

Eine periodische Evaluierung des Gesetzes ist vorgesehen. Der alle vier Jahre zu erstellende Erfahrungsbericht (§ 97 EEG 2016) stellt sicher, dass das Gesetz und die mit ihm verfolgten Ziele regelmäßig evaluiert werden. Damit schafft das umfassende Evaluationssystem die Grundlage dafür, verbleibenden Anpassungs- und Änderungsbedarf im EEG schrittweise umzusetzen und dadurch Brüche im Ausbau der erneuerbaren Energien zu vermeiden. Gleichzeitig sorgt die wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie dafür, dass der Anpassungsbedarf abnimmt, da sich Veränderungen bei Kosten der einzelnen erneuerbaren Energieträger bereits in den Ausschreibungsergebnissen niederschlagen.

B. Besonderer Teil

Zu Artikel 1 (Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes)

Zu Nummer 1

Die Kurzbezeichnung wird angepasst, um bei Zitaten des Gesetzes sofort zu erkennen, auf welche Fassung des Gesetzes sich der jeweilige Verweis bezieht. Das EEG ist in den letzten Jahren häufig geändert worden. Für Bestandsanlagen gilt meistens die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage geltende Fassung weiter. Aus diesem Grund wird im Rechtsalltag bereits seit mehreren Jahren beim Zitat auch die Jahreszahl des Inkrafttretens der Novelle genannt. Diese von vielen Rechtsanwendern geübte Praxis wird mit der geänderten Kurzbezeichnung rechtlich verankert.

Zu Nummer 2

Mit den Buchstaben a bis k wird jeweils das Inhaltsverzeichnis an die Änderungen des Gesetzestextes angepasst; es handelt sich somit bei allen Buchstaben um redaktionelle Folgeänderungen.

Zu Nummer 3

Mit Nummer 3 werden die §§ 1 bis 7 EEG 2016 neu gefasst.

Zu § 1 EEG 2016

§ 1 EEG 2016 wird neu gefasst. **Absatz 1** bleibt dabei gegenüber dem EEG 2014 sprachlich und inhaltlich unverändert. **Absatz 2** wird neu gefasst, ohne dass die quantitativen Ausbauziele für die Jahre 2025, 2035 und 2050 geändert werden. Neu aufgenommen wird lediglich der Zusatz, dass bei den Ausbauzielen auch die für den Abtransport des Stroms erforderlichen Netzkapazitäten berücksichtigt werden. Dies entspricht dem allgemeinen Ziel der Novelle des EEG, bei dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien stärker auch die bestehenden Netzengpässe in den Blick zu nehmen. Insofern wird auf den Allgemeinen Teil der Begründung verwiesen. **Absatz 3** wiederum ist inhaltlich unverändert gegenüber dem EEG 2014 und lediglich redaktionell angepasst.

Zu § 2 EEG 2016

Die Grundsätze des § 2 werden mit den Änderungen dieses Gesetzes aktualisiert und zugleich gestrafft: Mit der Umstellung auf Ausschreibungen durch das EEG 2016 sind die bisherigen Grundsätze nicht mehr in derselben Ausführlichkeit erforderlich wie in der Vergangenheit.

Zu § 3 EEG 2016

In **Nummer 1** definiert den Begriff der Anlage. Lediglich für Photovoltaikanlagen wird das Modul als Anlage neu definiert. Bis zur Entscheidung des Bundesgerichtshofs vom 4. November 2015 (BGH VIII ZR 244/14) war herrschende Meinung in der Literatur und Rechtsprechung, dass ein Photovoltaikmodul eine Anlage im Sinn des § 5 Nummer 1 EEG 2014 und auch im Sinn des § 3 Nummer 1 EEG 2012 war. Auf dieser Grundlage wurden auch weitere Regelungen zur Anlagenzusammenfassung, zur Anlagenerweiterung und zum Austausch von Anlagen bei Diebstahl oder technischen Defekten ins EEG aufgenommen. Die Umsetzung dieser Regelungen basiert auf der Auslegung, dass ein Photovoltaikmodul eine Anlage im Sinn des EEG ist. Der Bundesgerichtshof hat in seinem Urteil vom 4. November 2015 jedoch entschieden, dass ein weiter Anlagenbegriff dem EEG seit dem EEG 2009 zu Grunde liege. Da sich die bisherige Praxis bei der Anlagenerweiterung, der Anlagenzusammenfassung oder beim Austausch von Photovoltaikmodulen aufgrund von Diebstahl oder bei technischen De-

fekten bewährt hat, sollen diese Regelungen unverändert bleiben und durch § 3 Nummer 1 EEG 2016 klargestellt werden, dass künftig bei Photovoltaikanlagen der enge Anlagenbegriff gilt, also dass das einzelne Modul eine Solaranlage ist.

Die **Nummer 2** ist gegenüber § 5 Nummer 2 EEG 2014 unverändert.

Die **Nummer 3** definiert den Begriff „anzulegender Wert“. Der Begriff des anzulegenden Werts ist schon seit dem EEG 2012 maßgebend, wird aber nunmehr erstmals definiert. Der anzulegende Wert ist die Grundlage, um die Höhe des Zahlungsanspruchs nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 zu bestimmen. Je nach Anlage wird der anzulegende Wert wettbewerblich durch Ausschreibung ermittelt oder im EEG 2016 gesetzlich bestimmt.

Bei dem anzulegenden Wert handelt es sich lediglich um einen Rechenwert. Die Methode, mit der aus diesem Rechenwert der Zahlungsanspruch ermittelt wird, ist in § 23 EEG 2016 geregelt. Ist der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt, ist er den §§ 40 ff. EEG 2016 zu entnehmen. Soweit der anzulegende Wert durch Ausschreibungen bestimmt wird, regeln die §§ 28 ff. EEG 2016 das Verfahren. Mit Hilfe der §§ 19 ff. und §§ 51 ff. EEG 2016 wird aus den anzulegenden Werten die konkrete Marktprämie oder Einspeisevergütung berechnet.

Nummer 4 definiert den Begriff der Ausschreibung. Die Definition wird gegenüber dem EEG 2014 leicht geändert. Die Anpassung erfolgt, um klarzustellen, dass nicht nur die Höhe der Zahlung nach § 19 EEG 2016, sondern auch die Anspruchsberechtigten mit der Ausschreibung bestimmt werden.

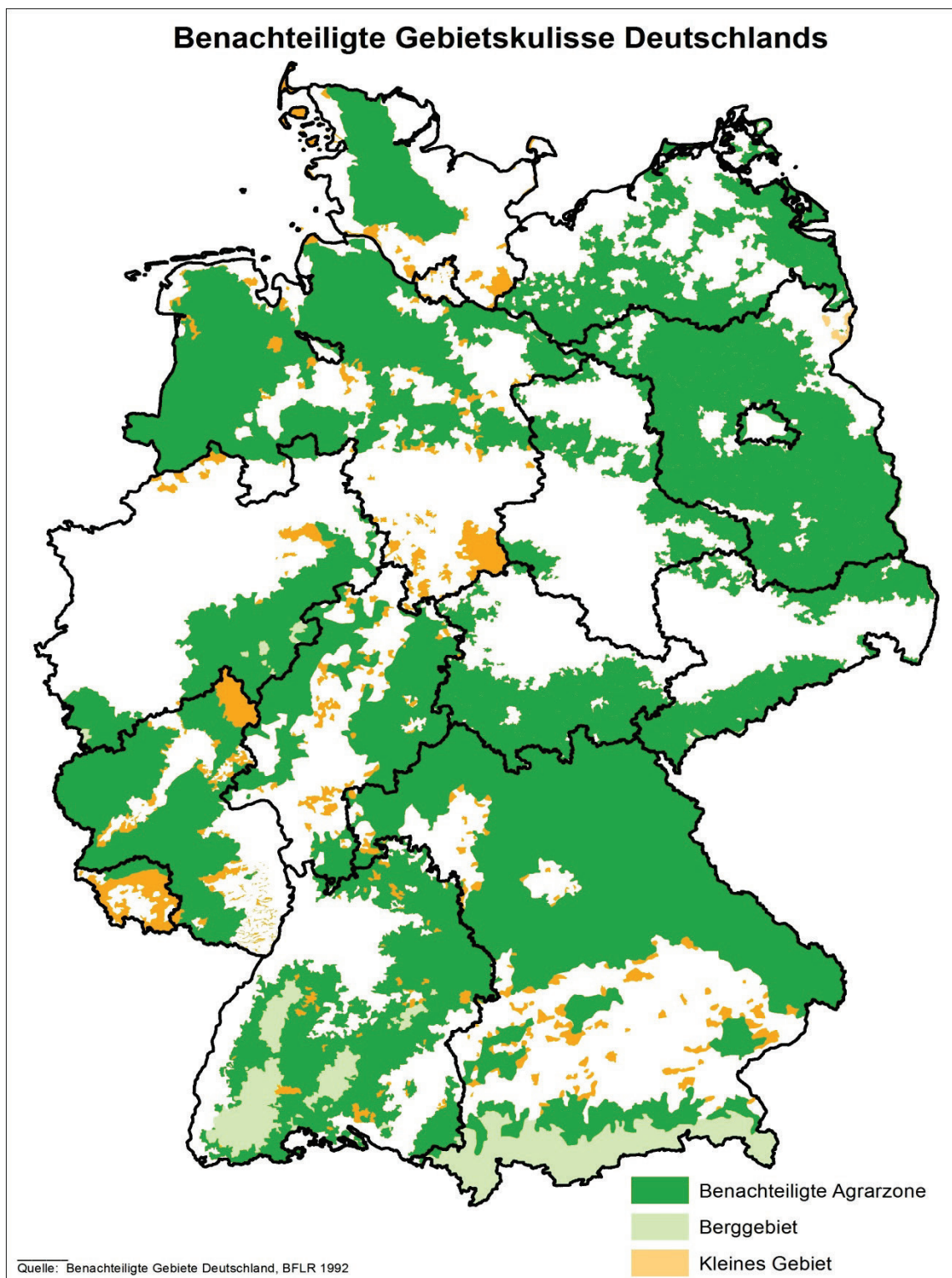
Nummer 5 enthält eine Begriffsdefinition für den Begriff Ausschreibungsvolumen. Das Ausschreibungsvolumen ist die Summe der installierten Leistung, für die zu einem Gebotstermin die Zahlung nach § 19 EEG 2016 ausgeschrieben wird. Die Höhe des Ausschreibungsvolumens wird nach § 28 EEG 2016 bestimmt. Die Definition entspricht inhaltlich unverändert § 2 Nummer 1 FFAV.

Nummer 6 entspricht inhaltlich unverändert § 5 Nummer 4 EEG 2014. Die Vorschrift wurde rein sprachlich geändert.

In **Nummer 7** wird der Begriff des benachteiligten Gebiets definiert. Die Definition entspricht inhaltlich unverändert der Definition in § 2 Nummer 2 FFAV. Benachteiligte Gebiete sind Gebiete nach der Richtlinie 86/465/EWG des Rates vom 14. Juli 1986 betreffend das Gemeinschaftsverzeichnis der benachteiligten landwirtschaftlichen Gebiete im Sinn der Richtlinie 75/268/EWG (ABl. (EG) Nr. L 273, S. 1), in der Fassung der Entscheidung der Kommission 97/172/EG vom 10. Februar 1997 (ABl. (EG) Nr. L 72, S. 1). Der Begriff bildet im EU-Landwirtschaftsrecht die Grundlage für „Zahlungen wegen naturbedingter Benachteiligungen in Berggebieten und in anderen benachteiligten Gebieten zur dauerhaften Nutzung landwirtschaftlicher Flächen und damit zur Erhaltung des ländlichen Lebensraums sowie zur Erhaltung und Förderung von nachhaltigen Bewirtschaftungsformen“. Darunter fallen Berggebiete und Gebiete, in denen die Aufgabe der Landnutzung droht und der ländliche Lebensraum erhalten werden muss. Diese Gebiete vereinen folgende Nachteile:

- schwach ertragfähige landwirtschaftliche Flächen,
- als Folge geringer natürlicher Ertragfähigkeit deutlich unterdurchschnittliche Produktionsergebnisse und
- eine geringe oder abnehmende Bevölkerungsdichte, wobei die Bevölkerung überwiegend auf die Landwirtschaft angewiesen ist.

Die nachfolgende Grafik zeigt die derzeit in Deutschland festgelegten benachteiligten Gebiete:



Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Für die Zwecke dieses Gesetzes wird auf die benachteiligten Gebiete verwiesen, wie sie festgelegt waren als die FFAV erlassen wurde. Die Bundesregierung kann eine Änderung der Richtlinie durch Gesetzesänderung nachvollziehen. Im Interesse der Planungssicherheit handelt es sich daher bei der Inbezugnahme der benachteiligten Gebiete um einen statischen Verweis, so dass die derzeitigen Planungen von Projektierern und Anlagenbetreibern nicht durch die entsprechenden Überlegungen auf europäischer Ebene beeinträchtigt werden.

Nummer 8 definiert den Begriff des bezuschlagten Gebots. Der Begriff entspricht der Definition in § 2 Nummer 3 FFAV. Ein bezuschlagtes Gebot ist ein Gebot, das nach § 32 EEG 2016 einen Zuschlag erhalten hat und für das der Bieter im Fall einer Solaranlage fristgemäß die Zweitsicherheit bei der BNetzA hinterlegt hat.

Die **Nummern 9 bis 11** (Bilanzkreis, Bilanzkreisvertrag, Biogas) entsprechen unverändert § 5 Nummer 5 bis 7 EEG 2014.

Die **Nummer 12** definiert den Begriff der Biomasseanlage und ersetzt damit den Begriff der Anlage zur Erzeugung von Strom aus Biomasse. Die Definition dient vor allem der sprachlichen Vereinfachung des Gesetzes.

Nummer 13 definiert den Begriff Biomethan. Er ist gegenüber der Begriffsdefinition in § 5 Nummer 8 EEG 2014 unverändert.

Nummer 14 definiert den Brutto-Zubau. Die Definition entspricht der Regelung in § 26 Absatz 2 Nummer 3 EEG 2014.

Nummer 15 definiert den Begriff der Bürgerenergiegesellschaft. An diesen Begriff knüpft § 36g EEG 2016 besondere erleichterte Bedingungen für die Teilnahme an der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land. Der Ausbau der Windenergie an Land ist in den vergangenen Jahren häufig auf das große Engagement von lokal verankerten Bürgerenergiegesellschaften zurückzuführen. Sie haben in der Vergangenheit häufig wesentlich dazu beigetragen, dass vor Ort die notwendige Akzeptanz für den Ausbau der Windenergie vorhanden war. Ohne diese Akzeptanz vor Ort ist der weitere Ausbau der Windenergie an Land und damit auch die Ausbauziele für erneuerbare Energien insgesamt gefährdet. Vor diesem Hintergrund sollen diese Akteure die Möglichkeit erhalten, unter erleichterten Bedingungen an der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land teilzunehmen. Diese Sonderregelungen sollen nur auf die tatsächlich schutzbedürftigen lokal verankerten Bürgerenergiegesellschaften beschränkt werden, um negative Auswirkungen auf die Zielerreichung zu verhindern. Die Definition beschränkt den Begriff der Bürgerenergiegesellschaften daher auf Gesellschaften (unter diesen Oberbegriff fallen auch Genossenschaften), die aus mindestens zehn stimmberechtigten natürlichen Personen bestehen und mindestens 51 Prozent der Stimmrechte bei natürlichen Personen, die seit mindestens einem Jahr in der kreisfreien Stadt oder dem Landkreis nach §§ 17, 21 oder § 22 des Bundesmeldegesetz als Wohnsitz und, sofern die natürlichen Personen mehrere Wohnsitze haben, als Hauptwohnsitz gemeldet worden sind, liegen. Darüber hinaus sollen die Stimmrechte breit verteilt werden und es soll möglichst keine Konzentration von Stimmrechten in der Hand von wenigen großen Akteuren geben; daher darf kein Gesellschafter bzw. Mitglied mehr als 10 Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft halten. Bei einem Zusammenschluss von mehreren juristischen Personen oder Personengesellschaften zu einer Gesellschaft (z.B. einer Dachgenossenschaft) müssen alle Mitglieder der neuen Gesellschaft (im Beispiel die einzelnen Genossenschaften, die sich zu einer Dachgenossenschaft zusammengeschlossen haben) die Anforderungen nach Buchstabe a bis c einhalten, damit die neue Gesellschaft ihrerseits als Bürgerenergiegesellschaft anzusehen ist. Durch diese Definition werden Möglichkeiten zum Missbrauch oder zur Umgehung dieser Regelungen minimiert und der administrative Aufwand begrenzt. Zugleich wird sichergestellt, dass nur lokal verankerte Bürgerenergiegesellschaften die Möglichkeit erhalten, unter erleichterten Bedingungen an der Ausschreibung teilzunehmen.

Die **Nummern 16 bis 21** (Direktvermarktung, Direktvermarktungsunternehmer, Energie- oder Umweltmanagementsystem, Eigenversorgung, Elektrizitätsversorgungsunternehmen, erneuerbare Energien) entsprechen unverändert § 5 Nummer 9 bis 14 EEG 2014. Auf den bisher in § 5 Nummer 15 EEG 2014 definierten Begriff der finanziellen Förderung wird zukünftig verzichtet. Er entspricht nicht dem Charakter des Gesetzes, das Leistungspflichten zwischen Privatpersonen und Unternehmen regelt, während der Begriff der Förderung im allgemeinen Sprachgebrauch mit einer staatlichen Subvention gleichgesetzt wird. Der Begriff wird im Gesetzestext jeweils durch einen Verweis auf die Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 ersetzt, soweit die Marktprämie oder die Einspeisevergütung gemeint ist, und durch einen Verweis auf den Anspruch auf Zahlung nach § 50 EEG 2016, soweit Zahlungen für die installierte Leistung gemeint sind.

Die Begriffe Freiflächenanlage und Gebäude in den **Nummern 22 und 23** entsprechen inhaltlich unverändert § 5 Nummer 16 und 17 EEG 2014.

Nummer 24 definiert den Begriff der Gebotsmenge. Die Definition ist inhaltsgleich mit der Definition in § 2 Nummer 6 FFAV. Gebotsmenge ist die installierte Leistung in kW, für die der Bieter ein Gebot abgegeben hat. Mit der Gebotsmenge bestimmt der Bieter den Umfang seines Gebots.

Nummer 25 definiert den Begriff des Gebotstermins. Die Definition ist inhaltsgleich mit der Definition in § 2 Nummer 7 FFAV. Der Gebotstermin ist der letzte Kalendertag, an dem Gebote für eine Ausschreibungsrunde wirksam abgegeben werden können. Gebote, die nach Ablauf des Gebotstermins abgegeben werden, werden in dieser Ausschreibungsrunde nicht mehr zum Zuschlagsverfahren nach § 32 EEG 2016 zugelassen.

Nummer 26 definiert den Begriff des Gebotswerts. Die Definition ist inhaltsgleich mit der Definition in § 2 Nummer 8 FFAV. Gebotswert ist der anzulegende Wert, den der Bieter in seinem Gebot angegeben hat. Dieser anzulegende Wert bildet die Grundlage für die Berechnung der Höhe des Anspruchs nach den §§ 19 ff. EEG 2016.

Die **Nummern 27 bis 36** (Definitionen der Begriffe Generator, Gülle, Herkunftsnachweis, Inbetriebnahme, installierte Leistung, KWK-Anlage, Letztverbraucher, Monatsmarktwert, Netz und Netzbetreiber) entsprechen inhaltlich unverändert § 5 Nummer 18 bis 27 EEG 2014.

Nummer 37 definiert den Begriff Prototyp bei Windenergieanlagen an Land. Der Begriff weicht von der bisher in der SDLWindV verwendeten Definition des Begriffs Prototyp ab. Die hier vorgenommene Definition gilt für das EEG 2016. Im Rahmen der Anwendung der SDLWindV ist die dort vorgesehene Definition spezieller.

Die Definition des Prototyps bildet die Grundlage für die Ausnahme von dem Erfordernis, an der Ausschreibung teilzunehmen. § 22 Absatz 2 Nummer 3 EEG 2016 regelt hierzu Weiteres. Mit der Regelung soll die Entwicklung neuer Anlagen erleichtert und so der Forschungs- und Entwicklungsstandort Deutschland unterstützt werden.

Windenergieanlagen an Land werden regelmäßig weiterentwickelt. Prototypen sind dabei Anlagen mit wesentlichen technischen Weiterentwicklungen oder Neuerungen, insbesondere bei der Generatorleistung, dem Rotordurchmesser, der Nabenhöhe, dem Turmtypen oder der Gründungsstruktur. Dabei wird häufig dann eine Zertifizierung erforderlich, wenn sich der Rotordurchmesser deutlich erhöht, sich die Umdrehungsgeschwindigkeit deutlich verändert, sich Sicherheitsanforderungen verändern, das Rotorblattdesign wesentliche Änderungen erfährt, sich die Leistung in besonderem Maße verändert oder Maßnahmen zur Änderung der Leistungskennlinie umgesetzt wurden. Anlagen, bei denen solche Änderungen vorgenommen wurden, werden als Prototyp umfassend getestet. In der Regel werden alle weiteren erforderlichen Testierungen im laufenden Betrieb durchgeführt, wie die Zertifizierung der Leistungskurve oder die Typenprüfung nach der Richtlinie des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt). Ein Prototyp kann insofern bei Inbetriebnahme noch keine Anlagen- oder Komponentenzertifizierung oder Typenprüfung (nach der Richtlinie des DIBt) vorlegen. Erst im Rahmen des Baus und des Betriebs einer Prototypenanlage werden die Vermessungen durchgeführt und Nachweise erbracht, die als Basis für eine Anlagen- oder Komponentenzertifizierung und Typenprüfung dienen.

Die Regelung gilt nicht für Typenprüfungen bzw. Zertifizierungen, die grundsätzlich auch ohne Inbetriebnahme einer Anlage erstellt werden können. Es reicht aus, wenn eine bestehende Typenprüfung aufgrund der technischen Neuerung geändert werden muss und die Inbetriebnahme der Anlagen hierfür erforderlich ist.

Nummer 38 definiert den Begriff „Regionalnachweis“. Der Begriff wird aufgrund der Einführung der regionalen Grünstromkennzeichnung nach § 79a EEG 2016 neu aufgenommen. Ein Regionalnachweis ist ein elektronisches Dokument, das ausschließlich dazu dient, im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 des Energiewirtschaftsgesetzes gegenüber einem Letztverbraucher die regionale Herkunft eines bestimmten Anteils oder einer bestimmten Menge des verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien nachzuweisen.

Nummer 39 definiert den Begriff „Register“. Dieser Begriff fungiert als Oberbegriff für das schon bestehende Anlagenregister (§ 6 Absatz 2 Satz 2 EEG 2016, Anlagenregisterverordnung) und das noch zu errichtende Marktstammdatenregister nach § 111e des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Das Anlagenregister soll mit der Errichtung des Marktstammdatenregisters in dieses überführt werden. Die Funktionen des Anlagenregisters gehen damit auf das Marktstammdatenregister über, und auch die Bezüge im EEG auf das Anlagenregister müssen damit in Zukunft angepasst werden. Auch diesem Zweck dient die Einführung des Oberbegriffs.

Der Begriff Schienenbahn in **Nummer 40** entspricht unverändert § 5 Nummer 28 EEG 2014.

Nummer 41 definiert den Begriff „Solaranlage“ und ersetzt damit den bisher im EEG verwendeten Begriff der „Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie“. Die Begriffsdefinition dient vor allem der sprachlichen Vereinfachung des EEG 2016.

Die **Nummern 42 bis 44** (Definitionen der Begriffe Speichergas, Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung, Übertragungsnetzbetreiber) entsprechen inhaltlich unverändert § 5 Nummer 29 bis 31 EEG 2014.

Der Begriff „Umwandlung“ in **Nummer 45** wird dem Wortlaut des § 67 EEG 2014 angepasst. Die bisherige Definition des Begriffs war zu eng, indem auf die Übertragung sämtlicher Wirtschaftsgüter eines Unternehmens oder selbständigen Unternehmensteils abgestellt wurde. Unternehmenskäufe im Wege der Singularsukzession und insbesondere die Übertragung von Vermögensgegenständen aus einer Insolvenz sind häufige Praxisfälle. Oftmals gehen dabei nicht sämtliche Wirtschaftsgüter eines Unternehmens über. Dies soll aber nicht die Möglichkeit zur Umwandlung und Übertragung einer Begrenzung hindern. Daher ist der Begriff der Umwandlung weiter zu fassen. Maßgeblich ist bei Übertragung im Wege der Singularsukzession, dass die Substanz des ursprünglich begünstigten Unternehmens im Wesentlichen unverändert fortbesteht. Dabei ist unschädlich, wenn einzelne Wirtschaftsgüter von der Übertragung nicht erfasst sind, soweit die wirtschaftliche und organisatorische Einheit des Unternehmens im Übrigen nahezu vollständig erhalten bleibt. Der nahezu vollständige Erhalt der wirtschaftlichen und organisatorischen Einheit ist deckungsgleich mit dem bisherigen Verständnis des § 67 EEG 2014. Maßgebend für den nahezu vollständigen Erhalt der wirtschaftlichen und organisatorischen Einheit ist in erster Linie der Vergleich des Sachanlagevermögens und der Anzahl der Mitarbeiter zum Tag vor und nach der Umwandlung. Eine geringfügige Abweichung dieser Vergleichswerte steht der Umwandlung nicht entgegen.

Der Begriff „Umweltgutachter“ in **Nummer 46** entspricht unverändert § 5 Nummer 33 EEG 2014.

Nummer 47 passt den bisher in § 5 Nummer 34 EEG 2014 enthaltenen Begriff „Unternehmen“ so an, dass er künftig auch Einzelkaufleute erfasst. Die Erfahrungen mit dem ersten Antragsverfahren nach dem EEG 2014 haben gezeigt, dass es durchaus Einzelkaufleute gibt, die Anträge in der Besonderen Ausgleichsregelung stellen. Durch die bisherige ausschließliche Nennung von „rechtsfähigen Personenvereinigungen oder juristischen Personen“ ergab sich eine Abgrenzung der Antragssteller nach Organisationsform, die sich letztlich nicht als zielführend erwiesen hat. Der Oberbegriff „Rechtsträger“ beinhaltet natürliche oder juristische Personen ebenso wie rechtsfähige Personenvereinigungen (etwa kommunale Eigenbetriebe und Gesellschaftsformen, denen Rechtsfähigkeit zugesprochen wird, ohne dass man ihnen den Status einer juristischen Person zubilligt). Um den natürlichen Personen, insbesondere den Einzelkaufleuten, eine Antragstellung bereits seit dem Inkrafttreten des EEG 2014 zu ermöglichen, sieht der neue § 103 Absatz 5 EEG 2016 eine Antragsfrist für die Begrenzungsjahre seit 2015 vor.

Im Übrigen gilt weiterhin, dass als Unternehmen die kleinste wirtschaftlich, finanziell und rechtlich selbständige Einheit, die unter einheitlicher und selbständiger Führung steht, zu verstehen ist. Im Bereich von Konzernen ist daher – wie schon bisher – auf die jeweils einzelne Konzerngesellschaft und nicht auf die Konzerne oder Muttergesellschaften in ihrer Gesamtheit abzustellen. Voraussetzung bleibt außerdem weiterhin der Betrieb eines Gewerbes, so dass etwa Freiberufler oder andere natürliche Personen, die kein Gewerbe betreiben, nicht erfasst sind. Nach wie vor ist entscheidend für das Vorliegen eines Unternehmens das Gesamtbild der Verhältnisse. Es hat eine Gesamtwürdigung des Einzelfalles zu erfolgen. Darüber hinaus gilt die Begründung zu § 3 Nummer 4a EEG 2012 bezüglich der Voraussetzung eines Gewerbebetriebs unverändert weiter. So muss insbesondere der einzelne Gewerbebetrieb am allgemeinen Wirtschaftsleben teilnehmen und sich durch eine organisatorische, finanzielle, sachliche und wirtschaftliche Verflechtung auszeichnen.

Die Definition der Windenergieanlage an Land in **Nummer 48** entspricht inhaltlich unverändert § 5 Nummer 35 EEG 2014.

Der Begriff Windenergieanlage auf See in **Nummer 49** verweist zukünftig auf das Windenergie-auf-See-Gesetz, um zu verhindern, dass die Begrifflichkeiten in beiden Gesetzen auseinander fallen. Eine inhaltliche Veränderung ist damit nicht verbunden.

Der Begriff Wohngebäude in **Nummer 50** entspricht inhaltlich unverändert § 5 Nummer 37 EEG 2014.

Nummer 51 definiert den Begriff des Zuschlagswerts. Er ist der anzulegende Wert, auf den ein Gebot abgegeben wurde, soweit sich aus den folgenden Bestimmungen nichts anderes ergibt. Damit wird zunächst eine statische („Sealed-bid“) Ausschreibung mit der so genannten „Pay-as-bid-Preisregel“ gewählt. Das bedeutet, dass die bezuschlagten Bieter eine Zahlung in der Höhe ihres Gebots erhalten, d. h. es wird gezahlt, was geboten wurde. Der Ansatz ist leicht nachzuvollziehen, wird von den Ausschreibungsteilnehmern wie auch der Öffent-

lichkeit meist als „fair“ empfunden und genießt somit hohe Akzeptanz. Allerdings führt diese Preisregel zu unterschiedlichen Zuschlagspreisen und daher zu unterschiedlichen anzulegenden Werten, was zu erhöhten Transaktionskosten für die Stelle führt, die die Ansprüche auszahlt (d. h. im konkreten Fall die Netzbetreiber). Ferner setzt diese Preisregel einen Anreiz, Gebote abzugeben, die über den wahren Kosten eines Bieters liegen, wobei in die Kalkulation dieser „Übertreibung“ durch einen Bieter seine Einschätzung des Wettbewerbsniveaus eingeht. Dies kann zu einer ineffizienten Allokation führen.

Alternativ wäre eine Einheitspreisregel („Uniform-pricing“ oder „Pay-as-cleared“) möglich. Wie auch in dem gewählten pay-as-bid-Verfahren würden die Gebote mit den niedrigsten Vergütungssätzen bezuschlagt, bis das ausgeschriebene Volumen gedeckt ist. Dann werden jedoch alle bezuschlagten Gebote mit demselben Preis vergütet. Unter bestimmten Umständen ist die Einheitspreisausschreibung anreizkompatibel: Das bedeutet, dass die Bieter einen Anreiz haben, ihre tatsächlichen Stromgestehungskosten zu bieten. Für Bieter mit mehreren Projekten besteht aber in Einheitspreisverfahren grundsätzlich der Anreiz, Gebote zu Gunsten eines hohen einheitlichen Zuschlagspreises zu übertreiben, damit ihre bezuschlagten Gebote von dem höheren Einheitspreis profitieren.

Bei Ausschreibungen für erneuerbare Energien ist der Anteil der Mehrprojektbieter hoch. Gleichzeitig ist das Wettbewerbsniveau unbekannt. Da das pay-as-bid-Verfahren auf strategisches Verhalten robuster reagiert, wird zunächst dieses gewählt. Bei Solaranlagen kommt die Kontingentierung für Gebote in benachteiligten Gebieten hinzu, die mit dem Pay-as-bid-Verfahren ebenfalls besser vereinbar ist. Insgesamt ist derzeit dieses Verfahren vorzugswürdig.

In einigen Fällen entspricht der Gebotswert trotz Einheitspreisregel nicht dem anzulegenden Wert:

- Bei Windenergie an Land wird das Gebot für einen 100-Prozent-Standort abgegeben. Der konkrete anzulegende Wert berechnet sich nach § 36h EEG 2016 unter Anwendung von Korrekturfaktoren.
- Bei Solaranlagen ist der anzulegende Wert hingegen regelmäßig identisch mit dem Zuschlagswert, es sei denn, der Solaranlagen werden Mengen aus verschiedenen Zuschlägen zugeordnet. In diesem Fall wird ein einheitlicher anzulegender Wert errechnet.

Auch wenn das Pay-as-bid-Verfahren derzeit vorzugswürdig ist, kann es ggf. nach mehreren Ausschreibungen sinnvoll sein, das Verfahren zu wechseln. Hierzu besteht eine Festlegungskompetenz der BNetzA. Diese ist somit ermächtigt, die derzeitige Preisregel, nach der jeder Bieter seinen Gebotswert als Zuschlagswert erhält, zu verändern und stattdessen eine Einheitspreisregel festzulegen, bei der jeder Bieter den Preis des letzten bezuschlagten oder des ersten nicht bezuschlagten Gebots erhält. In diesem Fall wären Gebotswert und Zuschlagswert für die Mehrheit der Bieter nicht mehr identisch. Ein Wechsel zu diesem Zuschlagsverfahren kann vorteilhaft sein, da er dazu beitragen kann, strategisches Verhalten zu mindern.

Zu § 4 EEG 2016

§ 4 EEG 2016 bestimmt die technologiespezifischen Ausbaupfade. Demnach soll die installierte Leistung der Windenergieanlagen auf See auf 6,5 GW im Jahr 2020 und auf 15 GW im Jahr 2030 erhöht werden, wobei diese Ziele dem EEG 2014 entsprechen. Bei Windenergie an Land sollen künftig jährlich 2,8 GW (brutto), ab 2020 2,9 GW (brutto) ausgebaut werden und bei Photovoltaik ebenfalls bis zu 2,5 GW (brutto) pro Jahr. Bei Biomasse sollen in den Jahren 2017 bis 2019 jährlich 150 MW installierter Leistung (brutto) pro Jahr ausgebaut werden, in den Jahren 2020 bis 2022 200 MW. Dabei wird für Biomasse künftig differenziert zwischen Neu- und Bestandsanlagen: Neuanlagen erhalten entweder in gesetzlich bestimmter Höhe eine Vergütung wie insbesondere kleine Gülleanlagen. Die Neuanlagen, die keinen Zahlungsanspruch in gesetzlich bestimmter Höhe haben, können eine Zahlung erhalten, wenn sie sich in den Ausschreibungen durchsetzen. Biomasse-Bestandsanlagen wiederum können ausschließlich über Ausschreibungen eine Anschlussförderung erhalten. Die Ausschreibung erfolgt bei der Biomasse für Neu- und Bestandsanlagen gemeinsam. Die Leistung der Biomasse-Neuanlagen, die außerhalb von Ausschreibungen zugebaut wird, wird beim Ausschreibungsvolumen des Folgejahres berücksichtigt. Für den Biomasse-Ausbaupfad ab 2023 legt die Bundesregierung rechtzeitig einen Vorschlag vor.

Im Übrigen wird zur näheren Begründung auf den Allgemeinen Teil (siehe oben II. 6.) verwiesen.

Zu § 5 EEG 2016

§ 5 EEG 2016 trifft grundsätzliche Regelungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Inland und Ausland. Die Überschrift wird geändert, um auch den Regelungsbereich der Absätze 2 und 3 zu erfassen. Der Begriff Geltungsbereich wird in der Überschrift nicht mehr verwendet, weil diese Bezeichnung bereits im EEG 2014 missverständlich war: § 5 EEG 2016 bestimmt genau wie § 4 EEG 2014, wann das EEG für Anlagen Anwendung findet. Das EEG bezieht sich jedoch nicht nur auf Anlagen, sondern umfasst auch zahlreiche andere Regelungskomplexe, z.B. den Ausgleichsmechanismus und die Besondere Ausgleichsregelung. Es regelt damit auch die Rechtsbeziehungen zwischen Netzbetreibern untereinander, zwischen Netzbetreibern und Stromlieferanten und zwischen Letztverbrauchern und Stromlieferanten. Auch hierbei kommt es – wie schon bisher immer im EEG – darauf an, dass die entsprechende Handlung im Bundesgebiet vorgenommen wird (z.B. Strom in Deutschland verbraucht wird). Hierzu finden sich jedoch weder in § 5 EEG 2016 noch in § 4 EEG 2014 Aussagen, weil der Geltungsbereich eines Gesetzes nur geregelt werden muss, wenn er von der allgemeinen Geltung im Bundesgebiet abweicht. Das ist beim EEG in Bezug auf Anlagen der Fall. Hier gilt das Gesetz auch in der ausschließlichen Wirtschaftszone und für Anlagen, die sich nur teilweise im Bundesgebiet befinden, den Strom aber im Bundesgebiet produzieren (z.B. bei Grenzwasserkraftwerken).

Absatz 1 entspricht § 4 EEG 2014. Der Begriff Bundesgebiet wird zukünftig im Sinn des Gesetzes legaldefiniert. Im Übrigen bleibt die Bestimmung inhaltlich unverändert. Grundsätzlich gelten die Regelungen des EEG 2016 – genau wie die des EEG 2014 – nur für Anlagen im Bundesgebiet einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone. Diese Anlagen sind auch künftig für die Zielerreichung und die Ausbaupfade grundsätzlich maßgeblich. Das EEG 2016 ist weiterhin nur auf Anlagen anzuwenden, soweit die Stromerzeugung im Inland oder in der ausschließlichen Wirtschaftszone erfolgt. Schon mit dem EEG 2014 wurde klargestellt, dass es bei Grenzwasserkraftwerken oder anderen grenzüberschreitend errichteten Anlagen auf den Standort der stromerzeugenden Einheit ankommt.

Absatz 2 Satz 1 schafft die Voraussetzungen für die Öffnung des Fördersystems für Anlagen, die in einem anderen EU-Mitgliedstaat errichtet worden sind. Im Rahmen von geöffneten Ausschreibungen können bis zu 5 Prozent der jährlich installierten Leistung Bietern aus dem EU-Ausland zugeschlagen werden.

Satz 2 zeigt die Möglichkeiten auf, wie diese Teilnahme ermöglicht werden kann. Hierzu ist einerseits eine Öffnung der nationalen Ausschreibung oder eine gemeinsame Ausschreibung mit einem oder mehreren anderen Staaten möglich.

Absatz 3 regelt die Voraussetzungen, unter denen solche geöffneten Ausschreibungen zulässig sind. Nach **Nummer 1** bedarf es für eine entsprechende Öffnung des Fördersystems eines völkerrechtlichen Vertrags oder eines Verwaltungsabkommens mit dem anderen Mitgliedstaat. Diese Vereinbarung soll dem Prinzip der gegenseitigen Kooperation bei der Förderung entsprechen. Sie soll darüber hinaus insbesondere eine Doppelförderung ausschließen, zu einer angemessenen Kosten- und Nutzenverteilung zwischen Deutschland und dem entsprechenden Mitgliedstaat führen und die zahlreichen Folgefragen (Netzausbau, Strommarkteffekte) im beiderseitigen Einvernehmen klären. Dies ist notwendig, um zu gewährleisten, dass beide Staaten von der Öffnung des Fördersystems profitieren können und es nicht zu einseitigen Belastungen kommt. Darüber hinaus bedarf es einer entsprechenden Kooperationsvereinbarung im Sinn der Artikel 5 bis 11 der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (Erneuerbare-Energien-Richtlinie). Im Rahmen dieser Vereinbarung muss geregelt werden, wie die jeweils in den Anlagen erzeugte und geförderte Strommenge auf die nationalen Gesamtziele nach Artikel 3 Absatz 2 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie angerechnet werden dürfen. In dem völkerrechtlichen Vertrag oder dem Verwaltungsabkommen müssen neben der Aufteilung der Mengen auch die Voraussetzungen für den Anspruch auf Zahlung, das Verfahren und den Inhalt der Ausschreibungen geregelt werden. Dies ist notwendig, um Folgefragen wie den Netzanschluss und die Einspeisung, Durchleitung und Übertragung des Stroms sinnvoll und einheitlich zu regeln. Zudem muss sichergestellt werden, dass Anlagen nicht nach dem deutschen und zusätzlich nach dem ausländischen Fördersystem Zahlungen erhalten, also doppelt gefördert werden.

Nummer 2 etabliert den Grundsatz der Gegenseitigkeit. Dies bedeutet, dass eine Öffnung nicht einseitig durch Deutschland erfolgt. Vielmehr muss eine Förderung von Anlagen in Deutschland durch den Staat ermöglicht werden, auf dessen Staatsgebiet sich Anlagen um eine Förderung in Deutschland bewerben.

Nummer 3 regelt, dass der erzeugte Strom aus den Anlagen im EU-Ausland physikalisch nach Deutschland importiert wird oder zumindest einen der Einspeisung in Deutschland vergleichbaren energiewirtschaftlichen Effekt hat. Es muss sichergestellt sein, dass eine solche Öffnung des Fördersystems für ausländische Anlagen einen positiven Nutzen für den Verbraucher in Deutschland hat. Eine lediglich virtuelle Anrechnung des im Ausland produzierten Stroms ohne einen entsprechenden „physikalischen Import“ reicht daher nicht aus.

Absatz 4 regelt, dass die Anwendbarkeit dieses Gesetzes ganz oder teilweise auf Anlagen ausgeweitet werden darf, die außerhalb des Bundesgebiets errichtet werden, oder Anlagen ganz oder teilweise von der Anwendung dieses Gesetzes ausgenommen werden können, die im Bundesgebiet stehen. Voraussetzung hierfür ist jeweils eine entsprechende Regelung in einer Verordnung nach § 88a EEG 2016 und eine völkerrechtliche Vereinbarung nach Absatz 2 Nummer 1.

Absatz 5 regelt, wie in diesem Fall der Strom auf die deutschen Ausbauziele angerechnet wird. Auf den Ausbaupfad nach § 4 EEG 2016 werden alle Anlagen (aber auch nur diese Anlagen) angerechnet, die in Deutschland belegen sind, und der in diesen Anlagen erzeugte Strom bestimmt, ob Deutschland die Ziele nach § 1 Absatz 2 EEG 2016 erfüllt. Hintergrund ist, dass die Ausbaukorridore in § 4 EEG 2016 vor allem der Planungssicherheit für die Akteure der Energiewirtschaft dienen. Für deren Planungssicherheit sind aber die in Deutschland installierten erneuerbaren Kapazitäten und nicht die Zahl der geförderten Anlagen relevant. Für das nationale Gesamtziel nach Artikel 3 Absatz 3 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie gilt hingegen, dass die Anlagen in dem Mitgliedstaat auf das europäische Ziel angerechnet werden, in dem die Kosten der Anlagen getragen werden. In einer völkerrechtlichen Vereinbarung können jedoch abweichende Regelungen getroffen werden.

Absatz 6 regelt analog zu Absatz 2 und 3 die Bedingungen, unter denen Anlagen, die in Deutschland errichtet werden, auf das Ziel eines anderen Mitgliedstaates angerechnet werden können.

Zu § 6 EEG 2016

Die Bestimmung bleibt inhaltlich im Wesentlichen unverändert. Kleinere Änderungen erfolgen als Folge zu Änderungen an anderen Stellen im Gesetz. So geht die Änderung in **Absatz 1 Nummer 4** auf die neue Struktur von Teil 3 und den veränderten Standort der Regelungen zur Degression zurück. Absatz 1 Satz 3 bis 5 werden in einen neuen Absatz 3 überführt. Die bisherigen Absätze 2 bis 4 zu den Absätzen 3 bis 5. In dem neuen Absatz 3 wird die Pflicht der Anlagenbetreiber gestrichen, zu melden, ob sie in Zukunft eine Förderung in Anspruch nehmen wollen. Diese Regelung ist nicht mehr erforderlich, weil sie nur für die Erreichung des 52 GW-Deckels für Solaranlagen benötigt wurde, der sich als einzige Bestimmung des EEG 2014 nicht auf alle Solaranlagen, sondern nur auf geförderte Solaranlagen bezog.

Zu § 7 EEG

Absatz 1 ist inhaltlich unverändert gegenüber EEG 2014.

Absatz 2 wird gegenüber der Vorgängervorschrift geändert. Im bislang geltenden § 7 Absatz 2 EEG 2014 ist das sogenannte Abweichungsverbot geregelt. Danach darf grundsätzlich nicht zum Lasten des Anlagenbetreibers oder des Netzbetreibers von den Bestimmungen des EEG abgewichen werden. Das Abweichungsverbot wird in § 7 Absatz 2 Satz 2 EEG 2014 insoweit eingeschränkt, als eine Abweichung von nahezu allen wesentlichen Vorschriften des EEG in den dort abschließend aufgezählten Verfahrenssituationen zulässig ist. Das Abweichungsverbot hat sich inhaltlich weitgehend überholt.

Mit dem neuen § 7 Absatz 2 EEG 2016 wird das grundsätzliche Abweichungsverbot daher zugunsten einer grundsätzlichen Abdingbarkeit geändert. Zugleich muss aber sichergestellt werden, dass die EEG-Vorschriften auch weiterhin etwaige vertragliche Beziehungen zwischen Anlagen- und Netzbetreiber prägen und im Fall einer Abweichung schutzwürdige Belange der Vertragsparteien nicht wesentlich beeinträchtigt werden. Das stellt der vollständig neugefasste Absatz 2 sicher. Nach Nummer 1 müssen abweichende vertragliche Vereinbarungen klar und verständlich sein, d.h. die jeweiligen Rechte und Pflichten so klar wie möglich formulieren und durchschaubar darstellen. Diese Anforderung ist an das Transparenzgebot in § 307 Absatz 1 Satz 2 BGB angelehnt.

Ungeachtet der Änderung des Abweichungsverbots in eine grundsätzliche Abdingbarkeitserlaubnis dürfen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber keine Vereinbarungen zu Lasten Dritter (z.B. Elektrizitätsversorgungsunternehmen oder Übertragungsnetzbetreiber) treffen. Nach Nummer 2 dürfen deshalb abweichende Vereinbarungen

nicht zu höheren als im Teil 3 des EEG 2016 vorgesehenen Zahlungen führen. Mehrkosten, die durch solche Vereinbarungen entstehen, dürfen nach § 57 EEG 2016 nicht weitergegeben werden. Nach Nummer 3 müssen abweichende vertragliche Vereinbarungen mit dem wesentlichen Grundgedanken der Regelung im EEG, von der abgewichen wird, vereinbar sein. Dies stellt sicher, dass die im EEG getroffenen grundlegenden Wertungen nicht durch eine Individualabrede ausgehöhlt werden. Diese Anforderung ist an § 307 Absatz 2 Nummer 1 BGB angelehnt

EEG 2016

Zu Nummer 4

§ 9 wird redaktionell angepasst.

Zu Buchstabe a

Buchstabe a ist eine Folgeänderung zur Einführung der Definition „Solaranlage“ in § 3 Nummer 41 EEG 2016.

Zu Buchstabe b

Buchstabe a passt Verweise an, die aufgrund der Änderungen in Teil 3 aktualisiert werden müssen.

Zu Buchstabe c

In Absatz 6 wird die Frist, bis zu deren Ablauf die SDLWindV eingehalten werden muss, um sechs Monate bis zum 1. Juli 2017 verlängert. Eine Verlängerung wurde grundsätzlich auch von den Verbänden im Rahmen der Anhörung zu diesem Gesetz gefordert.

Zu Buchstabe d

Absatz 7 regelte bisher die Rechtsfolgen von Verstößen gegen die Absätze 1, 2, 5 und 6. Diese Regelungen werden im Rahmen der Bündelung der Rechtsfolgen in Abschnitt 4 des Teils 3 in § 52 Absatz 2 Nummer 1 und Absatz 4 EEG 2016 verschoben.

Zu Buchstabe f

Die Umbenennung ist eine redaktionelle Folge zu Buchstabe d.

Zu Nummer 5

Zu Buchstabe a

Die Änderung der Verweise in § 11 Absatz 1 EEG 2016 sind redaktionelle Folgeänderungen, in Folge eines veränderten Standort von Regelungen.

Zu Buchstabe b

Buchstabe b fasst § 11 Absatz 2 EEG 2016 neu. Wie bisher gilt der Anspruch auf kaufmännische Abnahme nach § 11 Absatz 1 Satz 2 EEG 2016 entsprechend auch für Strom, der kaufmännisch-bilanziell weitergeleitet wird. Darüber hinaus ist nun geregelt, dass dieser Strom dann auch als physikalisch eingespeist gilt, mit allen damit verbundenen Rechtsfolgen. Damit gilt unter anderem das Kumulierungsverbot nach § 19 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2016 zwischen EEG-Zahlungsanspruch und Stromsteuerbefreiung auch in Fällen kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe.

Eine Ausnahme davon, dass Strom auch in Fällen kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe als physikalisch in ein Netz eingespeist gilt, bestünde nur dann, wenn das Gesetz im Folgenden die unmittelbare Einspeisung in ein Netz fordert. Dies ist derzeit nicht der Fall.

Zu Nummer 6

Nummer 6 fasst Teil 3 des EEG neu. Dies wird erforderlich, um die wettbewerbliche Ermittlung des anzulegenden Werts in die Struktur der Bestimmungen zur Festlegung der Marktprämie und der Einspeisevergütung zu integrieren.

Zu § 19 EEG 2016

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Absatz 1 ist gegenüber dem EEG 2014 inhaltlich im Wesentlichen unverändert. Die Regelungen zur Marktprämie und zur Einspeisevergütung wurden leicht gekürzt. Der hier gekürzte Regelungsinhalt findet sich nun in § 20 EEG 2016 zur Marktprämie und § 21 EEG 2016 zur Einspeisevergütung.

Absatz 2 Nummer 1 regelt, dass Anlagenbetreiber, die den Anspruch auf ein vermiedenes Netzentgelt nach § 18 Absatz 1 Satz 1 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) geltend machen, keinen Anspruch auf Zahlung einer Einspeisevergütung oder Marktprämie haben. Dies war auch im EEG 2014 der Fall, jedoch für Marktprämie und Einspeisevergütung separat geregelt. Die Netzbetreiber müssen nach § 57 Absatz 3 EEG 2016 vermiedene Netzentgelte für Strom, für den der Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 geltend gemacht wurde, vielmehr an den Übertragungsnetzbetreiber auszahlen. Diese Zahlung reduziert die EEG-Umlage.

Absatz 2 Nummer 2 entspricht inhaltlich § 19 Absatz 1a EEG 2014, der durch das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (BR-Drucks. 542/15) eingefügt wurde. Danach können eine Zahlung nach dem EEG 2014 und eine Begünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 StromStG nicht miteinander kumuliert werden, soweit der Strom durch ein Netz durchgeleitet wird. Ansonsten läge eine Überförderung vor, da die anzulegenden Werte so kalkuliert sind, dass sie die Kosten des Anlagenbetreibers für die Anlagen voll decken. Eine Kumulierung aber, die zu einer Überförderung führt, ist aus beihilferechtlichen Gründen problematisch. Der Anlagenbetreiber muss sich daher entscheiden, ob er entweder eine Zahlung nach dem EEG oder eine Begünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 StromStG in Anspruch nimmt. Die Regelung ist strommengen- und nicht anlagenbezogen. Sie gilt also nicht generell für bestimmte Anlagen, sondern nur für die durch ein Netz durchgeleiteten Strommengen, für die eine Zahlung nach dem EEG in Anspruch genommen wird. Da sich die Pflicht zu Abschlagszahlungen nach § 26 Absatz 1 EEG 2016 von dem Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 ableitet, besteht auch kein Anspruch auf monatliche Abschläge, soweit die Anspruchsvoraussetzung von § 19 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2016 nicht eingehalten wird.

Das im bisherigen § 19 Absatz 1a EEG 2014 enthaltene Kriterium, dass das Kumulierungsverbot nur für durch ein Netz (im Sinn von § 3 Nummer 35 EEG 2016) durchgeleiteten Strom gilt, besteht fort. Es wurde jedoch für den Anspruch auf die Marktprämie systematisch in § 20 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016 integriert, wonach Direktvermarktung eine Durchleitung durch ein Netz voraussetzt. Für den Anspruch auf eine Einspeisevergütung wurde das Kriterium in § 21 Absatz 2 Nummer 1 EEG 2016 integriert. Der Anspruch auf Marktprämie und Einspeisevergütung besteht demnach nur für Strom, der durch ein Netz durchgeleitet, also in ein Netz eingespeist wird. Ist dies nicht der Fall, besteht schon kein Anspruch auf Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016, so dass es für Zwecke des EEG unerheblich ist, ob für den Strom eine Stromsteuerbefreiung in Anspruch genommen wird oder nicht.

