaufen sich die Mehrkosten für die Anlagenbetreiber bis Ende 2027 auf ca. 11,6 Millionen Euro.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
4822 (Anlagen in 2025 + 2026)			250		1.205.500
41.739 (Anlagen ab 2027)			250		10.434.750
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)					11.640.250

§ 51 Vergütung bei negativen Preisen

Es wird nur ein geringer Mehraufwand für die Wirtschaft bei den Regelungen gesehen, da administrative Prozesse nicht wesentlich verändert werden. Es ist nach wie vor eine Erfassung der Zeiten negativer Preise vorgesehen. Dies erfolgt zukünftig sowohl stündlich (für Bestandsanlagen) als auch viertelstündlich (für Neuanlagen). Die bestehenden Systeme bei den Netzbetreibern müssen entsprechend angepasst werden und aufgrund der viertelstündlichen Werte größere Datenmengen verarbeitet werden. Die Kompensationsregel entspricht im Wesentlichen dem Prozess nach der bestehenden Regel zur Kompensation. Es werden wie bisher Zeiten negativer Preise an den Vergütungszeitraum nach 20 Jahren angehängt. Die angehangene Zeitdauer wird jetzt je nach Ertragspotenzial der PV-Anlage monatlich mit unterschiedlichen Faktoren berechnet. Hier wird kein Mehraufwand erwartet.

c) Erfüllungsaufwand der Verwaltung

§ 12 Absatz 2 a EnWG

Der in § 12 EnWG neu eingefügte Absatz 2a regelt eine Aufgabe der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen. Über diese Aufgabe der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen führt die Bundesnetzagentur nach § 35 Absatz 1 Nummer 8 EnWG ein Monitoring durch. Die Bundesnetzagentur erstellt hierzu unter hausinterner Abstimmung Fragen und bettet diese in das jährliche Monitoring ein. Die Bundesnetzagentur stellt die Fragen im Rahmen einer öffentlichen Konsultation dem Markt vor. Sie sichtet und überprüft die Rückmeldungen und arbeitet die Ergebnisse der Konsultation in die Abfrage ein. Die Bundesnetzagentur sichtet die Datenmeldungen aus der Abfrage und prüft die Abfrageergebnisse auf Plausibilität. Bei unplausiblen Abfrageergebnissen nimmt die Bundesnetzagentur Kontakt mit den betroffenen Unternehmen auf und korrigiert die Daten erforderlichenfalls. Schließlich wertet die Bundesnetzagentur die Abfrageergebnisse aus. Hierzu aggregiert sie die gesammelten Daten, bereitet diese in aussagekräftigen Grafiken auf und interpretiert die Ergebnisse. Vor einer Veröffentlichung werden die Ergebnisse hausintern vorgestellt und abgestimmt.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Jährlicher Erfüllungsaufwand	Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
Hausinterne Abstimmung und Erstellung der Fragen fürs Monitoring	1,00	60	70,5	71	-
Hausinterne Abstimmung und Erstellung der Fragen fürs Monitoring	1,00	60	46,5	47	-
Hausinterne Abstimmung und Erstellung der Fragen fürs Monitoring	1,00	0	33,8	0	-
Marktkonsultation und ggf. Anpassung der Fragen	1,00	60	70,5	71	-
Marktkonsultation und ggf. Anpassung der Fragen	1,00	60	46,5	47	-
Marktkonsultation und ggf. Anpassung der Fragen	1,00	0	33,8	0	-
Plausibilisierung der Abfrageergebnisse	1,00	30	70,5	35	-
Plausibilisierung der Abfrageergebnisse	1,00	30	46,5	23	-
Plausibilisierung der Abfrageergebnisse	1,00	0	33,8	0	-
Auswertung der Abfrageergebnisse	1,00	30	70,5	35	-
Auswertung der Abfrageergebnisse	1,00	30	46,5	23	-
Auswertung der Abfrageergebnisse	1,00	0	33,8	0	-
<u>SUMME</u>				351	

§ 12 Absatz 2c Satz 1 EnWG

Nach § 12 Absatz 2c Satz 1 EnWG legen die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung der Bundesnetzagentur jährlich einen gemeinsamen Gesamtbericht vor. Dieser enthält die Ergebnisse der Tests und Überprüfungen, einschließlich der jeweils durchgeführten Plausibilitätsprüfung, eine Bewertung sowie Handlungsempfehlungen zur Verbesserung der eigenen Steuerungsfähigkeit der Betreiber von Übertragungsnetzen und derjenigen der ihnen direkt oder indirekt nachgelagerten Netzbetreiber. Dieser muss in einem ersten Schritt gelesen werden. In einem zweiten Schritt ist dieser auf Handlungsbedarfe auszuwerten (etwa generelle Handlungsempfehlungen oder Aufsichtsmaßnahmen).

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Jährlicher Erfüllungsaufwand	Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
Lesen und Auswerten des Gesamtberichts der ÜNB	1,00	1.920	70,5	2.256	-
Lesen und Auswerten des Gesamtberichts der ÜNB	1,00	0	46,5	0	-
Lesen und Auswerten des Gesamtberichts der ÜNB	1,00	0	33,8	0	-
<u>SUMME</u>				2.256	-

§ 12 Absatz 2a

Nach dem in § 12 EnWG neu eingefügte Absatz 2a müssen die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sicherstellen, dass sie im Hinblick auf die an ihr Netz angeschlossenen Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt sowie Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, ihrerseits jederzeit in der Lage sind, Anpassungen nach § 13a Absatz 1, auch in Verbindung mit § 14 Absatz 1, vorzunehmen und die Ist-Einspeisung abzurufen.