Durch den neu gefassten § 11 Absatz 2 EEG 2016, der eine kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe einer Einspeisung in ein Netz gleichstellt, ist eine Kumulierung von EEG-Zahlung und Stromsteuerbegünstigung auch nicht in solchen Fällen möglich. Dies stellt sicher, dass kaufmännisch-bilanziell weitergegebener Strom nicht besser gestellt wird als Strom, der auch physikalisch in ein Netz der allgemeinen Versorgung im Sinn von § 3 Nummer 34 EEG 2016 eingespeist wird. In Fällen des § 11 Absatz 2 EEG 2016 bezieht sich die EEG-Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 auf die Strommengen, die lediglich kaufmännisch-bilanziell in ein Netz im Sinn von § 3 Nummer 35 EEG 2016 weitergegeben werden. Physikalisch wird in solchen Fällen der Strom aus den Anlagen allerdings schon in dem Arealnetz, in dem sich die Anlage befindet, verbraucht und gelangt physikalisch nicht in das Netz für die allgemeine Versorgung. Die Stromsteuerbegünstigung wird in solchen Fällen jedoch auf den physikalisch im Arealnetz verbrauchten Strom gewährt und nicht auf die – lediglich kaufmännisch-bilanziell – in ein Netz weitergegebene Strommenge. In Verbindung mit dem neuen § 11 Absatz 2 EEG 2016 entfällt daher nach § 19 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2016 der Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 auch für lediglich kaufmännisch-bilanziell weitergegebene Strommengen, soweit für die entsprechende physikalische Strommenge, die im Arealnetz verbraucht wird, eine Stromsteuerbegünstigung beansprucht wird.

Absatz 3 entspricht unverändert § 19 Absatz 4 EEG 2014.

Zu § 20 EEG 2016

Absatz 1 regelt die Anspruchsvoraussetzungen für die Marktprämie und fasst damit Regelungen zusammen, die bisher in den § 19 Absatz 1 Nummer 1 und §§ 34 bis 36 EEG 2014 enthalten waren. Voraussetzung für die Gewährung der Marktprämie bleibt nach **Nummer 1** die Direktvermarktung nach § 3 Nummer 16 EEG 2016 (bis-

her in § 34 Absatz 1 EEG 2014 geregelt). Die Berechnung der Marktprämie wurde aus der Bestimmung herausgelöst und findet sich in § 23a EEG 2016.

Die Anforderung nach **Nummer 2**, wonach der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber das Recht überlassen muss, den Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, finanziert aus der EEG-Umlage“ zu kennzeichnen, wurde aus dem bisherigen § 19 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2014 hierher verschoben. Der Zusatz „finanziert aus der EEG-Umlage“ ersetzt die bisherige Formulierung „gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“. Diese Änderung resultiert daraus, dass der Begriff der finanziellen Förderung nach § 5 Nummer 15 EEG 2014 aufgehoben und durch den Verweis auf die Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 ersetzt wird, soweit Marktprämie und Einspeisevergütung gemeint sind, und durch den Anspruch auf Zahlung nach § 51 EEG 2016 ersetzt wird, soweit Zahlungen für die installierte Leistung gemeint sind.

Die Anforderung der Fernsteuerbarkeit nach **Nummer 3** (bisher in § 35 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EEG 2014 geregelt) ist im Kern unverändert. Sie stellt sicher, dass die Fahrweise der direkt vermarkteten Anlage an der jeweiligen Marktlage, insbesondere an den Preisen am Spotmarkt der Strombörse, orientiert werden kann.

Nummer 4 ist gegenüber § 35 Nummer 3 EEG 2014 unverändert. Danach muss der Strom, für den die Marktprämie beansprucht wird, zudem in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert werden, in dem ausschließlich Strom bilanziert wird, der in der Marktprämie vermarktet wird. Diese Pflicht zur Führung eines „sortenreinen“ Marktprämienbilanzkreises dient der Transparenz und Missbrauchsverhinderung. Allerdings ist das Nichtentstehen des Anspruchs auf Marktprämie für den gesamten bilanzierten Strom eine erhebliche Rechtsfolge, die nicht außer Verhältnis zu einer etwaigen Fehlbilanzierung stehen darf. Daher wird in Fällen, in denen eine „nicht sortenreine“ Strommenge lediglich in einem Umfang bilanziert wurde, der gegenüber der Marktprämienstrommenge völlig zu vernachlässigen ist, zur Wahrung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes davon auszugehen sein, dass die Anforderungen von Nummer 4 eingehalten wurden. Dies dürfte bei Strommengen deutlich unterhalb der Promilleschwelle anzunehmen sein, zumal in diesem Bereich stets Messungenauigkeiten in dieser Größenordnung nicht auszuschließen sind.

Satz 2 ist gegenüber § 35 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014 unverändert und regelt, dass der Nachweis der Fernsteuerbarkeit erst für den zweiten Monat des Betriebs erbracht werden muss.

Absatz 2 Satz 1 und Satz 2 sind gegenüber § 36 Absatz 1 Satz 1 und Satz 2 EEG 2014 unverändert.

Absatz 2 Satz 3 stellt klar, dass der Anlagenbetreiber den Strom nicht zwingend über einen Dritten, sondern auch unmittelbar selbst an einen Letztverbraucher veräußern kann, ohne dass dadurch sein Anspruch auf die Marktprämie entfällt. Bislang bestand in der Praxis teilweise Unklarheit, ob dies möglich ist. In solchen Fällen sind die Sätze 1 und 2 nach Satz 3 entsprechend anzuwenden. Das heißt, die technischen Einrichtungen nach Nummer 1 müssen vorhanden sein und der Anlagenbetreiber muss die Befugnisse nach Nummer 2 haben. Wenn mehrere Anlagen über denselben Netzverknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, müssen in Fällen nach Satz 3 gemeinsame technische Einrichtungen vorgehalten werden, mit denen der Anlagenbetreiber jederzeit die gesamte Ist-Einspeisung abrufen und die gesamte Einspeiseleistung ferngesteuert regeln kann.

Absatz 3 enthält die bislang in § 36 Absatz 2 EEG 2014 enthaltene Regelung und passt sie an. Nach § 36 Absatz 2 EEG 2014 musste bei Anlagen, in denen ein „Smart meter“, also ein Messsystem nach § 21e EnWG (künftig: ein intelligentes Messsystem nach dem Messstellenbetriebsgesetz) einzubauen ist, die Regelung der Einspeiseleistung und die Abrufung der Ist-Einspeisung über dieses Messsystem erfolgen. Folglich mussten die technischen Einrichtungen nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 kompatibel mit dem Messsystem sein. Bei Anlagen, deren technische Einrichtungen zwar die Fernsteuerungsanforderungen nach Absatz 2 erfüllen, die aber nicht mit intelligenten Messsystemen kompatibel sind, würde dies bedeuten, dass bei nachträglichem Pflichteinbau eines intelligenten Messsystems nach den Bestimmungen der §§ 21c ff. EnWG bzw. künftig des Messstellenbetriebsgesetzes die bisherigen technischen Einrichtungen durch solche hätten ersetzt werden müssen, die mit dem neuen intelligenten Messsystem kompatibel sind. Um solche „stranded investments“ zu vermeiden, die je nach Anlage und Steuerungstechnik einen erheblichen finanziellen Umfang hätten annehmen können, wird die bislang in § 36 Absatz 2 EEG 2014 enthaltene Regelung angepasst.

Nur bei den Anlagen, die in **Satz 1** genannt sind, muss die Abrufung der Ist-Einspeisung und die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung über ein intelligentes Messsystem erfolgen. Gemeinsame Voraussetzung ist, dass sofern am Markt gegen angemessenes Entgelt zu wirtschaftlich vertretbaren Konditionen Fernsteuerungstechnik verfügbar ist, die über intelligente Messsysteme gesteuert werden kann und den bei Marktverfügbarkeit

gültigen Sicherheitsstandards genügt. „Angemessenes Entgelt“ ist dabei wie in § 33 Absatz 1 und 2 des Messstellenbetriebsgesetzes (MsBG) auszulegen. Die Einbaupflicht besteht nur, wenn Steuerungstechnik vorhanden ist, die über die für die Direktvermarktung erforderlichen Funktionalitäten (z.B. die notwendigen Signallaufzeiten) verfügt.

Anlagen nach **Nummer 1** betrifft Neuanlagen, bei denen bereits bei Inbetriebnahme ein intelligentes Messsystem eingebaut ist. Bei solchen Neuanlagen kann von vornherein entsprechend kompatible Steuertechnik eingebaut werden, so dass hier keine „stranded investments“ drohen. Da § 20 Absatz 1 Satz 2 EEG 2016 die Fernsteuerbarkeit spätestens mit Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Kalendermonats fordert, stellt Nummer 1 insofern einen zeitlichen Gleichlauf her. In der Regel dürfte in Fällen nach Nummer 1 das intelligente Messsystem direkt mit Inbetriebnahme eingebaut sein.

Nach **Nummer 2** erhalten Anlagen, bei denen nicht schon bei Inbetriebnahme ein intelligentes Messsystem eingebaut ist, einen Übergangszeitraum von fünf Jahren ab Einbau des intelligenten Messsystems. Der Einbau des intelligenten Messsystems wird bei diesen Anlagen in der Regel nach § 29 oder § 33 MsBG erfolgen. Aber auch wenn der Einbau des intelligenten Messsystems aus anderen Gründen erfolgt, haben diese Anlagen eine Übergangszeit von 5 Jahren. Solange können diese Anlagen noch ihre bisherige Steuertechnik verwenden, falls diese nicht ohnehin mit dem intelligenten Messsystem kompatibel ist. Nach Ablauf der Übergangsfrist haben auch diese Anlagen ihre Steuerung über das intelligente Messsystem als standardisierte und besonders sicherheitsgeschützte Infrastruktur abzuwickeln.

Nummer 3 betrifft Fälle, in denen Anlagenbetreiber die Übergangsvorschrift des § 19 Absatz 5 MsBG nutzen. Danach dürfen bestimmte Messsysteme, die keine intelligente Messsysteme sind, unter bestimmten Voraussetzungen bis zu dem in § 19 Absatz 5 MsBG genannten Stichtag eingebaut und bis zu acht Jahre ab Einbau genutzt werden. In diesem Übergangszeitraum besteht keine Einbaupflicht für intelligente Messsysteme nach § 29 MsBG. Damit nach Ablauf dieser bis zu acht Jahre nicht noch weitere fünf Jahre Übergangsfrist nach Nummer 2 vergehen, hat die Fernsteuerung in Fällen des § 19 Absatz 5 über das intelligente Messsystem erfolgt, sobald dieses eingebaut ist. Da Nummer 3 den Schutz des Anlagenbetreibers gegenüber Nummer 2 nicht verkürzen soll, greift Nummer 3, wenn diese Übergangsfrist länger ist als die Fünfjahresfrist nach Nummer 2. Somit ist für Anlagen, die nicht schon von vornherein ein intelligentes Messsystem eingebaut haben, im konkreten Fall die längere der beiden Übergangsfristen von Nummer 2 oder Nummer 3 maßgeblich.

Nach **Satz 2**, der inhaltlich weitgehend dem bisherigen § 36 Absatz 2 EEG 2014 entspricht, sind bei anderen als den in Satz 1 genannten Anlagen unter Berücksichtigung der einschlägigen Standards und Empfehlungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik Übertragungstechniken und Übertragungswege zulässig, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage entsprechen. Das betrifft insbesondere Bestandsanlagen nach Nummer 1 vor Ablauf der fünfjährigen Übergangsfrist.

Absatz 4 ist gegenüber § 36 Absatz 3 EEG 2014 unverändert und stellt klar, dass sowohl die tatsächliche Nutzung der Einrichtungen nach Absatz 2 (insbesondere durch den Anlagenbetreiber) als auch die Befugnis zu deren Nutzung das Recht des Netzbetreibers zum Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2016 nicht beschränken dürfen. Dies stellt sicher, dass das Einspeisemanagement als Maßnahme zur Aufrechterhaltung der Systemicherheit stets Vorrang vor – in der Regel marktgetriebener – Fernsteuerung nach § 20 Absatz 2 EEG 2016 hat.

Zu § 21 EEG 2016

Absatz 1 regelt Anforderungen für die Gewährung der Einspeisevergütung und führt dafür die bisher in § 37 Absatz 1 und 2 EEG 2014 sowie § 38 Absatz 1 EEG 2014 enthaltenen Bestimmungen in einem Absatz zusammen. Der Anspruch auf die Einspeisevergütung setzt voraus, dass der Strom dem Netzbetreiber in der Veräußerungsform des § 21b Absatz 1 Nummer 2 EEG 2016 zur Verfügung gestellt wird. Der Verweis auf § 11 Absatz 1 EEG 2016 (gegenüber § 39 EEG 2014, der noch auf den gesamten § 11 EEG 2014 verwiesen hatte) ist auch eine Folge des geänderten § 11 Absatz 2 EEG 2016: Danach sind Fälle der kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe so zu behandeln, als sei der Strom tatsächlich eingespeist worden. Dass der Strom in ein Netz eingespeist worden sein muss, ist aber bereits ausdrücklich als Anspruchsvoraussetzung in § 21 Absatz 1 EEG 2016 genannt. Insofern würde es eine Dopplung darstellen, weiterhin auf den gesamten § 11 EEG 2016 zu verweisen. Neben der Einspeisung in ein Netz ist aber durch den Verweis auf § 11 Absatz 1 EEG 2016 auch weiterhin Voraussetzung für eine Einspeisevergütung, dass der Anlagenbetreiber den Strom dem Netzbetreiber – anders im

Fall der Direktvermarktung – auch zur Verfügung stellt, ihm also auch die kaufmännische Verfügungsbefugnis nach § 11 Absatz 1 Satz 2 EEG 2016 überträgt.

Absatz 1 Nummer 1 entspricht § 37 Absatz 1 und 2 EEG 2014. Die Option zur Einspeisevergütung besteht danach für Anlagen bis 100 kW installierter Leistung (Anlagen, die seit dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen werden). Für früher in Betrieb genommene Anlagen gilt die Übergangsregel nach § 100 Absatz 1 EEG 2016, der auf die bisherige Fassung des EEG verweist. Danach galt bis Ende 2015 eine Freigrenze von 500 kW. Anlagen, die noch unter dem EEG 2012 in Betrieb genommen wurden oder für die eine Übergangsregelung gilt, sind nicht zur Direktvermarktung verpflichtet. Dies entspricht dem Auftrag des Koalitionsvertrages, bei Neuanlagen eine verpflichtende Direktvermarktung auf Basis der gleitenden Marktprämie einzuführen. Die im Koalitionsvertrag vorgesehene Einstiegsschwelle von 5 MW wird durch dieses Gesetz ambitionierter ausgestaltet, da bereits unter dem EEG 2012 ein großer Teil der Anlagen in der Größenordnung von 1 MW und teilweise auch darunter regelmäßig freiwillig in die Direktvermarktung gewechselt hat. Die ab 2016 geltende untere Grenze stellt sicher, dass keine Kleinanlagen zur Direktvermarktung verpflichtet werden, bei denen die Direktvermarktungskosten nach aktueller Einschätzung den Nutzen der Direktvermarktung für das Gesamtsystem übersteigen würden. Technische und marktliche Entwicklungen, z.B. eine etwaige deutliche Kostensenkung für Fernsteuerungstechnik oder eine Verbesserung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses der Einbindung von Kleinanlagen für Direktvermarktungsunternehmer, können ggf. die Direktvermarktungskosten auch bei Kleinanlagen so stark senken, dass perspektivisch eine weitere Absenkung der Grenze überprüft werden sollte. Derzeit ist dies aber noch nicht der Fall.

Absatz 1 Nummer 2 entwickelt die mit dem EEG 2014 eingeführte sog. Ausfallvergütung weiter. Mit dieser Ausfallvergütung können Anlagenbetreiber, die ihren Strom direkt vermarkten, ausnahmsweise in die Einspeisevergütung zurückkehren. Diese Rückkehrmöglichkeit soll helfen, Ausnahmesituationen abzufedern, z.B. eine unvorhersehbare Insolvenz des Direktvermarkters. In solchen Fällen können die Anlagenbetreiber vorübergehend auf den Netzbetreiber als Abnahme- und Vergütungspflichtigen zugreifen. Damit wird angestrebt, die Finanzierungskosten für Anlagenbetreiber nicht mit übermäßigen Risiken zu belasten, die ggf. zu Mehrkosten bei der Finanzierung führen können. Daneben eröffnet die Regelung auch Anlagen, deren Strom nach Inbetriebnahme noch nicht unmittelbar direkt vermarktet werden kann, die Möglichkeit zur vorübergehenden Nutzung der Einspeisevergütung; der Hintergrund hierfür ist, dass bei Inbetriebnahme von Anlagen teilweise einige für den Direktvermarkter wesentliche Stammdaten der Anlage (z.B. Zählpunktbezeichnung, Anlagenschlüssel) noch nicht vorliegen. Zudem kann in der Inbetriebnahmephase insbesondere von Windenergieanlagen der Stromertrag nicht zuverlässig prognostiziert werden, wie es für eine sinnvolle bedarfsorientierte Direktvermarktung erforderlich wäre, da die Inbetriebnahme von häufigem An- und Abfahren im Zuge der Testläufe der Anlagen geprägt ist.

Eine Neuerung stellt die zeitliche Begrenzung der Ausfallvergütung dar. Dies kann z.B. in Konstellationen relevant werden, in denen eine direktvermarktungspflichtige Anlage zu einem großen Anteil Eigenversorgung betreibt. In manchen solcher Fälle kann es für einen Anlagenbetreiber – trotz der Verringerung des anzulegenden Wertes um 20 Prozent nach § 52 Absatz 3 Nummer 3 EEG 2016 – betriebswirtschaftlich attraktiv sein, die Überschusseinspeisung generell nicht direkt zu vermarkten, sondern dauerhaft in die Ausfallvergütung laufen zu lassen. Dies ist aber nicht Ziel der Ausfallvergütung. Die Direktvermarktungspflicht soll gerade eine bessere Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien ermöglichen, als es mit der Einspeisevergütung der Fall ist. Wenn solche Anlagen dauerhaft in der Ausfallvergütung blieben, würde auch die Fernsteuerungspflicht in der Direktvermarktung für diese Anlagen leerlaufen. Es soll deshalb keine Anreize geben, die Direktvermarktungspflicht dauerhaft zu umgehen. Deshalb ist die Dauer der Ausfallvergütung künftig auf drei Monate begrenzt. Damit eine Anlage nicht für einen Monat in die (ggf. sonstige) Direktvermarktung und im Folgemonat wieder zurück in die Ausfallvergütung wechseln kann, wird zusätzlich eine jährliche Höchstdauer von sechs Monaten festgelegt. Die zeitliche Begrenzung ist allerdings so moderat gewählt, dass sie keinen Einfluss auf den eigentlichen Zweck der Ausfallvergütung haben sollte, namentlich Finanzierungsrisiken zu begrenzen. Wird einer der im ersten Halbsatz genannten Zeiträume überschritten, reduziert sich der anzulegende Wert nach § 53 Absatz 3 Nummer 3 EEG 2016 auf den Monatsmarktwert.

Die Verringerung des anzulegenden Wertes in der Ausfallvergütung auf 80 Prozent ist systematisch nun in § 52 Absatz 2 Nummer 3 EEG 2016 geregelt, auf den Absatz 1 Nummer 2 zweiter Halbsatz verweist.

Absatz 2 entspricht § 37 Absatz 4 EEG 2014 und regelt die Zusammenfassung von Anlagen.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Absatz 3 regelt die weiteren Anforderungen für die Inanspruchnahme der Einspeisevergütung. **Nummer 1** ist inhaltsgleich mit den Anforderungen, die bisher in § 39 Absatz 2 Satz 1 EEG 2014 geregelt waren. **Nummer 2** entspricht § 39 Absatz 2 Satz 2 EEG 2014. Es wird klargestellt, dass die Anlagen in der Einspeisevergütung weder positive noch negative Regelenergie liefern dürfen.

Zu § 21a EEG 2016

§ 21a EEG 2016 regelt die Vermarktung des Stroms in Fällen, in denen ein Anlagenbetreiber weder eine Marktprämie noch eine Einspeisevergütung in Anspruch nimmt. Der Regelfall ist dann die Vermarktung des Stroms, wie sie in § 21a EEG 2016 geregelt ist, also die Weitergabe an einen Dritten, der ihn selbst verbraucht oder wiederum veräußert. Wenn weder eine Marktprämie noch eine Einspeisevergütung in Anspruch genommen wird, kann der Strom auch als Strom aus erneuerbaren Energien ausgewiesen werden.

Zu § 21b EEG 2016

§ 21b EEG 2016 ist im Wesentlichen inhaltsgleich mit § 20 EEG 2014. § 21b EEG 2016 regelt die Wechselfristen und die Möglichkeit der prozentualen Aufteilung zwischen den verschiedenen in Absatz 1 bezeichneten Veräußerungsformen (sog. anteilige Veräußerung). Von der anteiligen Veräußerung ist nur – wie bereits im EEG 2014 – die Ausfallvergütung ausgenommen.

Absatz 1 bestimmt den jeweiligen Monatsersten als Zeitpunkt, zu dem Anlagenbetreiber zwischen den Veräußerungsformen der Marktprämie, der sonstigen – d.h. nicht finanziell geförderten – Direktvermarktung und der Einspeisevergütung wechseln können. Dabei kann ein Anlagenbetreiber, der mehrere Anlagen betreibt, jede Anlage in einer anderen Veräußerungsform vermarkten, wie sich aus den Wörtern „mit jeder Anlage“ ergibt. Die Ausfallvergütung ist keine eigenständige Veräußerungsform mehr. Sie wird nunmehr als eine Fallgruppe der Einspeisevergütung geführt.

Nach **Absatz 2 Satz 1** kann Strom anteilig in verschiedenen Veräußerungsformen zu festen, vorab bestimmten Prozentsätzen veräußert werden. In diesem Fall müssen die Prozentsätze jederzeit eingehalten werden. Der Anlagenbetreiber hat den Nachweis hierfür zu erbringen. Nach **Absatz 2 Satz 2** ist hiervon – wie schon im EEG 2014 – die Ausfallvergütung nach § 21 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2016 ausgenommen; hier kann der Strom aus einer Anlage also nur einheitlich veräußert werden. Für alle anderen Formen ist eine gleichzeitige Aufteilung auf verschiedene Veräußerungsformen möglich.

Absatz 3 entspricht § 20 Absatz 2 Satz 3 EEG 2014 in der Fassung des Strommarktgesetzes (BR-Drucks. 542/15). Danach ist es Voraussetzung, um eine der beiden Direktvermarktungsformen nach Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 zu wählen, dass die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage in viertelstündlicher Auflösung gemessen und bilanziert wird. Für die Erfüllung der Bilanzkreispflichten ist es erforderlich zu wissen, wieviel Strom eine Anlage in jeder Viertelstunde ins Netz eingespeist hat. Nur dann kann auch eine ordnungsgemäße Bilanzkreisabrechnung erstellt werden. Absatz 3 dient damit der weiteren Systemintegration der erneuerbaren Energien durch die Direktvermarktung. Dementsprechend gilt die Pflicht für beide Direktvermarktungsformen. Denn auch die sonstige, ungeforderte Direktvermarktung nach § 21a EEG 2016 ist bilanzkreispflichtig. Für die geförderte Direktvermarktung war die viertelstündliche Bilanzierungspflicht bereits in § 33c Absatz 2 Nummer 3 EEG 2012 geregelt. Diese Regelung wurde zwar zunächst nicht in den Gesetzestext des EEG 2014 übernommen, sollte aber nicht abgeschafft werden. Vielmehr ging der Gesetzgeber davon aus, dass sich diese Pflicht bereits aus der Bilanzkreispflicht in der Direktvermarktung in Verbindung mit der StromNZV ergibt und deshalb nicht noch zusätzlich im EEG 2014 gedoppelt werden musste. Insoweit war die spätere Einfügung des Absatzes 3 nur eine Klarstellung, die jetzt in das EEG 2016 überführt wird. Es ist daher grundsätzlich auch weiterhin zulässig, dass mehrere Anlagen eine gemeinsame Messeinrichtung nutzen, um ihrer Pflicht zur viertelstündlichen Messung und Bilanzierung nachzukommen. Die viertelstündliche Auflösung ist eine Mindestbedingung. Systeme, die eine höhere zeitliche Auflösung haben, z.B. mit Echtzeitdaten arbeiten, sind dadurch nicht ausgeschlossen, da diese erst recht eine vierstündliche Auflösung darstellen können.

Absatz 4 entspricht § 20 Absatz 3 EEG 2014. **Nummer 1** stellt klar, dass ein Wechsel nur des Direktvermarktungsunternehmers nicht an den Wechselzeitpunkt nach Absatz 1 gebunden ist, sofern damit nicht zugleich auch ein Wechsel der Veräußerungsform nach § 21b Absatz 1 EEG 2016 verbunden ist.

Nummer 2 stellt zugleich klar, dass die Wechselfristen nicht für Veräußerungen von Strom außerhalb des Netzes an Abnehmer in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage gelten. Dies entspricht der bisherigen Rechtslage (§ 20 Absatz 3 EEG 2014).

Zu § 21c EEG 2016

Die Regelung ersetzt § 21 EEG 2014, ohne die Regelung inhaltlich zu ändern. § 21c EEG 2016 regelt das Wechselverfahren zwischen den verschiedenen in § 21b Absatz 1 EEG 2016 bezeichneten Veräußerungsformen.

Die Mitteilung muss nach **Absatz 1 Satz 1** vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats erfolgen. Eine Mitteilung über den Wechsel in die Ausfallvergütung nach § 21 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2016 oder aus dieser zurück in die Direktvermarktung kann abweichend hiervon nach **Absatz 1 Satz 2** mit verkürzter Mitteilungsfrist bis zum fünftletzten Werktag des Vormonats mitgeteilt werden. Die Ausfallvergütung ist die Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2016 für Neuanlagen über 100 kW und bei Bestandsanlagen die Einspeisevergütung nach § 38 EEG 2014 in Verbindung mit den Übergangsbestimmungen. Diese kürzere Frist trägt dem Charakter der Ausfallvergütung Rechnung und ermöglicht einen zügigen Wechsel in diese Form der Einspeisevergütung, die ausschließlich als vorübergehende Notfallregelung konzipiert ist. Ebenso kann ein Anlagenbetreiber zügig in die Direktvermarktung zurückwechseln, wenn z.B. ein neuer Direktvermarktungsvertrag erst in der zweiten Hälfte eines Monats abgeschlossen werden kann.

Mit der Pflicht der Netzbetreiber nach § 72 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe b EEG 2016, Wechselmitteilungen unverzüglich an die Übertragungsnetzbetreiber zu übermitteln, haben Letztere die erforderlichen Informationen mit ausreichendem Vorlauf, um ihrerseits ihren Veröffentlichungspflichten nachkommen zu können.

Nach **Absatz 2 Nummer 1** ist, wie in der Vorgängerregelung, dem Netzbetreiber jeder Wechsel in eine der Vermarktungsformen nach § 21b Absatz 1 EEG 2016 mitzuteilen. Dies gilt auch, wenn die Anlage erstmalig eine Veräußerungsform wahrnimmt, insbesondere nach der Inbetriebnahme der Anlage.

Wie in der Vorgängerregelung ist nach **Nummer 2** bei einem Wechsel in eine der beiden Direktvermarktungsformen zusätzlich der Bilanzkreis mitzuteilen, dem der direkt vermarktete Strom zugeordnet werden soll. Bei einem Wechsel in die Einspeisevergütung nach § 21b Absatz 1 Nummer 2 EEG 2016 werden die eingespeisten Strommengen im EEG-Bilanzkreis des aufnehmenden Netzbetreibers nach § 11 StromNZV bilanziert.

Nach **Nummer 3** ist, wie in der Vorgängerregelung, im Fall einer Aufteilung des Stroms auf verschiedene Veräußerungsformen zusätzlich der Prozentsatz mitzuteilen, der jeder Veräußerungsform vorbehalten ist.

Absatz 3 regelt, dass die Anlagenbetreiber sich bei den Meldungen nach § 21c EEG 2016 an Vorgaben zu Verfahren und Format richten müssen, die die BNetzA durch Festlegung geregelt hat. Hier ist insbesondere auf die Festlegung der BNetzA vom 29.1.2015, BK6-14-110 – „Anpassung der Festlegung „Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom)“ an das EEG 2014“ hinzuweisen.

Die Rechtsfolge bei Verstößen (Verringerung des Förderanspruchs auf den Monatsmarktwert) ist jetzt in § 52 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2016 geregelt.

Zu § 22 EEG 2016

Absatz 1 Satz 1 regelt, dass für Windenergieanlagen an Land, Solaranlagen, Biomasseanlagen und Windenergieanlagen auf See die Anspruchsberechtigten und die anzulegenden Werte künftig im Grundsatz durch Ausschreibungen ermittelt werden. Damit ist § 22 EEG 2016 die zentrale Norm für den Systemwechsel zu Ausschreibungen (näher zu diesem Systemwechsel siehe oben Allgemeiner Teil).

Absatz 2 trifft die Regelungen für Windenergieanlagen an Land. Hier besteht nach **Satz 1** der Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 nur, solange und soweit ein Zuschlag besteht. Dies bedeutet, dass der Anspruch entfällt, wenn der Zuschlag aufgehoben ist. Anlagen, die eine höhere installierte Leistung haben, als der Zuschlag vorsehen, können den Zahlungsanspruch nur anteilig geltend machen, also nur bis zur Höhe des Zuschlags. Für die Frage, welcher Strom konkret einen Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 erhält, ist in diesem Fall § 23b EEG 2016 anzuwenden.

Satz 2 regelt die Ausnahmen von diesem Grundsatz und damit die Fälle in denen der anzulegende Wert noch gesetzlich festgelegt wird. Dies betrifft nach **Nummer 1** alle Windenergieanlagen an Land mit einer installierten

Leistung bis einschließlich 750 kW. Bei der Windenergie an Land ist der Marktanteil von Anlagen mit einer installierten Leistung bis 750 kW sehr gering. Sie werden derzeit als sog. Kleinwindanlagen (unter 100 kW) oder Hofanlagen auf dem Markt angeboten. Mit der Ausnahme dieses Marktsegments von den Ausschreibungen wird der Wettbewerb nicht eingeschränkt, da nur eine sehr geringe Anzahl an Anlagen mit einer geringen installierten Leistung nicht an dem Ausschreibungsverfahren teilnimmt.

Nummer 2 bestimmt, dass Windenergieanlagen an Land, die bis Ende 2016 eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) erhalten haben und diese bis 31. Januar 2017 im Register registriert haben, bis Ende 2018 nicht an Ausschreibungen teilnehmen können, es sei denn, sie verzichten auf das für diese Anlagen bestehende Recht, eine gesetzlich bestimmte Zahlung nach § 19 Absatz 1 in Verbindung mit § 46 EEG 2016 in Anspruch zu nehmen. Schon § 102 Nummer 2 EEG 2014 sah für diese Anlagen eine Übergangsregelung vor. Sie dient dazu, Investoren Sicherheit zu geben und so eine kontinuierliche Entwicklung beim Ausbau der Windenergie an Land zu ermöglichen.

Die Anforderungen sind additiv. Ab 2019 können also auch diese Anlagen an Ausschreibungen teilnehmen. Dasselbe gilt z.B. auch, wenn eine BImSchG-Genehmigung erst nach dem 31. Januar 2017 im Register registriert wird: Auch hier besteht kein gesetzlich bestimmter Anspruch auf Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016. Stattdessen kann die Anlage an den Ausschreibungen teilnehmen. Buchstabe c ermöglicht es, auf das Recht auf einen gesetzlich bestimmten anzulegenden Wert zu verzichten. Dieser Verzicht muss vor dem 1. März 2017 gegenüber der BNetzA erklärt werden. Dies ist für die Mengensteuerung erforderlich. Nur so kann die korrekte Menge von Anlagen in der Übergangsregel bei der Berechnung der Ausschreibungsmenge für das Jahr 2017 berücksichtigt werden.

Nummer 3 nimmt Prototypen von dem Erfordernis der Ausschreibung aus. Dies soll die Entwicklung neuer Anlagen erleichtern und so den Forschungs- und Entwicklungsstandort Deutschland stärken. Prototypen sind in § 3 Nummer 37 EEG 2016 legal definiert. Um Missbrauch zu verhindern, ist diese Ausnahme auf höchstens 125 MW pro Jahr begrenzt; dies wird durch § 22a umgesetzt.

Absatz 3 betrifft Solaranlagen. Nach **Satz 1** ist neben dem Zuschlag auch die Ausstellung einer Zahlungsbeziehung (früher: Förderberechtigung nach der FFAV) erforderlich um eine Zahlung nach § 19 zu erhalten. Das zu Absatz 2 Satz 1 gesagte gilt für Solaranlagen somit mit der Maßgabe, dass auch die Zahlungsbeziehung vorliegen muss.

Satz 2 nimmt Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 750 kW von den Ausschreibungen aus.

Folgende Gründe sprechen dafür, die Freigrenze der Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien der Europäischen Kommission bei Solarenergieanlagen bis zu diesem Wert auszuschöpfen:

- Eine niedrigere Freigrenze führt zu einem hohen administrativen Aufwand. Es gibt Tausende kleiner und mittlerer Solaranlagen (2013: ca. 118.000 Neuanlagen bis 750 kW, 2014: ca. 64.000 Neuanlagen bis 750 kW), die eine Ausschreibung sehr aufwändig machen würden.
- Das im EEG 2014 festgelegte Ziel, die Akteursvielfalt zu erhalten, ließe sich ohne die Freigrenze von 750 kW im Rahmen einer Ausschreibung nicht mit vertretbarem Aufwand erreichen. Der Grad der Professionalisierung der Akteure ist bei Solaranlagen auf Gebäuden sehr viel geringer als bei Akteuren im Freiflächenbereich. Hauptgrund hierfür ist, dass Solaranlagen auf Gebäuden in der Regel als individuelle Einzelprojekte realisiert werden. Nur im Segment der großen Solaranlagen auf Gebäuden über 750 kW sind vergleichbare professionelle Akteure aktiv, die den zusätzlichen administrativen Aufwand und die zusätzlichen Risiken, die mit der Ausschreibung verbunden sind, tragen können.
- Die Eigenversorgung hat für Solaranlagen auf Gebäuden mit einer Leistung bis einschließlich 750 kW eine sehr hohe Bedeutung und ist ein wesentlicher Grund für den Bau dieser Anlagen. Ein Verbot der Eigenversorgung im Rahmen einer Ausschreibung würde den derzeit im Segment der Solaranlagen auf Gebäuden zu beobachtenden Markteinbruch voraussichtlich noch verstärken, da mit der Eigenversorgung auch ein wesentlicher Treiber für den Bau dieser Anlagen wegfallen würde.
- Die Zulassung der Eigenversorgung im Rahmen einer Ausschreibung wäre hingegen problematisch. Der hieraus resultierende – und mit steigenden Strombezugskosten weiter wachsende – finanzielle Vorteil würde einen Anreiz schaffen, vorrangig Anlagen mit hohen Eigenversorgungsanteilen zu realisieren, auch wenn dies energiewirtschaftlich nicht sinnvoll und anlagenseitig nicht kosteneffizient ist. Bieter würden

dann die finanziellen Vorteile aus der Eigenversorgung in ihr Gebot einkalkulieren, um möglichst niedrige Gebote abzugeben, während die Kosten an anderer Stelle entstehen. In der Konsequenz würde der Wettbewerb im Rahmen der Ausschreibung stark verzerrt.

Die jährlich neu installierte Leistung für diese Solaranlagen wird weiterhin über den atmenden Deckel gesteuert. Dabei werden die ausgeschriebenen Mengen bei der Berechnung des Zubaus für die Höhe des „atmenden Deckels“ nicht berücksichtigt.

Absatz 4 bezieht sich auf Biomasseanlagen. Nach **Satz 1** besteht der Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 nur, solange und soweit ein Zuschlag besteht. Dies bedeutet, dass der Anspruch entfällt, wenn der Zuschlag aufgehoben ist. Anlagen, die eine höhere installierte Leistung haben als der Zuschlag vorsieht, können den Zahlungsanspruch nur anteilig geltend machen, also nur bis zur Höhe des Zuschlags.

Satz 2 regelt die Ausnahmen von der Ausschreibung.

Nach **Nummer 1** wurde eine einheitliche Grenze von 150 kW gewählt bis zu der eine Teilnahme an Ausschreibungen nicht möglich ist und die anzulegenden Werte gesetzlich bestimmt werden. Gegenüber beispielsweise Solaranlagen haben Biomasseanlagen eine deutlich höhere Stromerzeugung pro kW installierter Leistung. Entsprechend sind auch bei Anlagen unter 750 kW deutlich höhere Vergütungssummen zu erwarten, die eine Einbeziehung in die Ausschreibung rechtfertigen. Gleichzeitig gibt es deutlich weniger Biomasseanlagen unter 750 kW als im Photovoltaikbereich, so dass der administrative Aufwand für eine Ausschreibung im Rahmen bleibt. Anders als bei der Windenergie an Land stellen Anlagen unter 750 kW bei der Biomasse jedoch einen relevanten Marktanteil dar. Die 150 kW-Grenze stellt auch sicher, dass kleine Gülleanlagen von der Ausschreibung ausgenommen sind. Die Grenze gilt einheitlich für alle Biomasseanlagen, also z.B. auch für Bioabfallvergärungsanlagen. Aufgrund des ausreichend großen Ausschreibungsvolumens für Biomasseanlagen wird davon ausgegangen, dass alle Anlagenarten eine Zuschlagschance in Ausschreibungen haben.

Absatz 5 nimmt Windenergieanlagen auf See von der Ausschreibung aus, die bereits unter dem EEG 2014 eine unbedingte Netzanschlusszusage oder eine Kapazitätszusage erhalten haben. Schon § 102 Nummer 1 EEG 2014 sieht für diese Anlagen vor, dass sie nicht in das Regime der Ausschreibungen überführt werden sollen, sondern die gesetzlich bestimmte Zahlung erhalten. Diese Übergangsregelung trägt den langen Planungszeiträumen für Windenergieanlagen auf See Rechnung. Für Windenergieanlagen auf See, die nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden, gilt das Windenergie-auf-See-Gesetz mit den dort geltenden Ausnahmen.

Nach **Absatz 6** regelt die Auswirkungen für Anlagen die dem Ausschreibungserfordernis nicht unterliegen. Für die Bereiche, die nach den Absätzen 2 bis 5 nicht der Ausschreibung unterliegen, gilt die gesetzlich bestimmte Marktprämie oder Einspeisevergütung. Diese Anlagen sind von der Teilnahme an der Ausschreibung ausgeschlossen, um die Auswahl des besten Förderregimes zu vermeiden. Die anzulegenden Werte ergeben sich in diesem Fall aus den §§ 40 bis 49 EEG 2016.

Nach **Satz 2** gilt dies auch für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, Deponier- Klär und Grubengas sowie Geothermie. Bei Wasserkraft und Geothermie ist absehbar, dass das Wettbewerbsniveau sehr gering ist und sich eine Ausschreibung deshalb nicht anbietet. Bei Klär-, Deponie- und Grubengas ist eine Ausschreibung ebenfalls nicht sinnvoll, da die Potentiale weitestgehend erschlossen sind und ein weiterer Zubau lediglich in einem sehr geringen Umfang erfolgt. Im Fall von Deponiegas greift vor allem das gesetzliche Ablagerungsverbot biogener Abfälle, während bei Grubengas nicht mit neuen Steinkohlebergwerken gerechnet wird. Im Rahmen der regelmäßig von der Bundesregierung vorzulegenden Erfahrungsberichte wird das Wettbewerbsniveau für alle Technologien künftig untersucht, so dass bei einer Verbesserung des Wettbewerbsniveaus Ausschreibungen auch in diesen Bereichen eingeführt werden können.

Zu § 22a EEG 2016

§ 22a EEG 2016 begrenzt die Ausnahmeregelung für Prototypen von Windenergieanlagen an Land auf 125 MW pro Jahr. Der Begriff des Prototypen ist in § 3 EEG 2016 legal definiert. Nur auf diese Prototypen bezieht sich diese Regelung. Anlagen die nach allein nach der SDLWindV als Prototypen eingestuft werden, fallen nicht unter diese Regelung.

Prototypen müssen nach § 3 Absatz 2 Nummer 12 Buchstabe f Doppelbuchstabe aa AnlRegV als solches im Register registriert werden. Der Zahlungsanspruch besteht nur für die ersten 125 MW eines Jahres (sog. „Windhund-Prinzip“). Diese Mengenbegrenzung erfasst alle Prototypen, die an Land errichtet und getestet werden,

auch solche, die später auf See eingesetzt werden sollen, aber zunächst an Land getestet werden. Werden in einem Jahr mehr als 125 MW Prototypen installiert, verschiebt sich der Vergütungsbeginn für die zeitlich zuletzt in Betrieb genommenen Anlagen auf das folgende Kalenderjahr.

Der Nachweis, dass die Anforderungen nach § 3 Nummer 37 Buchstabe a und b EEG 2016 eingehalten worden sind, ist durch ein Gutachten eines zertifizierten Gutachters zu führen, der befähigt ist, Zertifizierungen und Typenprüfungen durchzuführen, nachzuweisen und dem Netzbetreiber vorzulegen. Wird ein solcher Nachweis nicht vorgelegt, handelt es sich bei der Anlage nicht um einen Prototyp. Die Anlage kann an Ausschreibungen teilnehmen. Die Tatsache, dass es sich um eine der ersten drei Anlagen dieses Typs handelt, kann aufgrund des Anlagenregisters ermittelt werden, in dem alle Anlagen mit Angabe der Typenbezeichnung gemeldet werden.

Zu § 23 EEG 2016

§ 23 EEG 2016 entspricht inhaltlich weitgehend § 23 EEG 2014.

Absatz 1 stellt klar, dass zur Ermittlung der Höhe der Marktprämie und der Einspeisevergütung der anzulegende Wert als Maßstab zugrunde zu legen ist. Der anzulegende Wert ist in § 3 Nummer 3 EEG 2016 definiert. Sowohl für die vorrangig zu nutzende Marktprämie als auch für die nur ausnahmsweise zu nutzende Einspeisevergütung dienen die anzulegenden Werte als Maßstab für die Berechnung der jeweiligen Marktprämie bzw. der Einspeisevergütung. Dabei sind aufgrund des gesetzlichen Vorrangs der Direktvermarktung in die Marktprämie in den anzulegenden Werten bereits Vermarktungsmehrkosten in Höhe von 0,4 Cent/kWh für Windenergie- und Solaranlagen und in Höhe von 0,2 Cent/kWh für alle übrigen Energieträger eingepreist. Für Anlagen in der Einspeisevergütung reduziert sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 53 EEG 2016 und im Fall der Ausfallvergütung nach § 52 Absatz 3 Nummer 3 EEG 2016.

Absatz 2 entspricht § 23 Absatz 3 EEG 2014 und regelt, dass die Umsatzsteuer in den anzulegenden Werten nicht enthalten ist und deshalb nach den allgemeinen Regeln des Umsatzsteuerrechts ggf. zusätzlich zu zahlen ist.

In **Absatz 3**, der weitgehend § 23 Absatz 4 EEG 2014 entspricht, werden die Bestimmungen aufgeführt, nach denen sich der anzulegende Wert reduziert. Gleichzeitig regelt der Absatz die Reihenfolge, in der die Bestimmungen angewendet werden sollen. Grundsätzlich verringert sich der anzulegende Wert mehrfach, wenn mehrere Gründe für eine Absenkung vorliegen. Allerdings kann der Wert nicht kleiner als null werden, ein negativer Wert kann sich deshalb nicht ergeben. Neu aufgenommen wurde Nummer 6, wonach sich der Zahlungsanspruch nach Maßgabe des § 53b EEG 2016 reduziert, wenn der Anlagenbetreiber sich für den Strom Regionalnachweise ausstellen lässt. Diese Reduktion betrifft nicht die Anlage per se, sondern nur die Strommengen, für die Regionalnachweise ausgestellt werden, falls nicht für den gesamten Strom aus der Anlage Regionalnachweise ausgestellt werden (z.B. bei nur anteiliger Direktvermarktung in der Marktprämie).

Zu § 23a EEG 2016

§ 23a EEG 2016 entspricht § 34 Absatz 2 EEG 2014.

Zu § 23b EEG 2016

§ 23b EEG 2016 entspricht § 23 Absatz 2 EEG 2014. Aus § 23b EEG 2016 ergibt sich, welche Strommengen welche Zahlung erhalten, wenn eine Anlage unterschiedliche anzulegende Werte erhält. Wichtigster Anwendungsfall sind die nach Größe gestaffelten anzulegenden Werte im Fall der gesetzlichen Bestimmung des anzulegenden Werts für Wasserkraft, Deponie-, Klär-, und Grubengas, Biomasse und solare Strahlungsenergie. Die Bestimmung findet aber auch im Fall von Ausschreibungen Anwendung, wenn ein Zuschlag nur für einen Teil der installierten Leistung der Anlage besteht. Die Anpassungen im Wortlaut sind redaktioneller Natur.

Zu § 24 EEG 2016

Die Regelung entspricht im Wesentlichen § 32 EEG 2014. Eine Anlagenzusammenfassung erfolgt nach Absatz 1 jedoch nicht bei Solaranlagen nach § 48 Absatz 2 EEG 2016 und Freiflächenanlagen, da hier unterschiedliche Vergütungsstrukturen bestehen.

Absatz 1 Satz 1 entspricht § 32 Absatz 1 Satz 1 EEG 2014. Allerdings erstreckt sich die Anlagenzusammenfassung nunmehr nicht nur auf die Berechnung der Vergütung, sondern auch auf die Bestimmung der Größe der Anlage für den Zweck der §§ 21 und 22. Auch an weiteren Stellen wird § 32 in Bezug genommen, so dass die

Anlagen zusammen zu fassen sind. **Satz 2** ist inhaltlich unverändert gegenüber § 32 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014. Der neue **Satz 3** stellt klar, dass Solaranlagen auf Gebäuden und Freiflächenanlagen nicht zusammengefasst werden. Dies konnte schon aus der bisherigen Fassung abgeleitet werden, da nur gleichartige Anlagen zusammengefasst werden. Da hier aber Rechtsunsicherheit bestand, wird ein klarstellender Satz in § 24 Absatz 1 aufgenommen.

Absatz 2 ist gegenüber § 32 Absatz 2 EEG 2014 konkretisiert und klargestellt. Diese Anlagenzusammenfassung soll die Ballung von Freiflächenanlagen in bestimmten Regionen verhindern. Mehrere Freiflächenanlagen werden zu einer Anlage zusammengefasst, wenn sie innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in einem Abstand von 2 Kilometern in der Luftlinie, gemessen vom äußersten Rand der nach § 24 Absatz 1 zusammengefassten Solaranlage, in Betrieb genommen worden sind und die Anlagen sich innerhalb derselben Gemeinde befinden, die für den Erlass eines Bebauungsplans zuständig ist oder bei Anlagen auf einer Fläche, für die ein Verfahren nach § 38 BauGB durchgeführt worden ist, grundsätzlich zuständig gewesen wäre, wenn kein Planfeststellungsverfahren vorher für diese Fläche durchgeführt worden wäre. Hierdurch werden aus Gründen des Landschafts- und Naturschutzes Freiflächenanlagen zur Berechnung der Anlagengröße, für die ein Zahlungsanspruch bei Solaranlagen höchstens geltend gemacht werden darf (vgl. § 38a Absatz 1 Nummer 5 EEG 2016 und § 48 EEG 2016), zusammengefasst. Dabei gilt genauso wie bei Absatz 1 weiterhin das sog. „Windhund-Prinzip“. Die Photovoltaikmodule, die zuerst in Betrieb genommen werden, erhalten noch einen Anspruch auf eine Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016, bis die 10 MW-Schwelle überschritten ist. Durch die Klarstellung, dass sich Absatz 2 nur für die Größenbegrenzung nach § 38 Absatz 1 Nummer 5 EEG 2016 und § 48 Absatz 1 EEG 2016 gilt, wird Rechtssicherheit hinsichtlich der Berechnung des Zahlungsanspruchs nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 bei Freiflächenanlagen geschaffen.

Absatz 3 fasst die bisher in § 32 Absatz 3 und 4 EEG 2014 enthaltenen Regelungen in einem Absatz zusammen. Eine inhaltliche Änderung ist damit nicht verbunden.

Zu § 25 EEG 2016

§ 25 EEG 2016 entspricht weitgehend § 22 EEG 2014.

In der Überschrift und in **Satz 1** wird allerdings der Begriff der Förderung durch den Begriff des Zahlungsanspruchs bzw. die Begriffe Marktprämie und Einspeisevergütung ersetzt (siehe die Begründung zu § 3 EEG 2016).

Satz 2 wird neu eingefügt. Künftig erhält eine Anlage, deren anzulegender Wert durch eine Ausschreibung bestimmt wird, die Zahlung nach § 19 EEG 2016 nicht mehr für 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres, sondern nur noch für 20 Jahre. Ohne eine solche Regelung gäbe es einen ökonomischen Anreiz, die Anlagen am Anfang eines Jahres in Betrieb zu nehmen, um die maximale Dauer des Zahlungsanspruchs nach § 19 EEG 2016 auszuschöpfen. Dies könnte zu einem „Stop-and-go“ beim Bau von Anlagen führen, der durch die Neuregelung der Dauer des Zahlungsanspruchs verhindert werden soll. Damit lehnt sich die Regelung an § 22 Absatz 5 FFAV an. Allerdings entfällt die Regelung, nach der der zwanzigjährige Vergütungsanspruch auch schon vor Ausstellung der Zahlungsberechtigung beginnt, wenn der Anspruch auf Zahlung früher geltend gemacht wird. Da es vor Ausstellung der Zahlungsberechtigung keinen Anspruch auf eine Zahlung nach § 19 EEG 2016 gibt, ist eine solche Bestimmung nicht mehr erforderlich.

Satz 3 wird ebenfalls angepasst. Beginn des Anspruchs ist bei Solaranlagen mit einer Leistung über 750 kW grundsätzlich der Tag der Bekanntgabe einer ausgestellten Zahlungsberechtigung gegenüber dem Anlagenbetreiber (Satz 3 Nummer 1); eine rückwirkende Zahlung bis zum Tag der Antragstellung ist nicht mehr möglich. Bei allen anderen Anlagen beginnt die Frist nach den Sätzen 1 und 2 grundsätzlich wie im EEG 2014 mit der Inbetriebnahme der Anlage. Dies gilt sowohl für Anlagen, deren Zahlungsanspruch gesetzlich bestimmt wird, als auch für Anlagen, deren Zahlungsanspruch wettbewerblich ermittelt wird. Die nachfolgenden Bestimmungen können hiervon Ausnahmen vorsehen. Dies gilt z.B. für Windenergieanlagen an Land, deren Genehmigung von Dritten beklagt wird (§ 36i EEG 2016).

Zu § 26 EEG 2016

Absatz 1 entspricht § 19 Absatz 2 EEG 2014. Er regelt den Anspruch auf die Abschlagszahlungen sowie die Fälligkeit am 15. Kalendertag für die Zahlungen für den jeweiligen Vormonat. Im Übrigen können die Grundsätze, die die Clearingstelle EEG zu Abschlagszahlungen entwickelt hat, weiterhin herangezogen werden.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Absatz 2 entspricht § 19 Absatz 3 EEG 2014, modifiziert diesen jedoch leicht. **Satz 1** regelt, dass der Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 weiterhin erst fällig wird, wenn die Daten nach § 71 EEG 2016 übermittelt worden sind. Dies gilt nach **Satz 2** auch für die Abschläge. Hier wird in § 26 EEG 2016 jedoch klargestellt, dass dies erst gelten kann, wenn die Pflicht zur Übermittlung der Daten besteht. Da die Daten nach § 71 EEG 2016 bis Ende Februar übermittelt werden müssen, kann die Hemmung der Fälligkeit der Abschlagszahlung erst im März des auf die Inbetriebnahme folgenden Kalenderjahres eintreten.

Zu § 27 EEG 2016

§ 27 EEG 2016 ist inhaltsgleich mit § 33 EEG 2014.

Zu § 27a EEG 2016

§ 27a EEG 2016 stellt klar, dass bei Anlagen, die an Ausschreibungen teilnehmen, die Eigenversorgung ausgeschlossen ist. Verstößt ein Anlagenbetreiber gegen diese Vorgabe, entfällt der Anspruch nach § 19 für das gesamte Kalenderjahr in dem der Verstoß erfolgt (vgl. § 52 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 und Satz 3 EEG 2016). Ausgenommen ist der Stromverbrauch der Anlage und der Neben- und Hilfsanlagen sowie etwaige Netzverluste. Andernfalls müssten Anlagenbetreiber hierfür Strom aus dem Netz beziehen. Solche untergeordneten Verbräuche zum Betrieb der Anlage und damit verbundenen Einrichtungen sind damit ausgenommen. Die Ausnahme ist bewusst weiter formuliert als in § 61 EEG 2016. Beispiele für Ausnahmen sind etwa bei Biomasseanlagen das Fermenterrührwerk, bei Solaranlagen der Strom, den der Wechselrichter verbraucht, und bei Windenergieanlagen der Strom, der für die Befuerung verwendet wird. In allen Fällen fallen Netzverluste in der Netzanbindungsleitung und der Verkabelung zwischen mehreren Generatoren oder Anlagen unter die Ausnahme. Schließlich wird der Verbrauch von Strom in Stunden mit negativen Preisen von dem Verbot ausgenommen. Da in diesen Stunden keine Nachfrage nach diesem Strom besteht, kann er auch selbst verbraucht werden. Auch sofern der Strom nach § 19 Absatz 3 EEG 2016 nur zwischengespeichert und dann vollständig ins Netz eingespeist wird, entfällt der Förderanspruch nicht, da in diesen Fällen kein Eigenverbrauch stattfindet, sondern nur die Einspeisung ins Netz verschoben wird. Die Speicherverluste sind insofern kein unzulässiger Eigenverbrauch.

Zu § 28 EEG 2016

§ 28 EEG 2016 regelt das Ausschreibungsvolumen für die einzelnen Energieträger sowie die Gebotstermine. Die Ausschreibungstermine für Windenergie an Land und Photovoltaik erfolgen ab 2020 parallel bis dahin werden die Ausschreibungen für die einzelnen Technologien werden auf das Jahr verteilt. So muss die BNetzA möglichst wenige Ausschreibungen gleichzeitig bearbeiten und kann die Zuschläge in den einzelnen Ausschreibungen entsprechend möglichst zeitnah erteilen.

Absatz 1 regelt das Ausschreibungsvolumen und die Gebotstermine für Windenergieanlagen an Land. Dabei beträgt das Ausschreibungsvolumen zunächst 2 800 Megawatt (brutto) pro Jahr. Ab dem Jahr 2020 beträgt das Volumen 2 900 Megawatt (brutto) pro Jahr.

Das Ausschreibungsvolumen wird auf die Ausschreibungstermine verteilt. Der erste Ausschreibungstermin ist der 1. Mai 2017. Aufgrund der Übergangsregelung wären für eine Ausschreibungsrunde bereits im Februar voraussichtlich nicht hinreichend Windenergieanlagen an Land vorhanden, die bereits eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz vorweisen können und zu einer Teilnahme berechtigt wären. Bis Ende 2019 finden die Ausschreibungen alle drei Monate statt. Aufgrund von Unsicherheiten über das tatsächliche Wettbewerbsniveau ist es sinnvoll, anfangs die Ausschreibungen mit geringerem Abstand zueinander und mit geringerem Volumen pro Ausschreibungsrunde durchzuführen. Hierdurch wirken sich Ausreißer in Folge eines Lernprozesses der Beteiligten weniger aus. Auch verringert sich das Risiko, dass Genehmigungen verfallen, die in einer Ausschreibung keinen Zuschlag erhalten haben. Vier Runden bedeuten allerdings auch einen höheren Verwaltungsaufwand als die bisher bei der Freiflächenausschreibung praktizierten drei Runden pro Jahr. Auch steigt das Risiko impliziter Absprachen. Aus diesem Grund werden nach der Einführungsphase ab 2020 wie bei Solaranlagen nur drei Ausschreibungsrunden pro Jahr durchgeführt.

Absatz 2 regelt das Ausschreibungsvolumen und die Gebotstermine für Solaranlagen. Das Ausschreibungsvolumen wird mit Blick auf die leicht erweiterte Flächenkulisse (Anlagen auf baulichen Anlagen, versiegelten Flächen und in bestehenden Gewerbegebieten) sowie die Einbeziehung großer Solaranlagen auf, an oder in Gebäuden leicht erhöht und mit insgesamt 600 MW festgelegt. Die Anzahl der Ausschreibungen pro Jahr bleibt

mit drei konstant. Freiflächenanlagen, die im jeweiligen Vorjahr außerhalb der Ausschreibung errichtet wurden, werden von dem Ausschreibungsvolumen abgezogen. Dies betrifft Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 750 kW, die unter die De-minimis-Grenze fallen.

Absatz 3 regelt das Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen. Das Ausschreibungsvolumen an für die Jahre 2017 bis 2019 berechnet sich nach Satz 1 Nummer 1 jeweils aus der Differenz zwischen dem Wert 150 Megawatt zu installierender Leistung und der Summe der im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr installierten Leistung von Biomasseanlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist. In den Jahren 2020 bis 2022 berechnet sich das Ausschreibungsvolumen jeweils aus der Differenz zwischen 200 Megawatt und der Summe der im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr installierten Leistung von Biomasseanlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist. Der anzulegende Wert wird nach § 22 Absatz 3 Satz 2 Nummer 1 im Segment unter 150 kW gesetzlich bestimmt, was vor allem die sog. kleinen Gülleanlagen umfasst. An den Ausschreibungen werden sich voraussichtlich überwiegend Bestandsanlagen beteiligen. Es sind aber auch Neuanlagen zu erwarten. Im Übrigen wird sich der Neubau auf die Segmente unter 150 kW, also vor allem auf die sog. kleinen Gülleanlagen konzentrieren. Wenn die Vergütungsdauer von bestehenden Schwarzlaugeanlagen nach § 104 Absatz 3 EEG 2016 verlängert wird, wird deren installierte Leistung nicht von der Ausschreibungsmenge abgezogen. Denn da die Schwarzlaugeanlagen bereits 20 Jahre vor dem Verlängerungszeitpunkt in Betrieb genommen wurden, handelt es sich bei deren Leistung nicht um im vorangegangenen Jahr installierte Leistung im Sinn des Absatz 3. Angesichts des vergleichsweise geringen Ausschreibungsvolumens gibt es nur einmal jährlich einen Gebotstermin und zwar am 1. September. Die Ausschreibungsmengen werden zunächst für die nächsten sechs Jahre festgelegt und müssen nach **Satz 2** dann mit Blick auf den ab Mitte der 2020er Jahre stark zunehmenden Rückbau von Nawaro-Anlagen für die Ausschreibungsrunden ab 2023 überdacht und neu festgelegt werden.

Absatz 4 regelt das Ausschreibungsvolumen für Windenergie auf See unter Verweis auf das Windenergie-auf-See-Gesetz, in dem auch die Einzelheiten zu den Ausschreibungen für diese Technologie geregelt sind.

In **Absatz 5** ist geregelt, dass sich das Ausschreibungsvolumen der Energieträger Windenergie an Land, Solar und Biomasse nach den Absätzen 1 bis 3 erhöht, wenn in einer vorherigen Ausschreibung der Gebotsumfang aller bezuschlagten Gebote für den Energieträger unterhalb des Ausschreibungsvolumens lag. Bei Solaranlagen ist auch die Menge der Gebote zu berücksichtigen, für die zwar ein Zuschlag erteilt, aber keine Zweitsicherheit hinterlegt worden ist. Die Erhöhung erfolgt durch die BNetzA als ausschreibende Stelle und wird vor dem Gebotstermin entsprechend bekannt gemacht.

Absatz 6 bestimmt, dass Zubaumengen, die bei separaten grenzüberschreitenden Ausschreibungen für das Inland bezuschlagt werden, von den regulären Ausschreibungsmengen abgezogen werden. Hierdurch wird sichergestellt, dass durch grenzüberschreitende Ausschreibungen der nationale Ausbaupfad eingehalten wird. Andernfalls könnte es durch grenzüberschreitende Ausschreibungen dazu kommen, dass mehr Anlagen in Deutschland installiert werden als nach § 4 EEG 2016 vorgesehen und dass dadurch das mit dem Ausbaupfad intendierte Ziel einer hohen Planungssicherheit für die übrigen Akteure des Strommarkts und auch für die Netze konterkariert würde.

Zu § 29 EEG 2016

Absatz 1 regelt die Bekanntmachung der Ausschreibungen durch die BNetzA. In der Regel soll sie acht Wochen vor jedem Gebotstermin das genaue Ausschreibungsvolumen, die jeweiligen Höchstwerte nach den §§ 36b und 37b EEG 2016, die zu verwendenden Formularvorlagen und die relevanten Festlegungen nach § 85 Absatz 2 EEG 2016 auf ihrer Internetseite bekannt machen. Diese Angaben sind Pflichtangaben, darüber hinaus kann die BNetzA weitere Informationen im Rahmen der Bekanntmachung zur Verfügung stellen. Insbesondere soll sie auf ihrer Homepage das Verfahren für die Ausschreibung so erklären, dass auch Bieter ohne große Professionalisierung das Verfahren verstehen können. Erfahrungen im Rahmen der FFAV haben gezeigt, dass die bereitgestellten Informationen es auch wenig professionalisierten Bietern ermöglichten, Gebote abzugeben, die den formellen Anforderungen entsprachen. Die BNetzA veröffentlicht ein Mal jährlich einen Hinweis auf die Ausschreibungen im Amtsblatt der Europäischen Union. Dies soll auch ausländische Unternehmen anregen sich an den Ausschreibungen in Deutschland zu beteiligen.

Nach **Absatz 2** erfolgen die Veröffentlichungen nach Absatz 1 allein öffentlichen Interesse fest.

Zu § 30 EEG 2016

§ 30 EEG 2016 regelt die Voraussetzungen für die Teilnahme an einer Ausschreibung. Gebote, die die Teilnahmevoraussetzungen nicht erfüllen, werden von der BNetzA nach § 33 EEG 2016 vom Zuschlagsverfahren ausgeschlossen.

Absatz 1 legt fest, welche Angaben ein Bieter bei der Abgabe eines Gebots machen muss, damit sein Gebot zum Zuschlagsverfahren nach § 32 EEG 2016 zugelassen werden kann. Im Vergleich zur Freiflächenausschreibungsverordnung wurden die formellen Anforderungen deutlich reduziert, um die Zahl der Gebotsausschlüsse zu verringern; so wurde auf die zwingende Beifügung bestimmter Unterlagen wie des Katasterauszugs verzichtet.

Nach **Nummer 1** ist der Name, die Anschrift, die Telefonnummer und die E-Mail-Adresse des Bieters der BNetzA mitzuteilen. Wenn der Bieter eine juristische Person oder eine rechtsfähige Personengesellschaft ist, müssen darüber hinaus ihr Sitz und der Name eines Bevollmächtigten benannt werden, der zum Abschluss von Rechtsgeschäften für die juristische Person oder die Personengesellschaft im Rahmen der Ausschreibungen befugt ist. Durch die Angabe der Anschrift und vor allem der Angabe der Telefonnummer sowie der E-Mail-Adresse besteht eine einfache und schnelle Möglichkeit zur Kontaktaufnahme der BNetzA zu den Bietern. Hierdurch können Informationen zum Stand des jeweiligen Verfahrens schnell übermittelt werden. Die Kontaktdaten werden weder im Internet veröffentlicht noch weitergegeben. Ein Auswechseln der Kontaktperson bei Personengesellschaften und juristischen Personen ist zulässig, der BNetzA muss dies jedoch unverzüglich bekannt gegeben werden. Auf das Einreichen einer Vollmachtsurkunde, wie noch im § 6 Absatz 4 Nummer 4 FFAV gefordert, wird verzichtet, da dieses Erfordernis zu Verwirrungen der Bieter geführt hat. Weiterhin muss der Bieter mitteilen, wenn mindestens 25 Prozent der Stimmrechte oder des Kapitals bei einer anderen rechtsfähigen Personengesellschaft oder juristischen Person liegen. Letzteres dient insbesondere dazu, dass die Bundesregierung Kenntnis darüber erlangt, wie sich die Akteursstruktur durch die Einführung der Ausschreibungen verändert.

Nach **Nummer 2** ist der Energieträger, für den das Gebot abgegeben wird, anzugeben. Dies bezieht sich auf die bestehenden Ausschreibungsgruppen. Es muss also angegeben werden, ob sich das Gebot auf Windenergie an Land oder eine Solaranlage bezieht. Bei den Solaranlagen muss die BNetzA darüber hinaus abfragen, auf welcher Fläche sich die Freiflächenanlagen befinden oder ob sie sich auf, an oder in Gebäuden einschließlich Lärmschutzwänden befinden.

Nach **Nummer 3** ist der Gebotstermin der Ausschreibung, für die das Gebot abgegeben werden soll, anzugeben, um das Gebot sicher der richtigen Ausschreibung zuordnen zu können.

Nach den **Nummern 4 und 5** muss der Bieter die genaue Gebotsmenge in kW ohne Nachkommastelle und den Gebotswert in Cent pro kWh mit zwei Nachkommastellen angeben. Der Gebotswert bezieht bei Windenergieanlagen an Land nicht auf den anzulegenden Wert für die einzelne Anlage, sondern auf eine Anlage mit 100 Prozent der des Ertrages an einem Referenzstandort. Der konkrete anzulegende Wert für die jeweilige Anlage wird mittels Gutachten ermittelt.

Nummer 6 bestimmt, dass der Bieter im Gebot den Standort der Anlage genau angeben muss, auf dem die Anlage errichtet werden soll. Dabei muss er neben dem Bundesland und dem Landkreis auch die zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe aktuelle Bezeichnung der Flurstücke aus dem Liegenschaftskataster angeben. Die aktuelle Bezeichnung der Flurstücke umfasst neben der Angabe der entsprechenden Gemeinde auch die genaue Gemarkung und die Flur- und Flurstücksnummern. Bei Anlagen auf, an oder in Gebäuden ist darüber hinaus die postalische Adresse des Gebäudes anzugeben. Insgesamt dienen diese Angaben dazu, einen Projektbezug herzustellen. Das Gebot – und im Fall des Zuschlags auch dieser – beziehen sich auf Anlagen, die an diesem Standort errichtet werden. Bei Windenergieanlagen ist der Zuschlag an diesen Standort gebunden. Bei Solaranlagen besteht diese Bindung zunächst auch. Allerdings ist anders als bei den anderen Anlagentypen zu einem späteren Zeitpunkt die Übertragung des Zuschlags auf eine andere Fläche möglich; in diesem Fall verringert sich jedoch der anzulegende Wert (sog. „Übertragungspönale“). Auf das Beifügen eines Katasterauszugs wurde verzichtet, um das Verfahren schlanker zu gestalten.

Nummer 7 legt fest, dass der Bieter den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber benennen muss. Übertragungsnetzbetreiber ist immer der Übertragungsnetzbetreiber, der für das Netz regelverantwortlich ist, an das die Anlage angeschlossen wird. Die Angabe ist erforderlich, damit klar ist, welcher Übertragungsnetzbetreiber zu informieren ist.

Absatz 2 Satz 1 gibt eine Mindestgebotsgröße von 750 kW vor. Wird diese nicht eingehalten, wird das Gebot nicht zum Zuschlagsverfahren zugelassen. Kleinere Anlagen sollen nicht an Ausschreibungen teilnehmen, sondern erhalten einen gesetzlichen Zahlungsanspruch; der anzulegende Wert wird durch Gesetz bestimmt (siehe oben § 22 Absatz 3 EEG 2016 und die entsprechende Begründung). Eine freiwillige Teilnahme an der Ausschreibung ist nicht zulässig; hierdurch wird ein „Rosinenpicken“ verhindert. Für Biomasseanlagen wird nach **Satz 2** die Mindestgebotsgröße abweichend mit 150 kW festgelegt. Grund ist, dass bei Biomasseanlagen voraussichtlich auch Anlagen mit einer installierten Leistung von unter 750 kW in die Ausschreibungen einbezogen werden sollten, damit ein ausreichender Wettbewerb besteht.

Absatz 3 erlaubt die Abgabe mehrerer Gebote. Für den Bieter besteht die Möglichkeit, das Bieterisiko über mehrere Ausschreibungsrunden zu streuen und in den verschiedenen Ausschreibungen jeweils nur einen Teil der benötigten Zuschläge zu ersteigern. Es ist auch denkbar, zunächst nur Gebote für einen Teil der installierten Leistung einer Freiflächenanlage oder eines Windparks abzugeben und weitere Gebote erst kurz vor Inbetriebnahme der Anlage abzugeben. Professionelle Bieter haben die Möglichkeit, für mehrere Anlagen parallel Zuschläge zu erhalten. Bieter, die mehrere Gebote abgegeben haben, müssen diese Gebote nummerieren, damit die Zuschläge nach § 32 EEG 2016 eindeutig den jeweiligen Geboten zugeordnet werden können. Auch bei der Leistung der Sicherheit ist jeweils die Nummer des Gebots, für das die Sicherheit geleistet wird, anzugeben.

Zu § 30a EEG 2016

Nach **Absatz 1** müssen Gebote den Formatvorgaben der BNetzA entsprechen. Ein massentaugliches Verfahren ist ansonsten nicht durchführbar.

Nach **Absatz 2** müssen Gebote spätestens am Tag des Gebotstermins der BNetzA zugegangen sein, um zum Zuschlagsverfahren nach § 32 EEG 2016 zugelassen werden zu können.

Absatz 3 eröffnet die Möglichkeit, die Gebote bis zum Gebotstermin zurückzunehmen. Voraussetzung hierfür ist der rechtzeitige Eingang einer entsprechenden schriftlichen oder elektronischen Rücknahmeerklärung bei der BNetzA. In diesem Fall fällt keine Pönale an. Bereits geleistete Sicherheiten werden in vollem Umfang nach dem Gebotstermin erstattet.

Absatz 4 regelt, dass Bieter an ihre Gebote gebunden sind, bis ihnen mitgeteilt wurde, dass sie keinen Zuschlag erhalten. Dies bedeutet, dass sie ihr Gebot nach Ablauf der Gebotsfrist nicht mehr zurücknehmen können. Bei Solaranlagen besteht allerdings mit § 37d Absatz 1 EEG 2016 eine hiervon abweichende speziellere Bestimmung.

Absatz 5 berechtigt die BNetzA, die Durchführung des Ausschreibungsverfahrens vollständig oder teilweise auf ein elektronisches Verfahren umzustellen. In diesem Fall kann die BNetzA insbesondere Vorgaben über die Authentifizierung für die gesicherte Datenübertragung festlegen. Dadurch kann das Verfahren beschleunigt und die Administrierbarkeit für Bieter und BNetzA erleichtert werden. Macht die BNetzA von dieser Kompetenz Gebrauch entfallen die Schriftformerfordernisse.

Zu § 31 EEG 2016

Unter den Voraussetzungen des § 55 EEG 2016 müssen Bieter Pönalen leisten, sofern und soweit Zuschläge entwertet werden. Um diese potentiellen Pönalen zu sichern, müssen Bieter für ihre Gebote eine Sicherheit leisten. Die Einzelheiten zu diesen Sicherheiten regelt § 31 EEG 2016. Diese Bestimmung ist eng angelehnt an die entsprechende Regelung aus der Pilot-Ausschreibung (§ 16 FFAV).

Mit den Pönalen soll gewährleistet werden, dass ein Großteil der ausgeschriebenen Mengen tatsächlich realisiert wird. Andernfalls besteht die Gefahr, dass die Ausbauziele für erneuerbare Energien nicht erreicht werden. Denn mit der Ausschreibung wird durch das Ausschreibungsvolumen die Menge der jährlich installierten Leistung bereits weit vor der tatsächlichen Realisierung der Projekte begrenzt. Der Ausbau der mittels der EEG-Umlage finanzierten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kann somit nicht größer sein als das Ausschreibungsvolumen. Die Anzahl der tatsächlich realisierten Projekte kann aber bei einer ungünstigen Entwicklung deutlich niedriger sein als das Ausschreibungsvolumen. Erfahrungen aus dem Ausland haben gezeigt, dass bei vielen Ausschreibungen im Bereich der erneuerbaren Energien die Realisierungsrate sehr niedrig war (teilweise unter 40 Prozent) und daher die Ausbauziele für erneuerbare Energien deutlich verfehlt wurden. Die Gründe hierfür können vielfältig sein. Zum einen sind die Projekte, mit denen sich Bieter in der Ausschreibung

bewerben, zu diesem Zeitpunkt noch nicht errichtet. Das bedeutet, dass im Laufe des Genehmigungs- und Errichtungsprozesses noch Hindernisse auftreten können, die eine Projektrealisierung unmöglich machen oder die Kosten der Projekte stark steigen und daher die Projekte unrentabel werden lassen. In diesen Fällen wird der Bieter trotz Zuschlagserteilung ein Projekt nicht realisieren wollen oder können. Das gleiche gilt, wenn ein Bieter aus strategischen Gründen Gebote unterhalb der Projektkosten abgegeben hat, z.B. um andere Bieter aus dem Markt zu drängen. Darüber hinaus kann es auch aus anderen Gründen vorkommen, dass Bieter nicht ernsthaft vorhaben, ein Projekt zu realisieren, oder nicht über das ausreichende Know-how verfügen.

Demzufolge sind bei Ausschreibungen im Bereich der erneuerbaren Energien besondere Teilnahmebedingungen und die Pönalen bei Nichtrealisierung von zentraler Bedeutung. Je strenger die Bedingungen und je höher die Pönalen sind, desto höher ist in der Regel die Wahrscheinlichkeit, dass die Gebote in konkrete Projekte umgesetzt werden. Allerdings können solche Regelungen dazu führen, dass die Anzahl der Teilnehmer an der Ausschreibung reduziert wird, da für einige Bieter die Teilnahmebedingungen oder Risiken zu hoch sind. Zudem können infolge der höheren Risiken und des zusätzlichen administrativen Aufwands bei einer Ausschreibung die Kosten steigen. Gleichwohl sind diese Vorkehrungen notwendig, um einen Anreiz zur Realisierung zu setzen und sicherzustellen, dass nur wirklich seriös geplante Projekte an der Ausschreibung teilnehmen. Zwischen den Zielen Erreichung der Ausbauziele und Kosteneffizienz sowie der Akteursvielfalt bestehen Zielkonflikte, die austariert werden müssen, um alle Ziele möglichst gleichermaßen erreichen zu können. Das Gesetz sieht daher einen Mix aus Teilnahmevoraussetzungen und Pönalen vor.

Absatz 1 sieht die Pflicht zur Leistung einer Sicherheit vor. Diese Pflicht soll gewährleisten, dass an der Ausschreibung nur Bieter teilnehmen, die tatsächlich die Absicht haben, ein Projekt zu realisieren. Die Höhe der Sicherheit bestimmt sich nach den §§ 36a und 37a EEG 2016. Ohne eine entsprechende Sicherheit bestünde die Gefahr, dass sich die Bieter in die Insolvenz flüchten, um den Pönalen zu entgehen. Da es im Bereich der erneuerbaren Energien üblich ist, für die einzelnen Projekte eigene Projektgesellschaften zu gründen, ist dies eine relevante Gefahr.

Nach **Absatz 2** müssen Bieter bei der Sicherheitsleistung darauf achten, dass die Sicherheit eindeutig dem Gebot zugeordnet werden kann, für das die Sicherheit geleistet wird.

Absatz 3 regelt, in welcher Form die Sicherheitsleistungen bewirkt werden können. Diese Bestimmungen sind an die Regelungen in der ZPO und im BGB angelehnt, es handelt sich jedoch um ein Sicherungsmittel eigener Art. Die Bieter haben die Möglichkeit, eine Bürgschaft zugunsten des regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers zu stellen und die entsprechende Bürgschaftserklärung bei der BNetzA zu hinterlegen. Alternativ können sie Geld auf ein Verwahrkonto der BNetzA einzahlen.

Absatz 4 legt bestimmte Anforderungen an die Bürgschaft fest.

Absatz 5 sieht vor, dass die BNetzA ein eigenes Verwahrkonto für die Sicherheitsleistungen einrichtet, auf dem die Bieter ihre Sicherheitsleistungen hinterlegen können. Die BNetzA ist berechtigt, diese Sicherheitsleistungen einzubehalten, bis die Voraussetzungen für die Inanspruchnahme oder Rückgabe der Sicherheitsleistungen vorliegen. Die auf diesen Konten eingezahlten Beträge werden nicht verzinst.

Zu § 32 EEG 2016

§ 32 EEG 2016 regelt das Zuschlagsverfahren. Dieses greift die Erfahrungen und die gesetzliche Regelung der Pilot-Ausschreibung auf (§ 12 FFAV).

Nach **Absatz 1 Satz 2** öffnet die BNetzA die fristgerecht eingegangenen Gebote. Gebote, die nicht fristgerecht eingehen, werden vom Verfahren ausgeschlossen, eine weitere Prüfung erübrigt sich. Eine Öffnung der Gebote ist erst nach Ablauf der Frist für die Abgabe der Gebote zulässig.

Nach **Satz 3** sortiert die BNetzA die Gebote aufsteigend nach dem Gebotswert (**Nummer 1**). Wenn die Gebotswerte von mehreren Geboten gleich sind, werden die Gebote nach der Gebotsmenge aufsteigend sortiert (**Nummer 2**). Nur soweit Gebotswerte und Gebotsmenge gleich sind, entscheidet das Los über die Reihenfolge. Die Entscheidung per Los ist nur erforderlich, wenn tatsächlich darüber entschieden werden muss, wer den Zuschlag erhält. Erhalten ohnehin beide Gebote einen Zuschlag, ist die Entscheidung per Los nicht erforderlich. In der Reihung können beide Gebote mit gleichem Rang eingeordnet werden. Dies gilt in gleicher Weise, wenn beide Gebote keinen Zuschlag erhalten.

Durch die Regelung, dass bei gleichen Gebotswerten Gebote mit kleineren Gebotsmengen vorgehen, werden insbesondere kleine und mittlere Unternehmen (KMU) und sonstige kleine Bieter begünstigt. Dies ist ein weiterer Baustein, um das Ziel zu erreichen, bei der Umstellung auf Ausschreibungen die Akteursvielfalt zu erhalten (§ 2 Absatz 3 Satz 2 EEG 2016).

Nach **Satz 4** prüft die BNetzA die Zulässigkeit der Gebote. Soweit keine Ausschlussgründe nach den §§ 33 und 34 EEG 2016 vorliegen, erteilt die BNetzA allen zulässigen Geboten einen Zuschlag, bis das Ausschreibungsvolumen erstmals durch den Zuschlag zu einem Gebot erreicht oder überschritten ist. Dieses Gebot, das erstmals das Ausschreibungsvolumen erreicht oder überschreitet, erhält noch einen Zuschlag im Umfang seiner Gebotsmenge. Alle Gebote oberhalb dieser Zuschlagsgrenze erhalten keinen Zuschlag mehr.

Letztlich ist die BNetzA nicht verpflichtet, alle Gebote vollumfänglich zu prüfen. Stellt sie einen Ausschlussgrund fest, genügt dieser, um das Gebot auszuschließen. Im Sinn einer Qualitätsprüfung und höherer Rechtssicherheit kann die BNetzA jedoch auch alle Ausschlussgründe prüfen und dem Bieter ggf. mehrere Ausschlussgründe mitteilen.

Absatz 2 bestimmt, dass die BNetzA alle Angaben der Bieter zu den bezuschlagten Geboten nach der Erteilung des Zuschlags erfasst.

Zu § 33 EEG 2016

Nach § 33 EEG 2016 muss (Absatz 1) bzw. kann (Absatz 2) die BNetzA bestimmte Gebote von dem Zuschlagsverfahren einer Ausschreibungsrunde ausschließen. Diese Ausschlussgründe entsprechen grundsätzlich den Regelungen bei der Pilot-Ausschreibung (§ 10 FFAV).

Nach **Absatz 1 Satz 1 Nummer 1** muss die BNetzA Gebote von dem Zuschlagsverfahren ausschließen, wenn die Anforderungen an Gebote nach den §§ 30 und 30a EEG 2016 nicht vollständig erfüllt sind. Nach **Nummer 2** erfolgt ein Ausschluss auch, wenn die für den jeweiligen Energieträger vorgesehenen Anforderungen nicht erfüllt sind.

Nach **Nummer 3** werden Gebote ausgeschlossen, wenn die Gebühr nach der Ausschreibungsgebührenverordnung nicht fristgemäß bis zum Gebotstermin gezahlt worden ist oder die Sicherheit nicht vollständig geleistet worden ist.

Gebote, die den Höchstwert für die jeweilige Ausschreibungsrunde oder im Falle von Biomasse-Bestandsanlagen entweder den absoluten Höchstwert nach § 39b Absatz 1 oder den individuellen Höchstwert nach § 39b Absatz 2 EEG 2016 überschreiten, sind nach **Nummer 4** von dem Zuschlagsverfahren auszuschließen.

Darüber hinaus darf das Gebot keine Bedingungen, Befristungen oder sonstige Nebenabreden enthalten (**Nummer 5**).

Nach **Nummer 6** muss das Gebot schließlich die Anforderungen einhalten, die durch Festlegungen der BNetzA nach § 85 Absatz 2 oder § 85a EEG 2016 getroffen werden.

Satz 2 regelt die Möglichkeit Angebote auszuschließen, wenn die Sicherheit oder Gebühr nicht zugeordnet werden kann. Das Ermessen ermöglicht es der BNetzA bei einer uneindeutigen Überweisung den Urheber zu ermitteln, wenn bis zum Gebotstermin ausreichend Zeit hierfür verbleibt.

Nach **Absatz 2** kann die BNetzA im Rahmen einer Ermessensentscheidung Gebote von der Ausschreibung ausschließen, soweit der begründete Verdacht besteht, dass der Bieter keine Anlage auf dem angegebenen Standort plant. Ein solcher Verdacht kann dann bestehen, wenn auf den angegebenen Flurstücken bereits eine Anlage in Betrieb genommen worden ist oder die angegebenen Flurstücke der geplanten Anlage mit den in einem anderen Gebot in derselben Ausschreibung angegebenen Flurstücken oder mit den in einem anderen bezuschlagten Gebot in einer vorangegangenen Ausschreibung angegebenen Flurstücken ganz oder teilweise übereinstimmen. Ein solcher Verdacht besteht jedoch nicht in allen Fällen in denen bereits Anlagen auf dem Grundstück stehen. Handelt es sich bei dem Gebot um ein Repoweringsprojekt, kann der Bieter dies darstellen, und so den Verdacht ausräumen.

Wenn kein begründeter Verdacht eines solchen Missbrauchs besteht, ist ein Ausschluss nach Absatz 2 in der Regel nicht geboten. Nach **Absatz 2 Satz 2** darf die BNetzA ein Gebot insbesondere dann nicht ausschließen,

wenn zu einer bereits errichteten oder geplanten Anlage weitere Anlagen hinzu gebaut werden sollen und hierfür Gebote abgegeben werden.

Wenn die BNetzA einen Missbrauchsverdacht hat, muss sie bei der Entscheidung eine Abwägung aller Umstände vornehmen und insbesondere die Schwere des Missbrauchs sowie dessen Auswirkungen für das Ausschreibungsergebnis berücksichtigen. Daneben besteht bei Windenergie an Land der weitergehende Ausschlussgrund nach § 36c EEG 2016, wonach Gebote vom Zuschlagsverfahren ausgeschlossen werden, wenn für die in dem Gebot angegebene Genehmigung bereits ein Zuschlag erteilt wurde, der zum Gebotstermin nicht entwertet wurde.

Zu § 34 EEG 2016

Nach § 34 EEG 2016 kann die BNetzA nicht nur einzelne Gebote, sondern auch Bieter und deren Gebote von der Ausschreibung ausschließen. Diese Regelung knüpft an § 11 FFAV und die Erfahrungen bei der Pilot-Ausschreibung an.

Nach **Nummer 1 Buchstabe a** können Bieter ausgeschlossen werden, wenn der begründete Verdacht besteht, dass sie in der jeweils laufenden oder in vorangegangenen Ausschreibungen vorsätzlich oder grob fahrlässig Gebote unter falschen Angaben oder unter Vorlage falscher Nachweise abgegeben haben. Darüber hinaus ist nach **Buchstabe b** ein Ausschluss eines Bieters möglich, wenn der begründete Verdacht besteht, dass der Bieter mit anderen Bietern Absprachen über die Höhe der Gebotswerte in der laufenden oder in einer vorangegangenen Ausschreibungsrunde getroffen hat.

Nach **Nummern 2 und 3** wird ein – eventuell strategisch motiviertes – Verhalten des Bieters durch seinen Ausschluss von der Ausschreibung sanktioniert, da es die Ergebnisse der Ausschreibung verfälschen kann. Nach **Nummer 2** kann der Ausschluss erfolgen, wenn ein Bieter mehrmals Zuschläge aus mindestens zwei vorangegangenen Ausschreibungen vollständig verfallen ließ. Nach **Nummer 3** kann der Ausschluss erfolgen, wenn ein Bieter mindestens zweimal keine Zweitsicherheit nach der Zuschlagserteilung geleistet hat.

Der Ausschluss von Bietern steht im Ermessen der BNetzA. Aufgrund der erheblichen Folgen für die betroffenen Bieter hat sie alle Umstände umfassend abzuwägen; eine möglichst umfassende Sachverhaltsermittlung sollte, sofern dies zeitlich möglich ist, stattfinden. Bei der Entscheidung muss die Schwere des Verstoßes sowie dessen Auswirkungen für das Ausschreibungsergebnis berücksichtigt werden.

Zu § 35 EEG 2016

§ 35 EEG 2016 regelt, wie die BNetzA die Ergebnisse des Ausschreibungsverfahrens bekannt gibt. Die Bestimmung orientiert sich an § 14 der FFAV. Die Bekanntgabe im Internet hat sich als probates Mittel zur schnellen und umfangreichen Information der Bieter bewährt.

Nach **Absatz 1** gibt die BNetzA die wesentlichen Ergebnisse der Ausschreibung auf ihrer Internetseite bekannt. Nach **Nummer 1** werden der Gebotstermin, der Energieträger und die zugeschlagenen Mengen veröffentlicht. Nach **Nummer 2** muss bei der Bekanntmachung des Zuschlags insbesondere auch der Name des Bieters öffentlich bekannt gegeben werden, um klarzustellen, wer einen Zuschlag erhalten hat und für wen der Verwaltungsakt öffentlich bekannt gegeben wurde. Dies beinhaltet a) den Standort der geplanten Anlage, b) die Nummer des Gebotes falls der Bieter mehrere Gebote abgegeben hat und c) eine von der BNetzA vergebene eindeutige Zuschlagsnummer. **Nummer 3** sieht die Veröffentlichung des jeweils höchsten und niedrigsten Gebotswerts vor, damit ein Eindruck entsteht, in welcher Größenordnung sich die Zuschläge bewegen. Schließlich veröffentlicht die BNetzA den mengengewichteten durchschnittlichen Zuschlagswert (**Nummer 4**).

Absatz 2 bestimmt, dass die Zuschläge eine Woche nach der Veröffentlichung auf der Internetseite als bekannt gegeben gelten. Dies bedeutet auch, dass eine Woche nach der Veröffentlichung die Frist zur Leistung der Zweitsicherheit bei Solaranlagen nach § 37a Satz 2 Nummer 2 EEG 2016 zu laufen beginnt. Auch die Frist für mögliche Klagen beginnt an diesem Tag zu laufen.

Absatz 3 verpflichtet die BNetzA, die Bieter, die keinen Zuschlag erhalten haben, zu unterrichten und ihnen die Gründe mitzuteilen, warum kein Zuschlag erteilt wurde. Wie zu § 32 EEG 2016 bereits dargestellt, ist die BNetzA nicht verpflichtet, eine vollumfängliche Auflistung aller Ausschlussgründe zu nennen.

Durch **Absatz 4** wird die BNetzA verpflichtet, jeden Bieter, der einen Zuschlag erhalten hat, unverzüglich über die Zuschlagserteilung und den Zuschlagswert zu unterrichten.

Zu § 35a EEG 2016

§ 35a EEG 2016 regelt die Entwertung von Zuschlägen. Zuschläge werden entwertet, soweit die den Geboten zugrunde liegenden Projekte nicht realisiert werden. Mit der Entwertung der Zuschläge dokumentiert die BNetzA, dass die Zuschläge insoweit ihre Wirksamkeit i.S.d. § 43 VwVfG verloren haben. Dies ist wichtig, um die BNetzA in die Lage zu versetzen, möglichst zeitnah einen Überblick über die Nichtrealisierung von Projekten zu erhalten. Sie kann damit sich abzeichnende Abweichungen von der Erreichung der angestrebten Ausbauziele frühzeitig erkennen.

Absatz 1 benennt die Fälle, in denen eine Entwertung vorgenommen wird. Ein Zuschlag erlischt und muss in der Folge entwertet werden, wenn die Frist für die Realisierung nach § 36e Absatz 1 und 2 oder § 37d Absatz 2 EEG 2016 nicht eingehalten wird (**Nummer 1**). Nach **Nummer 2** kann der Bieter einen Zuschlag für eine Solaranlage nach § 37d Absatz 1 EEG 2016 zurückgeben. Bei Windenergieanlagen ist eine solche Rückgabe nicht möglich. Hintergrund ist, dass die Pönale zu gering ist, um zu verhindern, dass Gebote aus strategischen Gründen zurückgezogen werden. Schon bei einem leichten Anstieg der Zuschlagspreise kann sich eine Rückgabe – verbunden mit einem neuen Gebot – lohnen. Deshalb wird die Möglichkeit der Rückgabe auf solare Strahlungsenergie beschränkt. Die BNetzA kann einen Zuschlag nach den allgemeinen Bestimmungen, insbesondere den §§ 48, 49 des Verwaltungsverfahrensgesetzes (VwVfG), zurücknehmen oder widerrufen (**Nummer 3**). Schließlich kann der Zuschlag durch Zeitablauf oder in sonstiger Weise seine Wirksamkeit verlieren (**Nummer 4**). Dies ist insbesondere der Fall, wenn der Zeitraum in dem ein Zahlungsanspruch nach § 25 EEG 2016 geltend gemacht werden kann, abgelaufen ist.

EEG 2016 **Absatz 2** betrifft die Fälle, in denen bereits eine Zahlungsberechtigung nach § 38 EEG 2016 ausgestellt wurde. Wird diese z. B. nachträglich aufgehoben, ist dies auch ein Fall, in dem der Zuschlag nicht voll ausgenutzt wird, bestimmt Absatz 3, dass der der Zahlungsberechtigung zugrundeliegende Zuschlag ebenfalls entwertet wird.

Zu § 36 EEG 2016

§ 36 EEG 2016 legt über die Vorgaben des § 30 EEG 2016 hinaus weitere Voraussetzungen für die Teilnahme von Geboten im Bereich Windenergie an Land an einer Ausschreibung fest. Gebote, die die Teilnahmevoraussetzungen nicht erfüllen, werden von der BNetzA nach § 33 EEG 2016 vom Zuschlagsverfahren ausgeschlossen. Im Fokus der Regelungen stehen dabei eine größtmögliche Transparenz, ein einfaches Ausschreibungsverfahren sowie die Sicherstellung einer hinreichend hohen Realisierungswahrscheinlichkeit. Hierfür sieht § 36 EEG 2016 insbesondere materielle Qualifikationsanforderungen an das spezifische Gebot vor. Flankiert wird § 36 EEG 2016 durch § 55 EEG 2016, welcher Regelungen für den Fall der Verzögerung oder Nichtrealisierung der Projekte (Pönalen) trifft.

Absatz 1 Nummer 1 regelt, dass nur Gebote für solche Projekte zugelassen werden, für die rechtzeitig, also spätestens drei Wochen vor dem Gebotstermin nach § 28 EEG 2016 eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz erteilt worden ist. Es kann auch ein Gebot abgegeben werden, in dem z.B. zwei unmittelbar benachbarte Projekte mit unterschiedlichen Genehmigungen zusammengeführt werden. Der Bieter kann auch entscheiden, dass nur einzelne Anlagen einer Genehmigung an der Ausschreibung teilnehmen und nur für diese ein Gebot abgeben.

Nach **Nummer 2** müssen die erforderlichen Daten nach den §§ 30 und 36 EEG 2016 drei Wochen vor dem Gebotstermin vollständig an das Register gemeldet worden sein. Damit wird neben den materiellen Voraussetzungen und deren Nachweisführung auch der Zeitpunkt geregelt, bis zu dem die Meldungen an das Register vollständig erfolgt sein müssen, um an der jeweiligen Ausschreibungsrunde teilnehmen zu dürfen. Das Register ist in § 3 Nummer 39 EEG 2016 definiert. Die Fristen nach denen die Meldung an das Register erfolgen muss bleiben hiervon unberührt.

Durch die Vorgabe des Absatzes 1 Nummer 1 kann nur für die Projekte ein Gebot abgegeben werden, die bis zu einem Stichtag über eine entsprechende Genehmigung verfügen. Nach Nummer 2 muss diese Genehmigung auch an das Register gemeldet sein. Damit ist der potentielle Bieterkreis klar definiert. Damit besteht auch Klarheit über die Wettbewerbssituation. Große Akteure und Hersteller dürften ohnehin ein relativ gutes Bild der Wettbewerbssituation haben. Die Transparenz des Registers schafft gleiche Wettbewerbsbedingungen für kleinere Akteure. Außerdem ist es für ein effizientes Ausschreibungsverfahren sowie ein geeignetes Monitoringverfah-

ren erforderlich, eine hinreichende Transparenz über die Wettbewerbssituation und die räumliche Verteilung in der jeweiligen Ausschreibungsrunde herzustellen. Die BNetzA veröffentlicht die entsprechenden Angaben in dem Register.

Absatz 2 regelt, welche ergänzenden Angaben zu § 30 EEG 2016 den Geboten beigelegt werden müssen.

Nach **Nummer 1** muss die Nummer genannt werden, unter der im Register die Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz gemeldet worden ist. Alternativ kann auch eine Kopie der Meldung an das Register beigelegt werden. Dies ist insbesondere für die Fälle relevant, in denen die Meldung an das Register erst kurz zurück liegt

Nach **Nummer 2** müssen das Aktenzeichen der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz sowie der Name und die Adresse der Genehmigungsbehörde, die die Genehmigung erteilt hat, beigelegt werden. Wird nur für einen Teil der Anlagen ein Gebot abgegeben, müssen die Anlagen benannt werden, für die das Gebot gelten soll. So kann für die übrigen von dieser Genehmigung erfassten Anlagen zu einem späteren Zeitpunkt ein Gebot abgegeben werden. Dies soll Anlagenbetreibern Flexibilität ermöglichen, insbesondere wenn eine Genehmigung von Drittbetroffenen nur in Bezug auf einzelne Anlagen angefochten wird.

Absatz 3 regelt, welche Nachweise dem Gebot beigelegt werden müssen.

Dabei handelt es sich nach **Nummer 1** um eine Eigenerklärung, dass die Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz auf den Bieter ausgestellt wurde. Sollte der Bieter nicht identisch sein mit dem Inhaber der Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz, so bedarf es einer Erklärung des Inhabers der Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz, dass der Bieter das Gebot mit Zustimmung des Inhabers der Genehmigung abgibt.

Nach **Nummer 2** ist eine Eigenerklärung des Inhabers der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz beizufügen, dass kein wirksamer Zuschlag (auch nicht teilweise) aus früheren Ausschreibungen für Anlagen besteht, für die das Gebot abgegeben wurde. Sollte in vorhergegangenen Ausschreibungsrunden ein Zuschlag bereits für einen Teil der von der Genehmigung abgedeckten Anlagenanzahl erteilt worden sein, so kann für die übrigen Anlagen in einer späteren Ausschreibung noch ein Gebot abgegeben werden.

Zu § 36a EEG 2016

§ 36a EEG 2016 regelt die Höhe der finanziellen Sicherheit für Windenergie an Land im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens. Sie beträgt 30 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung.

Neben der in § 36 Absatz 1 EEG 2016 geregelten materiellen Qualifikationsanforderung, also dem Nachweis über die Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz wird mit § 36a EEG 2016 eine finanzielle Anforderung an den Bieter definiert. Die Sicherheit soll die Ernsthaftigkeit der Gebote sicherstellen und damit die Realisierungswahrscheinlichkeit erhöhen. Außerdem dient sie der Absicherung möglicher Pönalen nach § 55 Absatz 1 EEG 2016 im Falle von Verzögerungen bzw. Nichtrealisierung.

Zu § 36b EEG 2016

Der Zubau der Windenergie im Jahr 2015 hat gezeigt, dass mit einem abgesenkten Anfangsvergütungssatz von 8,9 Cent/kWh sowie der Anpassung des Referenzertragsmodells im EEG 2014 Windenergieanlagen in ganz Deutschland an Standortgütern zwischen 65 bis 150 Prozent errichtet wurden. Aufgrund der quartalsweisen Degression, deren Höhe durch den atmenden Deckel bestimmt wird, wird sich der Anfangsvergütungssatz im Jahr 2016 entsprechend der Referenzertragslogik des EEG 2014 voraussichtlich in einer Bandbreite von 8,5 bis 8,8 Cent/kWh bewegen. Vor dem Hintergrund der Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells sowie der Definition des Referenzstandortes, der erweiterten Differenzierung bis hin zu 70 Prozent-Standorten sowie der Umstellung auf ein einstufiges Vergütungssystem legt **Absatz 1** den Höchstpreis für den 100 Prozent-Standort für das Jahr 2017 auf 7,00 Cent/kWh fest. Dieser Wert entspricht in grober Annäherung der Vergütungsstruktur des Jahres 2015, also einem Höchstwert von 8,9 Cent/kWh an einem 82,5 Prozent-Standort.

Der Höchstwert wird ab dem Jahr 2018 vor jeder Ausschreibungsrunde angepasst (**Absatz 2**). Er errechnet sich aus dem Durchschnitt der jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebote der letzten drei Runden. Hinzu kommt ein Sicherheitsaufschlag von 8 Prozent, der gewährleisten soll, dass die Ausbauziele auch erreicht werden, wenn die Kosten einer Windenergieanlage z.B. durch Inflation oder steigende Zinsen leicht ansteigen.

Der Höchstwert kann durch eine Festlegung der BNetzA nach § 85a EEG 2016 angepasst werden, wenn die entsprechenden Voraussetzungen vorliegen.

Zu § 36c EEG 2016

Für den weiteren Erfolg der Energiewende ist der Ausbau der Netze von zentraler Bedeutung. Langfristig ist es günstiger, die kostengünstigsten Potenziale für Windenergie an Land im Norden zu erschließen und die hierfür erforderlichen Netze zu errichten, wie verschiedene Studien belegen. Deshalb sind in den vergangenen Jahren bereits erhebliche Anstrengungen des Bundes und der Länder unternommen worden, den Netzausbau voranzubringen. Trotz aller Anstrengungen wird es aber eine Übergangszeit geben, bis die erforderlichen Transportkapazitäten zur Verfügung stehen. Deshalb ist es sinnvoll, den Zubau im Norden in einer Übergangszeit zu begrenzen. Für diese Übergangszeit verfolgt das EEG 2016 das Ziel, den Ausbau der erneuerbaren Energien in der vorgeschlagenen Form besser mit dem Ausbau der Stromnetze zu verzahnen.

Absatz 1 beschreibt Ziel und Inhalt der Regelung. Dabei soll eine Steuerung des Windzubaus in dem Gebiet erfolgen, in dem die Netze durch den Zubau von Windenergieanlagen an Land besonders belastet sind. Auch in anderen Gebieten kann erheblicher Netzausbaubedarf bestehen. Das Netzausbaugebiet erfasst bei weitem nicht alle Gebiete, in denen Ausbaubedarf im Übertragungsnetz besteht. Vielmehr wird das zusammenhängende Gebiet erfasst, in dem der größte durch Windenergie an Land verursachte Ausbaubedarf besteht. Ungeachtet dessen sind Bund und Länder bestrebt, den gesamten Netzausbau bundesweit gemeinsam voranzubringen.

Absatz 2 regelt die Festlegung des Netzausbaugebiets. Sie erfolgt durch Verordnung nach § 88b EEG 2016. Für die Festlegung wird auf die Daten und Auswertungen der aktuellsten Systemanalyse nach § 3 Absatz 2 ResKV und die Prognose nach § 13 Absatz 10 EnWG für den Zeitraum in drei bis fünf Jahren abgestellt. Die Systemanalyse wird von den Übertragungsnetzbetreibern jährlich bis zum 30. März erstellt und bis zum 1. Mai von der BNetzA bestätigt. Die Systemanalyse betrachtet einzelne besonders kritische und auslegungsrelevante Netzsituationen, die im Wesentlichen durch starke Windeinspeisung geprägt sind. Die Systemanalyse hat gegenüber anderen Quellen von Informationen zu Netzengpässen zwei grundlegende Vorteile. Sie ist in die Zukunft gerichtet und berücksichtigt die Wirkung neu errichteter Leitungen in den kritischen Netzsituationen als netzbelastend. Die Analyse bezieht sich auf das Übertragungsnetz, Netzengpässe im Verteilernetz sollen keine Auswirkungen auf das Netzausbaugebiet haben. Das Verteilernetz wird in der Regel schnell ausgebaut. Im Zweifelsfall ist der Netzausbau schon abgeschlossen und der Engpass beseitigt, bevor die Anlagen, deren Bau durch das Netzausbaugebiet gesteuert wird, realisiert werden.

Absatz 3 definiert die weiteren Kriterien zur Festlegung des Netzausbaugebiets. Das Netzausbaugebiet soll als zusammenhängende Fläche ausgewiesen werden. Das Instrument adressiert großräumige Probleme beim Transport von Strom. Außerdem ist darauf zu achten, dass in dem verbleibenden Gebiet (Süd- und Ostdeutschland) ausreichend Wettbewerb bei den Ausschreibungen herrscht. Etwaige Wettbewerbsverzerrungen sollen zudem durch ein kleines Netzausbaugebiet möglichst gering gehalten werden. Aus diesen und operativen Gründen wird eine zusammenhängende Region als Netzausbauregion vorgeschlagen, die nicht mehr als 20 Prozent der Bundesfläche ausmacht (**Nummer 1**). Nach **Nummer 2** muss schließlich der Umfang der Überlastung des Übertragungsnetzes bewertet werden. Faktoren, die dabei berücksichtigt werden können, sind z.B. das Ausmaß der Überlastung, der Umfang der Abregelung von Windenergieanlagen an Land, die Potenziale für den weiteren Zubau von Windenergieanlagen an Land und das neue Instrument nach § 13 Absatz 6a EnWG (sog. „Nutzen statt Abschalten“). Die Festlegung des Netzausbaugebiets muss sich nach **Nummer 2** an Netzgebieten oder Landkreisen orientieren.

Absatz 4 bestimmt eine Obergrenze, für die in dem Netzausbaugebiet Zuschläge erteilt werden dürfen. Diese beträgt 58 Prozent der im Jahresdurchschnitt der Jahre 2013 bis 2015 in der Region des Netzausbaugebietes in Betrieb genommenen installierten Leistung.

Absatz 5 beschreibt die Berücksichtigung der Gebote aus einem Netzausbaugebiet im Gebotsverfahren. Die Gebote werden grundsätzlich in die normale Reihung aufgenommen. Wird die in einer Ausschreibung höchstens zuzuschlagene Menge durch ein Gebot aus dem Gebiet erreicht oder überschritten, werden weitere Gebote aus dem Gebiet nicht mehr berücksichtigt. Die BNetzA erteilt Zuschläge für die jeweils nächstteureren Gebote, die nicht in dem Gebiet liegen.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Absatz 6 regelt die Evaluierung des Netzausbaugebiets und die Anpassung der Verordnung. Die Verordnung soll nur zu vorhersehbaren Zeitpunkten inhaltlich geändert werden können, um eine ständige Verunsicherung der Investoren zu vermeiden. Deshalb wird festgelegt, dass die Anpassung immer zum 1. Januar eines Jahres in Kraft tritt und nur alle zwei Jahre angepasst werden kann.

Zu § 36d EEG 2016

§ 36d EEG 2016 regelt den Ausschluss von Geboten für Windenergieanlagen, bei denen in früheren Ausschreibungsrunden bereits ein Zuschlag auf der Grundlage des Nachweises der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz erteilt wurde und dieser Zuschlag noch nicht entwertet wurde. Die Regelung soll bewirken, dass solche Projekte auch bei leicht steigenden Kosten gebaut werden. Angesichts der vergleichsweise geringen Pönale in § 55 EEG 2016 für den Fall der Nichtrealisierung bestünde anderenfalls die Gefahr, dass steigende Zinsen oder Materialkosten dazu führen, dass für die Anlagen erneut geboten wird, um die höhere Vergütung zu erlangen. Die Sperrung nach § 36 EEG 2016 verhindert dies, da die langen Wartezeiten bis zur Möglichkeit eines erneuten Gebots wiederum zu Zinsverlusten führen.

Zu § 36e EEG 2016

Nach **Absatz 1** erlischt der Zuschlag 30 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags, soweit die Anlagen nicht bis zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen worden sind. Mit der Befristung wird ein klar definierter Zeitraum für den Bau und die Inbetriebnahme vorgesehen. Die Frist von 30 Monaten liegt deutlich über den durchschnittlichen Realisierungsfristen von Projekten nach Erteilung der Genehmigung. Derzeit gehen die ersten Anlagen eines Windparks durchschnittlich bereits 12 – 15 Monaten nach Erteilung der Genehmigung in Betrieb. Grundsätzlich sollte deshalb auch zukünftig 24 Monate nach Zuschlagserteilung ein Windpark vollständig errichtet sein. Die Zahlungsberechtigung soll aber erst erlöschen, wenn 30 Monate nach Zuschlagserteilung keine Inbetriebnahme erfolgte. Damit besteht ein zeitlicher Puffer für nicht vorhersehbare Verzögerungen. Entsprechend § 55 Absatz 1 EEG 2016 fallen allerdings nach 24, 26 und 28 Monaten Pönalen in steigender Höhe an (siehe hierzu § 55 EEG 2016).