Für alle Netzbetreiber mit über 100.000 angeschlossenen Kunden obliegt die Aufsicht der Bundesnetzagentur. Es ist zu erwarten, dass einzelne Netzbetreiber ihren Pflichten aus § 12 Absatz 2a EnWG nicht nachkommen werden. Bei Verstößen leitet die Bundesnetzagentur ggf. ein Aufsichtsverfahren nach den §§ 65 ff. EnWG ein. Dabei stellt die Bundesnetzagentur eingangs Vorermittlungen an, prüft die formellen Verfahrensvoraussetzungen und ermittelt sodann den Gesetzesverstoß nach § 65 Absatz 1, 2, nach den §§ 68ff., 72 EnWG. Das Verfahren wird durch Beschluss abgeschlossen.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Jährlicher Erfüllungsaufwand	Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)
Vorermittlungen	2,00	3.758	70,5	8.830
Vorermittlungen	2,00	1.074	46,5	1.664
Vorermittlungen	2,00	537	33,8	605
Formalia (§§ 66, 58, 74, 91 etc.)	2,00	244	70,5	573
Formalia (§§ 66, 58, 74, 91 etc.)	2,00	293	46,5	454
Formalia (§§ 66, 58, 74, 91 etc.)	2,00	439	33,8	495

Jährlicher Erfüllungsaufwand	Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)
Prüfung des Gesetzesverstoßes (§§ 65 I, II, 68 ff., 72)	2,00	8.564	70,5	20.126
Prüfung des Gesetzesverstoßes (§§ 65 I, II, 68 ff., 72)	2,00	2.635	46,5	4.085
Prüfung des Gesetzesverstoßes (§§ 65 I, II, 68 ff., 72)	2,00	1.976	33,8	2.227
Beschlussfertigung (§ 73 I)	2,00	6.246	70,5	14.679
Beschlussfertigung (§ 73 I)	2,00	1.562	46,5	2.420
Beschlussfertigung (§ 73 I)	2,00	0	33,8	0
SUMME				56.158

5. Weitere Kosten

Keine.

6. Weitere Gesetzesfolgen

Gleichstellungspolitische Belange werden nicht berührt.

VII. Befristung; Evaluierung

Eine Befristung ist nicht vorgesehen.

B. Besonderer Teil

Zu Artikel 1 (Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes)

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

Absatz 2a stellt klar, dass alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, also sowohl Verteiler- als auch Übertragungsnetzbetreiber, in geeigneter Weise sicherstellen müssen, dass sie ihrerseits in der Lage sind, die Steuerbarkeit und Sichtbarkeit von Erzeugungs- und Speicheranlagen zu nutzen. Diese Fähigkeiten müssen sie gegenüber allen an ihr Netz angeschlossenen Anlagen sicherstellen, die entweder mit alter Regelungstechnik ausgestattet sind und über eine bestimmte Nennleistung verfügen, oder fernsteuerbar oder fernsteuerbar über ein intelligentes Messsystem sind. Können sie die Fähigkeit je Steuerungs- bzw. Kommunikationsart nach Absatz 2b nicht nachweisen, so sind die Gründe hierfür nachvollziehbar darzulegen. Dies kann einerseits sein, weil beispielsweise keinerlei alte Regelungstechnik mehr genutzt wird, aufgrund bisher fehlender Ausstattung des Anlagenbetreibers oder weil der Messstellenbetreiber seine Aufgaben als Grundlage für die Funktionsfähigkeit des Betreibers von Elektrizitätsversorgungsnetzen nicht vollumfänglich erfüllt. Erfasst sind alle Anlagen mit einer Nennleistung ab 100 kW sowie alle Anlagen, die jederzeit fernsteuerbar sind. Welche EE- und KWK-Anlagen – auch unterhalb einer Leistung von 100 kW – jederzeit fernsteuerbar sein müssen, ergibt sich aus den Pflichten der Anlagenbetreiber zur Ertüchtigung ihrer Anlagen insbesondere nach § 9 EEG. Dort ist auch geregelt, welche fernsteuerbaren Anlagen zudem jederzeit sichtbar sein müssen durch einen Abruf ihrer Ist-Einspeisung. Die spiegelbildliche

Pflicht der Netzbetreiber, diese anlagenseitigen Fähigkeiten ihrerseits jederzeit durch eine Anpassung nach § 13a Absatz 1 EnWG, auch in Verbindung mit § 14 Absatz 1, und einen Abruf der Ist-Einspeisung nutzen zu können, besteht unabhängig davon, inwieweit sie diese im Netzbetrieb tatsächlich einsetzen. Die Pflicht der Netzbetreiber schließt daher auch dann alle fernsteuerbaren Anlagen mit einer Leistung unter 100 kW mit ein, wenn der Netzbetreiber diese Anlagen nach § 13 Absatz 1 Satz 3 EnWG nur nachrangig bei der Auswahlentscheidung für strom- und spannungsbedingte Maßnahmen berücksichtigt. Rechtliche Vorgaben zur technischen Ausstattung sowie zur Art und Weise der Kommunikation, insbesondere die Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG), bleiben unberührt.

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

Absatz 2c Satz 1 regelt die Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber als zuletzt vorgelagerter Netzbetreiber, gemeinsam einen Gesamtbericht zu erstellen. Der Bericht wird der Bundesnetzagentur und dem Bundesministerium für

Wirtschaft und Klimaschutz erstmalig mit Ablauf des 30. November 2025 und danach jährlich spätestens bis zum Ablauf des 30. November vorgelegt.

Nach Satz 2 umfasst der Gesamtbericht die Ergebnisse der nach Absatz 2b Satz 1 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 der Nummern 1 und 3 jeweils nur auf an ihr Netz angeschlossenen Anlagen. Eine Plausibilitätsprüfung der Ergebnisse der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt mangels vorgelagerter Netzbetreiber nicht.

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

Satz 3 bestimmt, dass Verteilnetzbetreiber und grundzuständige Messstellenbetreiber zur Mitwirkung bei der Erstellung des in die Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber fallenden Gesamtberichts verpflichtet sind. Damit wird deutlich gemacht, dass sich der 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 Netzbetreiber befasst, nicht der Fall. Zudem ist zu erwarten, dass der Abschnitt nach Satz 2 Nummer 1 sowohl Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse der Netzbetreiber als auch sicherheitsrelevante und damit schützenswerte Informationen (etwa zur im Einzelnen verwendeten Steuerungstechnik) über kritische Infrastrukturen beinhalten könnten. Eine Prüfung und gegebenenfalls Schwärzung der Testergebnisse von mehr als 850 Verteilnetzbetreibern unter diesen Aspekten wäre unverhältnismäßig aufwändig und daher keine Alternative. Bei den Abschnitten nach Satz 2 Nummer 2 und 3, die eher gesamtsystemischen Aspekte zum Gegenstand haben und Handlungsempfehlungen beinhalten, überwiegt dagegen das Interesse der Öffentlichkeit an einer Möglichkeit zur Kenntnisnahme. Hier ist auch nicht in gleichem Maße damit zu rechnen, dass schützenswerte Informationen preisgegeben werden könnten.

Soweit solche im Einzelfall doch erwähnt werden sollten, bleibt eine Schwärzung möglich. Die Veröffentlichung hat spätestens drei Monate, nachdem die Bundesnetzagentur den Bericht erhalten hat, zu erfolgen.

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

Die Leitlinien beziehen sich auf den Ablauf der Tests nach Absatz 2b (Nummer 1). Hierbei sollen die Übertragungsnetzbetreiber differenzierte Maßgaben in Abhängigkeit der Anlagengröße, der Spannungsebene und der unterschiedlichen technischen Kommunikations- und Steuerungseinrichtungen, die zum Abruf der Ist-Einspeisung sowie zur Steuerung der Wirkleistungs- und Blindleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs genutzt werden, machen. Die für die Beurteilung der Steuerbarkeit relevanten Vorschriften der jeweils gültigen Technischen Anschlussregeln, insbesondere diejenigen zur Wirkleistungsabgabe, können dabei ebenfalls Berücksichtigung finden. Daneben umfassen die Leitlinien Maßgaben zum Ablauf der Überprüfungen nach Absatz 2b Satz 2 (Nummer 2). Schließlich enthalten die Leitlinie Vorgaben zu der Erfassung, Aufbereitung und Weiterleitung der Daten (Nummer 3), insbesondere zum Datenformat und zum zeitlichen Ablauf, damit den Übertragungsnetzbetreibern die entsprechenden Inhalte für den Gesamtbericht rechtzeitig vorliegen.

Hierzu können die Übertragungsnetzbetreiber auch Stichtage für die Weiterleitung der Testergebnisse vorsehen. Infolgedessen können nur Bestandsanlagen, die bereits zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen wurden, Teil des Gesamtberichtes werden. Dies kann bedeuten, dass die Ergebnisse für Neuanlagen, die erst nach einem bestimmten Zeitpunkt in Betrieb 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 Verteilernetzbetreibern 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 Verteilernetzbetreiber 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 Verteilernetzbetreiber 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 Verteilernetzbetreiber auf die Fernsteuerung selbst sowie (bei Bedarf) auf mit der Fernsteuerung unmittelbar zusammenhängende und für diese erforderlichen Bestandteile der Betriebsführung beschränkt.

Die Rechtsfolge spiegelt die zentrale Bedeutung der Steuerungsfähigkeit für die Systemsicherheit wider. Eine umfassende Einsetzung eines „Auffangverteilernetzbetreibers“ erfolgt aufgrund dieser Bestimmung also (anders als bei der Einsetzung eines Auffangmessstellenbetreibers nach Absatz 2f) nicht. Gegenüber einem vorgelagerten Verteilernetzbetreiber, dem seinerseits nur noch ein Übertragungsnetzbetreiber vorgelagert ist, findet diese Bestimmung keine Anwendung. Es werden also keinem Übertragungsnetzbetreiber Pflichten oder Befugnisse eines Verteilernetzbetreibers übertragen.