Nach **Absatz 2 Satz 1** wird die Frist nach Absatz 1 einmalig verlängert, wenn gegen die im bezuschlagten Gebot angegebene Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz nach der Erteilung des Zuschlags ein Rechtsbehelf Dritter rechtshängig geworden ist (**Nummer 1**). Ein Rechtsbehelf ist jedes prozessuale Mittel zur Verwirklichung eines Rechts. Der Begriff umfasst damit neben gerichtlichen Rechtsmitteln auch Anträge an Behörden auf einstweiligen Rechtsschutz oder den Widerspruch bei der zuständigen Behörde. Außerdem muss die sofortige Vollziehbarkeit der Genehmigung nach Nummer 1 in diesem Zusammenhang durch die zuständige Behörde oder gerichtlich angeordnet worden sein (**Nummer 2**). Durch die Regelung nach Absatz 2 wird eine Sonderregelung für den Fall geschaffen, dass bei möglichen Rechtsbehelfen gegen die Genehmigung, die durch Dritte nach Zuschlagserteilung erwirkt wurden und aus denen sich Verzögerungen für das Projekt ergeben, der Zuschlag nicht nach 30 Monaten erlischt. Auf entsprechenden Antrag und Nachweis der in Absatz 2 Nummer 1 und 2 genannten Voraussetzungen wird die Frist einmalig verlängert. Die Entscheidung, ob die Frist verlängert wird ist eine gebundene Entscheidung. Die Dauer der Verlängerung liegt nach **Satz 2** hingegen im Ermessen der BNetzA. Wobei die Verlängerung in der Regel nicht länger gewährt werden kann als die Genehmigung gültig ist. Der Antragsteller kann aber auch eine kürzere Verlängerung beantragen. Sinn der Regelung ist es, die negativen Folgen von Klagen, deren Erfolgsaussichten gering sind, zu begrenzen. Ist absehbar, dass durch die Klage eine sehr starke Verzögerung eintritt, ist es möglich, dass der Anlagenbetreiber besser beraten ist, keine Verlängerung zu beantragen, sondern den Zuschlag nach Absatz 1 verfallen zu lassen und anschließend in einer neuen Gebotsrunde ein Gebot abzugeben. Durch ein solches Vorgehen wird die Rechtsfolge nach § 36i EEG 2016 vermieden.

Zu § 36f EEG 2016

Entsprechend **Absatz 1** sind die Zuschläge an die Windenergieanlagen gebunden, auf die sich die in dem Gebot angegebene Genehmigung bezieht, wechee entsprechend § 36 Absatz 2 EEG 2016 im Register gemeldet wurde. Eine Übertragung des Zuschlags auf Windenergieanlagen, die nicht durch die angegebene Genehmigung abgedeckt sind, ist ausgeschlossen. Diese Regelung sichert eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit sowie ein effizientes Ausschreibungsverfahren ab, da aufgrund des projektbezogenen Zuschlags der Bieter für sein spezifisches Projekt eine Kalkulation durchführt und auf dieser Basis ein Gebot abgibt, wobei Umfang der Anlagen sowie genehmigungsrechtliche Bedingungen dem Bieter bekannt sind.

Dabei ist eine Änderung der Genehmigung auch nach der Zuschlagerteilung ohne Verlust des Vergütungsanspruchs möglich. So regelt **Absatz 2**, dass sich der Zuschlag im Falle einer Änderung der Genehmigung nach Erteilung des Zuschlags auf die geänderte Genehmigung bezieht. Der Umfang des Zuschlags, also die installierte Leistung, für die der Zuschlag erteilt wurde, bleibt unverändert. Änderungen der Gesamtleistung in einem größeren Umfang liegen also in der Risikosphäre des Bieters. Sich gegebenenfalls daraus ergebende Pönalen sind durch § 55 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016 geregelt, der eine Flexibilität von bis zu 5 Prozent im Hinblick auf die bezuschlagte Gesamtleistung einräumt. Wird für denselben Standort eine neue Genehmigung erwirkt, gilt der Zuschlag nicht für diese neue Genehmigung, selbst wenn sämtliche Parameter identisch mit der ursprünglichen Genehmigung sind.

Zu § 36g EEG 2016

Ziel der Regelung ist der Erhalt der Akteursvielfalt, die maßgeblich dafür ist, dass die Ausbauziele für erneuerbare Energien erreicht werden können. Insbesondere lokal verankerte Bürgerenergiegesellschaften haben wesentlich zur notwendigen Akzeptanz von neuen Windenergieprojekten an Land beigetragen. Ohne diese Akzeptanz ist der Ausbau der Windenergie in dem geplanten Umfang nicht zu erreichen. Durch § 36g EEG 2016 erhalten lokal verankerte Bürgerenergiegesellschaften im Sinn des § 3 Nummer 15 EEG 2016 die Möglichkeit, unter erleichterten Bedingungen an der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land teilzunehmen.

Hintergrund dieser Regelung ist, dass die Vorlage einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung als Teilnahmevoraussetzung nach § 36 EEG 2016 häufig eine vergleichsweise hohe Schwelle für lokal verankerte Bürgerenergiegesellschaften bedeutet. Zwar sind die finanziellen Teilnahmevoraussetzungen mit 30 Euro pro Kilowatt relativ niedrig gewählt worden, so dass grundsätzlich auch kleine Akteure mit einer geringen Bonität an der Ausschreibung teilnehmen können. Es bleibt jedoch dabei, dass die Akteure nach § 36 EEG 2016 ihr Projekt weit entwickeln müssen, ohne zu wissen, ob sie bei der Ausschreibung einen Zuschlag erhalten. Die Projektentwicklung dauert bei Windenergieanlagen an Land 3 bis 5 Jahre, und die Entwicklungskosten betragen bis zur Genehmigung rund 10 Prozent der gesamten Investitionskosten. Wegen des Zuschlagrisikos muss ein Bieter befürchten, dass er die gesamten Entwicklungskosten verliert. Dies kann für kleine Bürgerenergiegesellschaften existenzbedrohend sein und dazu führen, dass diese von der Projektentwicklung abgeschreckt werden, da sie aufgrund dieses Risikos nicht ausreichend Eigenkapital von den Bürgern vor Ort für die Entwicklungsphase einsammeln können (siehe auch oben Allgemeiner Teil, II.9).

Um den lokal verankerten Bürgerenergiegesellschaften frühzeitig die notwendige Investitionssicherheit zu geben und ihnen so die Möglichkeit zu eröffnen, die Kosten für die Entwicklung der Projekte vor Ort bei den Bürgern einzusammeln, können sie bereits vor der Erteilung einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung ein Gebot nach § 36g EEG 2016 abgeben.

Absatz 1 stellt klar, dass es sich hierbei um eine Option handelt. Die Bürgerenergiegesellschaften können alternativ unter den Bedingungen nach § 36 EEG 2016 ein Gebot abgeben, ohne die Anforderungen nach § 36g einhalten zu müssen. Nur wenn sie diese Option nutzen wollen, müssen sie die in Absatz 1 genannten Anforderungen erfüllen.

Um sicherzustellen, dass dieses Gebot ernsthaft und belastbar ist, müssen sie nach **Satz 1** anstelle der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung ein Windgutachten, das den allgemein anerkannten Regeln der Technik entspricht, für den Standort, auf dem die Windenergieanlagen geplant sind, vorlegen (**Nummer 1**), sie müssen ergänzend zu den Angaben nach §§ 30 und 36 Absatz 2 EEG 2016 die Zahl der geplanten Anlagen benennen (**Nummer 2**) und eine Eigenerklärung einreichen, dass sie bestimmte Anforderungen einhalten (**Nummer 3**). Durch Eigenerklärung muss nachgewiesen werden, dass die Gesellschaft zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe eine Bürgerenergiegesellschaft nach § 3 Nummer 15 EEG 2016 ist (**Buchstabe a**), dass weder die Gesellschaft noch deren stimmberechtigte Mitglieder in den letzten 12 Monaten vor der Gebotsabgabe für ein anderes Projekt einen Zuschlag erhalten haben (**Buchstabe b**) und dass eine Flächensicherung für den geplanten Standort stattgefunden hat (**Buchstabe c**). Die Begrenzung der Zahl der Zuschläge ist erforderlich, um Missbrauchs- und Umgehungsmöglichkeiten auszuschließen. Bei falschen Angaben in der Eigenerklärung kann die BNetzA nach § 48 VwVfG den Zuschlag zurücknehmen und die Pönalen nach § 55 werden fällig. Darüber hinaus droht der Ausschluss von künftigen Ausschreibungen. Die genaue Form der Eigenerklärung kann von der BNetzA festgelegt werden.

Satz 2 bestimmt welchen Anforderungen die Windgutachten genügen müssen sowie die Akkreditierung der Gutachter. Die allgemeine Formulierung bedeutet, dass die Akkreditierung nicht nur bei der nationalen Akkreditierungsstelle möglich ist, sondern eine Akkreditierung bei einer im Rahmen des Multilateralen Abkommens der European Cooperation for Accreditation anerkannten Stelle ausreicht.

Die Sicherheit, die für die Projekte geleistet werden muss, beträgt ebenfalls 30 Euro pro Kilowatt installierter Leistung (§ 36a EEG 2016). Diese Sicherheit wird nach **Absatz 2** für Bürgerenergiegesellschaften jedoch in eine Erst- und eine Zweitsicherheit aufgeteilt. Bei der Gebotsabgabe muss nur die Erstsicherheit hinterlegt werden, also nur die Hälfte der Sicherheit, die sonst bei der Gebotsabgabe nach § 36a EEG 2016 hinterlegt werden muss. Erst nach der Erteilung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung muss auch die Zweitsicherheit für die genehmigten Anlagen bei der BNetzA hinterlegt werden. Dies reduziert die finanziellen Risiken für die Bürgerenergiegesellschaft, weil sie zu dem Zeitpunkt der Gebotsabgabe nur eine abgesenkte Präqualifikation erfüllen muss.

Absatz 3 regelt weitere Erleichterungen für Bürgerenergiegesellschaften und das weitere Verfahren. Der Zuschlag ist zunächst nur an Anlagen in dem Landkreis gebunden, für den das Gebot abgegeben wurde (**Satz 1, erster Halbsatz**). Es gibt im Gegensatz zu § 36 EEG 2016 somit keine feste Standortbindung, sondern die Bürgerenergiegesellschaften können im ganzen Landkreis ihre Anlagen realisieren. Damit erhalten sie eine Flexibilität, falls z.B. aus naturschutzrechtlichen Gründen die Genehmigung an einem anderen Standort als den ursprünglich im Landkreis geplanten Standort realisiert wird.

Satz 1 zweiter Halbsatz verlängert schließlich die Realisierungsfrist für Gebote nach Absatz 1. Angesichts des wenig fortgeschrittenen Planungsstands ist sie deutlich verlängert. Der ursprüngliche Zuschlag, der nach Absatz 1 vor der Erteilung der Genehmigung bekanntgegeben worden ist, erlischt somit erst nach insgesamt 54 Monaten. Die Frist beginnt mit der Bekanntgabe des ursprünglichen Zuschlags und nicht mit der Zuordnungsentscheidung der BNetzA. Sofern die Genehmigung beklagt wird, kann sich diese 54 Monate-Frist nach § 36e Absatz 2 EEG 2016 auch entsprechend verlängern.

Die Sätze 2 bis 5 regeln, wie dieser Zuschlag bestimmten Anlagen zugeordnet wird. Dies ist erforderlich, weil nach § 22 Absatz 2 Satz 1 EEG 2016 ein Zahlungsanspruch nur besteht, wenn ein Zuschlag für eine bestimmte Anlage erteilt wurde. Allein der Zuschlag löst also den Zahlungsanspruch nach § 19 EEG 2016 nicht aus. Vielmehr muss die BNetzA diesen Zuschlag einer bestimmten Anlage zuordnen. Dies erfolgt auf Antrag durch eine Entscheidung der BNetzA. Der Antrag muss innerhalb von 2 Monaten nach Erteilung der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz gestellt werden. Mit dem Antrag müssen die Angaben nach § 36 Absatz 2 EEG 2016 gemacht werden, damit erfolgt die Festlegung auf eine oder mehrere Genehmigungen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz und die damit verbundene Festlegung des Standorts der Anlagen. Die Genehmigung muss sich auf Anlagen beziehen, die in dem Landkreis errichtet werden, der in dem ursprünglichen Gebot angegeben war. Weiterhin muss die Eigenschaft als Bürgerenergiegesellschaft erneut nachgewiesen werden. Sie muss demnach sowohl bei der Gebotsabgabe als auch bei der Zuordnung des Zuschlags gegeben sein. Die Einhaltung dieser Anforderungen in der Zwischenzeit ist hingegen nicht erforderlich, da dies ansonsten in der Praxis, insbesondere bei Fragen der Rechtsnachfolge, zu Problemen führen könnte. Wird im Übrigen die Zuordnung nicht innerhalb von 2 Monaten nach der Erteilung der Genehmigung beantragt oder wird der Antrag abgelehnt, fällt die Pönale in Höhe der Erstsicherheit an. Der ursprüngliche Zuschlag wird infolge dessen in dem Umfang, wie keine Zuordnung beantragt wird, entwertet (§ 35a Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016).

Nach **Absatz 4** müssen der BNetzA zur Überprüfung der Eigenerklärungen auf Verlangen geeignete Nachweise vorgelegt werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass das Vorliegen der Voraussetzungen überprüft werden kann.

Zu § 36h EEG 2016

Mit **Absatz 1** wird die einstufige Vergütungssystematik bei der Windenergienutzung an Land eingeführt. Für jede Windenergieanlage wird auf Basis des Gebots auf den 100% Standort ein konkreter Vergütungssatz berechnet, der über den gesamten Vergütungszeitraum gemäß § 25 Absatz 1 EEG 2016 anzuwenden ist. Grundlage für die Berechnung des anzulegenden Wertes sind nach **Satz 1** die beiden Parameter 1. Zuschlagswert am Referenzstandort und 2. der Gütefaktor. Der Zuschlagswert beschreibt die Vergütungshöhe für eine Anlage an einem Standort, an dem der Gütefaktor 100 Prozent ist und der im Rahmen einer Ausschreibung bieterspezifisch bezuschlagt wurde. Der Gütefaktor ist insbesondere abhängig von der Windhöufigkeit an dem Standort, an dem

die Anlage, für die ein Zuschlag erteilt wurde betrieben wird. Um die Vergütungshöhe zu berechnen, wird der Zuschlagswert mit dem sogenannten Korrekturfaktor multipliziert. Ein Korrekturfaktor repräsentiert jeweils einen Gütefaktor zwischen 70 und 150 Prozent. In **Satz 2** werden dabei sogenannte Stützwerte für die Korrekturfaktoren festgelegt, die Gütefaktoren in Dezimalschritten zwischen 70 und 150 Prozent beschreiben. Dabei gibt jeder erfolgreiche Bieter für jede spezifische Windenergieanlage einen Gütefaktor an. Dieser Gütefaktor ist auf Basis der Anforderung der Technischen Richtlinien, Teil 6, der Fördergesellschaft Windenergie zu berechnen. In einem Gutachten ist dieser Wert zu bestätigen. In der folgenden Tabelle werden auf Basis beispielhafter Zuschlagswerte für ausgewählte Gütefaktoren die anzulegenden Werte ermittelt.

					Zuschlagswert					
Gütefaktor in %	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
Korrekturfaktor	1,29	1,29	1,16	1,07	1	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79
Vergütungssätze in Ct /kWh	7,74	7,74	6,96	6,42	6,00	5,64	5,34	5,10	4,86	4,74
	8,39	8,39	7,54	6,96	6,50	6,11	5,79	5,53	5,27	5,14
	9,03	9,03	8,12	7,49	7,00	6,58	6,23	5,95	5,67	5,53

Für die Berechnung der Korrekturfaktoren zwischen den jeweils benachbarten Stützwerten ist nach **Satz 3** linear zu interpolieren.

Beispiel für die Berechnung des Korrekturfaktors

- bei einem Gütefaktor von 75 Prozent:
- Korrekturfaktor = $1,29 + (1,16 - 1,29) / (0,8 - 0,7) * (0,75 - 0,7) = 1,225$
- bei einem Gütefaktor von 102 Prozent:
- Korrekturfaktor = $1,00 + (0,94 - 1,00) / (1,1 - 1,0) * (1,02 - 1,0) = 0,988$

Nach **Satz 4** bleibt der Korrekturfaktor für Anlagen mit einem Referenzertrag unter 70 Prozent konstant. Dies gilt auch für Projekte mit einem Referenzertrag über 150 Prozent.

Satz 5 definiert den Begriff des Gütefaktors, der für die Anwendung der Stützwerte in Absatz 1 relevant ist. Er bildet das rechnerische Verhältnis in Prozent zwischen dem Referenzertrag und Standortertrag. Der Referenzertrag ist gemäß Anlage 2 Nummer 2 und der Standortertrag ist gemäß Anlage 2 Nummer 7 zu berechnen. Der Standortertrag stellt die Strommenge dar, die erwartungsgemäß an einem konkreten Standort eingespeist werden kann. Die Höhe des Standortertrags wird damit im Wesentlichen durch die Windhöflichkeit bestimmt. Die Technische Richtlinien 5 und 6 der FGW sowie ggf. weitere Richtlinien der FGW sind bei der Herleitung des Referenzertrags und des Standortertrags zu Grund zu legen.

Absatz 2 regelt, dass nach jeweils fünf Jahren Betriebszeit, also zuerst nach den ersten fünf Jahren, dann jeweils erneut nach weiteren fünf Jahren, die Höhe des Gütefaktors auf Basis des Standortertrags bezogen auf die vergangenen 5, 10 bzw. 15 Jahre ab Inbetriebnahme neu zu berechnen und in einem Gutachten zu bestätigen ist. Für die Ermittlung des Standortertrags werden entsprechend Anlage 2 Nummer 7 die tatsächlich eingespeiste Strommengen mit den weiteren zu berücksichtigenden Mengen, die nicht eingespeist werden konnten bzw. wurden, obwohl entsprechende Windbedingungen vorherrschten addiert. Dabei ist in jedem Gutachten die Abweichung zum jeweils vorhergehenden Gutachten festzustellen.

Wenn der neu berechnete Referenzertrag um mehr als zwei Prozent von dem Referenzertrag abweicht, der Grundlage für die Berechnung des anzulegenden Werts in dem entsprechenden Zeitraum war, ergeben sich Erstattungs- bzw. Rückzahlungsansprüche. Dabei wird unterstellt, dass die Zahlungen im gesamten Zeitraum gleichmäßig zu hoch, bzw. zu niedrig waren. Für den Fall, dass der Anlagenbetreiber zu hohe Zahlungen erhalten hat muss er die Rückzahlungen an den Netzbetreiber verzinsen, damit sich für ihn aus einem falschen Gutachten keine wirtschaftlichen Vorteile ergeben.

In **Absatz 3** wird geregelt, dass der Anlagenbetreiber, der einen Zuschlag erhalten hat, rechtzeitig, spätestens aber am Tag vor der Inbetriebnahme, den Gütefaktor gegenüber dem Netzbetreiber nachzuweisen hat. Dazu kann der Anlagenbetreiber ein Gutachten vorlegen, das auf der Grundlage der tatsächlich installierte Anlage und ggf. weiterer Windmessungen am Standort beruht und damit eine sehr hohe Qualität hat. Auch für die gegebene

nenfalls erforderlichen Anpassungen der Höhe des anzulegenden Wertes ist der Referenzertrag jeweils spätestens zwei Monate nach Ablauf der Fristen nach Absatz 2 Satz 1 gegenüber dem Netzbetreiber nachzuweisen.

Absatz 4 beschreibt die Nachweisführung über die Höhe des Gütefaktors unter Verweis auf § 36g. Der Gütefaktor, der vor Inbetriebnahme oder zu einem späteren Zeitpunkt, im fünfjährigen Zyklus zu errechnen ist entspricht dem einfachen Verhältnis zwischen Standortertrag und Referenzertrag. Der Nachweis über die Höhe des Gütefaktors ist durch Gutachten zu erbringen, das den anerkannten Regeln der Technik entspricht. Dies wird nach § 36g Absatz 1 Satz 2 EEG 2016 vermutet, wenn das Gutachten den Anforderungen der Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6, der FGW e. V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien oder einem anderen vergleichbaren Teil der Technischen Richtlinien in der zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens geltenden Fassung entspricht. Die Ermittlung des Standortertrags stellt eine wesentliche Neuerung dar. Eine Definition und ein Verfahren zur Herleitung des Standortertrags ist durch die FGW vorgesehen. Das Gutachten darf dabei nur von einer Institution erfolgen, die nach DIN EN ISO IEC 17025 akkreditiert ist und im Fall von Absatz 3 Nummer 2 genau den überprüften 5-Jahres-Zeitraum erfassen.

Zu § 36i EEG 2016

Für den Fall, dass der Bieter eine Verlängerung der Realisierungsfrist nach § 36e Absatz 2 EEG 2016 beantragt, beginnt der Zeitraum, in dem der Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 besteht, trotzdem nach 30 Monaten zu laufen. In diesem Fall verkürzt sich die Dauer des Anspruchs nach § 25 EEG 2016 um den Zeitraum der Verspätung. So wird der Druck erhöht, das Projekt rechtzeitig zu realisieren. Kann das Projekt nur mit starker Verspätung umgesetzt werden, ist es unter Umständen sinnvoller, den Zuschlag verfallen zu lassen und erneut in einer späteren Ausschreibung einen Zuschlag zu erwirken. Für Bürgerenergiegesellschaften ist für den Zeitraum des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 der Zeitpunkt der Bekanntgabe der Zuordnungsentscheidung maßgeblich.

Zu § 37 EEG 2016

§ 37 EEG 2016 regelt die Voraussetzungen für Gebote für große Solaranlagen. Er orientiert sich an § 6 der FFAV. Gebote, die die Teilnahmevoraussetzungen nicht erfüllen, werden von der BNetzA nach § 33 EEG 2016 vom Zuschlagsverfahren ausgeschlossen. Die Flächenkategorien werden im Gegensatz zur FFAV um die baulichen Anlagen und Flächen in Gewerbe- und Industriegebieten sowie Gebieten, für die ein Planfeststellungsbeschluss vorliegt, erweitert. Dabei orientieren sich die Definitionen an den bisherigen Regelungen in § 51 EEG 2014.

Absatz 1 Nummer 1 legt fest, dass der Bieter angeben muss, ob sich die Solaranlage in, an oder auf einem Gebäude oder an oder auf einer Lärmschutzwand befindet. In diesem Fall gelten keine weiteren Anforderungen an die Fläche; Planunterlagen sind dem Gebot nicht beizufügen. Dabei ist die Legaldefinition des Begriffs „Gebäude“ in § 3 Nummer 23 EEG 2016 anzuwenden. Auch bei Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen, die zu einem anderen Zweck als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden sind (**Nummer 2**), gelten keine flächenbezogenen Anforderungen. Freiflächenanlagen (**Nummer 3**) müssen sich hingegen auf einer der genannten Flächenkategorien befinden. Die Forderung, in die Ausschreibung alle Flächen einzubeziehen, auf denen auch nach dem EEG 2014 Freiflächenanlagen errichtet werden durften, ergab sich in dem Konsultationsverfahren, dass das BMWi zu dem Eckpunktepapier „Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen“ durchgeführt hat. In der FFAV gelten Solaranlagen auf baulichen Anlagen und versiegelten Flächen nicht als Freiflächenanlagen und werden damit in der FFAV nicht von der Ausschreibung erfasst. Dies hat zu einer erheblichen Rechtsunsicherheit für Investoren geführt, da die genaue Abgrenzung zu Konversionsflächen äußerst schwierig ist. Bei den Flächen der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben wurde die Anforderung, dass bei der Überlassung der Flächen an den Projektierer die Fläche bereits vorentwickelt sein musste, gestrichen, da in der Praxis die Bundesanstalt für Immobilienaufgaben keine Flächen für Investoren vorentwickelt. Stattdessen müssen diese Flächen in der Zeit seit dem 1. Januar 2014 mindestens einmal von der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben verwaltet worden sein. Darüber hinaus muss die Bundesanstalt für Immobilienaufgaben auf ihrer Internetseite diejenigen Flächen veröffentlichen, die für die Bebauung mit einer Freiflächenanlage entwickelt werden können. Dabei sind die jeweiligen naturschutzfachlichen Belange zu beachten.

In Buchstabe i werden erstmals Grünflächen als zulässige Flächen für die Errichtung von Freiflächenanlagen definiert. In der Sache können hier Gebote aber nur Zuschläge erhalten, wenn ein Bundesland von der Verordnungsmächtigung in § 37c Abs. 2 EEG 2016 gebraucht gemacht hat.

Sofern Flächen unter mehrere der in Absatz 1 genannten Flächen fallen, ist grundsätzlich die Reihenfolge zwischen den Nummern 1, 2 und 3 maßgeblich. Sofern die Solaranlage sich auf einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage befindet, die sich auf einer Konversionsfläche befindet, müssen nicht die zusätzlichen Anforderungen für Konversionsflächen eingehalten werden.

Plant der Bieter eine Freiflächenanlage, muss er nach **Absatz 2** Nachweise und Erklärungen mit dem Gebot einreichen, um zum Zuschlagsverfahren zugelassen zu werden. Nach **Absatz 2 Satz 1** müssen die Bieter erklären, dass sie Eigentümer der Fläche sind oder dass der Eigentümer des Gebäudes oder der Fläche mit der Nutzung zum Zweck der Erzeugung von solarer Strahlungsenergie durch den Bieter einverstanden ist. Nach Absatz 2 Satz 2 sind weitere Nachweise zu erbringen. Bieter, die Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen oder auf versiegelten Flächen, die zugleich sonstige bauliche Anlagen nach Absatz 1 Nummer 2 sind, planen, müssen diese Nachweise nach Nummer 1 nicht einreichen. Sofern sie aber Nachweise nach Nummer 1 Buchstabe c oder d einreichen, reduziert sich die Sicherheit nach § 37a auch für diese Gebote. Für große Solaranlagen in, an oder auf Gebäuden soll es hingegen keine materiellen Qualifikationsanforderungen geben. Hintergrund der Abweichung von den Anforderungen an die Freiflächenanlagen ist, dass im Dachanlagenbereich grundsätzlich keine genehmigungsrechtlichen oder bauplanerischen Anforderungen an die Errichtung der Anlage gestellt werden.

Nach **Nummer 1** muss der Bieter mindestens die Kopie des Aufstellungs- oder Änderungsbeschlusses für den Bebauungsplan vorlegen. Damit soll sichergestellt werden, dass die Gebote auf die konkrete Errichtung einer Anlage ausgerichtet sind und die konkreten Planungen für ein Projekt bereits begonnen haben und die Gemeinde bereits durch den Aufstellungs- oder Änderungsbeschluss gezeigt hat, dass die Errichtung einer Freiflächenanlage grundsätzlich auf dem angegebenen Standort in Betracht kommen kann. Nur bei Anlagen im Bereich eines Bebauungsplans, der vor dem 1. September 2003 aufgestellt und später nicht zu dem Zweck geändert wurde, eine Solaranlage zu errichten, ist es nicht erforderlich, dass der Bebauungsplan den Zweck hat, eine Solaranlage zu errichten. In allen anderen Fällen ist dies nach **Buchstabe a bis c** erforderlich.

Wenn der Planungsstand für die Projekte schon weiter vorangeschritten ist, kann der Bieter auch statt des Aufstellungs- oder Änderungsbeschlusses der BNetzA den Offenlegungsbeschluss nach § 3 Absatz 2 des Baugesetzbuchs (BauGB) oder einen beschlossenen Bebauungsplan vorlegen. Bei Vorliegen von letzterem wird die Zweitsicherheit und die Pönale halbiert. Diese Regelung soll insbesondere kleinen Bietern zugutekommen, die regelmäßig nur ein Projekt vorantreiben und insofern frühzeitig konkrete Unterlagen vorweisen können, die aber zugleich Schwierigkeiten haben, hohe Sicherheiten zu leisten. Da mit den Unterlagen über den fortgeschrittenen Planungsstand die Ernsthaftigkeit der Projektierung als belegt angesehen werden kann, kann die finanzielle Sicherheit entsprechend vermindert werden. Die Bauleitpläne sind in Kopie beizufügen; es muss für die BNetzA erkennbar sein, dass das zuständige Kommunalorgan den entsprechenden Beschluss gefasst hat.

Ist für die Freiflächenanlage eine fachplanerische Zulassung erforderlich (**Buchstabe d**), können die Unterlagen nach Buchstabe a bis c oder einen Planfeststellungsbeschluss, eine Plangenehmigung oder einen Beschluss über eine Planänderung, die zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung von Solaranlagen beschlossen worden ist, vorgelegt werden.

Nummer 2 verlangt eine Bestätigung, dass die Angabe des Standorts der Freiflächenanlage nach § 30 Absatz 1 Nummer 6 dem gleichen Standort entspricht, der Gegenstand des Planungsverfahrens ist. Da die Unterlagen der Planungsverfahren regelmäßig keine Angaben des genauen Standortes enthalten, sondern vielfach nur Kartenausschnitte, um die Lage der für Freiflächenanlagen vorgesehenen Flächen zu bezeichnen, wird vom Bieter verlangt, die Übereinstimmung der Dokumente mit den Standortdaten zu bestätigen.

Absatz 3 regelt eine Höchstgröße für die Gebote von 10 MW. Die Höchstgrenze ist identisch mit der Begrenzung der Größe einer förderfähigen Freiflächenanlage in § 51 Absatz 1 EEG 2014

Zu § 37a EEG 2016

§ 37a EEG 2016 regelt die Sicherheiten für Solaranlagen. Diese Sicherheiten sind erforderlich, um eine hohe Realisierungsrate sicherzustellen (weiteres zu den Sicherheiten führt die Begründung zu § 31 EEG 2016 aus).

Nach **Satz 1** muss ein Bieter eine Sicherheit bei der BNetzA hinterlegen. Die Sicherheit beträgt in der Regel 50 Euro je kW installierter Leistung.

Nach **Satz 2** unterteilt sich die Sicherheit in eine Erstsicherheit von 5 Euro je kW installierter Leistung (**Nummer 1**) und eine Zweitsicherheit von 45 Euro je kW installierter Leistung (**Nummer 2**). Die Höhe der Zweitsicherheit reduziert sich auf 20 Euro je kW installierter Leistung, wenn der Bieter nach § 37 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe c oder d EEG 2016 einen fortgeschrittenen Genehmigungsstand seines Projektes nachweist. Diesen Nachweis muss er für Freiflächenanlagen oder kann ihn für Solaranlagen auf baulichen Anlagen oder versiegelten Anlagen erbringen. Wie bei § 37 Absatz 2 EEG 2016 erläutert, bestehen aber für Dachanlagen keine Anknüpfungspunkte für materielle Qualifikationsanforderungen. Grundsätzlich ist deshalb eine Zweitsicherheit von 45 Euro pro kW für Dachanlagen gerechtfertigt.

Durch die Erstsicherheit wird die potentielle Forderung der Übertragungsnetzbetreiber nach § 55 Absatz 3 Nummer 1 EEG 2016 abgesichert. Die Erstsicherheit soll gewährleisten, dass an der Ausschreibung nur Bieter teilnehmen, die tatsächlich die Absicht haben, ein Projekt zu realisieren. Bieter ohne Realisierungsabsicht sollen von der Gebotsabgabe abgehalten werden. Zugleich soll den Geboten eine gewisse Verbindlichkeit gegeben werden, um strategisches Bieten zu verringern. Die Bieter müssen daher eine Pönale leisten, wenn sie ihre Gebote nach der Erteilung eines Zuschlags verfallen lassen, indem sie die Zweitsicherheit nicht fristgerecht nach § 37a Satz 2 Nummer 2 EEG 2016 geleistet haben. Ohne eine entsprechende Sicherheit bestünde die Gefahr, dass sich die Bieter in die Insolvenz flüchten, um der Forderung nach § 55 EEG 2016 zu entgehen. Dies ist insbesondere im Bereich großer Solaranlagen, bei denen vielfach für die einzelnen Projekte eigene Projektgesellschaften gegründet werden, eine relevante Gefahr.

Die Pönale bei Nichtbereitstellung der Zweitsicherheit hat nur dann eine glaubhaft drohende Wirkung, wenn die Sanktion nach § 55 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 EEG 2016 durch die Erstsicherheit abgesichert wird. Die Höhe der Erstsicherheit bestimmt sich nach Satz 2 Nummer 1. Als Erstsicherheit müssen nach Satz 2 **Nummer 1** die Bieter entsprechend der gebotenen Gebotsmenge pro kW 5 Euro leisten. Daher müssen z.B. Bieter, die in ihrem Gebot eine installierte Leistung von 5 MW als Gebotsmenge angegeben haben, 25 000 Euro bei der BNetzA hinterlegen, um die Forderung der Übertragungsnetzbetreiber nach § 55 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 EEG 2016 abzusichern.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick, welchen Anteil die Erstsicherheit an den Investitionskosten ausmacht:

Anlagengröße der Solaranlage	Investitionskosten (in Mio. Euro)	Höhe der Erstsicherheit (in Euro)	Anteil (in %)
1 MW	rd. 1	5.000	0,5%
5 MW	rd. 5	25.000	0,5%
10 MW	rd. 10	50.000	0,5%

Nach **Satz 2 Nummer 2** ist eine Zweitsicherheit zu leisten. Diese Zweitsicherheit ist innerhalb von zehn Werktagen, nachdem die BNetzA den Zuschlag öffentlich bekannt gegeben hat, zu hinterlegen. Hierbei handelt es sich um eine materielle Ausschlussfrist, so dass eine Wiedereinsetzung in den vorherigen Stand nach § 32 Absatz 5 VwVfG ausgeschlossen ist. Ohne eine entsprechende Zweitsicherheit bestünde die Gefahr, dass sich die Bieter in die Insolvenz flüchten, um der Pönale zu entgehen. Dies ist insbesondere im Bereich großer Solaranlagen, bei denen vielfach für die einzelnen Projekte eigene Projektgesellschaften gegründet werden, eine relevante Gefahr. Die Zweitsicherheit bildet in Ergänzung zur Erstsicherheit die gesamte Sicherheit. Im Gegensatz zur FFAV kann so der Verwaltungsaufwand reduziert werden: Anstatt die Erstsicherheit nach dem Stellen der Zweitsicherheit zurück zu überweisen, wird sie nun Teil der Zweitsicherheit.

Die Drohung mit einer Pönale bei Nichtrealisierung hat nur dann eine Wirkung, wenn diese Sanktion abgesichert wird. Als Zweitsicherheit müssen entsprechend der Gebotsmenge, für die ein Zuschlag erteilt worden ist, pro kW 45 Euro bei der BNetzA hinterlegt werden. Für eine geplante Solaranlage mit einer installierten Leistung von 5 MW sind demnach 225 000 Euro zu hinterlegen. Dies entspricht einem Anteil von rund 2 bis 3 Prozent der Zahlungssumme, die im Lauf der 20-jährigen Zahlung des Anspruchs nach § 19 EEG 2016 von der Anlage eingenommen wird. Dieser Betrag liegt in der Größenordnung der Planungs- und Genehmigungs-

kosten für diese Anlagen. Hierdurch soll eine ausreichend abschreckende Wirkung erzielt werden, damit die Projekte, für die Gebote abgegeben wurden, auch tatsächlich realisiert werden, ohne dass die Förderkosten zu stark steigen und nicht zu viele Akteure aufgrund dieser Hürde aus dem Markt gedrängt werden.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick, welchen Anteil die Zweitsicherheit an den Investitionskosten ausmacht (Schätzung):

Größe der Solaranlage	Investitionskosten (in Mio. Euro)	Höhe der Zweitsicherheit (in Euro)	Anteil (in %)	Reduzierte Höhe (bei fortgeschrittenem Projektstand, in Euro)	Anteil (in %)
1 MW	rd. 1	45.000	4,5%	20.000	2,0%
5 MW	rd. 5	225.000	4,5%	100.000	2,0%
10 MW	rd. 10	450.000	4,5%	200.000	2,0%

Der prozentuale Anteil der Pönale an den Investitionskosten liegt auch im Rahmen dessen, was in anderen Ländern im Rahmen von Ausschreibungsverfahren gefordert wird.

Wenn die Zweitsicherheit nicht frist- und formgerecht bei der BNetzA hinterlegt worden ist, erlischt nach § 37d EEG 2016 der Zuschlag vollständig. Der Zuschlag ist daher auflösend bedingt durch die Einzahlung der Zweitsicherheit bei der BNetzA. Darüber hinaus muss eine Pönale in Form der Erstsicherheit nach § 55 Absatz 3 Nummer 1 EEG 2016 an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber gezahlt werden.

Zu 37b EEG 2016

Absatz 1 bestimmt die Höhe des Höchstwertes für große Solaranlagen. Nach § 8 FFAV orientierte sich der Höchstwert noch am anzulegenden Wert für Anlagen auf Gebäuden mit einer installierten Leistung bis einschließlich 1 MW. Er wird im EEG 2016 erheblich abgesenkt. Die Erfahrungen aus den ersten Freiflächenausschreibungen haben gezeigt, dass der Höchstwert zu hoch angesetzt war. Er orientiert sich jetzt an dem anzulegenden Wert für Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung bis 750 kW unter Berücksichtigung des atmenden Deckels.

Nach **Absatz 2** wird dieser Höchstwert degressiv, wie der anzulegende Wert für Solaranlagen auf Gebäuden unterhalb von 1 MW nach § 49 Absatz 1 bis 4 EEG 2016 entsprechend dem jeweiligen Zubau ausgestaltet.

Die Berechnung des Höchstwertes ist transparent, damit alle Bieter dieselben Voraussetzungen haben. Sollten die Erfahrungen der Ausschreibungen zeigen, dass der Höchstwert zu hoch oder zu niedrig liegt, kann die BNetzA im Rahmen einer Festlegung nach § 85a EEG 2016 die Höhe des Höchstwertes neu festlegen.

Zu § 37c EEG 2016

In **Absatz 1** wird grundsätzlich in Fortführung der Regelungen der die Anzahl der jährlich bezuschlagten Gebote auf tatsächlich genutzten Ackerflächen in benachteiligten Gebieten jenseits der in § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstaben a bis g EEG 2016 genannten Flächen auf maximal zehn begrenzt. Dabei werden die Gebote auf Flächen nach Buchstabe h grundsätzlich im Rahmen des Zuschlagsverfahrens nach § 32 Absatz 1 EEG 2016 mit den anderen Geboten sortiert und bezuschlagt. Es gibt somit kein gesondertes Zuschlagsverfahren. Erst wenn die Anzahl der Zuschläge in dieser Flächenkategorie zehn übersteigt und für diese zehn auch entsprechende Zweitsicherheiten gezahlt worden sind, dürfen in dem entsprechenden Kalenderjahr keine weiteren Zuschläge für Gebote auf dieser Flächenkategorie erteilt werden. Darüber hinaus wird geregelt, dass grundsätzlich Freiflächenanlagen auf Grünflächen nach § 37 Absatz 2 Nummer 3 Buchstabe i EEG 2016 keinen Zuschlag erhalten dürfen, sofern eine Verordnung auf der Grundlage von Absatz 2 nicht etwas anderes vorsieht.

In **Absatz 2** wird eine Länderöffnungsklausel aufgenommen. Die Landesregierungen können im Rahmen von einer Landesverordnung regeln, dass über die Begrenzung nach Absatz 1 für Gebote auf Ackerflächen oder Grünflächen in benachteiligten Gebieten für Gebote in ihrem Landesgebiet nicht gelten soll oder zumindest mehr Gebote als in Absatz 1 festgelegt, bezuschlagt werden können. Sofern die jeweiligen Landesregierungen von dieser Verordnungsermächtigung Gebrauch gemacht haben, muss die BNetzA für Gebote für geplante Freiflächenanlagen in diesem Bundesland abweichend von Absatz 1 Zuschläge entsprechend der Verordnung erteilen und dies entsprechend bei den Zuschlägen nach **Absatz 3** registrieren.

Zu § 37d EEG 2016

In § 37d EEG 2016 ist geregelt, unter welchen Umständen ein Zuschlag erlischt. Diese Vorschrift gilt nur für Solaranlagen. Für Windenergieanlagen ist eine solche Regelung, die auch eine Rückgabe des Zuschlags ermöglicht, nicht vorgesehen. Sie wäre bei Windenergieanlagen an Land auch nicht sinnvoll, da sie hier zu strategischem Verhalten anreizen würde.

Nach **Absatz 1** kann der Bieter jederzeit die Gebotsmenge eines bezuschlagten Gebots ganz oder teilweise zurückgeben. Die Rückgabeerklärung muss der Schriftform genügen bzw. nach seiner Einführung den Vorgaben des elektronischen Verfahrens gem. § 30a Absatz 5 folgen. Die BNetzA hat die mit dem Zuschlag registrierte Gebotsmenge in dem zurückgegebenen Umfang zu entwerten. Die vom Bieter daraufhin zu leistende Pönale richtet sich nach § 55 Absatz 3, Satz 1 Nummer 2 und Satz 3 und 4.

Ein Zuschlag erlischt nach **Absatz 2 Nummer 1**, wenn nicht innerhalb von zehn Werktagen nach der Bekanntgabe des Zuschlags die Zweitsicherheit geleistet worden ist. Der Zuschlag ist auflösend bedingt durch die Einzahlung der Zweitsicherheit bei der BNetzA. Darüber hinaus muss eine Pönale nach § 55 Absatz 3 Nummer 2 EEG 2016 an die Übertragungsnetzbetreiber gezahlt werden. Hierdurch wird sichergestellt, dass den Geboten eine gewisse Verbindlichkeit zukommt und man nach der Erteilung eines Zuschlags nicht ohne Nachteile den Zuschlag verfallen lassen kann. Ohne eine solche Sanktion können Gebote von Bietern, denen es an einer Motivation für die Projektrealisierung mangelt, sowie strategische Gebote nicht wirksam verhindert werden. § 55 Absatz 7 EEG 2016 sieht darüber hinaus vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber sich aus den bei der BNetzA hinterlegten Sicherheitsleistungen befriedigen dürfen. Dies ist dann der Fall, wenn der Bieter die Zweitsicherheit nicht fristgerecht bei der BNetzA eingereicht hat und nicht innerhalb von einem Monat nach Ablauf der Frist des Absatzes 4 die Forderung des Übertragungsnetzbetreibers vom Bieter erfüllt worden ist.

Nummer 2 legt eine Frist zur Ausstellung der Zahlungsberechtigung fest. Beantragt der Bieter nicht innerhalb von 24 Kalendermonaten nach der Bekanntgabe des Zuschlags nach § 35 Absatz 1 EEG 2016 die Ausstellung der aufgrund der Zuschlagserteilung registrierten Gebotsmenge, wird die noch verbleibende Gebotsmenge von der BNetzA entwertet. Voraussetzung zur Wahrung der Frist ist nicht nur die Stellung eines Antrags, sondern auch dessen erfolgreiche Bescheidung; die Ausstellung darf auch nicht später zurückgenommen worden sein. Wenn die Ausstellung später zurückgenommen worden ist, gilt der Antrag nicht als wirksam gestellt, so dass die Frist durch den Antrag nicht gewahrt worden ist. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass die Solaranlagen spätestens 24 Monate nach dem Zuschlag realisiert werden. Wenn der Bieter nicht innerhalb dieser Zeit die Ausstellung der Zahlungsberechtigungen für eine Solaranlage beantragt, wird die nicht zugeteilte Gebotsmenge entwertet und der Bieter muss nach § 55 EEG 2016 eine Strafe zahlen. Ziel dieser Regelung ist es, den Druck auf die Realisierung der geplanten Projekte zu erhöhen, um der bei vielen Ausschreibungen im Ausland festgestellten niedrigen Realisierungsrate entgegenzuwirken.

Absatz 3 regelt, dass sich das Ausschreibungsvolumen nach § 28 Absatz 2 EEG 2016 um die Menge der Gebote nach Absatz 1 Nummer 1 erhöht, die entwertet werden, weil keine Zweitsicherheit hinterlegt wird.

Zu § 38 EEG 2016

Voraussetzung für den Zahlungsanspruch nach § 19 EEG 2016 ist die Ausstellung einer Zahlungsberechtigung für die entsprechende Solaranlage. Diese Zahlungsberechtigung entspricht im Ansatz der Förderberechtigung nach den §§ 21 ff. FFAV: Diese wird inhaltlich grundsätzlich unverändert fortgeführt und sprachlich wegen der neuen Terminologie des EEG 2016 in Zahlungsberechtigung umbenannt.

Das Erfordernis einer Zahlungsberechtigung beschränkt sich auf Solaranlagen. Sie ist erforderlich, weil der Zuschlag nicht endgültig an einen Standort gebunden ist, sondern auch auf andere Standorte übertragen werden kann. Deshalb muss sichergestellt werden, dass Zuschläge nicht mehrfach verwendet werden. Bei Windenergie an Land ist dies ausgeschlossen, da hier ein Zuschlag an eine bestimmte Genehmigung gebunden ist.

Nach **Absatz 1** stellt die BNetzA auf Antrag eines Bieters eine Zahlungsberechtigung für eine Solaranlage des Bieters aus. Die Voraussetzungen für die Ausstellung der Zahlungsberechtigung sind im § 38a EEG 2016 festgelegt.

Der Antrag des Bieters muss die Angaben nach **Absatz 2** enthalten, damit die BNetzA die notwendigen Daten für die Ausstellung der Zahlungsberechtigung erhält. So muss der Bieter die personenbezogenen Angaben, die Nummer, die die Anlage oder die Erweiterung der Anlage bei der Registrierung im Anlagenregister erhält, die Art der Fläche, auf der die Anlage errichtet worden ist, und die genaue Gebotsmenge jedes bezuschlagten Ge-

bots und den zugehörigen Zuschlagsnummern in seinem Antrag benennen, die der Solaranlage zugeteilt werden soll. Darüber hinaus muss der Bieter bestätigen, dass er der Betreiber der Solaranlage ist. Aus dem Register ergibt sich der genaue Standort der Anlage, die installierte Leistung sowie weitere Angaben.

Anhand dieser Informationen kann die BNetzA nach §§ 38b EEG 2016 den anzulegenden Wert, der die Grundlage für die Berechnung der Höhe der Marktprämie für Strom aus der Solaranlage nach § 23 EEG 2016 darstellt, bestimmen.

Zu § 38a EEG 2016

§ 38a EEG 2016 regelt die Voraussetzungen, unter denen die BNetzA auf Antrag des Bieters nach § 38 EEG 2016 eine Zahlungsberechtigung ausstellen darf. Der Bieter muss der BNetzA glaubhaft machen, dass die Ausstellungsvoraussetzungen vorliegen. Einer intensiven Prüfung des Vorliegens der Voraussetzungen der Zahlungsberechtigung bedarf es nicht, da den Netzbetreiber deren endgültige Prüfung gemäß § 38a Absatz 3 EEG 2016 obliegt. Eine summarische behördliche Kontrolle der Gegebenheiten ist mithin ausreichend.

Nach **Absatz 1 Nummer 1** ist Voraussetzung für die Ausstellung der Zahlungsberechtigung, dass die Solaranlage vor der Antragstellung, aber nach Erteilung des Zuschlags, in Betrieb genommen worden ist und der Bieter bei der Antragstellung zugleich Betreiber der Solaranlage ist, der die Gebotsmenge zugeteilt werden soll.

Nach **Nummer 2** muss der Betreiber seine Anlage im Anlagenregister registrieren lassen, bevor der Antrag auf die Zahlungsberechtigung gestellt wird. Hierfür reicht es aus, wenn der Anlagenbetreiber das seinerseits Erforderliche getan hat, indem er alle erforderlichen Angaben an die BNetzA übermittelt. Dies kann auch im Rahmen des Antrags auf Ausstellung einer Zahlungsberechtigung erfolgen.

Nach **Nummer 3** muss darüber hinaus die vom Bieter im Antrag angegebene Gebotsmenge des bezuschlagten Gebots bei der BNetzA bestehen. Demnach darf der Zuschlag seine Wirksamkeit nicht verloren haben. Verliert der Zuschlag seine Wirksamkeit, entwertet die BNetzA ihn nach § 35a EEG 2016. Auch darf der Zuschlag, soweit er verwendet werden soll, keiner anderen Zahlungsberechtigung zugeordnet worden sein. Es ist aber zulässig, einen Zuschlag mehreren Zahlungsberechtigungen zuzuordnen, wenn eine mengenmäßige Aufteilung des Zuschlags erfolgt. Der Bieter muss bei der Antragstellung genau angeben, wie hoch die Gebotsmenge ist, die er der Solaranlage zuteilen will und aus welchem bezuschlagten Gebot die jeweilige Gebotsmenge stammen soll. Die Regelung reduziert aufgrund der Flexibilität zur Zuordnung der Zuschläge die mit der Ausschreibung verbundenen zusätzlichen Risiken der Bieter. Durch die Öffnung der Flächenkulisse in einzelnen Bundesländern im Rahmen der Länderöffnungsklausel ist eine weitere Einschränkung erforderlich. Zuschläge für solche Flächen, können nur für derartige Flächen in demselben Bundesland verwendet werden.

Um den unterschiedlichen Nutzungsinteressen, insbesondere der Landwirtschaft, gerecht zu werden, sieht **Nummer 3, Buchstabe a bis c** vor, dass die Zuteilung der Gebotsmengen nur für Anlagen auf bestimmten Flächen zulässig ist. Wird eine Anlage auf einer Fläche errichtet, die nicht in § 37 Absatz 1 Nummer 1, 2 oder 3 Buchstabe a bis i EEG 2016 aufgeführt worden ist, ist die Anlage nicht förderfähig. Ihr können keine Gebotsmengen zugeteilt werden. Darüber hinaus besagt Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe b, dass für Anlagen, die auf Ackerland in einem benachteiligten Gebiet nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe h EEG 2016 in Betrieb genommen werden sollen, keine Gebotsmengen aus Zuschlägen zugeordnet werden können, die für eine andere Fläche nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstaben a bis i EEG 2016 erteilt wurden. Diese Begrenzung ist notwendig, um sicherzustellen, dass nur maximal 10 Anlagen pro Jahr auf Ackerflächen, die in benachteiligten Gebieten liegen, in Betrieb genommen werden können Entsprechendes gilt nach Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe c für die Gebotsmengen von Geboten, die nur aufgrund einer Verordnung nach § 37c Absatz 2 EEG 2016 bezuschlagt wurden.

Darüber hinaus darf nach **Nummer 4** die zugeteilte Gebotsmenge die installierte Leistung der Solaranlage nicht überschreiten. Maximal kann daher z.B. für eine Solaranlage mit einer installierten Leistung von 5 MW eine Gebotsmenge von 5 MW zugeteilt werden. Dem Bieter kann auf entsprechenden Antrag auch eine niedrigere Gebotsmenge zugeteilt werden. In diesem Fall ist der Anspruch auf eine Zahlung nach § 19 EEG 2016 allerdings nur auf den förderfähigen Anteil der eingespeisten Strommenge begrenzt. Der nicht geförderte Anteil kann dann im Rahmen der anteiligen Direktvermarktung als ungeförderter Strom nach § 21a EEG 2016 (sonstige Direktvermarktung) vermarktet werden.

Durch **Nummer 5** wird zudem eine Größenbegrenzung für Solaranlagen festgelegt und die Ausstellung einer Zahlungsberechtigung für Freiflächenanlagen in Naturparks und Naturschutzgebieten ausgeschlossen. Wie bisher auch in den §§ 19 und 51 EEG 2014 können Solaranlagen nur bis zu einer installierten Leistung von 10 MW eine Zahlung nach § 19 EEG 2016 erhalten. Wenn die Solaranlage größer als 10 MW ist, erhält sie, wie bisher auch, für die darüber hinausgehende installierte Leistung keine Zahlung nach § 19 EEG 2016. Durch die Begrenzung der zuteilfähigen Gebotsmenge auf 10 MW ergibt sich eine entsprechende Begrenzung der förderfähigen Größe der Solaranlage. Ziel dieser Größenbegrenzung ist es insbesondere, eine räumliche Ballung von Freiflächenanlagen zu verhindern und durch die neu geregelte Anlagenzusammenfassung auch den Interessen der Landwirtschaft und des Umweltschutzes zu entsprechen.

Nach **Nummer 6** setzt die Ausstellung der Zahlungsberechtigung weiterhin die fristgemäße Leistung der Zweitsicherheit nach § 37a Absatz 1 Satz 2 EEG 2016 voraus, wobei die Regelung wegen des Erlöschens des Zuschlags nach § 37d Absatz 2 Nummer 1 EEG 2016 im Fall des Fristversäumnisses lediglich der Klarstellung dient.