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

Der Netzbetreiber, dem die für die Steuerung erforderliche Betriebsführung entzogen wurde, hat die Möglichkeit gegenüber der Bundesnetzagentur nachzuweisen, dass er nunmehr in der Lage ist, die gesetzlichen Aufgaben nach

§ 12 Absatz 2a sowie die daraus resultierenden Pflichten aus Absatz 2b zu erfüllen. Weist er dies gegenüber der Regulierungsbehörde nach, kann diese die Betriebsführung in dem entsprechenden Umfang rückübertragen.

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

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

Absatz 2g ergänzt sowohl die Test-, Überprüfungs-, Vorlage- und Mitwirkungspflichten der Verteilernetzbetreiber, der Anlagenbetreiber sowie der grundzuständigen Messstellenbetreiber nach Absatz 2b als auch die Berichtspflicht der Übertragungsnetzbetreiber nach Absatz 2c und die Befugnisse der Bundesnetzagentur im Verhältnis zu den Verteilernetzbetreibern 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 überprüft werden kann, wird dabei nach Satz 4 widerleglich vermutet, dass der Anlagenbetreiber eine Pflichtverletzung nach Satz 1 Nummer 1 zu vertreten hat. Der Messstellenbetreiber kann sich exkulpieren. Satz 5 stellt klar, dass weitergehende Ersatzansprüche im Verhältnis zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Messstellenbetreiber unberührt bleiben.

Zu Artikel 2 (Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes)

Zu Nummer 1 (§ 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 Hausanschlusssicherung in einem technischen Zustand betrieben und erhalten werden, bei dem Netzbetreiber oder andere Berechtigte jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen können und die Einspeiseleistung stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, 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 Berechtigter nicht einseitig durch den Anlagenbetreiber verhindert wird. Bei Anlage, die keine oder nur betrieblich bedingt geringe Mengen Elektrizität in das Stromnetz einspeisen (sog. „Nulleinspeisung“) gilt nach § 29 Absatz 5 des Messstellenbetriebsgesetzes eine Befreiung von der Verpflichtung zur Steuerbarkeit, entsprechend ist auch die Verpflichtung nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 in diesen Fällen nicht anzuwenden.

Die verbleibenden Pflichten folgen bereits heute aus der Eigentümerversantwortung 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 System-sicherheit 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 Energiewirtschaftsgesetzes genannten 100-Kilowatt-Schwellenwert angeglichen. Neu angefügt wird in den Nummern 2 und 3 eine Verpflichtung für Anlagen von mehr als 2 und weniger als 100 Kilowatt installierter Leistung, bis zur Herstellung der Steuerbarkeit über intelligente Messsysteme und der erfolgreichen Testung der Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber eine Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung auf 50 Prozent der installierten Leis-

tung 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 2 (§ 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**Zu den Doppelbuchstaben aa und bb**

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 3 (§ 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 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 zweiter Halbsatz 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 300 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 4 (§ 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) Marktprämien-Zahlungen 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 5 (§ 21)

Zu Buchstabe a

In § 21 Absatz 1 EEG 2023 werden Änderungen vorgenommen, die die maximale Anlagengröße in der Einspeisevergütung für Neuanlagen herabsenken. Damit geht einher, dass Anlagen oberhalb der neuen Schwellenwerte grundsätzlich direktvermarktet werden müssen, wenn sie Strom einspeisen wollen (sogenannte Direktvermarktungsgrenze oder Direktvermarktungspflicht). Dadurch wird eine bessere Markt- und Systemintegration neuer Anlagen angereizt.

Grundsätzlich wird in § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EEG 2023 für Neuanlagen die Direktvermarktungsgrenze auf 25 Kilowatt installierter Leistung abgesenkt. Diese Absenkung erfolgt allerdings nach dem neuen § 21 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 schrittweise: Für Anlagen, die nach Inkrafttreten des Gesetzes und vor dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen werden, liegt die Schwelle bei 90 Kilowatt. Für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2027 in Betrieb genommen werden, liegt die Schwelle bei 75 Kilowatt. Anlagen dieser Inbetriebnahmejahrgänge erhalten aufgrund der Anwendungserklärung im neuen § 21 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 für ihre gesamte Förderdauer einen Anspruch auf die Nutzung der Einspeisevergütung. Die freiwillige Nutzung der geförderten oder sonstigen Direktvermarktung bleibt ihnen unbenommen.

Zugleich wird in § 21 Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 eine weitere befristete Ausnahme von der Direktvermarktungspflicht für neue Anlagen bis 100 Kilowatt geschaffen, die vor dem 1. Januar 2027 in Betrieb genommen wurden und die zusätzlich ihre maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt auf 30 Prozent reduzieren. Diese Anlagen können bis zum 31. Dezember 2026 die Einspeisevergütung nutzen. Ab dem 1. Januar 2027 besteht aufgrund dieser Regelung kein Anspruch auf die Einspeisevergütung mehr, sodass sie, wenn sie oberhalb der Schwellenwerte aus § 21 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 liegen, spätestens zu diesem Zeitpunkt in die Direktvermarktung wechseln müssen. Mit diesem Wechsel in die Direktvermarktung erlischt gleichzeitig die genannte Pflicht zur Reduzierung der maximalen Wirkleistungseinspeisung. Die Ausnahme dient der Vermeidung unbilliger Härten durch die schrittweise Absenkung der Direktvermarktungsschwelle. Gleichzeitig berücksichtigt sie den Ein-

fluss einspeisevergüteter Anlagen auf temporäre Erzeugungüberschüsse und sorgt durch die Vorgabe der reduzierten Wirkleistungseinspeisung dafür, dass die Anlagen, die von dieser Übergangslösung Gebrauch machen, die Problematik nicht verschärfen. Außerdem wird durch die reduzierte Wirkleistungseinspeisung ein Anreiz zum zeitnahen Wechsel in die Direktvermarktung geschaffen.