Ebenfalls Voraussetzung für die Ausstellung der Zahlungsberechtigung ist nach **Nummer 7** die Zahlung der Gebühr nach Anlage Nummer 2 der Ausschreibungsgebührenverordnung. Erst nach der Zahlung der Gebühr darf die BNetzA die beantragte Zahlungsberechtigung ausstellen.

Nach der Ausstellung der Zahlungsberechtigung an den Anlagenbetreiber übermittelt die BNetzA nach **Absatz 2 Satz 1** dem im Antrag angegebenen Netzbetreiber die Angaben des Bieters nach § 38 Absatz 2 EEG 2016 und die nach den §§ 38b und 38c EEG 2016 ermittelte Höhe des anzulegenden Werts für die Zahlung nach § 19 EEG 2016. **Satz 2** regelt – wie schon in der FFAV- die rückwirkende Entstehung des Zahlungsanspruchs ab dem Tag der Inbetriebnahme, wenn der Antrag spätestens 3 Wochen nach der Inbetriebnahme gestellt wurde.

Absatz 3 legt fest, dass der Netzbetreiber die Anspruchsvoraussetzungen prüfen muss und hierfür entsprechende Nachweise verlangen kann. Dies gilt auch für weitergehende Anforderungen aus einer Festlegung der BNetzA nach § 85 Absatz 3 EEG 2016.

Die Prüfung bezieht sich auch auf die im Register gemachten Angaben, soweit sie für die Zahlungsberechtigung relevant sind. Dies betrifft insbesondere den Standort und die installierte Leistung. Das Ergebnis der Prüfung muss der Netzbetreiber der BNetzA innerhalb eines Monats nach der Mitteilung nach Absatz 2 mitteilen.

Absatz 4 legt weiterhin fest, dass die Zahlungsberechtigungen nach ihrer Ausstellung der Solaranlage verbindlich zugeordnet sind. Der Bieter kann nach der Ausstellung keine Änderungen mehr bewirken.

Zu § 38b EEG 2016

Nach **Absatz 1** entspricht der anzulegende Wert dem Zuschlagswert, der wiederum dem Gebotswert entspricht. Damit legt § 38b EEG 2016 das „pay-as-bid“-Verfahren als Preisregel fest. Hierfür gibt es zwei Gründe: Erstens ist das Wettbewerbsniveau unsicher (insbesondere weil es im Markt zahlreiche Multiprojektbieter gibt). Grundsätzlich führen die Preisregeln „pay-as-bid“ und „pay-as-clear“ zu ähnlichen Ausschreibungsergebnissen. In Zeiten von geringem Wettbewerb ist „pay-as-bid“ aber weniger anfällig für Verzerrungen. Zweitens ist die „pay-as-bid“-Preisregel besser verständlich und hat deswegen eine höhere Akzeptanz (insbesondere bei unerfahrenen Bietern).

Absatz 2 regelt die Vergütung für den Fall dass Module zu einem späteren Zeitpunkt ersetzt werden müssen. Die Regelung lehnt sich an die bereits heute bestehende Regelung an.

Zu § 39 EEG 2016

§ 39 EEG 2016 legt über die Vorgaben des § 30 EEG 2016 hinaus weitere Voraussetzungen für die Teilnahme von Biomasseanlagen an einer Ausschreibung fest. Gebote, die die Teilnahmevoraussetzungen nicht erfüllen, werden von der BNetzA nach § 33 EEG 2016 vom Zuschlagsverfahren ausgeschlossen. Im Fokus der Regelungen stehen dabei eine größtmögliche Transparenz, ein einfaches Ausschreibungsverfahren sowie die Sicherstellung einer hinreichend hohen Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte. Hierfür sieht § 39 EEG 2016 insbesondere materielle Qualifikationsanforderungen an das spezifische Gebot vor. Regelungen für den Fall der Verzögerung oder Nichtrealisierung der Projekte (Pönalen) sind in § 55 EEG 2016 enthalten.

§ 39 EEG 2016 ist im Grundsatz wie § 36 EEG 2016 aufgebaut, so dass auf die Begründung zu § 36 EEG 2016 verwiesen wird und im Folgenden nur die Unterschiede erläutert werden.

Nach **Absatz 1 Nummer 1** darf eine Biomasseanlage im Zeitpunkt der Zuschlagserteilung noch nicht in Betrieb genommen worden sein. Die Teilnahme von Bestandsanlagen an Ausschreibungen ist in § 39h EEG 2016 geregelt.

Wenn für die betreffende Biomasseanlage keine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsgesetz erforderlich ist, genügt es nach **Nummer 2**, wenn eine Bau-genehmigung vorgelegt wird.

Nach **Absatz 4** beträgt die Höchstgröße für Gebote 20 MW installierte Leistung. Hierdurch wird ausgeschlossen, dass zu große Anlagen gebaut werden, die mit nicht vertretbaren Auswirkungen auf Natur und Landschaft verbunden wären. Zugleich wird verhindert, dass sehr wenige sehr große Anlagen das gesamte Ausschreibungsvolumen in Anspruch nehmen und dadurch kleinere Akteure benachteiligen.

Zu § 39a EEG 2016

§ 39a EEG 2016 entspricht § 36a EEG 2016, so dass auf die Begründung zu § 36a EEG 2016 verwiesen wird. Ebenso wie bei Windenergieanlagen an Land ist auch für Biomasseanlagen Gebotsvoraussetzung, dass eine Genehmigung für das Projekt vorliegt (späte Ausschreibung). Die vergüteten Volllaststunden für Biogasanlagen betragen aufgrund von § 39h Absatz 2 Satz 1 i.V.m. § 44b Absatz 1 in etwa das Doppelte der Volllaststunden einer Windenergieanlage. Daher wird die Sicherheit mit 60 Euro pro kW zu installierender Leistung doppelt so hoch festgelegt wie bei Windenergieanlagen an Land.

Zu § 39b EEG 2016

Nach **Absatz 1** beträgt der Höchstwert, also der höchste zulässige Gebotswert (vgl. § 33 Absatz 1 Nummer 4) 14,88 Cent/kWh. Dieser Wert entspricht dem anzulegenden Wert für Bioabfallvergärungsanlagen.

Nach **Absatz 2** verringert sich der Höchstwert ab 2018 jährlich um ein Prozent und wird auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet. Für die Berechnung der Degression des Höchstwerts ist nach Satz 2 der ungerundete Wert des Vorjahres zugrunde zu legen.

Zu § 39c EEG 2016

§ 39c EEG 2016 entspricht § 36d EEG 2016, so dass auf die Begründung zu § 36d EEG 2016 verwiesen wird.

Zu § 39d EEG 2016

§ 39d EEG 2016 entspricht weitgehend § 36e EEG 2016 mit dem Unterschied, dass der Zuschlag erlischt, wenn die Biomasseanlage nicht 24 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommen worden ist. Im Übrigen wird auf die Begründung zu § 36e EEG 2016 verwiesen.

Zu § 39e EEG 2016

§ 39e EEG 2016 entspricht § 36f EEG 2016, so dass auf die Begründung zu § 36f EEG 2016 verwiesen wird.

Zu § 39f EEG 2016

§ 39f betrifft nach dessen **Absatz 1** bestehende Biomasseanlagen, also solche, die erstmals vor dem 1. Januar 2017 ausschließlich mit Biomasse in Betrieb genommen worden sind. Sie können ebenfalls an Ausschreibungen teilnehmen. Insofern weicht § 39f als speziellere Norm von § 22 Absatz 4 Satz 2 Nummer 2 EEG 2016 und von § 39 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016 ab. Nach § 22 Absatz 4 Satz 2 Nummer 2 i.V.m. § 22 Absatz 6 EEG 2016 dürfen Anlagen, die vor 2017 genehmigt und vor 2019 in Betrieb genommen wurden, nicht an Ausschreibungen (gemeint ist in § 22: für Neuanlagen) teilnehmen. § 39f betrifft jedoch die Ausschreibung einer zehnjährigen Anschlussvergütung für bereits bestehende Biomasseanlagen. Da alle bestehenden Anlagen vor 2017 genehmigt und vor 2019 in Betrieb genommen worden sind, ist § 22 Absatz 4 Satz 2 Nummer 2 nicht anzuwenden. Gleiches gilt für § 39 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016, der bei Ausschreibungen einer 20jährigen Förderung für Neuanlagen nach § 39 sicherstellt, dass tatsächlich nur Neuanlagen – d.h. Anlagen, die vor Zuschlag noch nicht in Betrieb genommen worden sind – teilnehmen dürfen. Auch diese Regelung ist für die Ausschreibungen für bestehende Biomasseanlagen nicht anzuwenden.

Die Möglichkeit nach § 39f, an Ausschreibungen teilzunehmen, wurde ins EEG 2016 aufgenommen, weil bei einigen Biomasse-Bestandsanlagen ein Bedürfnis nach einer Zahlungsperspektive über die zwanzigjährige Zahlungsdauer nach § 25 EEG 2016 hinaus besteht. Biomasseanlagen haben teilweise Investitionsbedarf deutlich vor Ablauf der zwanzigjährigen Zahlungsdauer, z.B. weil Anlagenkomponenten erneuert werden müssen. Um diese Investitionen fremdfinanzieren zu können, besteht das Bedürfnis nach einem verlängerten Zahlungsanspruch, aus dem die Finanzierung amortisiert werden kann. Da für Anlagen, deren Zahlungsanspruch noch ausreichend lange läuft, ein solches Bedürfnis nicht besteht, können nur solche Bestandsanlagen an Ausschreibungen teilnehmen, deren Zahlungsanspruch zum Zeitpunkt der Ausschreibung höchstens noch für acht Jahre besteht.

Mit Erteilung des Zuschlags durch die BNetzA erhalten bestehende Biomasseanlagen den entsprechenden neuen anzulegenden Wert. Der daraus folgende Zahlungsanspruch tritt nach **Absatz 2 Satz 1** am ersten Tag eines durch den Anlagenbetreiber zu bestimmenden Monats für die Zukunft an die Stelle des bisherigen Zahlungsanspruchs der Anlage sowie aller weiteren bisherigen Ansprüche wie z.B. einer etwaigen Flexibilitätsprämie, sonstiger Boni etc. Der Anlagenbetreiber kann nach **Satz 2** durch Mitteilung an den Netzbetreiber innerhalb eines Zeitfensters zwischen einem und drei Jahren nach Bekanntgabe des Zuschlags wählen, wann der Zahlungsanspruch aus dem anzulegenden Wert aus dem Zuschlag an die Stelle der bisherigen Ansprüche tritt. So ist der Anlagenbetreiber flexibel und hat ausreichend Zeit, um etwa erforderliche Umrüstungen der Anlage vorzunehmen, die z.B. erforderlich sind, um künftig die Flexibilitätsanforderungen nach § 39h Absatz 2 in Verbindung mit § 44b Absatz 1 EEG 2016 erfüllen zu können. Die Mitteilung an den Netzbetreiber muss nach **Satz 3** vor Beginn des Kalendermonats erfolgen, der dem Kalendermonat vorangeht, ab dem der neue Zahlungsanspruch an die Stelle des alten tritt. Diese Frist ist gleich der Frist in § 21c Absatz 1 Satz 1 EEG 2016. Wenn der Anlagenbetreiber auch drei Jahre nach Zuschlag noch keine Mitteilung an den Netzbetreiber gemacht hat, tritt der neue Zahlungsanspruch nach **Satz 4** am ersten Tag des siebenunddreißigsten Kalendermonats, der auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgt, automatisch an die Stelle des alten.

Nach **Absatz 3 Satz 1** gilt die Bestandsanlage an dem Tag, an dem nach Absatz 2 der neue Zahlungsanspruch an die Stelle des Anspruchs nach bisherigem Recht tritt, als neu in Betrieb genommen. **Satz 2** verdeutlicht, dass daher ab diesem Zeitpunkt die Regeln des EEG 2016 für Neuanlagen auch auf bestehende Biomasseanlagen in der Anschlussförderung anzuwenden sind. Die Anlagen unterfallen ab dann nicht mehr § 100 EEG 2016. Dies dient der Rechtsvereinheitlichung und -vereinfachung. Dies bedeutet unter anderem, dass Bestandsanlagen, die erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben, ab ihrem neuen Inbetriebnahmedatum keine Flexibilitätsprämie nach § 50b EEG 2016 mehr in Anspruch nehmen können, jedoch ab dann den Flexibilitätszuschlag nach § 50a EEG 2016.

Da für Bestandsanlagen in der Anschlussförderung ab dem Tag, an dem nach Absatz 2 der neue Zahlungsanspruch an die Stelle des Anspruchs nach bisherigem Recht tritt, die Pflichten von Neuanlagen gelten, gelten für diese Anlagen dann auch die entsprechenden Flexibilisierungsanforderungen. Um diese erfüllen zu können, müssen bestehende Biomasseanlagen teilweise modernisiert werden. Die weiteren zehn Jahre Anschlussförderung sind nur gerechtfertigt, wenn Bestandsanlagen im Interesse der Markt- und Systemintegration flexibler werden. Daher ist nach **Absatz 4 Satz 1** Voraussetzung für den neuen Zahlungsanspruch, dass ein Umweltgutachter mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien bescheinigt hat, dass die Anlage für einen bedarfsorientierten Betrieb technisch geeignet ist und der Anlagenbetreiber diese Bescheinigung dem Netzbetreiber vorgelegt hat. Nach **Satz 2 Nummer 1** müssen Biogasanlagen die Anforderungen nach § 39h Absatz 2 Satz 1 in Verbindung mit § 44b Absatz 1 EEG 2016 erfüllen können. Sie müssen also für eine bedarfsorientierte Fahrweise geeignet sein, die daraus resultiert, dass die Biogasanlagen nur eine Bemessungsleistung von 50% ihrer installierten Leistung vergütet bekommen. Nach **Nummer 2** gilt dies entsprechend für Anlagen, die feste Biomasse nutzen, und daher nach § 39h Absatz 2 Satz 2 nur eine Bemessungsleistung von 80% ihrer installierten Leistung vergütet bekommen.

Absatz 5 enthält für bestehende Biomasseanlagen Ergänzungen und Abweichungen von den §§ 39 bis 39e EEG 2016. Nach **Nummer 1** muss die Genehmigung nach § 39 Absatz 1 Nummer 2 EEG zum Betrieb der Anlagen bei bestehenden Biomasseanlagen mindestens bis zum Ende des elften Kalenderjahres laufen, das auf den Gebotstermin folgt. Dies soll sicherstellen, dass eine Bestandsanlage die öffentlich-rechtliche Genehmigung hat, auch während des Anschlussvergütungszeitraums betrieben zu werden, und damit die tatsächliche Betriebswahrscheinlichkeit erhöhen. Da der Beginn des Anschlusszeitraums nach § 39f Absatz 2 flexibel ist, aber frü-

hestens ein Jahr nach Zuschlag beginnt, geht Nummer 1 mit einem Mindestgenehmigungszeitraum von elf Jahren nach Zuschlag betreiberfreundlich pauschal von einem frühen Beginn des Anschlusszeitraums aus.

Nach **Nummer 2** muss der Bieter bei Gebotsabgabe die Eigenerklärungen beifügen, dass er Betreiber der Biomasseanlage ist, sowie, dass die Genehmigung nach § 39 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2016 solange läuft, wie in Nummer 1 verlangt.

Nach **Nummer 3** beträgt der Höchstwert nach § 39b Absatz 1 für Bestandsanlagen im Jahr 2017 16,9 Cent/kWh. Dieser Wert ergibt sich aus dem Mittel der durchschnittlichen Vergütung von Biogas-Bestandsanlagen mit rund 21 Cent/kWh und der durchschnittlichen Vergütung von Bestandsanlagen zur Verstromung fester Biomasse (Industrierestholz, Waldrestholz etc. mit Ausnahme von Altholz) in Höhe von 9 bis 12 Cent/kWh. Diese beiden Gruppen von Bestandsanlagen haben gleichzeitig Zugang zur Ausschreibung von Biomasse. Es ist deshalb angemessen, einen Höchstwert von 16,9 Cent/kWh anzusetzen, der beiden Anlagengruppen eine reale Chance auf einen Zuschlag gewährt, ohne zu Mitnahmeeffekten in der anderen Anlagengruppe zu führen. Somit beträgt in der Biomasseausschreibung im Jahr 2017 der Höchstwert für Neuanlagen 14,88 Cent/kWh, für Bestandsanlagen die genannten 16,9 Cent/kWh. In den Folgejahren verringern sich beide Höchstwerte ab dem 1. Januar 2018 um 1 Prozent pro Jahr gegenüber dem im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr geltenden Höchstwert. D.h. sowohl der Höchstwert für Neuanlagen von 14,88 Cent/kWh als auch der Höchstwert für Bestandsanlagen von 16,9 Cent/kWh unterliegt einer jährlichen einprozentigen Degression. Die Degressionsvorschrift nach § 39b Absatz 2 mit ihren Bestimmungen zu Rundung etc. ist jeweils auf beide Höchstwerte separat anzuwenden. Dies ist in Nummer 3 zweiter Halbsatz noch einmal ausdrücklich klargestellt.

Nach **Nummer 4** in Verbindung mit § 39d Absatz 1 erlischt der Zuschlag für bestehende Biomasseanlagen 6 Monate nach dem Tag nach § 39f Absatz 2 EEG 2016 (ab dem der neue Zahlungsanspruch zu laufen beginnt), wenn der Anlagenbetreiber nicht bis zu diesem Zeitpunkt dem Netzbetreiber die Bescheinigung des Umweltgutachters nach Absatz 4 vorgelegt hat. Da bestehende Biomasseanlagen bereits in Betrieb sind, kann bei diesen für die Feststellung der Realisierung – anders als bei Neuanlagen – nicht auf die tatsächliche Inbetriebnahme abgestellt werden. Davon unabhängig besteht auch innerhalb dieser sechs Monate der Zahlungsanspruch u.a. nicht, solange die Bescheinigung nach Absatz 4 nicht vorgelegt wurde. § 39d Absatz 2 EEG 2016 ist für bestehende Anlagen regulär anzuwenden.

Unabhängig vom Höchstwert nach § 39b EEG 2016, bei dessen Überschreiten ein Gebot nach § 33 Absatz 1 Satz 1 Nummer EEG 2016 ausgeschlossen wird, begrenzt **Absatz 6** zusätzlich den anzulegenden Wert für bestehende Biomasseanlagen, die einen Zuschlag erhalten haben. Die Ausschreibungen für bestehende Anlagen bieten diesen Anlagen eine Perspektive noch über den zwanzigjährigen Zeitraum hinaus, für den nach bisherigem Recht ein Anspruch auf Zahlung besteht. Im Gegenzug darf aber die Vergütung nicht über das bisherige Vergütungsniveau der Anlage steigen, da dies dem Grundsatz der Kosteneffizienz entgegensteht. Im Gegenteil wird erwartet, dass eine Verlängerung des zwanzigjährigen Vergütungszeitraums für Bestandsanlagen mit einer Senkung von deren durchschnittlicher Vergütung, auch schon vor Ablauf der 20 Jahre, einhergeht.

Nach **Satz 1** ist der neue anzulegende Wert der jeweiligen Anlage begrenzt auf ihren bisherigen durchschnittlichen anzulegenden Wert. Dabei ist auf den Durchschnitt der drei Kalenderjahre abzustellen, die der jeweiligen Ausschreibung vorangegangen sind. Da diese Begrenzung den Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 betrifft, ist dieser Wert durch den Anschlussnetzbetreiber zu ermitteln. Bei diesem liegen auch direkt und rechtzeitig die dafür erforderlichen Daten vor (insbes. Jahresabrechnungen der Vorjahre). Die Alternative, diese Begrenzung durch die BNetzA ermitteln zu lassen und direkt als zusätzlichen anlagenspezifischen Höchstwert bei der Prüfung der Gebote zu berücksichtigen, wurde geprüft und verworfen. Der damit verbundene erhebliche Mehraufwand hätte zu einer deutlichen Verzögerung der Zuschlagserteilung geführt. Zudem führt der Rechtsweg gegen die BNetzA vor das OLG Düsseldorf, bei Streitigkeiten mit dem Netzbetreiber ist hingegen der reguläre Rechtsweg zu den Zivilgerichten eröffnet, der dafür geeigneter erscheint und der unter dem EEG auch ansonsten geltende Rechtsweg für derartige Streitigkeiten ist. Zudem besteht in diesem Fall auch die Möglichkeit, einen etwaigen Streit über den durchschnittlichen anzulegenden Wert mithilfe der Clearingstelle EEG außegerichtlich beizulegen. Die Begrenzung nach Satz 1 greift, wenn der Zuschlagswert der Anlage höher ist als ihr bisheriger durchschnittlicher anzulegender Wert. Wenn der Zuschlagswert ohnehin niedriger ist, ist der Zuschlagswert maßgeblich.

Nach **Satz 2 Halbsatz 1** sind für die Ermittlung des Durchschnitts für jedes der drei Jahre der Quotient aus allen für die Anlage geleisteten Zahlungen und der im jeweiligen Jahr insgesamt vergüteten Strommenge zugrunde zu

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

legen. Um den Aufwand gering zu halten, empfiehlt es sich für den Netzbetreiber, dabei auf die betreffenden EEG-Jahresendabrechnungen abzustellen. Da bei der Ausschreibung auf die gesamte Stromerzeugung ein einheitlicher anzulegender Wert zu bieten ist, ist bei Bestandsanlagen, die ab einer bestimmten Bemessungsleistung für die unterschiedlichen Bemessungsleistungsstufen unterschiedlich hohe anzulegende Werte haben, für die Bestimmung des Höchstwerts der durchschnittliche anzulegende Wert über die gesamte Bemessungsleistung der jeweiligen Vorjahre zu ermitteln. Bei der Ermittlung des bisherigen anzulegenden Wertes sind alle Zahlungen nach § 19 EEG 2016 (einschließlich etwaiger Boni) und nach § 50 EEG 2016 (insbesondere die Flexibilitätsprämie nach § 50b EEG 2016) zu berücksichtigen. Bei Anlagen, die die feste Einspeisevergütung in Anspruch genommen haben, ist bei der Ermittlung des anzulegenden Wertes § 53 EEG 2016 zu berücksichtigen. Dies gilt allerdings nicht für Anlagen, für die ein Vergütungssatz vor Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung durch das EEG 2014 gilt. Denn bei diesen war die seit dem EEG 2014 im anzulegenden Wert direkt eingepreiste sog. Managementprämie noch nicht im Vergütungssatz enthalten.

Nach **Satz 2 Halbsatz 2** ist die Summe der nach Satz 2 Halbsatz 1 ermittelten anzulegenden Werte durch drei zu teilen. Somit wird jeder der drei durchschnittlichen anzulegenden Werte aus den Vorjahren gleich gewichtet.

Zu § 39g EEG 2016

§ 39g regelt, von wann bis wann der Zahlungszeitraum nach § 25 bei Biomasseanlagen in der Ausschreibung läuft.

Nach **Absatz 1** beginnt der Zeitraum für bestehende Biomasseanlagen nach § 39f Absatz 1 mit dem Tag nach § 39f Absatz 2, den der Anlagenbetreiber innerhalb eines Zeitfensters zwischen ein und drei Jahren nach Zuschlag selbst bestimmen kann. Grund ist, dass bestehende Biomasseanlagen bereits in Betrieb genommen sind und deshalb, abweichend von § 25 Satz 3 EEG 2016, nicht auf ihre (erste) Inbetriebnahme abgestellt werden kann. Für neue Biomasseanlagen, die einen Zuschlag erhalten haben, beginnt der Zeitraum spätestens 24 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags. Es wird im Übrigen auf die Begründung zu § 36i verwiesen.

Nach **Absatz 2** beginnt der Zahlungszeitraum nach § 25 Satz 1 zu dem in Absatz 1 genannten Zeitpunkt auch dann, wenn das Erlöschen des Zuschlags aufgrund einer Fristverlängerung nach § 39e Absatz 2 erst zu einem späteren Zeitpunkt als dem in § 39e Absatz 1 EEG 2016 (bei bestehenden Biomasseanlagen in Verbindung mit § 39f Absatz 5 Nummer 3 EEG 2016) vorgesehenen Zeitpunkt erfolgt. Für bestehende Biomasseanlagen beginnt der Zeitraum zudem auch dann zu dem in Absatz 1 genannten Zeitpunkt, wenn die Bescheinigung nach § 39f Absatz 4 erst nach dem Tag nach § 39f Absatz 2 vorgelegt wird. Es wird auf die Begründung zu § 36i verwiesen.

Nach **Absatz 3 Satz 1** verlängert sich die Dauer des Zahlungsanspruchs ab dem Tag nach § 39f Absatz 2 um zehn Jahre. Dies gibt Bestandsanlagen eine Perspektive für ihren Weiterbetrieb. Gleichzeitig werden Lock-in-Effekte der Biomassenutzung in der Stromerzeugung begrenzt. Aus diesem Grund kann dieser Zeitraum nach **Satz 2** nicht erneut nach § 39f verlängert werden, das heißt, eine bestehende Biomasseanlage kann nur einmalig eine Anschlussförderung erhalten.

Zu § 39h EEG 2016

§ 39h EEG 2016 enthält die besonderen Zahlungsvoraussetzungen für Biomasseanlagen in der Ausschreibung.

Nach **Absatz 1 Satz 1** darf Strom aus Biogas nur über das EEG 2016 finanziert werden, wenn der zur Erzeugung des Biogases eingesetzte Anteil von Getreidekorn oder Mais als Ganzpflanze einschließlich Maiskorn-Spindel-Mischung, Körnermais und Lieschkolbenschrot in jedem Kalenderjahr insgesamt nicht über einer gewissen Schwelle liegt. Damit wird für die Biogasanlagen, die erfolgreich an Ausschreibungen teilgenommen haben, ein „Maisdeckel“ eingeführt. Dieser Deckel begrenzt den Anteil von Mais und den genannten weiteren Einsatzstoffen, der zur Erzeugung des Biogases eingesetzt wird, für Anlagen, die 2017 oder 2018 einen Zuschlag erhalten haben, in jedem Kalenderjahr auf insgesamt höchstens 50 Masseprozent (**Nummer 1**), für Anlagen, die 2019 oder 2020 einen Zuschlag erhalten haben, in jedem Kalenderjahr auf insgesamt höchstens 47 Masseprozent (**Nummer 2**) und für Anlagen, die 2021 oder 2022 einen Zuschlag erhalten haben, in jedem Kalenderjahr auf insgesamt höchstens 44 Masseprozent (**Nummer 3**). Diese Deckelung wirkt dem einseitigen Anbau bestimmter Energiepflanzen (vor allem von Mais) entgegen. Damit soll zugleich ein Anreiz geschaffen werden, andere Einsatzstoffe, vor allem ökologisch vorteilhafte Substrate, zu mobilisieren. Dieser Maisdeckel gilt nur für Biogasanlagen, die ihren Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 durch Ausschreibung erworben ha-

ben, nicht jedoch für Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt ist. **Satz 2** bestimmt genauer, welche Einsatzstoffe als Mais im Sinn von Satz 1 anzusehen sind.

Nach **Absatz 2 Satz 1** sind auch die übrigen Zahlungsveroraussetzungen und Nachweisbestimmungen nach §§ 44b und 44c EEG 2016, die seit langem im EEG für Biomasse bei der gesetzlichen Bestimmung der Zahlung gelten, auch bei den Biomasseanlagen, für die der anzulegende Wert durch Ausschreibung bestimmt wird, entsprechend anzuwenden. Es handelt sich dabei um einen Rechtsgrundverweis. Damit müssen die verschiedenen Bestimmungen des § 44b EEG 2016 ebenfalls beachtet werden. Der (nur bei Ausschreibungen zu beachtende) Maisdeckel nach Absatz 1 muss dabei ebenfalls durch Vorlage einer Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs nachgewiesen werden, wobei der Verweis auf § 44c Absatz 2 EEG 2016 ein Rechtsfolgenverweis ist (jährliche Nachweispflicht bis zum 28. Februar für den Maisanteil).

Satz 2 enthält für Anlagen, die feste Biomasse einsetzen, einen Rechtsfolgenverweis auf § 44b Absatz 1. Wenn solche Anlagen einen Zuschlag erhalten haben, besteht der Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 nur für den Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 80 Prozent ihrer installierten Leistung entspricht. Für den darüber hinausgehenden Anteil der in dem Kalenderjahr erzeugten Strommenge verringert sich die Marktprämie auf null, eine Einspeisevergütung auf den Monatsmarktwert. Dies dient dazu, auch Anlagen in der Ausschreibung, die feste Biomasse nutzen, zu einer flexibleren Fahrweise anzureizen.

Zu § 40 EEG 2016

§ 40 EEG 2016 legt den anzulegenden Wert für Wasserkraftanlagen fest, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, und regelt die Voraussetzungen für die Geltendmachung des Anspruchs. Die Bestimmung ist im Kern gegenüber § 40 EEG 2014 unverändert. Die anzulegenden Werte sind allerdings aufgrund der Degression abgesenkt und geben das Niveau wieder, das am 1. Januar 2017 gilt. Absatz 2 Satz 3 wurde angepasst: Für modernisierte Anlagen soll nicht nur der Vergütungsanspruch neu zu laufen beginnen (wie schon bisher in Satz 3 geregelt), vielmehr sollen diese Anlagen im Sinn des EEG 2016 als neu in Betrieb genommen behandelt werden. In der Folge unterliegen die Vergütungssätze der Degression und die Anlagen müssen alle Anforderungen erfüllen, die an Neuanlagen gestellt werden. Dies bedeutet insbesondere, dass die Anlagen bei entsprechender Größe unter die Pflicht zur Direktvermarktung fallen. Die Regelung hat hingegen keine Auswirkung auf die Frage, ob eine modernisierte Wasserkraftanlage im Sinn von anderen Gesetzen (wie dem Wasserhaushaltsgesetz) eine Neuanlage ist.

Der neue Absatz 5 bestimmt die Degression, die bisher in § 27 EEG 2014 geregelt war.

Zu § 41 EEG 2016

Die **Absätze 1 bis 3** fassen die bisherigen §§ 41 bis 43 EEG 2014 zusammen, wobei die Höhe der anzulegenden Werte die Degression gegenüber den in den §§ 41 bis 43 EEG 2014 festgelegten Werten bereits berücksichtigt. Die zugehörigen Degressionsbestimmungen nach § 27 Absatz 1 Nummern 2 bis 4 und § 26 Absatz 3 EEG 2014 sind in **Absatz 4** zusammengefasst.

Zu § 42 EEG 2016

§ 42 EEG 2016 entspricht § 44 EEG 2014. Auch hier sind die anzulegenden Werte angepasst worden, um die Degression bis zum 1. Januar 2017 zu berücksichtigen. Darüber hinaus gilt die Vorschrift nicht für die Zahlungsansprüche für Anlagen mit einer Bemessungsleistung über 1 MW. Solche Anlagen können sich nur im Rahmen von Ausschreibungen auf einen Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 bewerben.

Die Vergütungssätze nach den Nummern 2 und 3 sind nur noch für eine Übergangszeit, nämlich nach § 22 Absatz 4 Satz 2 Nummer 2 EEG 2016 für vor 2017 genehmigte und vor 2019 in Betrieb genommene Anlagen anzuwenden. Für andere Anlagen greift die 150 KW-Grenze nach § 22 Absatz 4 Satz 2 Nummer 1 EEG 2016. Weil Anlagen oberhalb dieser Grenze einen Zahlungsanspruch nur durch Ausschreibung erhalten können, haben die Nummern 2 und 3 für Anlagen die ab 2019 in Betrieb gehen keinen Anwendungsbereich mehr.

Zu § 43 EEG 2016

§ 43 EEG 2016 entspricht § 45 EEG 2014 und regelt den anzulegenden Wert für Strom aus denjenigen Bioabfallvergärungsanlagen, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen müssen. Auch hier wurde die Degression berücksichtigt. Im Gesetz stehen nunmehr die Werte, die ab dem 1. Januar 2017 gelten.

Zu § 44 EEG 2016

§ 44 EEG 2016 entspricht § 46 EEG 2014. Allerdings ist bei der Höhe der anzulegenden Werte die Degression gegenüber den in § 45 EEG 2014 festgelegten Werten bereits berücksichtigt.

Zu § 44a EEG 2016

§ 44a EEG 2016 regelt einheitlich die Absenkung der anzulegenden Werte für Strom aus Biomasse. Die bisher in § 28 Absatz 2 EEG 2014 enthaltene Basisdegression und die bisher in § 26 Absatz 3 EEG 2014 enthaltenen Rundungsbestimmungen werden in neues Recht überführt. Die bislang vierteljährliche Basisdegression wird reduziert auf eine halbjährliche Basisdegression von 0,5 Prozent. Neuanlagen in der Festvergütung weisen zu einem überwiegenden Anteil hohe Fixkosten bei den Rohstoffen auf, die vor allem von den Weltagrarpreisen abhängig sind. Da die Agrarpreise Schwankungen unterworfen sind, können Biomasse-Neuanlagen im Gegensatz zu Wind an Land und Photovoltaik nur im geringeren Maße technische Kostensenkungspotentiale heben. Eine Degression von 0,5 Prozent pro Halbjahr spiegelt diese spezielle Kostensituation wieder. Die bisher in § 28 Absatz 3 EEG 2014 enthaltene erhöhte Degression, wenn der Brutto-Zubau eine installierte Leistung von 100 MW überschreitet entfällt, weil der Zubau künftig durch die Ausschreibung gesteuert wird.

Zu § 44b EEG 2016

§ 47 EEG 2014 wurde aus rechtsförmlichen Gründen auf § 44b und § 44c EEG 2016 auf-geteilt. Diese entsprechen inhaltlich weitestgehend § 47 EEG 2014 und wurden im Wesentlichen redaktionell an die Änderungen in Teil 3 des EEG 2016 angepasst. § 44b enthält die gemeinsamen Bestimmungen für Biogas und andere Gase, die bislang in § 47 Absatz 1, Absatz 2 Satz 1 Nummer 2, Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 und Satz 2 sowie Absatz 5 bis 7 EEG 2014 enthalten waren.

Die Verweise aus § 47 Absatz 3 EEG 2014 auf die allgemeinen Regeln der Technik zum Nachweis, das KWK-Strom vorliegt, werden aktualisiert und mit den Begrifflichkeiten des KWKG 2016 vereinheitlicht. Sie sind nunmehr in § 44b Absatz 2 und 3 enthalten.

Zu § 44c EEG 2016

§ 44c EEG 2016 enthält die sonstigen gemeinsamen Bestimmungen für Biomasse, die bislang in § 47 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 und 3 sowie Satz 2, Absatz 3 Satz 1 Nummer 2, Absatz 4 und Absatz 8 EEG 2014 enthalten waren. Sie gelten, soweit sie sich allgemein auf Biomasse beziehen, auch für Biogas (einschließlich Biomethan) und sind insoweit ergänzend zu § 44b EEG 2016 anzuwenden. Die Änderung in Absatz 3 gegenüber § 47 Absatz 4 EEG 2014 zur Nachweisführung ist rein sprachlicher Natur.

Zu § 45 EEG 2016

§ 45 **Absatz 1** EEG 2016 entspricht § 48 EEG 2014. Inhaltliche Änderungen wurden nicht vorgenommen. Der neue **Absatz 2** regelt die Degression des anzulegenden Werts (bisher: § 27 Absatz 2 EEG 2014). Die Degression setzt erstmals im Jahr 2020 ein. Der Beginn der Degression wird gegenüber dem EEG 2014 um zwei Jahre nach hinten verschoben.

Zu § 46 EEG 2016

§ 46 **Absatz 1** regelt die Höhe der anzulegenden Werte, für Windenergieanlagen an Land die in den Jahren 2017 und 2018 in Betrieb genommen werden und deren anzulegende Werte nicht durch Ausschreibung ermittelt werden. Für diese Anlagen wird die zweistufige Vergütungssystematik des Referenzertragsmodells im Vergleich zu den Regelungen des EEG 2014 unverändert fortgeführt. § 22 regelt, ob die anzulegenden Werte gesetzlich oder durch Ausschreibung ermittelt werden.

Absatz 2 beschreibt das zweistufige Referenzertragsmodell. **Satz 1** setzt den Grundwert. Die **Sätze 2 bis 4** beschreiben die Verlängerung der erhöhten Anfangsvergütung in Abhängigkeit vom Ertrag der Anlage. Demnach verlängert sich für jede Anlage der Zeitraum der Anfangsvergütung um einen Monat je 0,36 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 130 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. Für eine Anlage mit einem Ertrag unterhalb von 100 Prozent des Referenzertrags verlängert sich der Zeitraum zusätzlich um einen Monat je 0,48 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag 100 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. Bei jedem Berechnungsschritt ist auf ganze Monate zu runden (kaufmännische Rundung). Die Standortdifferenzierung erfolgt zwischen 80 und 150 Prozent des Referenzertrages.

Zur Verdeutlichung werden zwei Zahlenbeispiele angeführt:

- Für eine Anlage, deren Ertrag 110 Prozent des Referenzertrags entspricht, verlängert sich der Zeitraum der Anfangsvergütung um 56 Monate auf insgesamt 116 Monate (Rechenweg: $(130 - 110) / 0,36 = 55,6$).
- Für eine Anlage, deren Ertrag 90 Prozent des Referenzertrags entspricht, verlängert sich der Zeitraum der Anfangsvergütung um $111 + 21 = 132$ Monate auf insgesamt 192 Monate (Rechenweg: $(130 - 90) / 0,36 = 111,1$ und $(100 - 90) / 0,48 = 20,83$).

Weitere Beispiele können folgender Tabelle entnommen werden:

Verhältnis von Ertrag und Referenzertrag	Zeitraum der Anfangsvergütung
80 Prozent	240 Monate
90 Prozent	192 Monate
100 Prozent	143 Monate
110 Prozent	116 Monate
120 Prozent	88 Monate
130 Prozent	60 Monate
140 Prozent	60 Monate
150 Prozent	60 Monate

Absatz 3 schreibt eine Überprüfung des gemäß Absatz 2 in Verbindung mit Anlage 2 des EEG 2014 nach fünf Jahren durch ein Gutachten festgestellten Referenzertrages spätestens zehn Jahre nach Inbetriebnahme vor. Durch diese Überprüfung sollen mögliche Fehler bei der Festlegung nach fünf Jahren korrigiert werden. Bei Windenergieanlagen, bei denen die Laufzeit des Anfangsvergütungssatzes nach fünf Jahren auf neun Jahre oder weniger festgelegt wurde, muss die Überprüfung und das entsprechende Gutachten ein Jahr vor Auslaufen des Zeitraums der Anfangsvergütung vorgelegt werden.

Absatz 4 sieht für Windenergieanlagen mit einer Leistung bis einschließlich 50 kW vor, dass für die Berechnung des anzulegenden Wertes ihr Ertrag 70 Prozent des Referenzertrages beträgt. Damit entfällt die Notwendigkeit eines Gutachtens zur Einstufung der Anlage und zur Überprüfung nach 10 Jahren. Die Erstellung der Gutachten steht in keinem wirtschaftlichen Verhältnis zu den Erträgen und würde insofern die Projekte trotz Vergütungsanspruch unwirtschaftlich machen. Absatz 4 ist gegenüber dem EEG 2014 inhaltlich unverändert.

Zu § 46a EEG 2016

Absatz 1 legt für Anlagen nach § 46 EEG 2016 die Degression für den anzulegenden Wert fest.

Der Zubau bei Wind an Land lag in den Jahren 2014 und 2015 deutlich über dem im EEG 2014 verankerten Ziel von 2 500 MW netto. Auf der Grundlage der aktuellen Zubauprognosen ist ebenfalls von einer Überschreitung des Ziels für das Jahr 2016, möglicherweise auch für das Jahr 2017 auszugehen. Es zeigt sich, dass die Einführung des atmenden Deckels grundsätzlich sinnvoll war, allerdings bisher nicht ausreichend die aktuellen Kostenreduktionspotentiale sowie das anhaltend niedrige Zinsniveau abbildet.

Da die Mengensteuerung über die ersten Ausschreibungen in 2017 erstmals für 2018 und 2019 in Betrieb genommene Anlagen greift, bedarf es zur Rückführung des Zubaus auf den Zielpfad von 2 500 MW einer Anpassung der Anfangsvergütung sowie der Degressionsstufen des atmenden Deckels. Abweichend von der bisherigen quartalsbezogenen Systematik des atmenden Deckels wird die bisher vorgesehene Degressionsstufe zum 1. Juli 2017 um einen Monat, auf den 1. Juni 2017 vorgezogen und die Degression unabhängig vom erfolgten Netto-Zubau auf 5 Prozent festgelegt. Die Höhe der Degression zum 1. Oktober 2017 wird dann wieder durch den tatsächlich erfolgten Brutto-Zubau im entsprechenden Bezugszeitraum gesteuert. Eine Anpassung der Vergütung erfolgt anders als im EEG 2014 bereits, wenn der Brutto-Zubau 2 500 MW überschreitet. Im EEG 2014 war eine Anpassung erst bei einer Überschreitung des Zubaus von 2 600 MW Netto-Zubau vorgesehen. Zusätzlich zu den bisher im EEG 2014 vorgesehenen Degressionsstufen in Abhängigkeit des erfolgten Zubaus im Bezugszeitraum wird ab diesem Zeitpunkt eine weitere Degressionsanhebung von 2,4 Prozent eingeführt, wenn der Brutto-Zubau im jeweiligen Bezugszeitraum den Zielkorridor um mehr als 1.000 Megawatt überschreitet.

Die Einmaldegression und die Anhebung der Absenkung bei einem sehr hohen Brutto-Zubau entspricht der geübten Praxis im EEG, Vergütungssätze in regelmäßigen Abständen anzupassen. Dementsprechend schreibt § 102 nur das „Ob“, nicht aber die konkrete Höhe der Förderung vor. Allen Marktakteuren war und ist bekannt, dass das EEG 2014 spätestens zum 1. Januar 2017 geändert werden muss, um die nach § 1 EEG 2014 vorgesehenen Ausschreibungen einzuführen. Gleichzeitig war es ausdrückliches Ziel des EEG 2014, den Zubau bei Windenergie an Land auf 2 500 MW pro Jahr zu beschränken. Dieser Zubau ist in den letzten Jahren stark überschritten worden. In der Folge entspricht es der gelebten Praxis im EEG, die Vergütungen nach unten anzupassen. Bei Windenergieanlagen an Land entspricht es dieser Praxis, Vergütungsänderungen für alle Anlagen anzuwenden, die mehr als 6 – 9 Monate nach der Ankündigung der Gesetzesänderung in Betrieb gehen. Das EEG 2016 enthält mit dem Stichtag zum 1. Juni 2017 eine großzügig gewählte Übergangsregelung.

Nach **Satz 2** werden die anzulegenden Werte, ausgehend von dem am 1. Juni 2017 erreichten Wert, wie im EEG 2014 eingeführt, quartalsweise um 0,4 Prozent abgesenkt. Die Absätze 2 bis 4 können die konkrete Absenkung anpassen oder aufheben. Die Anpassung der anzulegenden Werte erfolgt beginnend mit dem 1. Oktober 2017 alle 3 Monate bis Ende 2018.

Die **Absätze 2 bis 4** führen den bisher in den §§ 26 und 29 verakteten sogenannten atmenden Deckel fort und sind ebenfalls vom 1. Oktober 2017 bis 31. Dezember 2018 anzuwenden.

Zu § 46b EEG 2016

§ 46b EEG 2016 erfasst Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2018 in Betrieb genommen werden. Für sie gilt nach **Absatz 1** die neue einstufige Vergütungssystematik unter Berücksichtigung der Stützwerte nach § 36h. Ausgangswert ist allerdings nicht der Zuschlagswert für die individuelle Anlage, sondern nach **Absatz 2** der aus den Zuschlägen des Vorvorjahres ermittelte Wert. **Absatz 3** verweist auf die Sonderregel für Kleinwindanlagen in § 46 EEG 2016. Diese sind als Anlagen an einem 70-Prozent-Standort zu behandeln.

Zu § 47 EEG 2016

Absatz 1 Satz 1 und die **Absätze 2 bis 4** entsprechen § 50 Absatz 1 bis 4 EEG 2014. Die bislang in § 5 Nummer 36 EEG 2014 enthaltene Definition der Küstenlinie wurde in § 47 Absatz 2 Satz 3 überführt. Dies gilt auch für die in Bezug genommenen Karten des BSH. Hierbei handelt es sich jeweils um die sog. „Deutschen See- Grenzarten“. Diese Karten können auch über den regulären Buchhandel bezogen werden. Im Einzelnen handelt es sich hierbei um die beiden folgenden Karten:

- Karte Nummer 2920 „Deutsche Nordseeküste und angrenzende Gewässer“, ISBN 978-986987-522-4, Ausgabe 1994, XII., und
- Karte Nummer 2921 „Deutsche Ostseeküste und angrenzende Gewässer“ ISBN 978-3-89871-864-6, Ausgabe 1994, XII.

Neu eingefügt wird **Absatz 1 Satz 2**: Diese Norm setzt 1 : 1 die bisherige Vertrauensschutzregelung des § 102 Nummer 1 EEG 2014 um, indem sie den dort genannten Windenergieanlagen auf See weiterhin Vertrauensschutz gewährt. Anlagen, die ab dem Jahr 2021 in Betrieb genommen werden, fallen in den Anwendungsbereich des Windenergie-auf-See-Gesetzes. Die dortigen Bestimmungen regeln die anzulegenden Werte und die Art ihrer Bestimmung.

Die **Absätze 5 und 6** entsprechen inhaltlich § 30 Absatz 1 EEG 2014.

Absatz 7 entspricht § 30 Absatz 2 EEG 2014.

Zu § 48 EEG 2016

§ 48 EEG 2016 entspricht weitgehend § 51 EEG 2014, wobei sich der Anwendungsbereich nunmehr auf Solaranlagen beschränkt, deren Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 nicht von der erfolgreichen Teilnahme an einer Ausschreibung abhängig ist. Die in der Bestimmung angegebenen Werte berücksichtigen die Degression bis zum Inkrafttreten des Gesetzes. Infolge der Einführung von Ausschreibungen für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 750 kW wird die gesetzlich festgelegte Vergütung nur noch bis 750 kW gewährt.

Zu § 49 EEG 2016

§ 49 EEG 2016 greift die bisherige Bestimmung nach § 31 EEG 2014 auf und regelt die Anpassung der anzulegenden Werte durch den bewährten „atmenden Deckel“ für Strom aus solarer Strahlungsenergie.

Mit der Reform des EEG im Jahr 2014 wurde geregelt, dass die monatliche Kürzung des anzulegenden Werts nicht mehr nur einmal, sondern viermal im Jahr für die Dauer eines Quartals neu festgesetzt wird. Grundlage hierfür ist die jeweils in den zurückliegenden zwölf Monaten installierte Leistung von Solaranlagen in Deutschland, für die ein Anspruch nach § 19 EEG 2016 geltend gemacht wird. Dieser einjährige Bezugszeitraum führte dazu, dass das System des atmenden Deckels auf Unterschreitungen des Zubaukorridors mit einer einjährigen Verzögerung reagiert.

Der Ausbau der solaren Strahlungsenergie in Deutschland wies in den letzten Jahren einen stark rückläufigen Trend auf. Ausgehend von den „Boomjahren“ 2010 bis 2012, in denen Solaranlagen mit einer Gesamtleistung von durchschnittlich mehr als 600 MW pro Monat installiert wurden, fiel der monatliche Zubau in den Folgejahren 2013 und 2014 jeweils auf durchschnittlich 275 bzw. 160 MW. Im Oktober 2014, kurz nach dem Inkrafttreten der EEG-Novelle 2014, erreichte der Ausbau mit 75 MW einen vorübergehenden Tiefststand. Mit durchschnittlich 105 MW in den Monaten August 2014 bis Mai 2015 blieb der Ausbau zuletzt deutlich hinter den gesetzlich verankerten Zielvorgaben zurück.

Der Rückgang der Neuinstallationen ist das Ergebnis verschiedener Einflussfaktoren. Ein Grund ist, dass die Vergütung relativ stark gesunken ist, während die Preise für PV-Systeme stagnieren. Die Festvergütung für Dachanlagen bis zu einer installierten Leistung von 10 kW_{peak} ist im Zeitraum zwischen Januar 2013 und August 2015 von 17,0 Cent/kWh auf 12,3 Cent/kWh gesunken. Der anzulegende Wert für Dachanlagen bis 10 MW_{peak} verzeichnete im gleichen Zeitraum einen Rückgang von 11,8 Cent/kWh auf 8,9 Cent/kWh. Seit August 2014 enthält der anzulegende Wert bei Anlagen, die ihren Strom direkt vermarkten, auch die Managementprämie, weshalb der anzulegende Wert mit Inkrafttreten des EEG 2014 leicht stieg. Seit Oktober 2014 sank die Vergütung einheitlich für alle Dachanlagen um 0,25 Prozent pro Monat. Zum Oktober 2015 wurde die Degression erstmalig für den Rest des Jahres ausgesetzt.

Die Trägheit des atmenden Deckels bei Unterschreitung des Zielkorridors wurde verschiedentlich kritisiert, weil Markteinbrüche nicht zeitnah aufgefangen werden könnten. Zudem wurde eingewandt, dass die Geschwindigkeit der Vergütungskürzungen seit längerem die Möglichkeiten der Branche, Kostensenkungen durch Technologieentwicklung und Effizienzsteigerungen umzusetzen, übersteige.

Vor diesem Hintergrund wird der atmende Deckel mit diesem Gesetz angepasst, so dass er schneller auf Marktentwicklungen reagieren und auch bei Unterschreitung der Ziele wirksam den Zubau steuern kann. Um die Reaktionsgeschwindigkeit des atmenden Deckels zu erhöhen, wird der jährliche Zubau zukünftig schon auf Grundlage des Zubaus von sechs Monaten hochgerechnet.

Absatz 1 Satz 1 setzt die monatliche Basisdegression wie bisher mit 0,5 Prozent fest. **Satz 2** regelt die Stichtage für die vierteljährliche Anpassung der monatlichen Basisdegression. Damit erfolgt zum 1. Oktober 2016 erstmalig die Bestimmung der Degression auf Grundlage des EEG 2016. Satz 3 bestimmt, dass für die Anpassung der monatlichen Basisdegression der annualisierte Brutto-Zubau maßgeblich ist. Dies ist der Zubau, der sich ergibt, wenn man den Brutto-Zubau im sechsmonatigen Bezugszeitraum nach Absatz 4 auf das Jahr hochrechnet, indem der in sechs Monaten erfolgten Zubau verdoppelt wird. Infolge der regelmäßigen Degression konnten die jahreszeitlichen Schwankungen beim Zubau von Solaranlagen stark zurückgeführt werden, so dass eine jahreszeitliche Gewichtung nicht mehr erforderlich ist. Durch diese Annualisierung kann der atmende Deckel in Zukunft schneller auf Änderungen bei dem Zubau von Solaranlagen reagieren.

Installierte PV-Leistung (12 Monate)	Monatliche Degression		
> 7 500 MW	2,80 %	> 7 500 MW	2,80 %
> 6 500 MW	2,50 %	> 6 500 MW	2,50 %
> 5 500 MW	2,20 %	> 5 500 MW	2,20 %
> 4 500 MW	1,80 %	> 4 500 MW	1,80 %
> 3 500 MW	1,40 %	> 3 500 MW	1,40 %
> 2 600 MW	1,00 %	> 2 500 MW	1,00 %
2 400 - 2 600 MW	0,50 %	2 300 - 2 500 MW	0,50 %
< 2 400 MW	0,25 %	< 2 300 MW	0,25 %
< 1 500 MW	0,00 %	< 2 100 MW	0,00 %
< 1 000 MW	0,00 %, einmalige Anhebung um 1,50 % zum Quartalsbeginn	< 1 700 MW	0,00 %, einmalige Anhebung um 1,50 % zum Quartalsbeginn
		< 1 300 MW	0,00 %, einmalige Anhebung um 3,00 % zum Quartalsbeginn
EEG 2014		EEG 2016	

Absatz 2 regelt die stufenweise Erhöhung der Degression, für den Fall, dass der annualisierte Brutto-Zubau den Wert von 2 500 MW überschreitet

Absatz 3 Nummer 1 und 2 regeln spiegelbildlich zu Absatz 2 die Absenkung der Degression, wenn der Brutto-Zubau 2.300 MW pro Jahr unterschreitet. So soll verhindert werden, dass der Ausbaupfad nach § 4 Nummer 3 EEG 2016 stark unterschritten wird. Im Vergleich zu der bisherigen Regelung nach § 31 Absatz 4 EEG 2014 greift hier die oben beschriebene Anpassung des atmenden Deckels bei Unterschreitungen unterhalb des Korridors. Die Absenkungen verringern sich nunmehr nach der Nummer 1 auf 0,25 Prozent, wenn 2.500 MW um mehr als 200 MW unterschritten werden. Im nächsten Schritt sinkt die Degression auf null Prozent. In Nummer 3 und 4 wird außerdem die Erhöhung der anzulegenden Werte neu geregelt. Angesichts der nunmehr schon relativ lang anhaltenden und deutlichen Unterschreitung wird der atmende Deckel hier so ausgestaltet, dass er auf eine Unterschreitung schneller und stärker reagiert. Beträgt der annualisierte Brutto-Zubau weniger als 1.700 MW, erhöhen sich die anzulegenden Werte zum ersten Kalendertag des jeweiligen Quartals einmalig um 1,50 Prozent. Beträgt der annualisierte Brutto-Zubau weniger als 1.300 MW, werden die anzulegenden Werte um 3,00 Prozent angehoben.