Nach § 100 Absatz 46 EEG 2023 betreffen die Änderungen Anlagen, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen werden, nicht. Diese können weiterhin bis zu einer installierten Leistung von 100 Kilowatt die Einspeisevergütung nutzen.

Im Zielbild sollte die maximale installierte Leistung in der Einspeisevergütung mittelfristig auf 2 Kilowatt abgesenkt werden. Hierfür sind allerdings zunächst die Prozesse der Direktvermarktung weiter zu optimieren, weshalb eine entsprechende gesetzliche Anpassung zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen soll.

Analog zur schrittweisen Ausweitung der Direktvermarktungspflicht wird durch die Änderung des § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EEG 2023 auch der Schwellenwert für die unentgeltliche Abnahme auf 100 Kilowatt abgesenkt. Zugleich sind alle Anlagen ab 2 Kilowatt, welche die Vermarktungsform der unentgeltlichen Abnahme wählen, verpflichtet, die Sicht- und Steuerbarkeit durch den Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen sicherzustellen. Diese Voraussetzung führt dazu, dass die Anlagen auch tatsächlich im Sinne der besseren Markt- und Systemintegration betrieben werden können und der Auffangatbestand der unentgeltlichen Abnahme nicht zu Fehlanreizen führt.

Die Änderung des § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023 dient lediglich der Rechtsklarheit und bedeutet keine materielle Änderung. Bereits nach geltendem Recht kann die Ausfallvergütung für bis zu drei aufeinanderfolgende Kalendermonate (unabhängig vom Jahreslauf) und für bis zu sechs Kalendermonate insgesamt pro Kalenderjahr in Anspruch genommen werden, ohne dass eine der in der Norm genannten „Höchstdauern“ überschritten ist. Durch die Umstellung dieser beiden unabhängig voneinander geltenden zeitlichen Obergrenzen wird dieser Regelungsinhalt sprachlich klarer gefasst.

Daraus folgt auch, dass eine Anlage während ihrer Laufzeit für mehrere Zeitfenster bis zu den genannten „Höchstdauern“ der Ausfallvergütung zugeordnet werden kann, ohne dass eine Verringerung des Vergütungsanspruchs auf null eintritt. Die Zählung der sechs Kalendermonate pro Kalenderjahr wird dabei durch den Jahreswechsel unterbrochen, die Zählung der drei aufeinanderfolgenden Kalendermonate durch einen Monat, in dem die Anlage die Ausfallvergütung nicht in Anspruch nimmt, das heißt entweder vollständig einer anderen Veräußerungsform zugeordnet ist oder keinen Strom in ein Netz einspeist und dem Netzbetreiber zur Verfügung stellt.

Zu Nummer 6 (§ 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 Erzeugungüberschüsse 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. § 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 7 (§ 52)

In § 52 Absatz 1 Nummer 1 EEG wird als Folgeänderung zum neuen § 21 Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 der Verstoß gegen die Vorgabe ergänzt, bei Nutzung der Einspeisevergütung nach der genannten Vorschrift die maximale Wirkleistungseinspeisung der Anlage auf höchstens 30 Prozent der installierten Leistung zu begrenzen. Damit können auch solche Verstöße vom Netzbetreiber sanktioniert werden.

Zu Nummer 8 (§ 52a)

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

Absatz 1 der Regelung führt die Verpflichtung von Netzbetreibern ein, Anlagen vom Netz zu trennen oder deren Einspeisung durch andere Maßnahmen zu unterbinden, wenn ein nachhaltiger Verstoß gegen die Pflichten aus § 9 Absatz 1 oder Absatz 2 sowie § 10b Absatz 1 oder 2 EEG 2023 vorliegt. Hierfür ist erforderlich, dass der Verstoß in mindestens sechs Monaten in einem Zeitraum von zwölf Monaten erfolgt. Dadurch wird einerseits die Verhältnismäßigkeit der Regelung als letztes Mittel gewahrt, andererseits durch die Bezugnahme auf das einen Jahreszeitraum ausgeschlossen, dass Anlagenbetreiber durch nur kurzfristig, aber nicht anhaltend wirksame Maßnahmen der Netztrennung entgehen können. Bei der Wahl des Mittels hat der Netzbetreiber grundsätzlich den für den Anlagenbetreiber mildesten Eingriff, der die Einspeisung wirksam unterbindet, auszuwählen. 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 9 (§ 85)

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.

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.