Absatz 4 legt als Bezugszeitraum die sechs Monate fest, die dem Monat vor dem jeweiligen Stichtag nach Absatz 1 Satz 2 vorangehen. Für die Berechnung der Degression ab dem 1. Oktober 2017 wäre somit der Zeitraum zwischen dem 1. März 2017 und dem 31. August 2017 maßgeblich.

Absatz 5 stellt im Interesse der Marktintegration sicher, dass in der Festvergütung keine neuen PV-Anlagen mehr gefördert, wenn insgesamt 52 GW PV-Anlagen installiert sind (52 GW-Deckel).

Absatz 6 bestimmt, dass die BNetzA für jeden Kalendermonat bis zum Ablauf des Folgemonats auf ihrer Internetseite für Strom aus Solaranlagen den Brutto-Zubau, in diesem Kalendermonat veröffentlicht. Die Definition des Begriffs Brutto-Zubau findet sich in § 3 Nummer 14 EEG 2016. Ferner veröffentlicht sie den annualisierten Brutto-Zubau und die anzulegenden Werte.

§ 50 EEG 2016

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

§ 50 EEG 2016 gibt inhaltlich unverändert § 52 des EEG 2014 wider. Die Regelung wurde lediglich redaktionell an die Änderungen des Teils 3 im EEG 2016 angepasst, indem die Verweise aktualisiert wurden.

§ 50a EEG 2016

§ 50a EEG 2016 gibt inhaltlich unverändert § 53 des EEG 2014 wider. Die Regelung wurde lediglich redaktionell an die Änderungen des Teils 3 im EEG 2016 angepasst indem die Verweise aktualisiert wurden. Nach Absatz 2 kann der Flexibilitätszuschlag nur von Anlagen in Anspruch genommen werden, die einen Anspruch nach § 19 Absatz 1 i.V.m. § 42 oder § 43 EEG 2016 haben, deren anzulegender Wert also gesetzlich bestimmt wird. Anlagen, deren anzulegender Wert im Rahmen einer Ausschreibung bestimmt wird, erhalten den Flexibilitätszuschlag, wenn die Verordnung nach § 88 EEG 2016 dies bestimmt. Denkbar ist aber auch, dass ein Bieter die Kosten, die bislang durch den Flexibilitätszuschlag abgedeckt werden, direkt in das Gebot einpreist.

§ 50b EEG 2016

§ 50b **Satz 1 bis 3** EEG 2016 gibt inhaltlich unverändert § 54 des EEG 2014 wider. Die Regelung wurde lediglich redaktionell an die Änderungen des Teils 3 im EEG 2016 angepasst, indem die Verweise aktualisiert wurden.

Der neue **Satz 4** ist auch eine Folge der Ergänzung von § 100 Absatz 4 Satz 3 und 4 EEG 2016. Nach § 50b Satz 1 bis 3 EEG 2016 haben lediglich Altanlagen aus dem EEG 2012 und früheren Fassungen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, Anspruch auf die Flexibilitätsprämie. Nach § 100 Absatz 4 EEG 2016 werden jedoch auch Anlagen, die die Voraussetzungen von § 100 Absatz 4 EEG 2016 erfüllen und bis spätestens 31. Dezember 2014 in Betrieb genommen worden sind, als Anlagen behandelt, für die noch weitgehend die Regeln und insbesondere die Vergütungssätze und Prämien des EEG 2012 anzuwenden sind. Daher haben solche Anlagen, die vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen worden sind, nach dem neuen Satz 4 ebenfalls Anspruch auf Flexibilitätsprämie. Dies war für Anlagen mit bundesrechtlicher Zulassung in § 54 EEG 2014 jedenfalls seinem Wortlaut nach nicht berücksichtigt. Deshalb, und weil § 100 Absatz 4 Satz 2 rückwirkend zum 1. August anzuwenden ist, ist auch der neue § 50b Satz 4 rückwirkend zum 1. August anzuwenden, da ansonsten der zeitliche Anwendungsbereich dieser beiden zusammengehörigen Normen auseinanderfallen würden. Der neue Satz 4 ist ein Rechtsfolgenverweis.

Bis zum Inkrafttreten des EEG 2016 hatten Anlagen nach § 100 Absatz 4 nach dem Wortlaut von § 54 EEG 2014 keinen Anspruch auf die Flexibilitätsprämie. Wenn aufgrund der Rückwirkung nach Satz 4 Korrekturen von Abrechnungen für die Jahre 2014 oder 2015 erforderlich werden, ist es nach **Satz 5** zur Erleichterung für Anlagen- und Netzbetreiber ausreichend, wenn der Anlagenbetreiber Genehmigung oder sonstigen Zulassung nach § 100 Absatz 4 einen Nachweis über die Inbetriebnahme der Anlage vorlegt. Diese Nachweise genügen für die Korrektur der Abrechnung im Verhältnis von Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber sowie zwischen diesem Netzbetreiber und dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber. Es ist nicht erforderlich, dass zusätzlich noch einer der in § 62 aufgeführten Gründe, z.B. eine rechtskräftige Gerichtsentscheidung, herbeigeführt wird.

§ 51 EEG 2016

§ 51 EEG 2016 entspricht § 24 EEG 2014 in der durch das Strommarktgesetz geänderten Fassung.

In Absatz 3 wurde die Anwendbarkeit von § 24 EEG 2016 (entspricht § 32 EEG 2014) auf Anlagen begrenzt, die keine Windenergieanlagen sind. Hintergrund ist, dass Windenergieanlagen aus planungsrechtlichen Gründen oft in unmittelbarer räumlicher Nähe zueinander gebaut werden, obwohl die Anlagen unterschiedliche Betreiber haben. Aus diesem Grund erscheint die Zusammenfassung dieser Anlage allein aufgrund ihrer räumlichen Lage als problematisch.

Die Ausnahme für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind (§ 24 Absatz 3 Nummer 1 EEG 2014), wurde nicht übernommen, da sie sich durch Zeitablauf erledigt hat. Für solche Anlagen gilt aber nach § 100 Absatz 1 EEG 2016 weiterhin die Regelung des EEG 2014.

§ 52 EEG 2016

§ 52 EEG 2016 entspricht inhaltlich in weiten Teilen § 25 EEG 2014.

Absatz 1 Satz 1 enthält alle Pflichtverstöße, bei denen sich die anzulegenden Werte auf null verringern. **Nummer 1** entspricht § 25 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2014. Allerdings wird die Bestimmung enger gefasst. Hat ein Anlagenbetreiber seine Anlage zwar nicht im Register gemeldet, aber eine Jahresabrechnung nach § 71 EEG 2016 gemacht, ist davon auszugehen, dass der Netzbetreiber die Anlage kennt und bei den EEG-Bilanzkreisen berücksichtigt. Aus diesem Grund, kommt es in diesen Fällen zu keiner Reduzierung des anzulegenden Werts auf null.

Nummer 2 entspricht § 25 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2014. Bei der Erweiterung einer bestehenden Anlage und deren Meldung im Register gilt dasselbe wie für eine neue Anlage (siehe Nummer 1). Auch hier tritt die Rechtsfolge zukünftig nicht ein, wenn der Anlagenbetreiber zumindest eine Abrechnung nach § 71 EEG 2016 gemacht hat, aus der die erhöhte Leistung hervor ging.

Nummer 3 entspricht § 25 Absatz 1 Nummer 4 EEG 2014. Die Norm sanktioniert Verstöße gegen die Pflicht zur jederzeitigen Einhaltung der prozentualen Anteile nach § 21b Absatz 2 Satz 1 zweiter Halbsatz EEG 2016. Betreiber müssen ferner die Pflicht zur viertelstündlichen Messung und Bilanzierung nach § 21b Absatz 3 EEG 2016 einhalten.

Nummer 4 sanktioniert die Eigenversorgung oder die Belieferung eines Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe zu der Anlage für alle Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt wird. Beides ist während der gesamten Dauer des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 unzulässig. Dies ist für ein verzerrungsfreies Ausschreibungsergebnis eine wichtige Voraussetzung (siehe auch die Begründung zu § 27a). Andernfalls würden Bieter unterschiedlich hohe Eigenversorgungsanteile einkalkulieren, woraus sich verzerrte Gebote ergäben, wodurch Gebote, die einen besonders hohen Anteil an Eigenversorgung annehmen, eine erhöhte Zuschlagswahrscheinlichkeit hätten, auch wenn die entsprechende Anlage unter Umständen höhere Stromgestehungskosten aufweist. Zur unzulässigen Eigenversorgung zählen weder der Verluststrom noch der Strom, der von Anlage oder in Neben- und Hilfseinrichtungen verbraucht wird, z.B. für den Wechselrichterbetrieb.

Auch **Nummer 5**, welche weitestgehend § 25 Absatz 1 Nummer 4 EEG 2014 entspricht, enthält lediglich eine redaktionelle Folgeänderung.

Satz 2 entspricht § 25 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014.

Satz 3 regelt die Rechtsfolge zu Satz 1 Nummer 4. Wenn ein Anlagenbetreiber trotzdem Strom aus der Anlage zur Eigenversorgung innerhalb des Zeitraums nutzt, in dem die Anlage eine Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 erhält, verliert er für das gesamte Kalenderjahr, in dem er Strom zur Eigenversorgung entnimmt, seinen Anspruch auf Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016. Bereits vom Netzbetreiber geleistete Zahlungen sind zurückzuerstatten.

Absatz 2 enthält die Pflichtverstöße, bei denen sich der Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 auf den Monatsmarktwert verringert. Er entspricht weitgehend § 25 Absatz 2 EEG 2014. Nummer 3 ist neu hinzugekommen und sanktioniert die Überschreitung einer der Höchstdauern für die Inanspruchnahme der Ausfallvergütung nach § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 erster Halbsatz EEG 2016.

Absatz 3 enthält Fallgruppen, in denen sich der anzulegende Wert um 20 Prozent reduziert. Dies umfasst die Fälle, in denen für eine Anlage oder Anlagenerweiterung zwar eine Meldung nach § 71 gemacht wurde, die Anlage oder Anlagenerweiterung aber nicht an das Register gemeldet wurde.

Absatz 4 enthält die Regelung zu den Rechtsfolgen bei Verstößen gegen § 9 oder § 21b Absatz 3 EEG 2016 in den Fällen, in denen kein Anspruch auf Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 geltend gemacht wird. Die Regelung war bisher in § 9 Absatz 7 EEG 2014 enthalten. Die Rechtsfolgen für KWK-Anlagen und Anlagen, die keinen Zahlungsanspruch nach § 19 geltend machen, wurde verschärft. In beiden Fällen können nun auch vermiedene Netzentgelte nicht mehr geltend gemacht werden. § 9 dient der Systemintegration. Anlagen die diese Grundanforderungen nicht einhalten, können nicht wegen ihrer Netzentlastenden Wirkung vermiedene Netzentgelte erstattet bekommen.

§ 53 EEG 2016

Satz 1 entspricht § 37 Absatz 3 EEG 2014. Die Vorschrift regelt, dass sich die anzulegenden Werte im Fall der Einspeisevergütung nach § 21 reduzieren. Hierauf verweist auch schon § 23 Absatz 3 Nummer 4 EEG 2016. Im Fall der Inanspruchnahme einer Marktprämie ist die Vorschrift nicht anzuwenden.

Satz 2 bezieht sich auf den Fall der Ausfallvergütung und entspricht § 38 Absatz 2 EEG 2014. Bei der Reduzierung des anzulegenden Werts um 20 Prozent ist das Ergebnis auf zwei Stellen nach dem Komma zu runden.

§ 53a EEG 2016

§ 53a EEG 2016 ist neu. **Absatz 1** regelt die Rechtsfolgen im Falle eines Verzichts nach § 22 Absatz 2 Nummer 2 Buchstabe c EEG 2016. Betreibern von Windenergieanlagen, die unter die in § 22 EEG 2016 überführte Übergangsregelung in § 102 EEG 2014 fallen, soll ermöglicht werden, auf ihren Anspruch auf eine gesetzlich festgelegte Zahlung nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 zu verzichten und stattdessen an einer Ausschreibung teilzunehmen (so nunmehr § 22 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2016). Eine solche Entscheidung ist endgültig. Wer einmal auf den Anspruch für eine bestimmte Genehmigung verzichtet hat, kann ihn nicht wieder erlangen. Er muss dann einen Zuschlag im Rahmen einer Ausschreibung erhalten, um wieder einen Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 geltend machen zu können.

Absatz 2 bestimmt, dass die BNetzA den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen werden soll, über den erklärten Verzicht auf den gesetzlich bestimmten Anspruch auf Zahlung informiert.

§ 53b EEG 2016

§ 53b EEG 2016 ist neu. Der anzulegende Wert verringert sich nach **Satz 1** um 0,1 Cent pro Kilowattstunde, soweit dem Anlagenbetreiber für den Strom nach § 79a EEG 2016 ein Regionalnachweis ausgestellt worden ist. Grund dafür ist, dass das EEG auf eine Vollkostenförderung ausgerichtet ist, die vom Stromkunden bezahlt wird. Wenn Anlagenbetreiber sich entscheiden, Regionalnachweise zu nutzen, können sie – über die Mehrzahlungsbereitschaft, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen durch die Nutzung von Regionalnachweise für regionale Grünstromprodukte generieren können – höhere Einnahmen erzielen. Schon aus europarechtlichen Gründen (beihilferechtliches Verbot der Überförderung) muss sichergestellt werden, dass es dadurch nicht zu einer Überförderung der Anlagen kommt. Anlagen in der Ausschreibung können Mehrerlöse aus den Regionalnachweisen in ihr Gebot einpreisen und einen entsprechend niedrigeren Preis in den Ausschreibungen bieten. Bei Anlagen, die Regionalnachweise nutzen und deren Förderung nicht durch Ausschreibungen ermittelt wird, wird einer Überförderung entgegengewirkt, indem die Marktprämie um 0,1 Cent pro Kilowattstunde reduziert wird. Dieser Abschlag orientiert sich an der erwarteten Mehrzahlungsbereitschaft für Regionalstrom, die grob am derzeitigen Preisniveau für Herkunftsnachweise an der Strombörse orientiert ist. Durch die niedrigeren Gebote bzw. den Abschlag auf die Marktprämie kommt der Mehrwert der Regionalnachweise den Stromkunden zugute, die mit der EEG-Umlage den Ausbau der erneuerbaren Energien finanzieren.

§ 54 EEG 2016

§ 54 EEG 2016 regelt bestimmte Rechtsfolgen für Solaranlagen, deren Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt wird.

Absatz 1 entspricht § 26 Absatz 4 der FFAV. Durch Absatz 1 wird eine Sanktion bei einer späten Realisierung der Freiflächenanlage eingeführt. Werden Freiflächenanlagen erst nach Ablauf des 18. Kalendermonats nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommen, verringert sich jeweils der anzulegende Wert für Strom aus der entsprechenden Freiflächenanlage um 0,3 Cent/kWh.

Absatz 2 entspricht § 26 Absatz 3 der FFAV. Nach Absatz 2 verringert sich der anzulegende Wert um 0,3 Cent/kWh, wenn der Standort der Solaranlage nicht zumindest teilweise mit den im Gebot angegebenen Flurstücken übereinstimmt. Hierdurch soll ein wirtschaftlicher Anreiz geschaffen werden, Solaranlagen auch tatsächlich auf den im Gebot angegebenen Standorten zu realisieren.

Diese Regelung stellt neben der Personenbezogenheit der Zahlungsberechtigung auch einen Projektbezug her. Dennoch wird dem einzelnen Bieter eine gewisse Flexibilität zugestanden. Mit einer Absenkung um 0,3 Cent/kWh ergibt sich ein Minderertrag der Anlage (ohne Diskontierungseffekte), welcher ungefähr der Höhe der finanziellen Sicherheit entspricht. Der Minderertrag beträgt bei einer Anlage mit 5 MW installierter Leistung etwa 140.000 Euro (ohne Diskontierungseffekte) und rund 95.000 Euro (diskontierte Jahreswerte). Letztlich wird durch diesen finanziellen Nachteil der Vorteil ausgeglichen, den große Projektierer aus einer Übertragbarkeit gegenüber kleineren haben und somit ein Beitrag zur Akteursvielfalt geleistet. Die Verringerung nach Absatz 2 erfolgt zusätzlich zu einer etwaigen Reduzierung nach Absatz 1.

§ 55 EEG 2016

§ 55 EEG 2016 erlegt den Bietern in bestimmten Fällen Pönalen auf, um die Ernsthaftigkeit und Verbindlichkeit ihres Verhaltens sicherzustellen.

Absatz 1 regelt die Pönalen bei Windenergie an Land. Durch die in **Satz 1** geregelte Pönale soll erreicht werden, dass die Bieter einen erhöhten wirtschaftlichen Anreiz haben, die geplante Anlage zügig und in dem geplanten Umfang zu realisieren. **Nummer 1** bestimmt, dass Pönalen zu leisten sind, soweit mehr als 5 Prozent der bezuschlagten Gebote entwertet werden. Die Entwertung ist in § 35a EEG 2016 geregelt und erfasst alle Fälle, in denen die Anlage endgültig nicht mehr realisiert wird – sei es, weil die Realisierungsfrist verstrichen ist und deshalb der Zuschlag aufgehoben wurde, oder sei es, weil die BNetzA den Zuschlag nach dem Verwaltungsverfahrensgesetz aufgehoben hat. Die Bagatellgrenze von 5 Prozent nicht realisierter Gebotsmenge ist vorgesehen, damit kleinere „Reste“ der bezuschlagten Gebotsmenge nicht zu einer Pönale führen.

Nach **Nummer 2** müssen auch Bieter, die ihre Projekte realisiert haben, eine Strafe zahlen. Die Strafe wird fällig, wenn die Projekte die Realisierungsfrist von 24 Monaten überschreiten.

Satz 2 legt die Höhe der Pönale fest. Sie beträgt nach **Nummer 1** 10 Euro pro kW, wenn die Anlage im 25. oder 26. Monat nach der Bekanntmachung des Zuschlags in Betrieb geht. Sie steigt nach **Nummer 2** im 27. und 28. Monat nach der Bekanntmachung des Zuschlags auf 20 Euro pro kW und erreicht ab dem 29. Monat nach der Bekanntmachung des Zuschlags 30 Euro pro kW. Wurde die Gebotsmenge zu diesen Zeitpunkten teilweise realisiert, reduziert sich die Strafe entsprechend.

Absatz 2 regelt die Pönalen für Bürgerenergiegesellschaften, die ein Gebot nach § 36g EEG 2016 abgegeben haben. Im Grundsatz unterteilt sich die Pönale in dieselben Fallgruppen wie bei Absatz 1. Allerdings sind die Pönalen geringer und die Realisierungszeiträume länger. Ergänzend tritt **Satz 2** hinzu, der den Sonderfall abbildet, dass für das bezuschlagte Gebot nicht in dem Umfang der Gebotsmenge anschließend Windenergieanlagen immissionsschutzrechtlich genehmigt werden. In diesem Fall wird der Zuschlag ebenfalls entwertet, und es ist eine Sicherheit zu leisten, wenn die Abweichung zwischen der Leistung der genehmigten Anlagen und der Gebotsmenge mehr als 5 Prozent beträgt. Die Höhe der Sicherheit beläuft sich auf die Erstsicherheit (15 Euro pro kW) multipliziert mit der insgesamt entwerteten Gebotsmenge. Gibt eine Bürgerenergiegesellschaft z.B. ein Gebot für 15 MW ab, werden aber anschließend nur 10 MW genehmigt, beläuft sich die Pönale auf $(15.000 \text{ kW} - 10.000 \text{ kW}) \times 15 \text{ Euro/kW} = 75.000 \text{ Euro}$.

Absatz 3 regelt die Pönalen für Solaranlagen und orientiert sich am § 30 FFAV. Auch hier ist zwischen verschiedenen Fällen zu unterscheiden.

Satz 1 Nummer 1 erfasst den Fall, in dem der Bieter keine Zweitsicherheit hinterlegt. Bieter müssen spätestens am zehnten Werktag nach der Bekanntgabe des Zuschlags die Zweitsicherheit bei der BNetzA hinterlegen (§ 37a Satz 2 Nummer 2 EEG 2016). Wenn die Sicherheitsleistung nicht fristgerecht bei der BNetzA hinterlegt worden ist, oder eine hinterlegte Sicherheit dem Bieter nicht zugeordnet werden konnte, erlischt der Zuschlag (§ 37d Absatz 2 Nummer 1 EEG 2016). In diesem Fall muss an die Übertragungsnetzbetreiber eine Pönale geleistet werden. Hierdurch wird sichergestellt, dass den Geboten eine gewisse Verbindlichkeit zukommt und Bieter nach der Erteilung eines Zuschlags nicht ohne Nachteile den Zuschlag verfallen lassen können. Nur mit einer solchen Sanktion kann die Wahrscheinlichkeit verringert werden, dass strategische Gebote abgegeben werden oder dass Bieter mitbieten, denen es an einer Motivation für die Projektrealisierung mangelt.

Nummer 2 erfasst den Fall, in dem der Zuschlag zu einem späteren Zeitpunkt entwertet wird. Wichtigster Fall ist die nicht rechtzeitige Realisierung nach § 37d Absatz 2 Nummer 2 EEG 2016. Denkbar ist aber auch die Aufhebung des Zuschlags aus anderen Gründen, insbesondere wenn schon der Zuschlag nicht hätte erteilt werden dürfen. Durch die Pönale soll erreicht werden, dass die Bieter einen erhöhten wirtschaftlichen Anreiz haben, sich um eine fristgerechte Inbetriebnahme der geplanten Anlagen und Ausstellung der Zahlungsberechtigungen für diese Anlagen zu bemühen.

Wie für die Windenergieanlagen an Land ist eine Bagatellgrenze von 5 Prozent vorgesehen, so dass kleine Abweichungen von der ursprünglichen Planung nicht sanktioniert werden.

Die Höhe der Pönale nach Satz 1 Nummer 1 entspricht nach **Satz 2** der Erstsicherheit in Höhe von 5 Euro pro kW. Die Höhe der Pönale bei Nichtrealisierung nach Nummer 2 richtet sich danach, in welchem Planungsstand sich die Freiflächenanlage bei Abgabe des Gebots befand. Grundsätzlich berechnet sich die Höhe der Pönale nach **Satz 3** aus der Gebotsmenge multipliziert mit 50 Euro pro kW. Die Höhe dieser Pönale reduziert sich nach

Satz 4, wenn der Bieter bei der Abgabe des Gebots Genehmigungsunterlagen vorgelegt hat, die einen fortgeschrittenen Genehmigungsstand nachweisen.

Absatz 4 regelt die Pönalen bei neuen Biomasseanlagen und orientiert sich an der Regelung für Windenergieanlagen an Land in Absatz 1. Es wird daher auf die Begründung zu Absatz 1 verwiesen und im Folgenden werden nur die Unterschiede erläutert. Die Strafe wird fällig, wenn die Projekte die Realisierungsfrist für Neuanlagen von 18 Monaten überschreiten. Satz 2 regelt die Staffelung der Pönale.

Nach **Absatz 5** müssen auch Bieter für bestehende Biomasseanlagen nach § 39f, die ihre Projekte zu spät realisiert haben, eine Strafe zahlen. Die Strafe wird fällig, wenn die Projekte den Realisierungszeitpunkt für den Beginn der Anschlussförderung nicht einhalten, den der Anlagenbetreiber im Zeitfenster von ein bis drei Jahren nach Zuschlag nach § 39f Absatz 2 EEG 2016 selbst bestimmen kann. Da diese Anlagen bereits in Betrieb genommen sind und deshalb als Zeitpunkt für Pönalen nicht auf die Inbetriebnahme abgestellt werden kann, knüpft Absatz 5 daran an, ob der Anlagenbetreiber die Flexibilitätsbescheinigung des Umweltgutachters nach § 39f Absatz 4 EEG 2016 bis zum Tag nach § 39f Absatz 2 EEG 2016 vorgelegt hat. Bis zum Zeitpunkt nach § 39f Absatz 2 EEG 2016 hat der Anlagenbetreiber nach § 39f Absatz 4 EEG 2016 die Bescheinigung eines Umweltgutachters über die technische Eignung der Anlage für eine flexible Fahrweise vorzulegen. Erfolgt diese Vorlage nicht bis zu diesem Zeitpunkt, beträgt die Pönale nach **Satz 2** Nummer 1 20 Euro pro kW, wenn die Bescheinigung spätestens zwei Monate nach dem Tag nach § 39f Absatz 2 vorgelegt wird. Sie steigt nach Nummer 2 im dritten und vierten Monat nach diesem Zeitpunkt auf 40 Euro pro kW und erreicht ab dem fünften Monat 60 Euro pro kW. Da die Bescheinigung des Umweltgutachters nur für die gesamte Anlage erfolgen kann, ist eine teilweise Realisierung nicht möglich, so dass die Pönale – anders als bei Neuanlagen – auch nicht wegen teilweiser Realisierung anteilig reduziert werden kann.

Absatz 6 regelt, dass die Forderung nach den Absätzen 1 bis 3 durch die Überweisung des entsprechenden Betrages an den Übertragungsnetzbetreiber zu begleichen ist, wobei die Zuschlagsnummer des Gebots anzugeben ist, für das die Pönale geleistet wird.

Absatz 7 bestimmt, dass der regelverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber sich hinsichtlich der Pönale aus der jeweils für das Gebot hinterlegten Sicherheit befriedigen darf, wenn der Bieter die Forderung nicht binnen zwei Monaten ab Entwertung der Gebotsmenge erfüllt hat. Die Einnahmen fließen auf das EEG-Konto (s. a. den neuen § 3 Nummer 10 Ausgleichsmechanismusverordnung, Artikel 17 dieses Gesetzes).

Nach **Absatz 8** muss die BNetzA den Übertragungsnetzbetreibern die erforderlichen Angaben für die Inanspruchnahme der Pönalen mitteilen. Die Mitteilung erfolgt jeweils an den Übertragungsnetzbetreiber, in dessen Regelzone der Standort der geplanten Anlage liegt. Dies ist notwendig, damit die Übertragungsnetzbetreiber die notwendigen Informationen für die Geltendmachung ihres Anspruchs nach den Absätzen 4 und 5 erhalten.

Zu § 55a EEG 2016

§ 55a EEG 2016 bestimmt, wann die BNetzA die hinterlegten Sicherheiten für ein bestimmtes Gebot zurückgibt.

Nach **Absatz 1** muss sie die hinterlegten Sicherheiten unverzüglich zurückgeben, wenn der Bieter sein Gebot zurückgenommen hat (**Nummer 1**) oder keinen Zuschlag für sein Gebot erhalten hat (**Nummer 2**). Außerdem wird die Sicherheit zurückgegeben, wenn der Bieter für dieses Gebot eine etwaige Pönale geleistet hat (**Nummer 3**).

Absatz 2 bestimmt die Fälle, in denen die Sicherheit zurückzugeben ist, weil eine Pönale nicht mehr zu erwarten ist. Im Fall von Solaranlagen muss der Netzbetreiber bestätigen, dass die Voraussetzungen vorliegen. Im Fall von Windenergieanlagen an Land reicht die Bestätigung der Angaben im Register aus, weil hier der Prüfaufwand deutlich geringer ist.

Die Rückgabe durch die BNetzA erfolgt unverzüglich, sobald der Rückgabegrund vorliegt. Angesichts der Bagatellgrenze in § 55a EEG 2016 wird die Sicherheit auch dann in voller Höhe erstattet, wenn nicht mehr als fünf Prozent der Gebotsmenge entwertet worden sind.

Zu Nummer 7

In § 56 Nummer 2 EEG 2016 wird die bisherige Formulierung „gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ durch die Formulierung „finanziert aus der EEG-Umlage“ ersetzt. Diese Änderung resultiert daraus, dass der Begriff der finanziellen Förderung nach § 5 Nummer 15 EEG 2014 aufgehoben wird.

Zu Nummer 8

Zu Buchstabe a

§ 57 Absatz 1 EEG 2016 wird redaktionell angepasst, da der Begriff der finanziellen Förderung aufgehoben wurde und sich die Paragrafenbezeichnung des früheren § 52 EEG 2014 geändert hat.

Zu Buchstabe b

§ 57 Absatz 2 EEG 2016 wird redaktionell angepasst, da in § 3 Nummer 41 EEG 2016 nunmehr eine Begriffsdefinition für den Begriff der Solaranlage enthalten ist.

Zu Buchstabe c

§ 57 Absatz 5 EEG 2016 wird neu gefasst. Einerseits wird er an die neuen Begriffsbestimmungen und an die neue Paragrafennummer des Aufrechnungsverbots angepasst. Andererseits wird die durch die Clearingstelle vermittelte Rechtssicherheit ausgebaut: Anlagen- und Netzbetreiber, die auf eine Entscheidung der Clearingstelle vertraut haben, sollen in diesem Vertrauen besser geschützt werden.

Satz 1 verpflichtet einen Übertragungsnetzbetreiber zur Rückforderung, wenn er einem Verteilnetzbetreiber mehr gezahlt hat als nach diesem Gesetz vorgesehen. Dies gilt regelmäßig in den Fällen, in denen die Zahlungen aufgrund falscher Annahmen zur Rechts- oder Sachlage erfolgten. Diese Rückforderungspflicht entfällt nach **Satz 2** jedoch, wenn die Zuvielzahlung einer Entscheidung der Clearingstelle entsprach. Dies wird praktisch dann relevant, wenn die Clearingstelle eine Entscheidung trifft, der sich später – wie beim Anlagenbegriff – der Bundesgerichtshof nicht anschließt. Da die Anlagen- und Netzbetreiber in dieser Konstellation zunächst der zur Auslegung dieses Gesetzes berufenen Clearingstelle gefolgt sind, soll für diesen Zeitraum keine Rückforderungspflicht bestehen und das Vertrauen in die Entscheidungen der Clearingstelle geschützt werden. Dabei stellt Satz 2 klar, dass die Rückforderungspflicht auch dann nicht besteht, wenn der Übertragungsnetzbetreiber nicht selbst Partei des Verfahrens war.

Nach **Satz 3** verjährt der Rückforderungsanspruch mit Ablauf des zweiten auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres; die Pflicht nach Satz 1 erlischt insoweit. Nach **Satz 4** gelten diese Aussagen nicht nur im Verhältnis zwischen Übertragungsnetzbetreiber und aufnehmendem Verteilnetzbetreiber, sondern auch im Verhältnis zwischen Verteilnetzbetreiber und Anlagenbetreiber. Nach **Satz 5** findet das Aufrechnungsverbot auf solche Rückforderungen keine Anwendung; der Netzbetreiber kann also die Vergütungszahlungen mit den Rückforderungen aufrechnen.

Beruhet die Rückforderung des Netzbetreibers gegenüber dem Anlagenbetreiber auf der Anwendung einer in anderer Sache ergangenen höchstrichterlichen Entscheidung, so kann der Netzbetreiber nach **Satz 6** bis zum Tag dieser Entscheidung auf den Rückzahlungsanspruch verzichten, soweit die Zahlung in Übereinstimmung mit dem Ergebnis eines Verfahrens der Clearingstelle nach § 81 Absatz 5 EEG 2016 erfolgt ist. Damit mildert Satz 6 durch die Möglichkeit eines Rückforderungsverzichts durch den aufnehmenden Netzbetreiber den Rückabwicklungsaufwand im Massengeschäft, der entsteht, wenn eine Abrechnungspraxis, die im Vertrauen auf eine Entscheidung der Clearingstelle gewachsen ist, im Widerspruch zu einer später ergehenden höchstrichterlichen Entscheidung steht. **Satz 7** schützt dabei den aufnehmenden Netzbetreiber: Hat dieser gegenüber dem Anlagenbetreiber auf eine Rückforderung verzichtet, kann auch der Übertragungsnetzbetreiber keine entsprechende Rückforderung gegenüber dem Netzbetreiber geltend machen.

Zu Nummer 9

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

§ 58 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016 wird in Folge der Streichung der Begriffsbestimmung für den Begriff finanzielle Förderung und der geänderten Paragrafenbezeichnung redaktionell angepasst.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Doppelbuchstabe bb

§ 58 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2016 wird in Folge der Streichung der Begriffsbestimmung für den Begriff finanzielle Förderung redaktionell angepasst.

Zu Buchstabe b

§ 58 Absatz 2 EEG 2016 wird in Folge der Streichung der Begriffsbestimmung für den Begriff finanzielle Förderung redaktionell angepasst.

Zu Buchstabe c**Zu Doppelbuchstabe aa**

In § 58 Absatz 3 Satz 1 EEG 2016 wird der Verweis auf den bisherigen § 52 EEG 2014 aktualisiert.

Zu Doppelbuchstabe bb

§ 58 Absatz 3 Satz 2 EEG 2016 wird in Folge der Streichung der Begriffsbestimmung für den Begriff finanzielle Förderung redaktionell angepasst und der Verweis auf den bisherigen § 52 EEG 2014 aktualisiert.

Zu Nummer 10**Zu Buchstabe a**

In den vergangenen Jahren war wegen komplexer vertraglicher Strukturen wiederholt unklar, wer Elektrizitätsversorgungsunternehmen und damit Schuldner der EEG-Umlage ist. Dieses Problem tritt insbesondere dann auf, wenn die Person des Bilanzkreisverantwortlichen und des Elektrizitätsversorgungsunternehmens auseinander fallen. Diese Fallkonstellationen nehmen zu. Für den Übertragungsnetzbetreiber ist in der Folge kaum erkennbar ist, wer sein Anspruchsgegner ist. Folge sind oft jahrelange Prozesse und entsprechend lange Zeiträume, in denen die EEG-Umlage nicht entrichtet wird. Mit der neuen Regel sollen Anreize gesetzt werden, dass der Bilanzkreisverantwortliche die Fragen der Zahlung der EEG-Umlage mit allen Unternehmen klärt, die Strom über den eigenen Bilanzkreis liefern. Diese Pflicht kann ein erhebliches wirtschaftliches Risiko auf den Bilanzkreisverantwortlichen überlagern. Dies ist allerdings verhältnismäßig, weil der Bilanzkreisverantwortliche – anders als der Übertragungsnetzbetreiber – alle Personen kennt, denen er Zugang zu seinem Bilanzkreis gewährt und das Risiko über vertragliche Regelungen absichern kann.

Zu Buchstabe b

Die Änderung stellt klar, dass sich die Bestimmung auch auf die EEG-Umlage nach § 61 EEG 2016 bezieht.

Zu Buchstabe c

Absatz 3 wird aus Gründen einer besseren Verständlichkeit in den neuen § 61a EEG 2016 überführt.

Zu Buchstabe d

Die Änderung ist eine redaktionelle Folge der Streichung von Absatz 3 durch Buchstabe b.

Zu Nummer 11

Der neu eingefügte § 60a EEG 2016 regelt, dass die Übertragungsnetzbetreiber die EEG-Umlage direkt von stromkostenintensiven Unternehmen oder Schienenbahnen, die nach der Besonderen Ausgleichsregelung begrenzt sind, verlangen können. Bisher erfolgt dies nach § 60 EEG 2014 über die Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Es ist aber administrativ einfacher, wenn die Übertragungsnetzbetreiber in diesen Fällen direkt mit den Letztverbrauchern abrechnen. Denn sie müssen dabei ohnehin die Begrenzungsentscheidungen des BAFA in der Abrechnung berücksichtigen. Insbesondere in Fällen, in denen ein Letztverbraucher von mehr als einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen beliefert wird, häufig noch an unterschiedlichen begrenzten Abnahmestellen, muss bisher die abzuführende Umlage zwischen den beteiligten Elektrizitätsversorgungsunternehmen abgestimmt werden. Dieser Aufwand entfällt mit der Neuregelung.

Bei der EEG-Umlage für die Eigenversorgung von Unternehmen, deren EEG-Umlage nach der Besonderen Ausgleichsregelung begrenzt ist, sind nach § 61 EEG 2016 in Verbindung mit § 7 Absatz 1 Nummer 2 AusglMechV ebenfalls die Übertragungsnetzbetreiber zuständig für die Erhebung der EEG-Umlage (nicht die Ver-

teilernetzbetreiber). Mit der neuen Regelung wird also die Erhebung der EEG-Umlage für die Eigenversorgung und den Fremdbezug von Unternehmen in der Besonderen Ausgleichsregelung bei den Übertragungsnetzbetreibern gebündelt.

Zu Nummer 12

Zu Buchstabe a

Die Streichung ist eine redaktionelle Folge der Überführung der Begriffsbestimmung in § 3 EEG 2016. Der Verweis wird nicht ersetzt, da schon durch die Verwendung des Begriffs in § 61 EEG 2016 klar ist, dass er die in § 3 EEG 2016 definierte Bedeutung hat.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

§ 61 Absatz 2 Nummer 3 EEG 2016 wird in Folge der Streichung der Begriffsbestimmung für den Begriff finanzielle Förderung redaktionell angepasst.

Zu Doppelbuchstabe bb

§ 61 Absatz 2 Nummer 4 EEG 2016 wird der Verweis an die neue Struktur des Teil 3 angepasst.

Zu Nummer 13

Durch Nummer 13 wird § 61a EEG 2016 eingefügt. § 61a EEG 2016 entspricht im Wesentlichen § 60 Absatz 3 EEG 2014. Die Regelung wurde in einen eigenen Paragraphen überführt, um sie verständlicher und übersichtlicher zu machen.

Insgesamt findet **Absatz 1** nur Anwendung, wenn überhaupt eine Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage besteht. Ist die Belieferung des Speichers schon aufgrund der Regelungen in § 61 Absatz 2 oder 3 von der EEG-Umlage befreit, kann die Regelung in § 61a EEG 2016 nicht zur Anwendung kommen, weil die Befreiung von einer Pflicht nur möglich ist, wenn die Pflicht selbst besteht. **Absatz 1 Nummer 1** enthält die Regelung des § 60 Absatz 3 Satz 1 EEG 2014. EEG 2016Die Regelung wird um eine **Nummer 2** ergänzt, um Speicher, die zur Eigenversorgung eingesetzt werden, mit Speichern gleichzustellen, die für den Einsatz im Netz der öffentlichen Versorgung verwendet werden. Mit dem EEG 2014 wurde auch die Eigenversorgung anteilig mit der EEG-Umlage belastet. Auch in diesem Bereich kann seither die EEG-Umlage sowohl bei der Zwischenspeicherung des Stroms als auch beim Verbrauch des Stroms nach der Zwischenspeicherung nach § 60 oder § 61 anfallen. Eine Doppelbelastung von Speichern bei der Ein- und Ausspeicherung des Stroms ist aber nicht gewollt. Speicher, die zur Eigenversorgung betrieben werden, sollen mit Speichern, die an das Netz angeschlossen sind, gleichgestellt werden. Voraussetzung ist in diesen Fällen, entsprechend dem Ziel der Regelung eine Doppelbelastung zu vermeiden, dass auch auf den aus dem Speicher entnommenen Strom EEG-Umlage gezahlt wird. Die Regelung beschränkt sich auf Speicher, die ausschließlich dazu genutzt werden, Strom zwischen zu speichern, der anschließend als Strom genutzt wird und auf den die EEG-Umlage anfällt. So wird ausgeschlossen, dass zwischengespeicherte Energie, auf die nach der Entnahme keine EEG-Umlage gezahlt wird (z.B. weil bei einem Gasspeicher das Gas außerhalb des Stromsektors genutzt wird), ebenfalls von der EEG-Umlage befreit wird. Speicher, die Strom aus dem Netz entnehmen und dann zur Eigenversorgung verwenden, werden ebenfalls von der EEG-Umlage befreit. Voraussetzung ist, dass bei der Ausspeisung die EEG-Umlage fällig wird. Ausgeschlossen sind auch Speicher, die einen Teil ihres Stroms zur Selbstnutzung entnehmen, wenn auf die Selbstnutzung des Stroms keine EEG-Umlage anfällt und einen Teil in das Netz einspeisen. Dies dient der Vermeidung von Missbrauch, da sich in diesen Fällen kaum überwachen lässt, für welche Zwecke dem Speicher Strom entnommen wurde.

Zu beachten ist, dass Speicher, die ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zwischenspeichern, selbst als Anlagen im Sinn dieses Gesetzes eingestuft werden. Dies ist wichtig, weil es bedeutet, dass Speicher die durch eine Direktleitung mit einer oder mehreren Anlagen verbunden sind, unter die Regelung von § 61 Absatz 1 Satz 1 fallen können. In der Folge fallen nur 40 % der EEG-Umlage für den aus dem Speicher zur Eigenversorgung entnommenen Strom an. Voraussetzung ist das ausschließlich erneuerbarer Strom gespeichert wird. Das ist nie gegeben, wenn der Strom dem Netz entnommen wird, weil dann die Herkunft des Stroms nicht mehr nachgewiesen werden kann. Herkunftsnachweise können ausschließlich zur Stromkennzeichnung gegenüber

dem Letztverbraucher verwendet werden, also genau nicht zum Nachweis gegenüber dem Netzbetreiber. Außerdem muss es sich um einen Fall der Eigenversorgung handeln.

Absatz 2 entspricht § 60 Absatz 3 Satz 2 EEG 2014,

Absatz 3 entspricht § 60 Absatz 3 Satz 3 EEG 2014.

Zu Nummer 14

Zu Buchstabe a

Die Änderung in § 62 Absatz 1 EEG 2016 ist eine redaktionelle Folge der Aufhebung der Definition für den Begriff der finanziellen Förderung.

Zu Buchstabe b

In Nummer 3 wird ein sprachlicher Fehler behoben.

Zu Buchstabe c

Die Änderung in Absatz 1 Nummer 5 ist eine redaktionelle Folge der Anfügung von Nummer 7.

Zu Buchstabe d

Die Änderung in Absatz 1 Nummer 6 ist eine redaktionelle Folge der Anfügung von Nummer 7.

Zu Buchstabe e

Dem Absatz 1 wird eine Nummer 7 angefügt. Danach sind bei der jeweils nächsten EEG-Abrechnung Änderungen der abzurechnenden Strommenge oder der Zahlungsansprüche zu berücksichtigen, die sich daraus ergeben, dass der Zahlungsanspruch eines Anlagenbetreibers nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 aufgrund von § 26 Absatz 2 EEG 2016 zunächst nicht fällig wurde. Dies ist dann der Fall, wenn der Anlagenbetreiber seine Datenübermittlungspflicht nach § 71 EEG 2016 nicht rechtzeitig erfüllt hat. Erfüllt der Anlagenbetreiber diese Pflicht erst so spät, dass die Strommenge nicht mehr für den Abrechnungszeitraum berücksichtigt werden kann, in dem die Anlage die betreffende Strommenge ins Netz eingespeist hat, so sind nach der neuen Nummer 7 die entsprechenden Korrekturen bei der nächsten Abrechnung zu berücksichtigen.

Zu Nummer 15

Zu den Buchstaben a und b

Durch die Buchstaben a und b wird die Definition der neugegründeten Unternehmen in § 64 Absatz 6 Nummer 2a EEG 2016 verschoben und präzisiert. Ein Unternehmen ist kein neu gegründetes Unternehmen, wenn es lediglich durch Vertragsgestaltung unter Ausgründung neuer Gesellschaften die gleiche Produktion fortführt. Insbesondere Pacht- und Mietmodelle, die zudem die Bruttowertschöpfung zu beeinflussen geeignet sind, sind von der Definition der Neugründung nicht umfasst.

Zu Nummer 16

Die Bundesregierung ist aufgrund des Artikel 30 Absatz 2 Nummer 1 des Gesetzes zur Förderung der elektronischen Verwaltung verpflichtet, dem Deutschen Bundestag zu berichten, in welchen verwaltungsrechtlichen Rechtsvorschriften des Bundes die Anordnung der Schriftform verzichtbar ist. Zu diesem Zweck wird das Projekt „Digitale Erklärung“ durchgeführt. Im Rahmen dieses Projekts wurde auch das Schriftformerfordernis in § 67 Absatz 2 EEG 2014 geprüft. Dabei ergab sich, dass die Schriftform hier nicht zwingend erforderlich ist. Auch eine elektronische Anzeige der Unternehmensumwandlung gegenüber dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle ist ausreichend. Daher wird nun auch die elektronische Vornahme der Anzeige im Gesetz ermöglicht.

Zu Nummer 17

Zu § 69 EEG

Durch die Ergänzung in § 69 EEG 2016 wird das BAFA ermächtigt, die genannten Daten zu den im neuen Absatz 2 genannten Zwecken zu übermitteln. Im Gegenzug wird der bisherige § 69 Absatz 1 Satz 4 gestrichen. Im

Rahmen der Evaluierung und Fortschreibung der §§ 63 bis 68 EEG 2016 können Änderungen bei der Besonderen Ausgleichsregelung nur vorgenommen werden, wenn die Folgen der Änderungen auch abschätzbar sind.

Zu § 69a EEG

Die Behörden der Zollverwaltung im Aufgabenbereich Finanzkontrolle Schwarzarbeit sind nach § 16 Absatz 3 des Arbeitnehmerüberlassungsgesetzes die zuständige Verwaltungsbehörde im Sinn des § 36 Absatz 1 Nummer 1 des Gesetzes über Ordnungswidrigkeiten für die Verfolgung der illegalen Arbeitnehmerüberlassung. Auf Ersuchen des BAFA teilen die Behörden der Zollverwaltung die im Rahmen ihrer Zuständigkeit festgestellten Verstöße gegen Bestimmungen des Arbeitnehmerüberlassungsgesetzes einschließlich der entsprechenden Unterlagen mit. Das BAFA kann folglich, wenn Unternehmen, die im Rahmen ihrer Bruttowertschöpfung hohe Kosten für eine auswärtige Bearbeitung, für die Position „sonstige Kosten“ oder für eine andere Position in der Bruttowertschöpfung veranschlagen, bei den Behörden der Zollverwaltung nachfragen, ob die Zollverwaltung bei entsprechenden Unternehmen Verstöße gegen Bestimmungen des Arbeitnehmerüberlassungsgesetzes festgestellt hat. Sollte dies der Fall sein und tatsächlich eine illegale Arbeitnehmerüberlassung vorliegen, wird das BAFA diese Kosten dann nicht im Rahmen der Bruttowertschöpfung berücksichtigen. Anderenfalls käme es zu einer finanziellen Begünstigung von Unternehmen, die sich rechtswidrig verhalten. Das Recht des BAFA, Außenprüfungen bei Unternehmen durchzuführen, bleibt unberührt.

Zu Nummer 18

Der neue § 71 Nummer 2 Buchstabe a EEG 2016 soll sicherstellen, dass die Netzbetreiber, die Zahlungsansprüche bedienen, wissen, ob diese überhaupt bestehen oder aufgrund des Kumulierungsverbots ausgeschlossen sind. Bei Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt ist, ist es zudem aufgrund von § 53b EEG 2016 eine abrechnungsrelevante Angabe, für wieviel Strom sie Regionalnachweise ausgestellt bekommen haben. Daher haben Betreiber dieser Anlagen (nicht aber von Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibung bestimmt worden ist) diese Strommengen nach Buchstabe b dem Netzbetreiber mitzuteilen. Die Änderungen in Nummer 3 sind redaktionelle Folgen der neuen Paragrafenbezeichnung in Teil 3. Zudem ist mit der Aufnahme von § 39h in Nummer 3 nun berücksichtigt, dass auch Biomasseanlagen, die erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben, die entsprechenden Angaben zu übermitteln haben. In der neu gefassten Nummer 2 werden alle Verweise angepasst. Inhaltliche Änderungen gehen damit nicht einher.

Zu Nummer 19

Zu Buchstabe a

Die Neufassung von § 72 Absatz 1 EEG 2016 ist eine redaktionelle Folge der neuen Paragrafenbezeichnung in Teil 3. Gleichzeitig wird der Begriff finanzielle Förderung als Folge zur Aufhebung der entsprechenden Begriffsbestimmung ersetzt.

Zu Buchstabe b

Der Begriff finanzielle Förderung wird in § 72 Absatz 2 EEG 2016 als Folge zur Aufhebung der entsprechenden Begriffsbestimmung gestrichen.

Zu Nummer 20

In § 74 EEG 2016 entfällt der deklaratorische Verweis auf das Bundesdatenschutzgesetz.

Zu Nummer 21

Die Änderung in § 76 EEG 2016 ist eine redaktionelle Folge der Streichung von § 99 EEG 2014.

Zu Nummer 22

Zu Buchstabe a

Die Änderung von § 77 Absatz 1 EEG 2016 verfolgt zwei Ziele.

Satz 1 wird geändert, um die Verpflichtung der Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Angaben nach den §§ 70 bis 74 EEG 2016 im Internet zu veröffentlichen, auf die Übertragungsnetzbetreiber zu beschränken. Dies führt zu einer erheblichen Vereinfachung und zu weniger bürokratischem Aufwand. Da die

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Daten von den Übertragungsnetzbetreibern auch bisher veröffentlicht werden müssen, entsteht kein zusätzlicher Aufwand.

Daneben wird ein neuer **Satz 2** angefügt, mit dem die Veröffentlichungspflichten bei Übertragungsnetzbetreibern und im Anlagenregister aneinander angeglichen werden. Für Anlagen mit einer installierten Leistung unter 30 kW werden der genaue Standort der Anlage und die Postleitzahl zukünftig aus Datenschutzgründen auch von den Übertragungsnetzbetreibern nicht mehr veröffentlicht. Kleinere Anlagen werden zumeist von Privatpersonen betrieben. Ihre Daten sind deshalb besonders schützenswert. Gleichzeitig sind für diese Anlagen die ausbezahlten Vergütungen und Marktprämien vergleichsweise gering, so dass auch das Transparenzinteresse vergleichsweise gering ist.

Zu Buchstabe b

§ 77 Absatz 2 EEG 2016 wird allein aus redaktionellen Gründen neu gefasst. Die Aufhebung der Begriffsbestimmung für den Begriff der finanziellen Förderung macht eine Neufassung erforderlich. Inhaltliche Änderungen sind damit nicht verbunden.

Zu Buchstabe c

Die Änderungen an § 77 Absatz 3 EEG 2016 sind rein redaktionell. Die Aufhebung der Begriffsbestimmung für den Begriff der finanziellen Förderung macht die entsprechenden Änderungen erforderlich. Inhaltliche Änderungen sind damit nicht verbunden.

Zu Buchstabe d

Die Änderung in § 77 Absatz 4 EEG 2016 ist eine redaktionelle Folge der Definition des Begriffs Register in § 3 Nummer 39 EEG 2016.

Zu Nummer 23

Zu Buchstabe a

In § 78 Absatz 1 Satz 1 EEG 2016 wird die bisherige Formulierung „gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ durch die Formulierung „finanziert aus der EEG-Umlage“ ersetzt. Diese Änderung resultiert daraus, dass der Begriff der finanziellen Förderung nach § 5 Nummer 15 EEG 2014 aufgehoben wird.

Zu Buchstabe b

Die Änderung in § 78 Absatz 3 Satz 1 EEG 2016 ist redaktionell. Die Aufhebung der Begriffsbestimmung für den Begriff der finanziellen Förderung macht die entsprechenden Änderungen erforderlich.

Zu Buchstabe c

Die Änderung in Absatz 4 ist eine Folge der Streichung des Begriffs finanzielle Förderung.

Zu Buchstabe d

Die Änderung in Absatz 5 Satz 3 ist eine Folge der Streichung des Begriffs finanzielle Förderung.

Zu Buchstabe e

Die Änderung in Absatz 6 ist eine Folge der Streichung des Begriffs finanzielle Förderung.

Zu Nummer 24

§ 79 EEG 2016 wird einerseits an die neue Systematik des Teils 3 und die neue Nummerierung angepasst und andererseits aktualisiert und klarer strukturiert. So werden teilweise Regelungen, die bislang in der Herkunftsnachweisverordnung (HkNV) enthalten waren, direkt im EEG 2016 geregelt.

Absatz 1 benennt nun wieder – wie im EEG 2012 – die Konstellationen, in denen keine Herkunftsnachweise ausgestellt werden dürfen, also die Fälle, wenn ein Anlagenbetreiber die Marktprämie, eine Einspeisevergütung oder eine Kapazitätszahlung nach dem EEG in der jeweils für die Anlage geltenden Fassung in Anspruch nimmt. In diesen Fällen erlangt der Anlagenbetreiber für den erzeugten Strom einen Zahlungsanspruch; eine Ausstellung von Herkunftsnachweisen ist daher wegen des Doppelvermarktungsverbots des § 80 Absatz 2 EEG 2016 ausgeschlossen. Die ausdrückliche Beschreibung derjenigen Tatbestände, in denen das Umweltbundesamt

(UBA) keine Herkunftsnachweise ausstellt, dient der Klarstellung für mögliche Antragsteller. Als zuständige Behörde wird nun durchgehend direkt das UBA genannt, so dass § 79 Absatz 4 EEG 2014 gestrichen werden konnte. Im Übrigen entspricht Absatz 1 dem bisherigen § 79 Absatz 1 Satz 1 und 2 EEG 2014.