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

Zu Nummer 10 (§ 85d)

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

Die nun mit § 85d EEG 2023 geregelten Festlegungskompetenzen erfassen sowohl die Abgrenzungs- als auch die Pauschaloption. Gemäß § 85d Nummer 1 EEG 2023 kann die Bundesnetzagentur Festlegungen treffen zu den näheren Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis der Strommengen, auf die sich die Zahlungsansprüche nach § 19 Absatz 3b und 3c EEG 2023 jeweils beziehen. Für die Abgrenzungsoption wird dadurch keine inhaltliche Änderung zum bisherigen Stand der Regelung bewirkt. Bei der Pauschaloption ist eine Konkretisierung der Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis der Strommengen erforderlich für Fälle, in denen die aus den Solaranlagen und den Stromspeichern in einem Kalenderjahr eingespeiste Strommenge die maximal ansetzbare Strommenge von 300 Kilowattstunden unterschreitet. Die Festlegung nach Nummer 1 umfasst nun auch die Konkretisierung der Anforderungen für eine sichere, automatisierte und massengeschäftstaugliche Erhebung, Ermittlung, Zuordnung, Abgrenzung, Verarbeitung und Übermittlung der erforderlichen Werte unter Beachtung der mess- und eichrechtlichen Anforderungen.

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

Zu Nummer 11 (§ 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 EEG.

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 EEG 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 abregelt wird, auf null reduziert.

Zu Nummer 12 (§ 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 Erzeugungüberschüssen 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 EEG, inklusive der Möglichkeit der Abregelung von steuerbaren Anlagen. Aufgrund der dafür erforderlichen erheblichen Systemumstellungen kann es erforderlich werden, dass Anlagen als Übergangslösung stärker zur eigeninitiativen Vermeidung von Erzeugungüberschüssen herangezogen werden. Hierfür schafft die Verordnungsermächtigung die Grundlage und ermöglicht für Netzeinspeisungen, die im Rahmen der Einspeisevergütung erfolgen, Sonderregelungen. Bei diesen Anlagen besteht eine besonders starke Entkoppelung vom Marktgeschehen, weshalb es sachgerecht ist, mit der Verordnungsermächtigung Regelungen zu ermöglichen, die diese Entkoppelung adressieren. Es werden verschiedene Modelle ermöglicht, die zwischen Einfachheit in der Umsetzung und Anwendung bei gleichzeitiger verminderter Zielgenauigkeit einerseits und komplexerer Anwendungserfordernisse bei höherer Zielgenauigkeit andererseits liegen. Die Auswahl des am besten geeigneten Instruments liegt beim Ordnungsgeber.

Nach § 94 Nummer 1 EEG 2023 soll der Ordnungsgeber die Möglichkeit bekommen, pauschale kalendarische Zeitfenster zu bestimmen, in denen keine Netzeinspeisung von Strom in der Einspeisevergütung möglich ist. In Betracht kommen insbesondere Wochenenden und Feiertage, wobei auch eine Beschränkung auf besonders sonnenreiche Monate vorgenommen werden kann.

Nach § 94 Nummer 2 EEG 2023 kann der Ordnungsgeber auch den Übertragungsnetzbetreibern die Entscheidung über Zeitfenster, in denen keine Netzeinspeisung von Strom in der Einspeisevergütung erfolgen soll, übertragen. In diesem Fall könnten die Übertragungsnetzbetreiber aufgrund jeweils aktueller Prognosen Zeitfenster bestimmen, an denen keine entsprechende Veräußerung erfolgen soll.

Nach § 94 Nummer 3 EEG 2023 kann der Ordnungsgeber weitere Berechtigte bestimmen, die die Ist-Einspeisung von Anlagen abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln können. Eine solche Regelung könnte erforderlich werden, wenn für einen Übergangszeitraum eine Steuerung von Anlagen in der Einspeisevergütung nicht entlang der Kaskade der Netzbetreiber, sondern unter Zuhilfenahme dritter Marktakteure erfolgen soll.

Nach § 94 Nummer 4 EEG 2023 kann der Ordnungsgeber Vorgaben zu Verfahren, Fristen und Datenformaten für Begrenzungen nach Nummer 2 der Vorschrift machen. Hier kann insbesondere geregelt werden, in welchem Turnus und für welchen Zeitraum Übertragungsnetzbetreiber Begrenzungen nach Nummer 2 aussprechen und welchen Kommunikationsweg sie dafür nutzen müssen.

Nach § 94 Nummer 5 kann der Ordnungsgeber gemeinsam mit den Regelungen nach den Nummern 1 und 2 der Norm Sanktionen für Zuwiderhandlungen regeln, die sich insbesondere an den im EEG bestehenden bzw. mit diesem Gesetz eingeführten Sanktionsmechanismen orientieren können.

Nach § 94 Nummer 6 EEG 2023 kann der Ordnungsgeber auch eine Verringerung des anzulegenden Werts in der Einspeisevergütung für Zeiten, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, auf Werte unter null regeln. Damit würde für die Anlagenbetreiber der Anreiz gesetzt, unmittelbar auf Marktsignale zu reagieren.

Nach § 94 Nummer 7 EEG 2023 kann der Ordnungsgeber die Verringerung nach Nummer 6 näher bestimmen.

Nach § 94 Nummer 8 EEG 2023 kann der Ordnungsgeber abweichend von § 51a EEG 2023 die Vorgabe machen, dass das Entstehen des Anspruchs auf eine Verlängerung des Vergütungszeitraums für Neuanlagen an die

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

§ 94 Nummer 9 EEG 2023 gibt dem Ordnungsgeber schließlich die Möglichkeit, gemeinsam mit den Regelungen nach den Nummern 2 und 8 auch Vorgaben über die öffentliche Bekanntmachung der jeweiligen Anknüpfungspunkte zu machen. Dadurch kann die diskriminierungsfreie tatsächliche Umsetzung der Regelungen sichergestellt werden.

Zu Nummer 13 (§ 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 über 2 Kilowatt installierter Leistung nach einem gesetzlich festgelegten Fahrplan (§ 45 des Messstellenbetriebsgesetzes) sicht- und steuerbar gemacht werden, bedarf es insofern nicht mehr der verschiedenen Fallgruppen.

Zusätzlich wird in Satz 2 geregelt, dass die bisher nach der jeweils für die Anlage maßgeblichen Fassung des EEG vorzuhaltenden Steuerungstechnik vom Anlagenbetreiber bis zur erfolgreichen Testung der Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber über die SMGW-konforme Steuerungstechnik weiter vorgehalten werden muss. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Steuerbarkeit nahtlos über den technischen Systemwechsel stets 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

§ 100 Absatz 3a Satz 1 EEG 2023 regelt Folgeänderungen zum neuen § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3, welcher künftig eine verpflichtende Wirkleistungsbegrenzung auf 50 Prozent der installierten Leistung bis zu sechs Monate nach Herstellung der Steuerbarkeit über intelligente Messsysteme vorsieht. Da nach dem Messstellenbetriebsgesetz auch Bestandsanlagen vom Messstellenbetreiber mit mehr als 2 Kilowatt installierter Leistung auszustatten sind, ist die Möglichkeit zur Aufhebung der Wirkleistungsbegrenzung allein aus Vertrauensschutzgründen für diejenigen Anlagenbetreiber gerechtfertigt, die bereits von dieser ab 1. Januar 2023 geltenden Möglichkeit Gebrauch gemacht haben.

Zu 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 50 Prozent nach § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 Buchstabe b für Anlagen zwischen 25 und 100 kW installierter Leistung und nach § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 für Anlagen zwischen 2 und 25 kW installierter Leistung. Damit wird unangemessener Aufwand sowohl für die Anlagenbetreiber als auch für Installationsunternehmen und Netzbetreiber verhindert.

Zu Buchstabe d

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 energie-trägerspezifischen „Jahresmarktwertes“ umgestellt.

Zu Buchstabe e

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

Die neuen § 100 Absatz 47 und 48 EEG 2023 schaffen Boni für Bestandsanlagen in der Einspeisevergütung, über die ein Anreiz gesetzt werden soll, die Regelungen für Neuanlagen auch für diese als anwendbar zu erklären, insbesondere den Verzicht auf die Vergütung zu negativen Preisen. In der Folge würden auch diese Bestandsanlagen kostendämpfend bei negativen Preisen wirken, indem sie auf ihren Vergütungsanspruch verzichten und kostenlos abgeregelt werden könnten. Als Bonus wird dafür die Einspeisevergütung in Zeiten positiver Strompreise erhöht. Die Möglichkeit kann erst dann genutzt werden, wenn eine Anlage mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet ist, mit dem die Einspeisung Zeiten negativer Preise zugeordnet werden kann. Ebenso wird für wenige Jahre ein Bonus für Anlagen in der Einspeisevergütung gewährt, die freiwillig in die Direktvermarktung wechseln. Beide Boni sind temporäre Übergangsinstrumente bis zum vollständigen Rollout der erforderlichen Steuerungstechnik und so konzipiert, dass sie in Summe mindestens kostenneutral sind bzw. die Kosten um einige Millionen Euro pro Gigawatt installierter Leistung der Inanspruchnahme senken. Ihr besonderer Nutzen liegt aber darin, dass sie dazu beitragen, Zuspitzungen im Strommarkt und im Stromnetz entgegenzuwirken, die aus der ungebremsten Einspeisung von Bestandsanlagen zu negativen Preisen resultieren können.

Die 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 Artikel 3 (Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes)

Zu Nummer 1 (§ 29)

Zu den Buchstaben a bis c

In § 29 Absatz 1 und 2 des Messstellenbetriebsgesetzes wird der reine Smart-Meter- durch die Integration der Herstellung der Steuerbarkeit von Energiewendeanlagen, also kleineren Erzeugungsanlagen und steuerbaren Ver-

brauchseinrichtungen, 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 gegenübersteht. 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 all solche Messstellen mit Erzeugungsanlagen (der erfasste Anlagenkreis ergibt sich aus § 2 Satz 1 Nummer 1) mit einer installierten Leistung über 2 Kilowatt als auch deren gleichzeitig verpflichtend herzustellen 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 § 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 Erneuerbare-Energien-Gesetz a. F.), wie die bislang im Hinblick auf die Herstellung der Steuerbarkeit in der Praxis immer wieder problembehaftete Kombination nach § 9 Absatz 1 Satz 1 zweite Alternative des Erneuerbare-Energien-Gesetzes a. F. aus steuerbarer Verbrauchseinrichtung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes und Erzeugungsanlage.

Gleichzeitig werden Anlagenbetreiber kleinerer Anlagen von der bisher bestehenden technisch anspruchsvollen Pflicht nach den §§ 9, 10b, 100 Absatz 3 und 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes befreit, für die Installation der für seine Anlagen passenden Steuerungstechnik zu sorgen. Dem Grundsatz der Verantwortung des Anschlussnehmers für die elektrische Anlage hinter der Hausanschlussicherung 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 Erneuerbare-Energien-Gesetz).