Absatz 2 entspricht dem bisherigen § 79 Absatz 1 Satz 3 und 4 EEG 2014. Das die HkNV erweitert und in Herkunfts- und Regionalnachweisverordnung (HkRNV) umbenannt wird, wird der bisherige Verweis auf die HkNV durch den Verweis auf die HkRNV ersetzt.

Absatz 3 entspricht inhaltlich dem bisherigen § 79 Absatz 2 EEG 2014. Der neue Satz 2 zur Zuständigkeit beim Verkehr mit den Behörden anderer Mitgliedsstaaten etc., der bisher in § 5 HkNV enthalten war, ist nun direkt im EEG 2016 geregelt. Da diese Aufgabe auch bislang vom UBA wahrgenommen wurde, ist die Zuständigkeit des UBA nun ebenfalls direkt in Absatz 3 geregelt.

Absatz 4 entspricht dem bisherigen § 79 Absatz 3 EEG 2014.

Absatz 5 entspricht dem bisherigen § 3 Absatz 2 HkNV und ist nur direkt im EEG 2016 geregelt.

Nach **Absatz 6** kann das Umweltbundesamt von den Personen, die das Herkunftsnachweisregister nutzen, die Übermittlung insbesondere der in Absatz 6 aufgezählten Daten verlangen. Das betrifft Personen, die ein Konto beim Herkunftsnachweisregister haben, Dienstleister, Umweltgutachter oder Umweltgutachterorganisationen, die bei diesem Register registriert sind, sowie Nutzer dieses Registers nach § 2 Nummer 4 der Herkunfts- und Regionalnachweisregister-Durchführungsverordnung (HkRNDV). Von den Angaben und Daten nach **Nummer 1** sind insbesondere Vor- und Zuname, Adresse, Staat des Wohnsitzes sowie Telefonnummer und E-Mail-Adresse umfasst, die eine natürliche Person nach § 4 Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 HkRNDV angeben muss, wenn sie ein Konto beim Herkunftsnachweisregister beantragt. Nach **Nummer 2** ist, wenn vorhanden, die Umsatzsteuer-Identifikationsnummer anzugeben. Natürliche Personen, die über ein Konto im Herkunftsnachweisregister verfügen, werden grundsätzlich im Rahmen der Ausübung eines Handelsgewerbes tätig. Als solche verfügen sie im Regelfall über eine Umsatzsteuer-Identifikationsnummer. Diese muss der Registerverwaltung bekannt sein, um eine missbräuchliche Nutzung des Kontos im Herkunftsnachweisregister verhindern zu können, beispielsweise im Zusammenhang mit der Hinterziehung der Umsatzsteuer im grenzüberschreitenden Handel mit Herkunftsnachweisen (sog. Umsatzsteuerbetrug).

Absatz 7 entspricht dem bisherigen § 79 Absatz 5 EEG 2014.

§ 79a EEG 2016 ist neu. Er ist parallel zu § 79 EEG 2016 aufgebaut und enthält die grundlegenden Bestimmungen für die neue regionale Grünstromkennzeichnung. Das BMWi hat dazu Anfang 2016 ein Eckpunktepapier veröffentlicht.²²⁾ Ziel der regionalen Grünstromkennzeichnung ist es, die Akzeptanz der Energiewende vor Ort zu erhöhen. Durch eine solche Kennzeichnung können sich Stromverbraucher besser mit den Erneuerbare-Energien-Anlagen in ihrer Region identifizieren. Eine höhere Akzeptanz kann dazu beitragen, dass vor Ort, wo die Energiewende stattfindet, Flächen für neue Anlagen ausgewiesen werden. Neue Flächenausweisungen sind für den weiteren Ausbaupfad, aber auch für ausreichenden Wettbewerb in den Ausschreibungen unerlässlich. Die mit dem EEG 2016 eingeführte Möglichkeit zur regionalen Grünstromkennzeichnung ist hierfür ein erster Schritt. Das BMWi wird 2018 in Abstimmung mit dem Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz eine Verbraucherstudie zu Erwartungen an Grünstrom erstellen.

Die regionale Grünstromkennzeichnung ist optional, d.h. sie kann, muss aber nicht genutzt werden. Wenn ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Möglichkeit nutzt, kann es in der Stromkennzeichnung ausweisen, welcher Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien, der durch die EEG-Umlage finanziert ist, im regionalen Zusammenhang (ca. 50 km-Umkreis) zum jeweiligen Letztverbraucher erzeugt wurde. Dafür legt das Umweltbundesamt (UBA) Regionen im Umkreis von – mit gewissen Vereinfachungen und Erweiterungen – 50 km um den Letztverbraucher fest und veröffentlicht diese. Für die regionale Grünstromkennzeichnung kann gegenüber einem bestimmten Letztverbraucher nur Strom aus Anlagen, die in seiner Region liegen, genutzt werden. Grundlage der neuen Kennzeichnungsmöglichkeit sind die neuen Regionalnachweise nach § 3 Nummer 38 EEG 2016. Die Nutzung der Regionalnachweise stellt sicher, dass die in regionalem Zusammenhang erzeugte Strommenge gegenüber dem Letztverbraucher korrekt ausgewiesen wird. Insbesondere kann so die „regionale Eigenschaft“ einer kWh Strom auch nur einmal ausgewiesen werden. Zudem stellt die Nutzung der Nachweise

²²⁾ Siehe hierzu im Internet unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/regionale-gruenstromkennzeichnung-eckpunktepapier,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>.

sicher, dass die regionale Eigenschaft auch nur gegenüber Letztverbrauchern ausgewiesen wird, in deren Region die Anlage steht, die die kWh erzeugt hat.

Das Instrument kann nur genutzt werden, um für den Stromanteil des Letztverbrauchers, der aus der EEG-Umlage finanziert ist, auszuweisen, inwieweit dieser Stromanteil in regionalem Zusammenhang zum Verbrauch erzeugt wurde. Mit einem Regionalnachweis kann also nicht Strom mit einer „grünen Eigenschaft“ versehen werden, sondern es kann nur für EEG-Strom in der Stromkennzeichnung eine zusätzliche „regionale Eigenschaft“ ausgewiesen werden. Die Grünfärbung von Graustrom ist mit Regionalnachweisen also nicht möglich.

Um Synergieeffekte zu nutzen und die Mehrkosten der regionalen Grünstromvermarktung möglichst gering zu halten, kann die Verwaltung der Regionalnachweise, auf dem bestehenden Herkunftsnachweisregister aufbauen, wenn dies sinnvoll möglich ist. Die Nutzung der optionalen Grünstromkennzeichnung wird gebührenfinanziert, so dass sie die EEG-Umlage nicht belastet. Die Mehrkosten durch die Gebühren kann ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das die Nachweise nutzen möchte, an die Kunden weitergeben, die sich für einen Wechsel in einen Regionalstromtarif entscheiden. Für Strom, für den Regionalnachweise ausgestellt werden, wird der anzulegende Wert nach § 53b EEG 2016 um 0,1 Cent/kWh reduziert, wenn der anzulegende Wert gesetzlich (d.h. nicht durch Ausschreibungen) bestimmt ist. Je nach dem Umfang, in dem Regionalnachweise genutzt werden, entlastet dies das EEG-Konto entsprechend.

Absatz 1 überträgt den § 79 Absatz 1 EEG 2016 auf Regionalnachweise. Danach stellt das Umweltbundesamt die Regionalnachweise aus, überträgt und entwertet sie. Nach **Nummer 1** werden Regionalnachweise nur für Strom ausgestellt, der in der Marktprämie direkt vermarktet wird (Veräußerungsform des § 21b Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EEG 2016). Für Strom in einer Einspeisevergütung werden keine Regionalnachweise ausgestellt. Strom in der Einspeisevergütung wird vom Anschlussnetzbetreiber an die Übertragungsnetzbetreiber weitergegeben und von diesen an der Strombörse verkauft. Stromversorger, die einen Regionalstromtarif aufsetzen wollen, werden diesen Tarif in aller Regel für mehrere Jahre nutzen wollen. Voraussetzung dafür ist, dass sie sich vertraglich, auch über Zwischenstufen wie z.B. über den Direktvermarkter, den Zugriff auf Regionalnachweise aus Anlagen sichern können, die in der Region der Letztverbraucher des Stromversorgers stehen. Das ist möglich, wenn die Regionalnachweise mit dem „zugehörigen“ Strom einem Direktvermarkter veräußert werden, nicht aber, wenn die Regionalnachweise mit dem Strom aus der Einspeisevergütung an der Strombörse in einen allgemeinem „Pool“ eingehen, wo sich Stromversorger die von ihnen benötigten Regionalnachweise nicht langfristig vertraglich sichern könnten. Zudem können Anlagenbetreiber, die ihren Strom in der Marktprämie direkt vermarkten, mit dem Direktvermarkter vereinbaren, wer die Mehrkosten (z.B. Gebühren für das Herkunftsnachweisregister) und etwaige Mindereinnahmen aufgrund § 53b EEG 2016 trägt. Diese Möglichkeit haben Anlagenbetreiber in der festen Einspeisevergütung nicht. Für Strom, der nach § 21a auf sonstige Weise (also ohne EEG-Zahlung) direkt vermarktet wurde, werden ebenfalls keine Regionalnachweise ausgestellt. Dies ist Ergebnis entsprechender Stellungnahmen zum Eckpunktepapier zur regionalen Grünstromkennzeichnung. Für den sonstig direktvermarkteten Strom stellt das UBA nach § 79 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016 Herkunftsnachweise aus. Diese berechtigen den Stromversorger, den Strom, den er an Letztverbraucher liefert, als ungeforderten „Grünstrom“ auszuweisen („sonstige erneuerbare Energien“ im Sinn des § 42 Absatz 1 Nummer 1 i.V.m. Absatz 5 Nummer 1 EnWG). Dabei kann der Versorger – außerhalb der Stromkennzeichnung – seinen Kunden auch den Standort der Anlage mitteilen, der nach § 2 Nummer 5 auf dem Herkunftsnachweis vermerkt sein muss. Insofern ist es dem Lieferanten bereits heute möglich, im Rahmen des Segments „sonstige erneuerbare Energien“ „Regionalprodukte“ zu gestalten. Bei der sonstigen Direktvermarktung besteht daher kein Anlass, Regionalnachweise auszustellen. Die regionale Grünstromkennzeichnung soll den freiwilligen Ökostrommarkt nicht stören, sondern seine Möglichkeiten ergänzen.

Nach **Absatz 2**, der für Regionalnachweise das Pendant zu § 79 Absatz 2 EEG 2016 darstellt, erfolgen die Ausstellung, Übertragung und Entwertung der Regionalnachweise elektronisch und nach Maßgabe der Herkunftsnachweis- und Regionalnachweisverordnung. Das Umweltbundesamt hat Maßnahmen zu ergreifen, um die Regionalnachweise vor Missbrauch zu schützen.

Nach **Absatz 3** kann das UBA auch für Strom aus Anlagen im Ausland, die erfolgreich an einer „geöffneten“ Ausschreibung nach § 5 Absatz 2 Satz 2 teilgenommen haben, Regionalnachweise ausstellen. Voraussetzung ist, dass der Strom, für den der Regionalnachweis ausgestellt worden ist, an einen Letztverbraucher im Bundesgebiet geliefert wird. Damit kommt den Letztverbrauchern auch tatsächlich der Anteil des Stroms aus EEG-finanzierten erneuerbaren Energien zugute, der dem Letztverbrauchers mittels der Regionalnachweise in

der Stromkennzeichnung als in der Region erzeugt ausgewiesen wird. Anders § 79 Absatz 3 EEG 2016 zu ausländischen Herkunftsnachweisen enthält Absatz 3 keine Regelung zur Anerkennung im Ausland ausgestellter Regionalnachweise. Es gibt bislang keine vergleichbaren Nachweise im grenznahen Ausland – also potentiell noch innerhalb der Region von deutschen Verbrauchern liegend. Zudem bestünde für solche Nachweise – anders als nach Artikel 16 Absatz 9 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG) für Herkunftsnachweise – auch keine Pflicht zur Anerkennung im Inland.

Nach **Absatz 4 Satz 1**, der für Regionalnachweise das Pendant zu § 79 Absatz 4 EEG 2016 darstellt, richtet das UBA ein Regionalnachweisregister als elektronische Datenbank ein, in der die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen registriert werden. Das Umweltbundesamt darf das Regionalnachweisregister nach **Satz 2** gemeinsam mit dem Herkunftsnachweisregister betreiben. Dies ermöglicht es, Synergieeffekte zu nutzen und die Mehrkosten der regionalen Grünstromvermarktung möglichst gering zu halten.

Nach **Absatz 5 Satz 1** werden Regionalnachweise jeweils für eine erzeugte und an Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde ausgestellt. Nach **Satz 2** darf für jede Kilowattstunde nur ein Regionalnachweis ausgestellt werden. Nach **Satz 3**, dürfen Regionalnachweise nur entlang der vertraglichen Lieferkette des Stroms, für den sie ausgestellt worden sind, übertragen werden. Durch die Übertragbarkeit nur entlang der Lieferkette soll sichergestellt werden, dass der Bezug des Letztverbrauchers zu der Anlage erhalten bleiben kann, die den Strom erzeugt hat, für den der Regionalnachweis ausgestellt wurde. Bei einer getrennten Übertragbarkeit wäre es hingegen z.B. für einen Versorger möglich, Regionalnachweise aus Anlagen zu erwerben, zu denen er keinen Bezug hat. Eine getrennte Übertragbarkeit würde zudem das Aufsetzen von Stromprodukten deutlich erschweren, da dann unsicher wäre, ob einem Stromversorger die regionale Eigenschaft aus den erforderlichen Anlagen auch im nächsten Jahr wieder zur Verfügung stünde. Bei einer Übertragbarkeit entlang der vertraglichen Lieferkette kann dies hingegen vertraglich sichergestellt werden, so dass es einem Versorger möglich wird, Regionalstromtarife über mehrere Jahre abzusichern. Die Regionalnachweise können entlang der gesamten vertraglichen Lieferkette übertragen werden, unabhängig davon, wie viele Akteure zwischen Anlagenbetreiber und Versorger zwischengeschaltet sind. Dadurch können die bestehenden Liefer- und Vertragsstrukturen möglichst weitgehend beibehalten werden. Detailregelungen zum Nachweis der Übertragung entlang der vertraglichen Lieferkette können im Rahmen der HkRNV und der HkRNDV spezifiziert werden.

Absatz 6 beschreibt das System der Regionen für die Grünstromkennzeichnung. Es werden gleitende Regionen im Umkreis von - 50 km um den jeweiligen Verbraucher festgelegt. Zu den Vorteilen gleitender Regionen gegenüber fixen Regionen und der grafischen Veranschaulichung zur Bestimmung der Regionen wird auf das Eckpunktepapier des BMWi zur regionalen Grünstromkennzeichnung²³⁾ verwiesen.

Nach **Satz 1** entwertet das Umweltbundesamt (UBA) auf Antrag einen Regionalnachweis, wenn er für Strom aus einer Anlage ausgestellt worden ist, die sich in der Region des belieferten Letztverbrauchers befindet. Auf den Regionalnachweisen wird dafür nach § 2a Nummer 4 HkRNV das Postleitzahlengebiet (PLZ-Gebiet) vermerkt, in dem die betreffende Anlage liegt. Diese Entwertung ist Voraussetzung dafür, dass der Regionalnachweis nach Absatz 8 für die Stromkennzeichnung verwendet werden darf. Dadurch ist mittels der Regionalnachweise sichergestellt, dass die regionale Eigenschaft nur gegenüber Letztverbrauchern ausgewiesen wird, in deren Region die Anlage steht, die die kWh erzeugt hat.

Nach **Satz 2** umfasst die Region des belieferten Letztverbrauchers alle PLZ-Gebiete, die sich ganz oder teilweise im Umkreis von 50 Kilometern um das PLZ-Gebiet befinden, in dem der Letztverbraucher den Strom verbraucht. Das Abstellen auf PLZ-Gebiete zur Bestimmung der Region – anstatt auf die Adresse des einzelnen Verbrauchers – vereinfacht die Handhabung und reduziert angemessen die Anzahl der Regionen. Es sind dabei nur PLZ-Gebiete relevant, in denen Strom verbraucht wird, also z.B. keine Postleitzahlen für reine Postfächer.

Damit nicht die einzelnen Akteure, die an der regionalen Kennzeichnung teilnehmen, die Regionen selbst ermitteln müssen, bestimmt und veröffentlicht das UBA nach **Satz 3** für jedes PLZ-Gebiet, in dem Strom verbraucht wird, welche weiteren PLZ-Gebiete zu dieser Region gehören. Eine Region besteht also aus mehreren PLZ-Gebieten um ein zentrales Verbraucher-PLZ-Gebiet herum. Die Festlegung und Veröffentlichung durch das UBA vermeidet auch Unsicherheit für die Akteure, welche PLZ-Gebiete die Region eines Verbraucher-PLZ-Gebiets umfasst.

²³⁾ Siehe hierzu im Internet unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/regionale-gruenstromkennzeichnung-eckpunktepapier,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>.

Bei Gemeinden, die mehrere PLZ-Gebiete umfassen, soll das UBA nach **Satz 4** auf die gesamte Gemeinde, in der der Letztverbraucher den Strom verbraucht, abstellen. Hierdurch wird die Zahl der Regionen weiter reduziert. Auch bei großen Städten können so Anlagen im Umland um die gesamte Stadt in die Kennzeichnung einbezogen werden. Außerdem bleibt die Region so für den Verbraucher gleich, wenn er nur innerhalb seiner Gemeinde umzieht.

Nach **Absatz 7** hat ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das für das vorangegangene Kalenderjahr die regionale Grünstromkennzeichnung nutzen will, für jede Region, für die es Regionalnachweise nutzen will, die erforderlichen Angaben bis zum 28. Februar eines Jahres an das Umweltbundesamt zu melden. Dieses Datum ist identisch mit dem Stichtag nach § 71 Nummer 1 für die Datenmeldungen des Anlagenbetreibers für die EEG-Endabrechnung des Vorjahres. Da sich der anzulegende Wert im Falle des § 53b reduziert, muss dies spätestens bei der Endabrechnung des Anlagenbetreibers berücksichtigt werden können. Das Elektrizitätsversorgungsunternehmen muss nach **Nummer 1** die Strommenge melden, die es an seine Letztverbraucher in dieser Region geliefert hat und in der Stromkennzeichnung nach § 78 EEG 2016 und § 42 EnWG als „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ ausweisen muss. Nach **Nummer 2** muss es die Regionalnachweise melden, die es für diese Region entwerfen lassen will.

Absatz 8 ergänzt die Regeln, die das EEG zur Stromkennzeichnung enthält. In dem Umfang, in dem ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen Regionalnachweise nach Absatz 7 Nummer 2 – für die jeweils passende Region – entwerfen lässt, darf es sie für die Stromkennzeichnung verwenden. In der Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG darf das Unternehmen gegenüber Letztverbrauchern der jeweiligen Region nach **Satz 1** ausweisen, zu welchen Anteilen der Strom, den das Unternehmen gegenüber diesen Letztverbrauchern nach § 78 Absatz 1 als „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ kennzeichnen muss, in regionalem Zusammenhang zum Stromverbrauch erzeugt worden ist. Das Elektrizitätsversorgungsunternehmen kann also nur den Stromanteil aus „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ optional zusätzlich als regional erzeugt und verbraucht kennzeichnen, nicht aber einen etwaigen Stromanteil aus „sonstigen erneuerbaren Energien“. Für die Kennzeichnung als Strom aus „sonstigen erneuerbaren Energien“ muss ein Versorger nach § 42 Absatz 5 Satz 1 Nummer 1 EnWG Herkunftsnachweise (aus dem In- oder Ausland) nach § 79 EEG 2016 verwenden. Auf Herkunftsnachweisen ist – neben der Grundaussage – dass die betreffende Strommenge aus erneuerbaren Energien stammt, auch der Standort der Anlage vermerkt, die den Herkunftsnachweis generiert hat. Bei Herkunftsnachweisen kann der Versorger – außerhalb der Stromkennzeichnung – seinen Kunden auch den Standort der Anlage mitteilen, der in dem Herkunftsnachweis vermerkt ist. Wenn nun ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen z.B. gegenüber einem Verbraucher in Norddeutschland einen Herkunftsnachweis z.B. aus einer Anlage aus Österreich zur Kennzeichnung eines Stromanteils aus „sonstigen erneuerbaren Energien“ verwendet, könnte es für Verwirrung sorgen, wenn es für diesen Anteil zusätzlich noch Regionalnachweise aus norddeutschen Anlagen verwenden könnte. Mit der Begrenzung der regionalen Kennzeichnungsmöglichkeit auf den aus der EEG-Umlage finanzierten Stromanteil aus erneuerbaren Energien geht auch einher, dass der mögliche Stromanteil, der als regional erzeugt markiert werden kann, mit dem steigenden Zubau der erneuerbaren Energien wächst.

Mit der Begrenzung der Kennzeichnungsmöglichkeit auf den aus der EEG-Umlage finanzierten Stromanteil geht auch **Satz 2** einher. Danach kann ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das mehr Regionalnachweise entwerfen lässt, als es der Strommenge aus „Erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ entspricht, die es an Letztverbraucher in der betreffenden Region geliefert hat, die darüber hinaus gehenden Regionalnachweise nicht zur Stromkennzeichnung nutzen. Details, insbesondere zu konkreten graphischen Ausweisung der Regionalität können im Rahmen der HkRNV und der HkRNDV spezifiziert werden.

Nach **Absatz 9** Satz 1 ist § 79 Absatz 6 EEG 2016 entsprechend anzuwenden. Das bedeutet, dass das Umweltbundesamt von den Personen, die das Regionalnachweisregister nutzen, die Übermittlung der in § 79 Absatz 6 EEG 2016 aufgeführten Angaben verlangen kann. Nach **Satz 2 Nummer 1** kann das Umweltbundesamt zusätzlich von Personen, die das Regionalnachweisregister nutzen, Auskunft verlangen über die vertragliche Lieferkette für Strom, für den Regionalnachweise ausgestellt werden sollen, insbesondere über die an der Lieferkette beteiligten Personen und die betreffende Strommenge. Das ist erforderlich, um die Einhaltung von § 79a Absatz 5 Satz 3 EEG 2016 sicherstellen zu können. Nach Satz 2 kann der Netzbetreiber vom Umweltbundesamt Auskunft verlangen, ob und in welchem Umfang einem Anlagenbetreiber Regionalnachweise ausgestellt worden sind. Das ist erforderlich, damit der Netzbetreiber prüfen kann, ob ein Anlagenbetreiber seiner Meldepflicht

nach § 71 Nummer 2 Buchstabe b EEG 2016 nachgekommen ist und ob bei den Vergütungszahlungen § 53b EEG 2016 berücksichtigt wurde.

Nach **Absatz 10** ist § 79 Absatz und 7 EEG 2016 entsprechend anzuwenden, d.h. Regionalnachweise sind keine Finanzinstrumente im Sinn des § 1 Absatz 11 des Kreditwesengesetzes oder des § 2 Absatz 2b des Wertpapierhandelsgesetzes.

Zu Nummer 25

Zu Buchstabe a

In § 80 Absatz 1 EEG 2016 wird ein Verweis an die geänderte Paragrafenbezeichnung angepasst.

Zu Buchstabe b

Bei **Doppelbuchstabe aa** handelt es sich um eine redaktionelle Folgeänderung in **Absatz 2 Satz 1**, die daraus resultiert, dass der Begriff der finanziellen Förderung nach § 5 Nummer 15 EEG 2014 aufgehoben wird. Zum anderen gilt das Doppelvermarktungsverbot nicht nur, wenn für den Strom eine finanzielle Förderung nach § 19 EEG 2016 gezahlt wurde, sondern auch, wenn dafür eine Zahlung nach § 50 EEG 2016 geleistet wurde. Letzteres wird durch **Doppelbuchstabe bb** auch in Satz 2 ergänzt.

Doppelbuchstabe cc fügt einen neuen Satz 3 an, wonach Absatz 2 Satz 1 und 2 nicht auf Regionalnachweise anzuwenden sind. Regionalnachweise dürfen schon nach § 79a Absatz 1 Nummer 1 EEG 2016 für Strom ausgestellt werden, für den die Marktprämie gezahlt wurde.

Zu Nummer 26

Der neue § 80a stellt das durch die Europäischen Kommission in ihrer Entscheidung zum EEG 2014 festgelegte Kumulierungsverbot sicher. Die Anwendung des Kumulierungsverbots wird leicht modifiziert. In Zukunft können Beihilfen neben dem EEG gewährt werden, wenn dadurch keine Überförderung entsteht. Die Regelung stellt sicher, dass im EEG bestehende Förderlücken durch ergänzende Programme geschlossen werden können.

Zu Nummer 27

§ 81 EEG 2016 regelt die Clearingstelle EEG. Diese Clearingstelle genießt ein hohes Ansehen in der Fachwelt; sie hat sich bewährt und wird fortgesetzt. Dies ist auch das Ergebnis einer externen Evaluierung im Jahr 2014.

Frühere Kritikpunkte an der Arbeit der Clearingstelle EEG (z.B. zu lange Verfahrensdauer und unzureichende Rechtsverbindlichkeit ihrer Entscheidungen) konnten zwischenzeitlich weitgehend erledigt werden: Die Dauer neuer Verfahren konnte spürbar verkürzt werden, und mit dem Schiedsverfahren steht den Parteien ein Verfahren zur Verfügung, dessen Abschluss die Wirkungen eines Prozessvergleichs hat. Infolge dessen sind nur geringfügige Änderungen an § 81 EEG 2016 erforderlich.

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Buchstabe a Doppelbuchstabe aa passt Verweise an, die aufgrund des neuen Standorts der Begriffsbestimmungen und der Änderungen in Teil 3 aktualisiert werden müssen.

Zu Doppelbuchstabe bb

Doppelbuchstabe bb ergänzt § 81 Absatz 2 Nummer 4 EEG 2016 dahingehend, dass die Clearingstelle nun auch für Fragen und Streitigkeiten zur Messung des von einer Anlage erzeugten Stroms zuständig ist. Wie bereits in der Begründung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende ausgeführt (BR-Drucks. 543/15, S. 183), kann die Zuständigkeit der Clearingstelle EEG auch für Streitigkeiten mit Messstellenbetreibern gegeben sein, sofern sie das EEG betreffen. Dementsprechend wird Absatz 2 Nummer 4 ergänzt, um klarzustellen, dass dies insbesondere Fragen zur Messung in den von Nummer 4 erfassten Fällen betrifft. Soweit das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik oder die BNetzA, insbesondere nach § 81 Absatz 3 Satz 2 EEG 2016 oder nach dem Messstellenbetriebsgesetz, zuständig sind, ist die Zuständigkeit der Clearingstelle nicht eröffnet

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Ergänzung von § 81 Absatz 4 Satz 1 EEG 2016 entspricht dem Wunsch der Verfahrensparteien nach einer abschließenden Klärung einer konkreten Streitigkeit. Wenn z.B. umstritten ist, ob ein Netzbetreiber einen Rückforderungsanspruch gegen einen Anlagenbetreiber hat, so kann die Clearingstelle nicht nur die zugrundeliegende Norm des EEG auslegen und anwenden, sondern auch z.B. das Bestehen von Einwendungen oder die Frage der Fälligkeit klären.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Ergänzung von § 81 Absatz 4 Satz 4 EEG 2016 stellt klar, dass im Falle eines schiedsrichterlichen Verfahrens nach dem Zehnten Buch der Zivilprozessordnung (ZPO) das Recht zur Anrufung eines ordentlichen Gerichts von Gesetzes wegen durch die §§ 1059 und 1062 bis 1065 ZPO eingeschränkt ist.

Zu Buchstabe c

Die Nennung der Messstellenbetreiber in § 81 Absatz 5 Satz 1 EEG 2016 korrespondiert mit der Ergänzung von Absatz 4 Satz 2, die durch das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende vorgenommen wurde (BR-Drucks. 543/15). Damit wurde klar gestellt, dass auch Messstellenbetreiber Verfahrenspartei sein können. In der Folge ist auch Absatz 5 entsprechend um den Messstellenbetreiber als antragsberechtigte Person ergänzt worden.

Zu Nummer 28

§ 82 EEG 2016 wird aufgrund der neuen Nummerierung der Paragraphen redaktionell angepasst.

Zu Nummer 29

In § 83 EEG 2016 werden redaktionelle Änderungen vorgenommen, die aus den neuen Paragraphenbezeichnungen und aus der Aufhebung des Begriffs der finanziellen Förderung folgen.

Zu Nummer 30

Der neue § 83a EEG 2016 regelt den Rechtsschutz bei Ausschreibungen. Er orientiert sich an dem bisherigen § 39 der FFAV.

Nach **Absatz 1 Satz 1** sind gerichtliche Rechtsbehelfe nur mit dem Ziel zulässig, die BNetzA zur Erteilung eines Zuschlags zu verpflichten. Mit diesem Ziel kann somit die Beschwerde nach § 85 Absatz 3 EEG 2016 in Verbindung mit § 75 Absatz 1 Satz 1 EnWG erhoben werden. Die Vorschrift betrifft nur Rechtsbehelfe, die sich unmittelbar gegen die Ausschreibung oder ihre Ergebnisse richten. Ausgeschlossen werden damit Feststellungsklagen bezüglich der Rechtswidrigkeit der Ausschreibung oder Verpflichtungsklagen auf Unterlassung einer Ausschreibung. Nicht betroffen sind Sekundäransprüche wie Schadenersatz- oder Amtshaftungsansprüche. **Satz 2** sieht vor, dass die Beschwerde nur begründet ist, wenn der Rechtsfehler kausal dafür war, dass der Bieter keinen Zuschlag erhalten hat. Rechtsmittel, die sich allein gegen Verfahrensfehler richten, die keine Auswirkungen auf den Zuschlag hatten, sind damit ausgeschlossen. In diesem Fall sind keine subjektiven Rechte verletzt. Es ist nicht erforderlich, ein Klagerecht einzuräumen. Die Vorschrift hat rein klarstellenden Charakter. In der Rechtsprechung und Literatur zum EnWG ist einhellig anerkannt, dass die Verpflichtungsbeschwerde nur dann Erfolg haben kann, wenn ein materielles subjektives Recht des Beschwerdeführers auf Erteilung der erstrebten Begünstigung besteht. Dies kann aber allein dann angenommen werden, wenn ohne den Fehler ein Zuschlag hätte erteilt werden müssen. Ist das Gebot jedoch zu hoch oder mangelt es ihm an wesentlichen Voraussetzungen für die Zuschlagserteilung (etwa keine eindeutige Angabe zum angebotenen Preis/der angebotenen Menge), so kann ein subjektives Recht auf Zuschlagserteilung nicht angenommen werden. **Satz 3** bestimmt, dass die BNetzA, sofern sie gerichtlich dazu verurteilt wird, einen Zuschlag auch über das in § 28 EEG 2016 festgelegte Ausschreibungsvolumen hinaus erteilen kann. Diese Bestimmung gewährleistet, dass die BNetzA einer Verurteilung nachkommen kann, ohne dass die Bestandskraft der übrigen Entscheidungen in Frage gestellt werden muss. Die BNetzA hat somit die Möglichkeit, dem Interesse der erfolgreichen Bieter an der Bestandskraft ihrer Zuschläge Vorrang einzuräumen gegenüber der Kontingentierung der Ausschreibungsmenge. Damit wird den erfolgreichen Bietern ein erhöhtes Maß an Planungssicherheit ermöglicht.

Begründet das Ergebnis eines Gerichtsverfahrens Zweifel an der Rechtmäßigkeit der Entscheidungen gegenüber anderen Bietern, kann die BNetzA im Rahmen ihres Ermessens prüfen, ob eine Rücknahme von Zuschlägen angezeigt ist.

Satz 4 stellt klar, dass Sekundärrechtsschutz weiterhin geltend gemacht werden kann. Ein Ausschluss aller Rechtsbehelfe zur Geltendmachung sonstiger bestehender Ansprüche wie Schadensersatz- oder Amtshaftungsansprüche wäre mit Artikel 19 Absatz 4 GG nicht vereinbar.

Absatz 2 Satz 1 stellt klar, dass ein gerichtliches Verfahren nach Absatz 1 die Bestandskraft eines erteilten Zuschlags bzw. einer ausgestellten Zahlungsberechtigung nicht beeinträchtigt. **Satz 2** schließt die Drittanfechtung von Zuschlägen oder Zahlungsberechtigungen aus. Dieser Ausschluss findet seinen Grund in der Regelung des Absatzes 1 Satz 2. Durch die dort vorgesehene Möglichkeit, im Falle einer gerichtlichen Verurteilung auch über das Ausschreibungsvolumen hinaus Zuschläge zu erteilen, besteht keine echte Konkurrenzsituation. Unterlegene Bieter können ihr Ziel auch ohne eine Drittanfechtungsklage erreichen, insofern besteht kein subjektives Recht auf die Anfechtung des Bescheids eines Dritten.

Gleichzeitig ist es äußerst wichtig, Drittanfechtungen zu vermeiden. Drittanfechtungsklagen könnten im schlimmsten Fall dazu führen, dass eine Vielzahl von Projekten über mehrere Jahre nicht realisiert werden kann. Ziel des Gesetzes ist es, dass bestimmte Zubaukorridore eingehalten werden (vgl. § 1 Absatz 2 und § 4 EEG 2016). Langwierige Klagen könnten dieses Ziel nachhaltig beeinträchtigen.

Zu Nummer 31

Die Änderungen an § 84 EEG 2016 sind redaktioneller Art und resultieren aus der Aufhebung des Begriffs der finanziellen Förderung.

Zu Nummer 32

Zu Buchstabe a

In § 85 Absatz 1 EEG 2016 wird durch die neue Nummer 1 der BNetzA die Aufgabe zugewiesen, die Ausschreibungen nach den §§ 28 bis 39 EEG 2016 durchzuführen. Die neue Nummer 2 dient dazu sicherzustellen, dass die Transparenzpflichten des Beihilferechts erfüllt werden. Die in Nummer 3 Buchstabe a bis d enthaltenen Aufgaben entsprechen inhaltlich den bisherigen Nummern 1 bis 4 des § 85 Absatz 1 EEG 2014, wobei Buchstabe b geändert wird, um die Überwachungskompetenz auf die Verteilernetzbetreiber auszudehnen. Im Übrigen werden kleinere Änderungen redaktioneller Art vorgenommen wurden.

Zu Buchstabe b

Der bisherige § 85 Absatz 2 EEG 2014 wird aufgehoben. Die Kontrollbefugnis der BNetzA ergibt sich bereits daraus, dass in dem neuen Absatz 3 die Bestimmungen des Teils 8 EnWG für anwendbar erklärt werden. Insbesondere § 69 Absatz 1 Satz 1 EnWG räumt der BNetzA hinreichende Kontrollbefugnisse ein. Im Gegenzug wird der neue Absatz 3 erweitert. Die Kontrolle über Anlagenbetreiber, die keine Unternehmen sind, wird explizit aufgenommen.

Zu Buchstabe c

Zu Doppelbuchstabe aa

In § 85 Absatz 2 EEG 2016 wird die bisherige Nummer 3 durch die neuen Nummern 3 bis 9 ersetzt. Diese räumen der BNetzA die Befugnis ein, Festlegungen nach § 29 EnWG im Zusammenhang mit dem Ausschreibungsverfahren zu treffen.

Nummer 3 wird angepasst, da der Wechsel zwischen den Veräußerungsformen nunmehr in den §§ 21b und 21c EEG 2016 geregelt ist.

Nummer 4 erlaubt es der BNetzA, von § 30 EEG 2016 abweichende Anforderungen an die Gebote für Solaranlagen und die Bieter zu stellen, um die Ernsthaftigkeit und Verbindlichkeit der Gebote zu gewährleisten.

Nummer 5 ermöglicht es der BNetzA, festzulegen, welche Nachweise Bieter erbringen müssen, um zu belegen, dass die Flächen, auf denen eine Freiflächenanlage errichtet werden soll bzw. errichtet wurde, tatsächlich als Ackerland genutzt worden sind.

Einen zusätzlichen Ausschlussgrund für Gebote kann die BNetzA nach **Nummer 6** festlegen. Es kann ein Ausschluss vorgesehen werden, soweit ein Gebot für einen bestimmten Standort in einer vorangegangenen Ausschreibung einen Zuschlag erhalten hat und der Zuschlag erloschen ist.

Nähere Bestimmungen zu den Angaben, die zusätzlich zu dem Antrag des Bieters auf Ausstellung einer Zahlungsberechtigung übermittelt werden sollen, können auf Grundlage der **Nummer 7** festgelegt werden.

Nummer 8 sieht schließlich vor, dass die BNetzA Festlegungen dazu treffen kann, welche Nachweise der Netzbetreiber vom Anlagenbetreiber verlangen muss.

Nummer 9 ermächtigt die BNetzA die Preisregel auf ein Einheitspreisverfahren umzustellen. Die Wahl der Preisregel hängt wesentlich vom Wettbewerbsniveau und der Erfahrung der Marktteilnehmer ab. Bei einem hohen Wettbewerbsniveau ist zu erwarten, dass sich die Ergebnisse beider Preisregeln mit zunehmender Erfahrung der Akteure immer weniger unterscheiden. In diesem Fall kann es sinnvoll sein, im Sinn der Vereinfachung der Abwicklung auf ein Einheitspreisverfahren umzusteigen.

Nach **Nummer 10** kann die BNetzA die Sicherheiten und Pönalen anheben. Sind die Teilnahmevoraussetzungen niedrig, kommt es zu einer geringen Realisierung der Gebote. In diesem Fall müssen die finanziellen Sicherheiten und Pönalen erhöht werden. Hintergrund hierfür sind folgende Effekte: Zum einen könnten bezuschlagte Bieter freiwillig ihre Projekte nicht realisieren und stattdessen ihre geleisteten (niedrigen) Sicherheiten aufgeben bzw. die (geringen) Strafen hinnehmen, wenn sie sich bei der Abgabe des Gebots über die Kosten geirrt haben. Zum anderen generieren die geringen Kosten einer Nichtrealisierung einen zusätzlichen Anreiz für die Bieter, ihre Gebote zu Gunsten der Zuschlagswahrscheinlichkeit zu reduzieren.

Nach **Nummer 11** erlaubt eine Verkürzung der Realisierungsfrist. Auch dies dient der Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit. Ein kurzer Realisierungszeitraum senkt die Unsicherheiten bei der Gebotsabgabe (z.B. zu den Kosten für die Anlagen und das Zinsniveau) und kann so helfen, zu niedrige Gebote zu verhindern.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderung in Nummer 10 ist eine redaktionelle Folge der geänderten Paragraphenbezeichnung in Teil 3 des EEG 2016.

Zu Doppelbuchstabe cc

Die bisherige Nummer 5 wird Nummer 11.

Zu Buchstabe d

Der bisherige § 85 Absatz 3 EEG 2014 wird in zwei Punkten geändert: Die Streichung des Verweises auf § 92 EnWG in Doppelbuchstabe aa ist eine Folge der Aufhebung dieses Paragraphen, und mit Doppelbuchstabe bb werden Kontrollen bei Anlagenbetreibern ermöglicht, die keine Unternehmen sind. Die Regelung ersetzt den bisherigen § 85 Absatz 2 EEG 2014, der im Übrigen durch den Verweis auf das EnWG überflüssig ist.

Zu Buchstabe e

Bei den Anpassungen des neuen § 85 Absatz 4 EEG 2016 handelt es sich um redaktionelle Folgeänderungen. Der Verweis in Satz 1 ist mit Blick auf den aufgehobenen Absatz 2 anzupassen. Die Verweise in Satz 2 müssen aktualisiert werden, da sich der Standort der Bestimmungen zur Ausschreibung geändert hat.

Zu Nummer 33

Zu § 85a EEG 2016

Der neue § 85a EEG 2016 erlaubt es der BNetzA, Festlegungen nach § 29 EnWG zu treffen, um den Höchstwert der Ausschreibung neu zu bestimmen. Dieser ist grundsätzlich in den §§ 36b, 37b und 39b EEG 2016 gesetzlich vorgegeben.

Absatz 1 erlaubt es der BNetzA durch Festlegung nach § 29 EnWG den Höchstwert anzupassen. Voraussetzung ist, dass sich bei den letzten drei vor Einleitung des Festlegungsverfahrens durchgeführten Ausschreibungen Anhaltspunkte dafür ergeben haben, dass der Höchstwert zu hoch oder zu niedrig ist.

Eine Anpassung des Höchstwerts durch Festlegung darf nur im Rahmen der von Absatz 1 Satz 2 festgelegten Grenzen erfolgen. Referenzwert ist dabei der zum Zeitpunkt der Neufestlegung geltende Höchstwert, nicht unbedingt der gesetzlich festgelegte Höchstwert. Es ist somit möglich, dass ein bereits durch Festlegung nach § 85a EEG 2016 angepasster Höchstwert erneut angepasst wird.

Absatz 2 Satz 1 bestimmt, dass ein Höchstwert gesenkt werden soll, wenn die durchschnittlichen Erzeugungskosten deutlich unter dem Höchstwert liegen. Das BMWi evaluiert die Stromerzeugungskosten regelmäßig. Gleichzeitig geben die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden Hinweise auf die Einschätzung der Marktakteure über die Stromerzeugungskosten. Ergeben sich in einem der beiden Prozesse Hinweise auf deutlich zu hohe Höchstpreise, muss die BNetzA diesen nachgehen und die Höchstpreise anpassen. Die durchschnittlichen Erzeugungskosten müssen durch eine Evaluierung bestimmt werden, wie sie schon heute im Rahmen der Erfahrungsberichte vorgenommen wird. Die BNetzA kann dafür auch auf die im BMWi vorliegenden Daten zurückgreifen.

Ein Höchstwert kann nach **Satz 2** erhöht werden, wenn in den letzten drei Ausschreibungen vor Einleitung des Festlegungsverfahrens mit den zulässigen Geboten das Ausschreibungsvolumen nicht gedeckt werden konnte und die durchschnittlichen Erzeugungskosten über dem Höchstwert liegen. Beide Anforderungen müssen kumulativ vorliegen, um eine Anhebung des Höchstwerts zu rechtfertigen.

Nach **Satz 3** ist bei Solaranlagen eine schnellere Erhöhung des Höchstwert möglich. Der Markt für Solaranlagen ist deutlich volatil. Einbrüche beim Zubau können deshalb deutlich schneller und heftiger ausfallen als bei Wind an Land. Hier sorgt Satz 3 vor. Der erhöhte Höchstwert ist nicht für längere Zeit anzuwenden, da der Höchstwert an den atmenden Deckel gekoppelt ist, der auf Markteinbrüche reagiert.

Absatz 3 Satz 1 bestimmt, dass eine Anhörung von Vertretern der berührten Wirtschaftskreise, wie sie § 67 Absatz 2 EnWG ermöglicht, im Regelfall unterbleiben soll. Es ist in der Regel nicht sinnvoll, zu den Höchstwerten eine Konsultation durchzuführen, da die betroffenen Akteure im Zweifelsfall zu große Eigeninteressen haben. Außerdem würde eine Konsultation einen erheblichen zeitlichen Aufwand bedeuten. Mit der Festlegung zur Anpassung von Höchstwerten soll die BNetzA aber schnell auf Entwicklungen reagieren können.

Nach **Satz 2** hat die BNetzA ihre Entscheidung unter Angabe der tragenden Gründe in ihrem Amtsblatt und im Internet zu veröffentlichen.

Zu § 85b EEG 2016

Mit § 85b EEG 2016 wird eine Rechtsgrundlage für Auskunftersuchen der BNetzA gegenüber den für das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren zuständigen Behörden geschaffen.

Nach **Absatz 1** ist die BNetzA befugt, von den für das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren zuständigen Behörden die im Einzelnen genannten Auskünfte zu verlangen. Die Informationen kann die BNetzA nicht nur anfordern, wenn sie konkrete Anhaltspunkte dafür hat, dass ein Bieter mit seinem Gebot falsche Angaben gemacht hat. Sie kann Auskünfte auch anfordern, um durch stichprobenhafte Kontrollen die Richtigkeit der Angaben der Bieter zu prüfen. Dies ist erforderlich, da andernfalls Falschangaben oftmals nicht auffallen würden. Eine solche Kontrolle ist auch verhältnismäßig, zumal sie nur Bieter betrifft, die freiwillig an einer Ausschreibung teilnehmen.

Absatz 2 berechtigt die Zulassungsstelle nach dem Umweltauditgesetz, bestimmte Informationen weiter zu geben. Die Zulassungsstelle kann bei der Überprüfung von Begutachtungen durch Umweltgutachter im Rahmen der Aufsicht Erkenntnisse gewinnen, die den Vergütungsanspruch des Anlagenbetreibers schmälern oder ganz entfallen lassen können. Für die Weitergabe dieser Erkenntnisse ist eine Ermächtigungsgrundlage erforderlich. Die Generalklausel in § 16 Umweltauditgesetz ist auf den Personenkreis der Umweltgutachter begrenzt und lässt Mitteilungen etwa über mit Fehlern behaftete Gutachten gegenüber Dritten, die einen Eingriff in die Rechtspositionen der Anlagen- und Netzbetreiber darstellen und im Ergebnis zu einer Korrektur der Vergütung führen, nicht ausdrücklich zu. Da die Begutachtung jedoch nur mit dem Ziel erfolgt, eine rechtmäßige Vergütungsberechnung sicherzustellen, ist eine solche Informationsübermittlung im Sinn dieses Gesetzes.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Nummer 34

§ 86 wird als Folgeänderung zu der Änderung in § 85 geändert. In der Begründung zu § 86 Absatz 1 Nummer 4 Buchstabe b und c sind Anpassungen nötig, um eine Bußgeldbewehrung der neuen Vorschriften zu ermöglichen.

Zu Nummer 35

Mit der Ergänzung des Regionalnachweisregisters in § 87 können auch für die Nutzung des Regionalnachweisregisters Gebühren erhoben werden.

Zu Nummer 36

Zu § 88 EEG 2016

§ 88 EEG 2016 enthält eine Verordnungsermächtigung für Ausschreibungen für Biomasse. Im Grundsatz sind die Biomasseausschreibungen bereits in den §§ 39 bis 39h EEG 2016 geregelt. § 88 EEG 2016 ermächtigt die Bundesregierung, in einer Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates abweichende und ergänzende Regelungen zu treffen.

Zu Nummer 1

Es können Verfahren und Inhalt der Ausschreibungen geregelt werden. Nach **Buchstabe a** kann das Ausschreibungsvolumen in Teilmengen aufgeteilt werden, wobei insbesondere nach dem Inbetriebnahmedatum der Anlagen und zwischen fester und gasförmiger Biomasse unterschieden werden kann. Es können auch gewisse Teilsegmente (z.B. ebenfalls abgegrenzt durch das Inbetriebnahmedatum oder die Art der eingesetzten Biomasse) von Ausschreibungsrunden ausgeschlossen werden. Nach **Buchstabe b** können Mindest- und Höchstgrößen für Teillose festgelegt werden, falls diese erforderlich sein sollte. **Buchstabe c** ermöglicht es im Interesse der Kosteneffizienz, Höchstwerte für die Zahlungsansprüche nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 (in Cent pro kWh) oder nach § 50 (in Cent pro kW) festzulegen. Nach **Buchstabe d** können Regelungen zur Preisbildung (z.B. „pay-as-bid“-Verfahren) und dem Ablauf der Ausschreibungen getroffen werden. **Buchstabe e** ermöglicht es die Deminimis-Grenze festzulegen, ab der eine Anlage an Ausschreibungen teilnehmen muss.

Zu Nummer 2

Nach **Nummer 2** können weitere Voraussetzungen geregelt werden.

Buchstabe a ermöglicht, die Bemessungsleistung oder die installierte Leistung der Anlage zu begrenzen. Diese beinhaltet insbesondere, eine Verringerung oder einen Wegfall von Zahlungsansprüchen vorzusehen, z.B. bei Überschreitung einer bestimmten Bemessungsleistung. **Buchstabe b** erlaubt die Zusammenfassung von Anlagen abweichend von § 24 Absatz 1 EEG 2016 zu regeln. Letzteres kann z.B. erforderlich werden, wenn Bestandsanlagen, die einen Zuschlag erhalten haben, versetzt oder aufgespalten werden.

Da die Möglichkeit, flexibel und bedarfsgerecht Strom bereitzustellen, eine wesentliche Stärke von Biomasseanlagen ist, können nach **Buchstabe c** Anforderungen gestellt werden, die der Flexibilisierung der Anlagen und der Stromerzeugung dienen. Diese Flexibilisierungsanforderungen können auch von den Regelungen nach §§ 44b und 50a EEG 2016 abweichen. Weiterhin kann insbesondere bestimmt werden, ob und unter welchen Voraussetzungen Anlagen einen Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag nach § 50a EEG 2016 oder einen Zahlungsanspruch in anderer Form für Flexibilität haben.

Da der Umfang der Eigenversorgung erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage haben und daher den Wettbewerb zwischen Bietern mit unterschiedlich hohen Eigenversorgungsquoten verzerren kann, ist die Eigenversorgung bei Anlagen in der Ausschreibung nach § 27a EEG 2016 untersagt. Die Verordnung kann nach **Buchstabe d** davon abweichend regeln, ob und in welchem Umfang der erzeugte Strom vom Anlagenbetreiber selbst verbraucht werden darf und ob und in welchem Umfang selbst erzeugter Strom und verbrauchter Strom bei der Ermittlung der Bemessungsleistung angerechnet werden kann.

Die Verordnungsermächtigung eröffnet auch die Möglichkeit, Bestandsanlagen in die Ausschreibung einzubeziehen. Insbesondere deswegen ermöglicht **Buchstabe e**, abweichende Regelungen zu Vorschriften des EEG 2016 zu treffen, die eine Verlängerung der 20jährigen Zahlungsdauer und der damit verbundenen Aspekte grundsätzlich nicht vorsehen. Dies betrifft nach **Doppelbuchstabe aa** den Anlagenbegriff nach § 3 Nummer 1

EEG 2016, insbesondere Regelungen, in welchen Konstellationen mehrere Blockheizkraftwerke als zu einer Anlage gehörig gelten. **Doppelbuchstabe bb** ermöglicht, zum Inbetriebnahmebegriff nach § 3 Nummer 30 EEG 2016 abweichende Regelungen zu treffen, insbesondere dazu, welches Inbetriebnahmedatum Blockheizkraftwerke haben, die zu einer bestehenden Anlage hinzugebaut, versetzt oder ausgetauscht werden. Nach **Doppelbuchstabe cc** können Beginn und Dauer des Zahlungsanspruchs nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 insbesondere abweichend von § 25 EEG 2016 festgelegt werden. Z.B. kann für Bestandsanlagen, die einen Zuschlag erhalten haben und deren Zahlungsdauer nach § 25 EEG 2016 noch nicht abgelaufen ist, festgelegt werden, ab welchem Zeitpunkt genau für diese Anlagen der neue anzulegende Wert anzuwenden ist. **Doppelbuchstabe dd** ermöglicht abweichende Regelungen zur Höchstbemessungsleistung nach § 101 Absatz 1 EEG 2016, insbesondere dazu, wie die Höchstbemessungsleistung zuzuordnen ist, wenn Blockheizkraftwerke zu einer bestehenden Anlage hinzugebaut, versetzt oder ausgetauscht werden.

Nach **Buchstabe f** kann in der Verordnung der Übergangszeitraum für Bestandsanlagen nach § 39a Absatz 2 Satz 1 festgelegt werden. Dies ist der Zeitraum, der nach Zuschlagserteilung bis zu dem Kalendertag vergeht, an dem für eine Bestandsanlage der neue, durch den Zuschlag bestimmte anzulegende Wert an die Stelle des bisherigen anzulegenden Wertes tritt. An diesem Kalendertag gilt die Bestandsanlage, deren Zahlungszeitraum verlängert wurde, nach § 39a Absatz 2 Satz 1 auch im Hinblick auf diesen verlängerten Zeitraum als in Betrieb genommen. Die Verordnung muss nicht zwingend einen fixen Zeitraum, festlegen (z.B. 1 Jahr ab Zuschlag), sondern kann z.B. auch ein Zeitfenster festlegen, das dem Betreiber der Bestandsanlage eine gewisse zeitliche Flexibilität gibt, etwa für Modernisierungsmaßnahmen (z.B. ein Datum nach Wahl des Anlagenbetreibers, frühestens aber 1 Jahr ab Zuschlag, und spätestens 2 Jahre nach Zuschlag).