Absatz 5 sieht eine Ausnahme von der Ausstattungspflicht mit Steuerungstechnik nach § 29 Absatz 1 für Anlagen vor, wenn sie dauerhaft sichergestellt 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.

Zu Nummer 2 (§ 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 gegenübersteht. Hierdurch wird verdeutlicht, dass die Digitalisierung der Energiewende unverzichtbar für einen wirtschaftlich und operativ resilienten Systembetrieb insbesondere auch in Zeiten temporärer Erzeugungsüberschüsse ist.

Um diesen neuen Herausforderungen für das Stromsystem Rechnung zu tragen, 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 genommen Anlagen fallen ebenfalls unter die 90 Prozent der bis Ende 2032 insgesamt zu betrachtende installierte Leistung.

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

Mit Blick auf die nach Absatz 1 Nummer 3 und 4 für Letztverbraucher geltenden Rollout-Quoten wird ebenfalls im Interesse eines klar gefassten Rechtsrahmens eine Ausstattungsquote von 90 Prozent eingeführt. Diese Quote bezieht sich wie bislang auf die insgesamt ausgestatteten Messstellen. Im Übrigen folgen die Regelungen grundsätzlich derselben Systematik wie bei EE-Anlagen nach Absatz 1 Nummer 1 und 2, d. h. vorrangig sind neue Messstellen zu denselben Stützjahren 2026, 2028 und 2030 auszustatten, die 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 Ausstattungspflichten des grundzuständigen Messstellenbetreibers getroffen werden, welche über die Verpflichtungen nach § 29 Absatz 1 oder die in Absatz 1 genannten Vorgaben hinausgehen. In der Vereinbarung kann zudem etwa vorgesehen werden, dass Netzbetreiber die Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen auch bei optionalen Einbaufällen 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 Artikel 4 (Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung)

Zu Nummer 1 (§ 2)

Zu den Buchstaben a bis c

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

Durch die Änderung in § 2 Absatz 2 EEV wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die nominierten Strommarktbetreiber (NEMO) im Jahr 2025 für die Day-Ahead-Auktion Viertelstundenprodukte 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 (Verordnung (EU) 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 (Verordnung (EU) 2019/943) spätestens ab dem 1. Januar 2025 auf ein 15-Minuten-Intervall umzustellen, sofern keine Ausnahme greift. Diese Vorgabe hat bereits Umsetzung in § 4 Absatz 2 Satz 2 der Stromnetzzugangsverordnung gefunden, der deutschlandweit als Bilanzkreisabrechnungsintervall eine Viertelstunde vorschreibt.

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

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

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

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

Zu Nummer 2 (§ 3)

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

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

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

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

Zu Nummer 3 (§ 4a)

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

Da diese prognostizierten Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen am Day-Ahead-Markt einer Strombörse von den Übertragungsnetzbetreibern künftig stets preislimitiert vermarktet werden müssen (§ 5 Absatz 1 EEV n. F.), braucht der Übertragungsnetzbetreiber Kenntnis, welche Strommengen aus seiner Prognose voraussichtlich durch fernsteuerbare Anlagen erzeugt werden.

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

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

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

Zu Nummer 4 (§ 5)**Zu Buchstabe a**

Durch den neu eingefügten § 5 Absatz 1 (neu) EEV sind die Übertragungsnetzbetreiber zukünftig verpflichtet, die für den Folgetag prognostizierten Strommengen aus 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) EEG n. F.).

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

Zu Buchstabe b

Die Änderung in § 5 Absatz 2 EEG ist eine Folgeänderung, wonach das Verfahren zur zufallsgesteuerten Preissetzung künftig für Fälle gilt, in denen der Übertragungsnetzbetreiber zur Preislimitierung verpflichtet ist (Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen nach § 5 Absatz 1 EEG n. F.). Zudem sind Folgeänderungen enthalten, die aus der Einführung von Viertelstundenprodukten im Day-Ahead-Markt resultieren.

Zu den Buchstaben c und d

Durch den § 5 Absatz 3 (neu) EEG n. F. werden die Vorgaben über die freiwilligen Vereinbarungen im bisherigen § 5 Absatz 4 EEG 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) EEG), 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 EEG reduziert wird, auf null reduziert.

Ferner wird mit dem Verweis auf § 13a EnWG sichergestellt, dass bei der Auswahl der Anlagen, bei denen die Wirkleistungseinspeisung reduziert wird, systemdienlich vorgegangen wird. Zudem wird auf § 14 Absatz 1c EnWG verwiesen, wonach dem Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit gegeben wird, die Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren Anlagen im Zuge der Kaskade durch Aufforderungen gegenüber dem ihm unmittelbar oder mittelbar 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 Regelenergie 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 EEG a. F., so dass dieser künftig aufgehoben und durch das neue Regelungsregime in § 5 Absatz 3 EEG 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 des EnFG und werden damit über die Mittel des Bundes und nicht über die Netzentgelte finanziert. Im Ergebnis werden sich die EEG-Kosten dennoch reduzieren, da die Kosten der Vermarktung zu negativen Preisen eingespart werden.