Nummer 3 ermöglicht Regelungen zu den Anforderungen für die Teilnahme an den Ausschreibungen. **Buchstabe a** ermöglicht es, Mindestanforderungen an die Eignung der Teilnehmer zu stellen. Nach **Buchstabe b** können Anforderungen an den Planungs- und Genehmigungsstand der Projekte gestellt werden, um insbesondere die Realisierungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten Projekte zu erhöhen. Eine gleiche Zielrichtung verfolgt **Buchstabe c**, wonach Anforderungen zu der Art, der Form und dem Inhalt von Sicherheiten gestellt werden können, die von allen Teilnehmern an Ausschreibungen oder nur im Fall der Zuschlagserteilung zu leisten sind und die entsprechenden Regelungen zur teilweisen oder vollständigen Zurückzahlung dieser Sicherheiten. Neben der Sicherstellung der Inbetriebnahme ist auch die Sicherstellung des Betriebs der Anlage hier ein Aspekt. **Buchstabe d** ermöglicht Festlegungen, wie Teilnehmer an den Ausschreibungen die Einhaltung der Anforderungen nach den Buchstaben a bis c nachweisen müssen,

Nach **Nummer 4** können nähere Bestimmungen getroffen werden zu der Art, der Form und dem Inhalt der Zuschlagserteilung im Rahmen einer Ausschreibung und zu den Kriterien für die Zuschlagserteilung.

Da die ausgeschriebenen und bezuschlagten Ausschreibungsvolumina auch tatsächlich betrieben werden sollen, um eine wirksame Mengensteuerung zu gewährleisten, ermöglicht **Nummer 5**, Anforderungen festzulegen, die den Betrieb der Anlagen sicherstellen sollen, insbesondere wenn eine Anlage nicht oder verspätet in Betrieb genommen worden ist oder nicht in einem ausreichenden Umfang betrieben wird. Dazu kann nach **Buchstabe a** eine Untergrenze für die Bemessungsleistung festgelegt werden, bei deren Unterschreitung nach **Buchstabe b** eine Verringerung oder ein Wegfall der finanziellen Förderung vorgesehen werden kann. Nach **Buchstabe c** kann eine Pflicht zu einer Geldzahlung und deren Höhe und Voraussetzungen geregelt werden. Das kann insbesondere Pönalen umfassen, die fällig werden, wenn die Anlage nicht, zu spät oder nicht in einem bestimmten Mindestumfang betrieben wird. Nach **Buchstabe d** können Kriterien für einen Ausschluss von Bietern bei künftigen Ausschreibungen vorgesehen werden. **Buchstabe e** gibt die Möglichkeit, vorzusehen, die im Rahmen der Ausschreibungen vergebenen Zuschläge nach Ablauf einer bestimmten Frist zu entziehen oder zu ändern und danach erneut zu vergeben, oder die Dauer oder Höhe des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 nach Ablauf einer bestimmten Frist zu ändern, z.B. bei zu später Inbetriebnahme abzusenken.

Nach **Nummer 6** können die Art, die Form und der Inhalt der Veröffentlichungen der Bekanntmachung von Ausschreibungen, der Ausschreibungsergebnisse und der erforderlichen Mitteilungen an die Netzbetreiber genauer festgelegt werden.

Nach **Nummer 7** können Auskunftsrechte der BNetzA gegenüber anderen Behörden im Zusammenhang mit Biomasseausschreibungen festgelegt werden. Dies umfasst insbesondere Auskünfte derjenigen Behörden, die die erforderlichen Genehmigungen für die Biomasseanlagen erteilt haben, etwa, ob es eine Genehmigung gibt, wer Genehmigungsinhaber ist und wie lange die Genehmigung gültig ist.

Nach **Nummer 8** können nähere Festlegungen dazu getroffen werden, welche der Informationen nach den Nummern 1 bis 7 von wem an wen zu übermitteln sind, insbesondere im Verhältnis zwischen BNetzA und Teilnehmern an einer Ausschreibung.

Nach **Nummer 9** kann die BNetzA ermächtigt werden, Festlegungen nach § 29 Absatz 1 EnWG zu den Biomasseausschreibungen zu treffen. Dies schließt die Ausgestaltung der Regelungen nach Nummer 1 bis 8 ein und kann u.a. sinnvoll sein, um Regelungen zu treffen, deren Detailtiefe die einer Verordnung übersteigt. Bei der Festlegung hat die BNetzA den Zweck und das Ziel nach § 1 EEG 2016 zu berücksichtigen.

Zu § 88a EEG 2016

Durch § 88a EEG 2016 wird die Bundesregierung ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates Regelungen zu Ausschreibungen zu treffen, die auch Anlagen in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union offenstehen. § 88a EEG 2016 dient der Umsetzung der Vorgabe des § 5 Absatz 2 EEG 2016, wonach fünf Prozent der jährlich installierten Leistung auch für Anlagen aus anderen Mitgliedstaaten offenstehen sollen.

Eine Öffnung der Ausschreibung setzt voraus, dass der erzeugte Strom aus den Anlagen im EU-Ausland „physikalisch“ nach Deutschland importiert wird oder einen vergleichbaren Effekt auf den deutschen Strommarkt hat (§ 5 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 EEG 2016). Die Zahlung für Strom aus Anlagen im EU-Ausland wird damit auf Anlagen begrenzt, die einen tatsächlichen Effekt auf den deutschen Strommarkt haben.

Daneben bedarf es für eine entsprechende Öffnung des Fördersystems eines völkerrechtlichen Vertrags oder eines Verwaltungsabkommens mit dem betreffenden Mitgliedstaat, für den das deutsche Fördersystem geöffnet werden soll. Dieser Vertrag soll dem Prinzip der gegenseitigen Kooperation bei der Förderung entsprechen. Er soll darüber hinaus insbesondere eine Doppelförderung ausschließen, zu einer angemessenen Kosten- und Nutzenverteilung zwischen Deutschland und dem entsprechenden Mitgliedstaat führen und die zahlreichen Folgefragen (Netzausbau, Strommarkteffekte) im beiderseitigen Einvernehmen klären. Dies ist notwendig, um zu gewährleisten, dass beide Staaten von der Öffnung des Fördersystems profitieren können und es nicht zu einseitigen Belastungen kommt. Darüber hinaus bedarf es einer entsprechenden Kooperationsvereinbarung im Sinn der Artikel 5 bis 11 der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie, damit die geförderten Strommengen auf das deutsche Ausbauziel im Rahmen der Kooperationsmechanismen nach Artikel 5 bis 11 der EE-Richtlinie angerechnet werden können.

Als Voraussetzung der Möglichkeit zur Förderung der Stromerzeugung im EU-Ausland ist der Abschluss eines völkerrechtlichen Vertrags oder eines Verwaltungsabkommens mit dem Mitgliedstaat, auf dessen Hoheitsgebiet der geförderte Strom erzeugt wird, notwendig. Zudem hat auch der Mitgliedstaat, in dem eine Anlage zur Erzeugung von Strom, die nach dem EEG gefördert wird, errichtet wird, ein Interesse daran, über den Ausbau auf seinem Hoheitsgebiet mit zu entscheiden. Eine einseitige Öffnung des Fördersystems könnte dazu führen, dass Deutschland auf Kosten des anderen Mitgliedstaates dessen besten Potentiale erschließt und der Mitgliedstaat dann teurere Potentiale erschließen muss, um seine in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie festgelegten Erneuerbare-Energien-Ausbauziele zu erreichen oder der betreffende Mitgliedstaat ohne Absprache mit den Problemen des Netzausbaus oder der Marktintegration zurecht kommen muss. Dabei kann z.B. im Rahmen der Rechtsverordnung auch vorgesehen werden, dass das Prinzip der gegenseitigen Kooperation unter anderem durch eine vertraglich zu vereinbarenden anteilige Übernahme der Förderleistung durch das EEG und den anderen betroffenen Mitgliedstaat ausgestaltet wird. In dem völkerrechtlichen Vertrag oder dem Verwaltungsabkommen müssen neben der Aufteilung der Kosten auch die Voraussetzungen für den Anspruch auf die finanzielle Förderung, das Verfahren und der Umfang der Förderung geregelt werden. Dies ist notwendig, um Folgefragen zur finanziellen Förderung, wie den Netzanschluss und die Einspeisung, Durchleitung und Übertragung des Stroms sinnvoll und einheitlich zu regeln.

Eine Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen, die in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union errichtet werden sollen, ist nach Nummer 1 Buchstabe a und b darüber hinaus nur möglich, wenn die Höhe des Zahlungsanspruchs im Rahmen einer geöffneten Ausschreibung ermittelt worden ist. Daneben müssen grundsätzlich alle Voraussetzungen dieses Gesetzes erfüllt sein, soweit hierfür nicht abweichende Regelungen in der Rechtsverordnung getroffen werden. Damit werden, soweit auf der Grundlage von Absatz 1 nicht etwas anderes in der Rechtsverordnung geregelt ist, die Anlagen im Inland nicht schlechter gestellt als Anlagen im EU-Ausland.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Die Verordnungsermächtigung ist notwendig, da im Rahmen der geöffneten Ausschreibung die Bundesregierung ein hinreichendes Maß an Flexibilität benötigt, um mit anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union sinnvoll kooperieren zu können. Insbesondere in Anbetracht der Notwendigkeit einer völkerrechtlichen Vereinbarung für die Einbeziehung von Anlagen, die sich in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union befinden, erhält die Bundesregierung durch die Rechtsverordnung die Möglichkeit, die getroffenen Vereinbarungen schnell ins nationale Recht umzusetzen. Um der Bundesregierung bei den Verhandlungen einen Verhandlungsspielraum geben zu können, ermöglicht die Rechtsverordnung der Bundesregierung in einigen Punkten von den im EEG 2016 festgelegten Bestimmungen abzuweichen und Sonderregelungen für die geöffneten Ausschreibungen festzulegen. Nur durch die Delegation von Kompetenzen an die Bundesregierung im Rahmen der Verordnungsermächtigung und die darin vorgesehene Möglichkeit zur Delegation von Kompetenzen auf die BNetzA ist das gebotene Maß an Flexibilität gewährleistet.

Diese Flexibilität zur Anpassung der einschlägigen Regelungen wäre hingegen im Rahmen eines Gesetzgebungsverfahrens nicht gewährleistet. Gleichwohl sind gemäß der sogenannten Wesentlichkeitstheorie, der zufolge die wesentlichen Entscheidungen vom parlamentarischen Gesetzgeber selbst zu treffen sind, die Leitlinien sowie wesentlichen Gestaltungselemente des Ausschreibungsverfahrens bereits im Gesetz verankert.

Absatz 1 ermächtigt die Bundesregierung, durch Rechtsverordnung Regelungen zur näheren Ausgestaltung der geöffneten Ausschreibungen für Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen zu treffen.

Nach **Nummer 1** kann die Bundesregierung regeln, unter welchen Voraussetzungen ein Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 für Anlagen besteht, die an einer geöffneten Ausschreibung teilgenommen haben. Grundsätzlich erforderlich ist ein Zuschlag oder eine Zahlungsberechtigung, die im Rahmen einer geöffneten Ausschreibung vergeben wurden. Zudem müssen die Bestimmungen des EEG 2016 grundsätzlich erfüllt werden, soweit die Rechtsverordnung nicht etwas anderes regelt.

Nach **Nummer 2** kann die Bundesregierung das Verfahren und den Inhalt der Ausschreibungen regeln. Dies beinhaltet unter anderem die Kompetenz zur Festlegung der jährlich insgesamt auszuschreibenden Menge an Erzeugungsleistung. Diese soll 5 Prozent der jährlich nach dem Ausbaukorridor in Deutschland zu installierenden Leistung betragen. Zudem kann die Bundesregierung in der Verordnung die Aufteilung der jährlichen Ausschreibungsmenge in Teilmengen, die in verschiedenen Verfahren ausgeschrieben werden können, sowie der Bestimmung von Mindest- und Maximalgrößen von Teillosen festlegen. Darüber hinaus wird der Ordnungsgeber ermächtigt, Mindest- und Höchstbeträge für den anzulegenden Wert festzulegen, der im Rahmen der Ausschreibungen ermittelt wird. Daneben können Verfahrensfristen, die Anzahl der Ausschreibungsrunden, der Ablauf der Ausschreibungen, Formvorschriften und die notwendigen Unterlagen, die im Verfahren einzureichen sind, geregelt werden.

Der Ordnungsgeber darf auch die Flächenkulisse für die förderfähigen Anlagen festlegen. Er wird ermächtigt, selbst Flächenkriterien zu bestimmen, auf denen Anlagen einen Zahlungsanspruch erhalten können. So könnten Umwelt- und Naturschutzanforderungen oder sonstige Anforderungen an die Flächen festgelegt werden, auf denen die Anlagen errichtet werden sollen. Des Weiteren kann der Ordnungsgeber die Größe der Anlagen, für die ein Zuschlag erteilt werden kann, im Rahmen der Verordnung begrenzen und abweichend von § 24 EEG 2016 die fördertechnische Zusammenfassung von im räumlichen Zusammenhang errichteten Anlagen regeln. Ferner kann der Ordnungsgeber Anforderungen stellen, die einen bestimmten Planungsstand der Projekte sicherstellen (z.B. die Vorlage von Genehmigungen, bestimmter Gutachten oder Finanzierungszusagen) oder, die einer Netz- und Systemintegration der Anlagen dienen.

Nummer 3 ermächtigt den Ordnungsgeber, Anforderungen an die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren zu stellen, insbesondere Eignungskriterien festzulegen und den Nachweis derselben zu regeln. Neben der Bestimmung von Mindest- und Höchstgrenzen für Gebote oder Teillose kann der Ordnungsgeber auch Anforderungen an den Planungsstand der Projekte stellen, also z.B. die Vorlage von Genehmigungen, bestimmter Gutachten oder Finanzierungszusagen fordern. Er kann unter anderem auch die Hinterlegung von Sicherheiten verlangen und festlegen, wie Teilnehmer die Einhaltung der genannten Anforderungen nachweisen müssen.

Nummer 4 erlaubt die Festlegung von Art, Form, Verfahren und Inhalt der Zuschlagserteilung, von Zuschlagskriterien und der Bestimmung des Zuschlagswerts. Wichtigstes Kriterium dürfte zunächst die Höhe des Gebotes sein, aber die Bundesregierung wird durch Nummer 4 ermächtigt, weitere Kriterien für die Bewertung der Gebote zu bestimmen.

Nach **Nummer 5** kann der Verordnungsgeber die Art, die Form und den Inhalt der Förderung abweichend von den §§ 19 bis 55a EEG 2016 festlegen. Er kann insbesondere die Berechnung der gleitenden Marktprämie und die hierfür anzulegenden Parameter anders als in Anlage 1 festlegen. Daneben kann der Verordnungsgeber auch das bestehende Referenzertragsmodell für Windenergie (Anlage 2) an die jeweiligen Gegebenheiten der geöffneten Ausschreibung anpassen oder ein Referenzertragsmodell für Solaranlagen einführen, um die Überförderung von Anlagen zu verhindern. Er kann auch festlegen, ob nur anlagenbezogene oder auch allgemeine und unter Umständen handelbare Zahlungsberechtigungen vergeben werden dürfen.

Nummer 6 ermächtigt den Verordnungsgeber, Regelungen zu schaffen, die eine möglichst umfangreiche Realisierung der ausgeschriebenen Kapazität sicherstellen. Hierzu können zum Beispiel für den Fall einer Nicht-Realisierung oder einer verspäteten Realisierung Pönalen festgelegt werden oder Bieter von künftigen Ausschreibungen ausgeschlossen werden. Ferner können die vergebenen Zuschläge oder Zahlungsberechtigungen mit einer Verfallsfrist versehen werden.

Nummer 7 berechtigt den Verordnungsgeber zur Konkretisierung der Art und Form der Veröffentlichungen der Bekanntmachungen der Ausschreibungsverfahren und der Ausschreibungsergebnisse sowie der erforderlichen Mitteilungen an die Netzbetreiber.

In **Nummer 8** ist vorgesehen, dass der Verordnungsgeber die Übertragbarkeit und damit die Handelbarkeit von Zuschlägen oder Zahlungsberechtigungen erlauben sowie die diesbezüglichen Voraussetzungen definieren kann. Dabei wird er sinnvollerweise auch regeln, wie in dem Fall der Übertragung auf Dritte die Zuordnung der Förderberechtigung zu einer konkreten Anlage zu erfolgen hat. Er kann festlegen, dass eine Übertragung nur innerhalb eines bestimmten Zeitraums und nur an einen bestimmten Personenkreis, an den er nähere Anforderungen stellen darf, erfolgen darf. Auch können Mitteilungspflichten, z. B. gegenüber dem Netzbetreiber, geregelt werden.

Nach den **Nummern 9 bis 17** eröffnet der Bundesregierung die Möglichkeit, für die Ausschreibung von Strom aus Anlagen im EU-Ausland vom EEG abweichende Sonderregeln festzulegen. Dies ist insbesondere deswegen notwendig, da aus tatsächlichen oder rechtlichen Gründen einige Voraussetzungen im EEG von Anlagen im EU-Ausland kaum erfüllt werden können. So ist z.B. eine Einspeisung von Strom in das deutsche Netz in der Regel nur möglich, wenn eine entsprechende Direktleitung zum deutschen Stromnetz besteht. Da nach § 5 Absatz 3 Nummer 3 EEG 2016 neben dem physikalischen Import auch ein vergleichbarer Effekt auf den deutschen Strommarkt ausreichen soll, müssen die Anlagen nicht zwangsläufig ins deutsche Netz einspeisen, sondern können auch Strom ins Netz des Kooperationslandes einspeisen. Dies bedeutet jedoch auch, dass der Verordnungsgeber im Rahmen der Rechtsverordnung die Möglichkeit erhalten muss, von den §§ 8 bis 18 EEG 2016 abweichende Regelungen zu treffen. Auch hinsichtlich der Anspruchsverpflichteten und der Mitteilungs-, Veröffentlichungs- und Informationspflichten müssen andere Regelungen für Anlagen im EU-Ausland getroffen werden als für Anlagen im Bundesgebiet.

Daneben muss in der Rechtsverordnung geregelt werden, wer künftig der Anspruchsgegner ist, der die Auszahlung der finanziellen Förderung an den Anlagenbetreiber vornimmt. Da die Anlagen nicht an das Netz im Bundesgebiet angeschlossen sind, kann auch kein Netzbetreiber nach § 19 Absatz 1 EEG 2016 zur Auszahlung verpflichtet werden. Hierfür bedarf es einer Sonderregelung, wer in Deutschland dem Betreiber der Anlagen im EU-Ausland die finanzielle Förderung auszahlt und wie demjenigen die Kosten erstattet werden.

Nummer 18 ermächtigt die Bundesregierung, den Gerichtsstand für Streitigkeiten zu regeln. Aufgrund der grenzüberschreitenden Regelungen kann dies Klarheit schaffen unnötigen zusätzlichen Aufwand für die ausschreibende Stelle vermeiden.

Absatz 2 regelt den Fall, dass das Prinzip der gegenseitigen Kooperation umgesetzt wird, indem neben der Förderung von Anlagen in anderen Mitgliedstaaten durch das EEG auch die Förderung von Anlagen in Deutschland durch einen anderen Mitgliedstaat vorgesehen wird. Spiegelbildlich zum Fall des § 5 Absatz 2 EEG 2016 setzt eine solche Kooperation einen völkerrechtlichen Vertrag oder ein Verwaltungsabkommen mit dem anderen Mitgliedstaat voraus. Wenn Anlagen in Deutschland durch das Fördersystem eines anderen Mitgliedstaates Zahlungen erhalten, muss jedoch zur Vermeidung einer Doppelförderung dem Verordnungsgeber ermöglicht werden, den Zahlungsanspruch nach dem EEG 2016 wegfallen zu lassen oder zumindest, soweit ein Anspruch aus dem Ausland besteht, zu reduzieren. Zudem müssen auch Abweichungen von der Härtefallregelung nach § 15 EEG 2016 möglich sein. Ob und durch wen entsprechende Entschädigungen gezahlt werden, muss in der

Kooperationsvereinbarung mit dem anderen Mitgliedstaat bestimmt werden und in der Rechtsverordnung entsprechend nachvollzogen werden können.

Nach **Absatz 3 Nummer 1** kann die Bundesregierung im Rahmen der Rechtsverordnung die BNetzA dazu ermächtigen, Festlegungen für die einzelnen Ausschreibungsverfahren einschließlich der konkreten Ausgestaltung der Regelungen nach Absatz 1 oder Absatz 2 zu treffen.

Nach **Nummer 2** kann die Bundesregierung das BMWi dazu ermächtigen, in einem Verwaltungsabkommen mit anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union Regelungen zu gemeinsamen oder geöffneten Ausschreibungen zu treffen und eine Stelle mit der Durchführung dieser Ausschreibungen zu beauftragen.

Nach **Absatz 4 Nummer 1** kann die Bundesregierung im Rahmen der Rechtsverordnung mehrere Optionen vorsehen und im Rahmen eines völkerrechtlichen Vertrages oder eines völkerrechtlichen Verwaltungsabkommens mit dem Kooperationsland festlegen, welche Option im Rahmen der entsprechenden geöffneten Ausschreibung für die Teilnehmer an der Ausschreibung gelten sollen.

Nummer 2 ermächtigt die Bundesregierung, festzulegen, dass abweichend von den §§ 23 bis 85 Absatz 1 und 2 anstelle der BNetzA die Ausschreibungen durch eine andere juristische Person des öffentlichen oder privaten Rechts oder eine gemeinsame Institution der Kooperationsländer durchgeführt werden.

Zu § 88b EEG 2016

§ 88b enthält die Verordnungsermächtigung zu dem Netzausbaugebiet, auf die schon in § 36c EEG 2016 verwiesen wird. § 36c EEG 2016 macht auch wesentliche inhaltliche Vorgaben für die Verordnung, die sich damit nur noch in einem vergleichsweise engen Rahmen bewegen kann. Die Verordnung legt das Netzausbaugebiet sowie die dort höchstens mögliche Zuschlagsmenge fest.

Zu Nummer 37

In § 89 EEG 2016 werden die Verweise an die neuen Paragrafenbezeichnungen angepasst (Buchstabe a und Buchstabe b).

Zu Nummer 38

Die Änderung in § 90 EEG 2016 ist eine redaktionelle Folgeänderung, die aus der Streichung der Definition des Begriffs „finanzielle Förderung“ (§ 5 Nummer 15 EEG 2014) resultiert.

Zu Nummer 39

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung. Da die Definition des Begriffs „finanzielle Förderung“ gestrichen wurde, soll zukünftig in § 91 Nummer 1 EEG 2016 von „kaufmännisch abgenommenen Strom“ statt von „geförderten Strom“ gesprochen werden.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung in Folge der Definition des Begriffs Ausschreibung in § 3 Nummer 4 EEG 2016. Dadurch muss an dieser Stelle eine andere Terminologie verwendet werden.

Zu Buchstabe c

Wie die Änderung durch Buchstabe a handelt es sich um eine terminologische Anpassung angesichts der Streichung des Begriffs „finanzielle Förderung“. Außerdem wird ein Verweis an die neue Paragrafenbezeichnung angepasst.

Zu Nummer 40

Die Bestimmungen der Verordnungsermächtigung in § 92 EEG 2016 werden zum einen ergänzt um Regelungen aufgrund der Einführung der regionalen Grünstromkennzeichnung mittels Regionalnachweisen nach § 79a EEG 2016. Zum anderen werden die Bestimmungen zu Herkunftsnachweisen punktuell aktualisiert. Im Folgenden werden nur die Änderungen zur bisherigen Regelung erläutert. Der **Überschrift** von § 92 EEG 2016 werden die Regionalnachweise ergänzt. Die bisherige § 92 Nummer 1b EEG 2014 wird gestrichen, da es aufgrund Zeitablaufs keine gültigen Herkunftsnachweise mehr gibt, die vor Inbetriebnahme des Herkunftsnachweisregisters

ausgestellt worden sind. In **Nummer 4** wird die Ermächtigung ergänzt zu regeln, in welchem Umfang Netzbetreiber vom UBA Auskunft über die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen verlangen können. Dies ist erforderlich, damit der Netzbetreiber prüfen kann, ob ein Anlagenbetreiber seiner Meldepflicht nach § 71 Nummer 2 Buchstabe b EEG 2016 nachgekommen ist und die Vergütungszahlungen korrekt berechnet sind.

Die Änderung in **Nummer 6** ist Folge der Streichung des Begriffs „finanzielle Förderung“ in § 5 Nummer 15 EEG 2014.

Die neue **Nummer 7** ermöglicht es, Details zur Bestimmung und Veröffentlichung der Regionen nach § 79a Absatz 6 EEG 2016 in der Verordnung zu regeln. Nach der neuen **Nummer 8** können für Strom aus Anlagen außerhalb des Bundesgebiets, die einen Zuschlag in einer Ausschreibung nach § 5 Absatz 2 Satz 2 erhalten haben, in der Verordnung genauere Regelungen getroffen werden. Nach **Buchstabe a** kann bestimmt werden, welche Gebiete (z.B. Postleitzahlengebiete oder auch andere geeignete räumliche Abgrenzungen, die den Gegebenheiten im betreffenden Staat gerecht werden) in den betreffenden Staaten von der jeweiligen Region für die regionale Grünstromkennzeichnung nach § 79a Absatz 6 umfasst sind. Auch die Veröffentlichung dieser Gebiete kann geregelt werden. Nach **Buchstabe b** können Anforderungen an die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen aus Anlagen in den entsprechenden Gebieten des betreffenden Staats bestimmt werden.

Nummer 9 ermöglicht es, den Betrag, um den sich der anzulegende Wert für Anlagen mit gesetzlich bestimmtem anzulegendem Wert reduziert, abweichend von § 53b EEG 2016 festzulegen. Z.B. bei Veränderungen der Verbrauchernachfrage, können dazu führen, dass der wirtschaftliche Wert dieser Nachweise über die in § 53b genannten 0,1 Cent/kWh steigt oder darunter sinkt. Nach **Nummer 10** kann die Verordnung Bestimmungen treffen, wie nachzuweisen ist, dass die Übertragung von Regionalnachweisen, nur entlang der vertraglichen Lieferkette erfolgt ist, wie in § 79a Absatz 5 Satz 3 vorgeschrieben. In Frage kommen z.B. Bestätigungen durch Wirtschaftsprüfer oder vergleichbare Gewährspersonen. Nummer 10 umfasst auch die Bestimmung der genauen Angaben, die nachgewiesen werden müssen. Nach **Nummer 11** können in der Verordnung die konkrete Gestaltung der Ausweisung der regionalen Herkunft nach § 79a in der Stromkennzeichnung geregelt werden. Das umfasst insbesondere, wie die regionale Herkunft konkret textlich und grafisch in der Stromkennzeichnung dargestellt werden muss.

Zu Nummer 41

Zu Buchstabe a

Mit Buchstabe a wird der Verweis im Satzteil vor der Aufzählung in der durch das Strommarktgesetz geänderten Fassung (BR-Drs. 542/15) an die Änderung des § 6 EEG 2016 angepasst.

Zu Buchstabe b

Mit Buchstabe b wird der Verweis in § 93 Nummer 5 EEG 2016 an die neue Paragrafenbezeichnung angepasst.

Zu Buchstabe c

Die Streichung des Verweises auf § 26 Absatz 2 EEG 2014 ist Folge der Umgestaltung des Dritten Teils 3 des EEG. Der neu definierte Begriff der Solaranlage wird übernommen und die Verweise werden an die neuen Paragrafenbezeichnungen angepasst.

Zu Buchstabe d

Die Änderungen in Nummer 11 gehen auf die Veröffentlichungspflichten zurück, die sich aus dem Beihilferecht ergeben.

Zu Buchstabe e

Die Änderungen in Nummer 12 gehen auf Veröffentlichungspflichten zurück, die sich aus dem Beihilferecht ergeben.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Nummer 42**Zu Buchstabe a**

Die Verordnungsermächtigung zur Drittvermarktung wird gestrichen. Der Anteil der Strommengen, die die Übertragungsnetzbetreiber vermarkten, ist gering. Gleichzeitig sind mit der Übertragung auf einen Dritten derzeit mehr Risiken als Chancen verbunden.

Zu Buchstabe b

Der Verweis in § 95 Nummer 3 EEG 2016 wird angesichts des neu eingefügten § 100 Absatz 1 EEG 2016 angepasst.

Zu den Buchstabe c und d

Die weitere Ausgestaltung der regionalen Grünstromkennzeichnung nach § 79a EEG 2016 erfolgt in der Herkunftsnachweisverordnung. Daher wurde die Verordnungsermächtigung in § 92 EEG 2016 entsprechend ergänzt. Im Gegenzug kann die bisherige Verordnungsermächtigung des § 95 Nummer 6 EEG 2014 für eine geförderte Grünstromvermarktung entfallen.

Zu Nummer 42

In § 96 wird in Folge der Einfügung der §§ 88a und 88b ein Verweis geändert.

Zu Nummer 43

Änderungsbefehl 43 fasst die Vorgaben zu dem Erfahrungsbericht und dem Monitoringbericht neu.

Zu § 97 EEG 2016

Absatz 1 Satz 1 entspricht § 97 Satz 1 EEG 2014 und verpflichtet die Bundesregierung, dem Bundestag bis Ende 2018 und dann alle vier Jahre einen Erfahrungsbericht vorzulegen. **Satz 2** konkretisiert die Inhalte des Erfahrungsberichts. Er greift bereits die Evaluierung der Einführung von Ausschreibungen auf. Die Bundesregierung hat nach Satz 2 insbesondere im Zusammenhang mit dem Bericht über die Erfahrungen mit Ausschreibungen auch auf das Erreichen des Ziels, die Akteursvielfalt zu erhalten, sowie auf die grenzüberschreitenden Ausschreibungen einzugehen (Nummer 2). Sie berichtet ferner über die angemessene Verteilung der Kosten nach § 2 Absatz 4 EEG 2016 (Nummer 3).

Absatz 2 Satz 1 entspricht § 97 Satz 2 EEG 2014 und bestimmt, dass BNetzA, das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle und das UBA das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie bei der Erstellung des Erfahrungsberichts unterstützen. Die BNetzA hat zu diesem Zwecke nach **Satz 2** insbesondere rechtzeitig über die Flächeninanspruchnahme für Freiflächenanlagen zu berichten. § 99 EEG 2014 wird aufgehoben. Der Ausschreibungsbericht geht im allgemeinen Erfahrungsbericht auf. Im allgemeinen Erfahrungsbericht werden auch die Erfahrungen mit Ausschreibungen für Anlagen außerhalb des Bundesgebiets (Nummer 4) ausgewertet. Dabei wird auch evaluiert, ob und in welchem Umfang im Rahmen der grenzüberschreitenden Ausschreibungen in den Kooperationsstaaten Natura 2000 Flächen für Solaranlagen auf Freiflächen in Anspruch genommen werden.

Satz 3 bestimmt, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für die Erstellung des Berichts auch wissenschaftliche Gutachten in Auftrag geben soll. Dies entspricht schon der heutigen Praxis und geht letztlich auch auf die Forderung der Europäischen Kommission auf eine unabhängige Evaluierung des Gesetzes zurück.

Zu § 98 EEG 2016

Nach § 98 EEG 2016 wird die Bundesregierung dem Bundestag jährlich in ihrem Monitoringbericht nach § 63 Absatz 1 EnWG über den Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien berichten. Aufgabe des Monitoringberichts ist es, einen faktenbasierten Überblick über den Fortschritt bei der Entwicklung der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung zu geben. Die Berichterstattung wird auf die in § 98 Absatz 1 genannten Berichtspunkte fokussiert. Damit werden die verfügbaren energiestatistischen Informationen auf eine überschaubare Anzahl von Kenngrößen verdichtet. Zugleich wird die Abstimmung der beiden gesetzlichen Bestimmungen zum Monitoringbericht (§ 98 EEG 2016, § 63 Absatz 1 EnWG) besser miteinander verzahnt.

Zu Nummer 44

§ 99 EEG 2014, der vorsah, dass die Bundesregierung dem Bundestag spätestens bis zum 30. Juni 2016 über die Erfahrungen mit Ausschreibungen berichten wird, wird aufgehoben. Der Bericht wurde dem Bundestag vorgelegt. Zukünftig erfolgt die Evaluierung der Ausschreibungen im Rahmen des Erfahrungsberichts nach § 97 EEG 2016.

Zu Nummer 45

Zu Buchstabe a

Der neue § 100 Absatz 1 EEG 2016 regelt die Anwendung des neuen Rechts. Grundsätzlich gilt das EEG 2016 auch für bestehende Anlagen. Ausnahmen sind in den §§ 100 ff geregelt. **Absatz 1** sieht die Ausnahmen für alle Regelungen vor, die mit dem EEG 2016 geändert wurden und nicht für Bestandsanlagen gelten sollen. Nach **Satz 1 Nummer 1** sind einige Bestimmungen des EEG 2016 nur auf Anlagen anzuwenden, die ab dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen werden, beziehungsweise einen Zuschlag erhalten. Dies sind im Wesentlichen alle Vorschriften, die mit den Ausschreibungen zusammen hängen, da diese erst im Jahr 2017 beginnen. **Nummer 2 Buchstabe a** regelt, dass einige Bestimmungen der Freiflächenausschreibungsverordnung fortgelten, sofern ein Zuschlag vor dem 1. Januar 2017 erteilt wird. Hierdurch wird der notwendige Vertrauensschutz für die Bieter, die einen Zuschlag erhalten haben, gewahrt. In **Buchstabe b** ist geregelt, dass die Anlagenzusammenfassung nach § 24 nicht für Freiflächenanlagen gilt, die vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen worden sind und denen ein Zuschlag der nach Freiflächenausschreibungsverordnung zugeteilt worden ist. Für diese Freiflächenanlagen gilt die in § 2 Nummer 5 der Freiflächenausschreibungsverordnung geregelte Anlagenzusammenfassung. Sofern aber Freiflächenanlagen nach dem 31. Dezember 2016 in Betrieb gehen, denen Zuschläge zugeordnet werden, die vor dem 1. Januar 2017 ausgestellt worden sind, gelten für die Freiflächenanlage einheitliche Regelungen zur Anlagenzusammenfassung. Diese Vereinheitlichung ist notwendig, um die Möglichkeit zu erhalten, unterschiedliche Zuschläge miteinander zu kombinieren und den Verwaltungsaufwand zur Überprüfung dieser Regelung zu begrenzen.

Nach **Satz 2** ist § 3 Nummer 1 EEG 2016 erstmals in der Jahresabrechnung für das Jahr 2016 anzuwenden. Damit gilt er auch für Bestandsanlagen ab diesem Zeitpunkt. Das Erfordernis einer zweiten Überprüfung des Referenzertrages gilt auch für bestehende Anlagen, die nach dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind (**Satz 3**). § 51 EEG 2016 ist nach **Satz 4** nur auf Anlagen anzuwenden, die nach dem 31. Dezember 2015 in Betrieb genommen worden sind. Das EEG 2014 sah eine entsprechende Übergangsvorschrift vor. **Satz 5** enthält eine Sonderregelung für § 52 EEG 2016. Nach **Satz 6** ist § 80a EEG 2016 auf Anlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, nicht anzuwenden.

Die Änderungen in **Absatz 2**, der § 100 Absatz 1 EEG 2014 entspricht, sind redaktioneller Natur. Im Grundsatz regelt Absatz 2, dass für Anlagen die vor dem Inkrafttreten des EEG 2014 in Betrieb genommen worden sind, von den Änderungen des EEG 2014 nicht betroffenen sind. Im Folgenden werden umfassende Ausnahmen geregelt, so dass das EEG 2014 in Wesentlichen Teilen auch für diese Anlagen gilt. Sie werden nach Satz 1 auch zumeist nicht in das EEG 2016 überführt, so dass für sie weiterhin zumeist das EEG 2014 anzuwenden ist. Absatz 2 regelt jedoch zahlreiche Ausnahmen. Da die Dauer des Zahlungsanspruchs nach § 25 in früheren Fassungen des EEG für manche Anlagen teilweise von 20 Jahren abwich, regelt die neue Nummer 11, dass die Dauer maßgeblich ist, die für die jeweilige Anlage bei ihrer Inbetriebnahme galt. Wurde die Dauer durch eine spätere Fassung des EEG modifiziert, ist die modifizierte Dauer maßgeblich. Für Anlagen, die z.B. nach § 39f Absatz 3 Satz 1 nach § 40 Absatz 2 Satz 3 EEG 2016 als neu in Betrieb genommen gelten, ist auf die Neuinbetriebnahme abzustellen.

Absatz 3 entspricht § 100 Absatz 2 EEG 2014, wobei einige Sätze ergänzt und die Vollzitate des Gesetzes durchgängig durch die Abkürzung EEG 2014 ersetzt wird. Der neue **Absatz 3 Satz 4 EEG 2016** schafft mehr Flexibilität bei der „Umwandlung“ von Erdgas-Anlagen in Biomethananlagen nach Satz 2. Für den dafür nach Satz 3 erforderlich Nachweis, dass ausreichend installierte Leistung aus „alten“ Biomethananlagen endgültig stillgelegt worden ist, können auch mehrere Stilllegungsnachweise für eine „neue“ umgewandelte Biomethananlage verwendet werden. Umgekehrt kann ein Stilllegungsnachweis einer „alten“ Biomethananlage auch auf mehrere „neue“ umgewandelte Biomethananlagen aufgeteilt werden.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Durch den neuen § 100 Absatz 3 Satz 4 EEG 2016 wird die bisher in der AnlRegV enthaltene Regelung in das EEG überführt. Es handelt sich in der Sache um eine Veröffentlichungspflicht der BNetzA, die dazu dient eine Regelung des EEG umzusetzen. Dafür werden Daten aus dem Anlagenregister verwendet. Es handelt sich aber nicht um eine Aufgabe des Anlagenregisters.

Nach dem neuen **Satz 5** ist für Strom aus Biomasseanlagen, für die vor dem 23. Januar 2014 eine Baugenehmigung vorlag, und die vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen worden sind, § 100 Absatz 1 anzuwenden. Das führt insbesondere dazu, dass für diese Anlagen noch die Vergütungssätze des EEG 2012 gelten.

Die bisherige Übergangsregelung in **Absatz 4 Satz 1** gewährt den verlängerten Übergangszeitraum für die Inbetriebnahme bis 31. Dezember 2014 nur für Anlagen, für die vor dem 23. Januar 2014 nach Bundesrecht genehmigt oder zugelassen worden sind. Grund dafür war unter anderem, dass Anlagen, die nach Bundesrecht, insbesondere nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz, genehmigungspflichtig sind, typischerweise längere Projektvorlaufzeiten als sonstige Anlagen haben.

Aber auch Biomasseanlagen, die nur eine Baugenehmigung brauchen, haben typischerweise ähnlich lange Projektvorlaufzeiten wie Anlagen, die nach Bundesrecht genehmigungspflichtig sind, und waren deshalb teilweise nicht in der Lage, eine Inbetriebnahme noch vor dem 1. August 2014 zu erreichen. Das unterscheidet Biomasseanlagen von anderen Anlagen, die nur nach Baurecht genehmigungsbedürftig sind. Zudem wurden im Wechsel von EEG 2012 zu EEG 2014 die Zahlungen für Biomasseanlagen deutlich stärker gekürzt als für andere Technologien. Biomasseanlagen, die vor dem 23. Januar 2014 eine Baugenehmigung hatten – und deren Projektkalkulation in aller Regel auf den Zahlungsansprüchen nach EEG 2012 beruht –, sind daher besonders betroffen, wenn sie nur noch die Vergütungsansprüche nach EEG 2014 in Anspruch nehmen konnten. Um unbillige Härten zu vermeiden, wird deshalb der neue Satz 2 eingeführt. Es handelt sich dabei nur um wenige Anlagen, bei denen aber die Anwendung der Zahlungshöhe nach EEG 2014 zu erheblichen finanziellen Problemen bis hin zur Insolvenz führen kann.

Um diese Härten zu vermeiden und ein kohärentes System im Übergang von EEG 2012 zu EEG 2014 zu gewährleisten, ist der neue Satz 2 nach dem neuen Satz 3 rückwirkend zum 1. August 2014, also dem Inkrafttreten des EEG 2014, anzuwenden. Es handelt sich hier um eine rückwirkende Begünstigung von – wenigen – Betreibern von Bestandsanlagen.

Bis zum Inkrafttreten des EEG 2016 sind Anlagen nach **Satz 2** mit einer Baugenehmigung nach den Fördersätzen des EEG 2014 vergütet worden. Wenn aufgrund der Rückwirkung nach **Satz 3** Korrekturen von Abrechnungen für die Jahre 2014 oder 2015 erforderlich werden, ist es zur Erleichterung für Anlagen- und Netzbetreiber ausreichend, wenn der Anlagenbetreiber eine Kopie der Baugenehmigung sowie einen Nachweis über die Inbetriebnahme der Anlage vorlegt. Diese Nachweise genügen für die Korrektur der Abrechnung im Verhältnis von Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber sowie zwischen diesem Netzbetreiber und dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber. Es ist nicht erforderlich, dass zusätzlich noch einer der in § 62 EEG 2016 aufgeführten Gründe, z.B. eine rechtskräftige Gerichtsentscheidung, herbeigeführt wird.

Die Absätze 5 und 6 entsprechen § 100 Absatz 4 und 5 EEG 2014.

Zu Nummer 46

Der neue § 101 Absatz 1 Satz 4 EEG 2016 ist auch eine Folge der Ergänzung von § 100 Absatz 4 Satz 3 und 4 EEG 2016. Nach dem Wortlaut von § 101 Absatz 1 Satz 1 bis 3 EEG 2014 waren die Regeln zur Höchstbemessungsleistung bislang lediglich auf Altanlagen aus dem EEG 2012 und früheren Fassungen anwendbar, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind. Daher stellt diese Regelung als Stichtag für die Bestimmung der Höchstbemessungsleistung und die Vergütungsreduzierung bei Überschreiten der Höchstbemessungsleistung auf den 1. August 2014 ab. Nach § 100 Absatz 4 EEG 2016 (dessen Sätze 1 bis 3 identisch sind mit der Vorgängerregelung im EEG 2014) werden jedoch auch Anlagen, die die Voraussetzungen von § 100 Absatz 4 EEG 2016 erfüllen und bis spätestens 31. Dezember 2014 in Betrieb genommen worden sind, als Anlagen behandelt, für die noch weitgehend die Regeln und insbesondere die Vergütungssätze des EEG 2012 anzuwenden sind. Daher ist für solche Anlagen nach dem neuen Satz 4 der 1. Januar 2015 der einschlägige Stichtag für die Vergütungsreduzierung bei Überschreitung der Höchstbemessungsleistung sowie für die Bestimmung der Höchstbemessungsleistung. Da § 100 Absatz 4 Satz 2 EEG 2016 rückwirkend zum 1. August anzuwenden ist, ist auch der neue § 101 Absatz 1 Satz 4 rückwirkend zum 1. August anzuwenden, da ansonsten der

zeitliche Anwendungsbereich dieser beiden zusammengehörigen Normen auseinanderfallen würden. Der neue Absatz 1 Satz 4 ist ein Rechtsfolgenverweis.

Die Änderung in § 101 Absatz 2 Nummer 2 ist eine redaktionelle Folgeänderung der geänderten Paragrafenbezeichnung in Teil 3 des EEG 2016.

Zu Nummer 47

Die Übergangsbestimmung wurde inhaltlich in § 22 EEG 2016 aufgegriffen und kann daher als eigenständige Regelung entfallen.

Zu Nummer 48

Zu Buchstabe a

Mit den Änderungen in den Buchstaben a und b wird eine redaktionelle Klarstellung vorgenommen. Auch in den Fällen des § 103 Absatz 3 und 4 EEG 2014 erfolgt die Begrenzung abnahmestellenbezogen und wird auch so berechnet. Die Begrenzung nach der Besonderen Ausgleichsregelung erfolgt stets bezogen auf die einzelne Abnahmestelle, für die jeweils ein Antrag zu stellen ist. Dies ergibt sich aus der gesamten Systematik der Besonderen Ausgleichsregelung, insbesondere aus § 64 Absatz 2 Satz 1 EEG 2014. Während die Begrenzungsvoraussetzungen unternehmensbezogen sind, erfasst die Begrenzungswirkung immer nur eine Abnahmestelle, für die jeweils ein Antrag gestellt sein muss. In § 64 EEG 2014 werden Voraussetzungs- und Rechtsfolgenreise explizit getrennt. Aus der bisherigen Formulierung des § 103 Absatz 3 und 4 EEG 2014 geht diese Unterscheidung nicht ganz so eindeutig hervor, sie wurde aber vom BAFA schon bisher so gehandhabt.

Zu Buchstabe b

Die Änderung in Buchstabe b ist eine redaktionelle Folgeänderung zu Buchstabe a.

Zu den Buchstaben c und d

Durch Buchstabe c wird der neue Absatz 5 eingefügt: Der in § 5 Nummer 34 EEG 2014 enthaltene Begriff des Unternehmens schloss Einzelkaufleute von der Stellung eines Antrages in der Besonderen Ausgleichsregelung aus. Die Erfahrungen mit dem ersten Antragsverfahren nach dem EEG 2014 haben gezeigt, dass es durchaus Einzelkaufleute gibt, die Anträge in der Besonderen Ausgleichsregelung stellen. Die Abgrenzung nach Organisationsformen hat sich als nicht zielführend erwiesen. Absatz 5 stellt daher sicher, dass Unternehmen, die keine rechtsfähige Personenvereinigung und keine juristische Person sind und aus diesem Grund von der Antragstellung ausgeschlossen waren, aus Gründen der Gleichbehandlung noch nachträglich einen Antrag auf Begrenzung der EEG-Umlage für die Begrenzungsjahre 2015, 2016 und 2017 stellen können.

Zugleich wird durch Buchstabe d der bisherige Absatz 6 aufgehoben. Die bisherigen Absätze 5 und 6 können wegen Zeitablaufs entfallen.

Zu Nummer 49

§ 104 Absatz 2 und 4 EEG 2014 haben aufgrund Zeitablaufs keinen eigenständigen Regelungsgehalt mehr und werden daher gestrichen. Es wird ein Absatz zu Anlagen, die Schwarzlauge verstromen, ergänzt. **Satz 1** sorgt dafür, dass die Änderung der Biomasseverordnung durch Artikel 7 bestehende Förderansprüche von Anlagen, die Schwarzlauge einsetzen, nicht beeinträchtigt. Für diese ist die Biomasseverordnung in ihrer bisherigen Fassung, in der Schwarzlauge noch als Biomasse anzusehen ist, weiter maßgeblich. Absatz 5 betrifft Schwarzlaugeanlagen, die vor dem 1. August 2004 in Betrieb genommen worden sind. Dieses Datum ist identisch mit demjenigen in § 66 Absatz 1 Nummer 5 Buchstabe d EEG 2009, der eine Sonderregelung für Schwarzlaugeanlagen beinhaltet. Nach **Satz 2** dürfen Schwarzlaugeanlagen nach Satz 1 nicht an Ausschreibungen teilnehmen und können auf diese Art auch keine Anschlussvergütung erlangen. Stattdessen wird der 20jährige Vergütungszeitraum nach § 25 Satz 1 für diese Anlagen einmalig um weitere zehn Jahre verlängert, um es den bestehenden Anlagen zu ermöglichen, sich langfristig auf einen Betrieb ohne EEG-Vergütung umzustellen. Um dies anzureizen, wird die Vergütung im Anschlusszeitraum nach **Satz 3** schrittweise reduziert. Ausgangswert der Berechnung der Anschlussvergütung ist der anzulegende Wert, den die jeweilige Anlage bislang nach den Vorschriften des EEG in der Fassung hatte, die für die jeweilige Anlage einschlägig ist. Da es sich um Biomasseanlagen handelt, haben sie für die verschiedenen Vergütungsstufen in Abhängigkeit von ihrer Bemessungsleistung ggf. mehrere anzulegende Werte. Dieser anzulegende Wert bzw. diese anzulegenden Werte werden jährlich zum 1.

Januar um 8 Prozentpunkte gegenüber dem Ausgangswert verringert. Die erste Verringerung findet bereits mit Beginn des Anschlusszeitraums statt, so dass die Anlage im ersten Jahr des Anschlusszeitraums (und zwar ebenfalls am 1. Januar, da der reguläre Vergütungszeitraum nach § 25 Satz 2 am 31. Dezember des Vorjahres ausläuft) 92 Prozent ihres ursprünglichen anzulegenden Werts hat, im zweiten Jahr 84 Prozent usw. **Satz 4 und 5** enthalten Rundungsvorschriften. Wenn die Vergütungsdauer von Schwarzlaugeanlagen verlängert wird, wird deren installierte Leistung nicht nach § 28 Absatz 3 EEG 2016 von der Ausschreibungsmenge abgezogen. Denn da die Schwarzlaugeanlagen bereits 20 Jahre vor dem Verlängerungszeitpunkt in Betrieb genommen wurden, handelt es sich bei deren Leistung nicht um „im Vorjahr installierte Leistung“ im Sinn des § 28 Absatz 3 EEG 2016.

Zu Nummer 50

Zu Buchstabe a

Die Änderung der Bezeichnung der Anlage 1 ist eine redaktionelle Folge der geänderten Paragrafenbezeichnungen in Teil 3 des EEG 2016.

Zu Buchstabe b

Die Änderung in den Nummern 2.2.1, 2.2.4 Satz 1 und Satz 2 sowie 3.1 Satz 1 der Anlage 1 sind redaktionelle Folgeänderungen zur Einfügung einer Begriffsdefinition für den Begriff der Solaranlage in § 3 EEG 2016.

Zu Nummer 51

Die Nummern 1, 2, 3, 5 und 6 der Anlage 2 des EEG 2016 entsprechen den Nummern 1, 2, 3, 5 und 6 der Anlage 2 des EEG 2014.

Nummer 4 definiert den Referenzstandort. Der Referenzstandort nach Anlage 2 EEG 2014 ist definiert als ein Standort mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 m/s in einer Höhe von 30 m über Grund, einem logarithmischen Höhenprofil und einer Rauigkeitslänge von 0,1 m. Hinsichtlich der Verteilung von Windgeschwindigkeiten wird eine Rayleigh-Verteilung unterstellt. Heute liegen die durchschnittlichen Nabenhöhen bei rund 140 m Höhe. Vor diesem Hintergrund wird in Nummer 4 eine Anpassung der Definition des Referenzstandortes an die tatsächlichen technischen Bedingungen moderner Windenergieanlagen vorgenommen. Der Vergleichswert der Windgeschwindigkeit wird in der Nummer 4 von ursprünglich 30 m mit 5,5 m/s auf 100 m mit 6,45 m/s festgeschrieben.

Das im EEG 2014 unterstellte logarithmische Windprofil sowie die unterstellte Rauigkeit bildeten lediglich die Eigenschaften der Luftschicht bis rund 100 m (Prandtl-Schicht) realitätsgetreu ab. Die darüber liegende (Ekman-) Luftschicht, in der anderen Windbedingungen vorherrschen, wurde nicht durch die bisherige Definition abgebildet. Dies hat in der Praxis dazu geführt, dass das Referenzertragsmodell nicht allein den Bau hoher effizienter Nabenhöhen anreizte. Dies gilt insbesondere für die windhöfzigeren Standorte. Das Potenzgesetz bildet die Windverhältnisse über 100 m deutlich realitätsgetreuer ab. Vor diesem Hintergrund wird ab 100 m Höhe auf das Potenzgesetz abgestellt, wobei der Hellmannexponent mit 0,25 festgelegt wird.

Die beiden Änderungen in Nummer 4 bauen aufeinander auf und sind in ihren Auswirkungen zusammen zu bewerten. Mit den beiden Änderungen wird sichergestellt, dass eine Standortdifferenzierung zwischen 70 und 150 Prozent-Referenzstandortgüte erfolgen kann. Hierfür bedarf es neben der Anpassung an die tatsächlichen Windbedingungen über 100 m (Potenzgesetz mit Hellmannexponent 0,25) einer parallelen Festlegung der Windgeschwindigkeit von 6,45 m/s auf 100 m. Im Ergebnis der Änderungen der Nummer 4 werden effizientere Anlagen am jeweiligen Anlagenstandort angereizt. Durch die neue Definition wird der bisherige Nachteil höherer Windenergieanlagen am jeweiligen Standort grundsätzlich abgemildert.

Die Änderungen in **Nummer 6** sind erforderlich, da auf eine aktualisierte Norm zu verweisen ist. Zur Vermessung der Leistungskennlinien und zur Berechnung der Referenzerträge von Anlagentypen am Referenzstandort sind nunmehr jene berechtigt, die für die Anwendung der in diesen Nummern genannten Richtlinien nach DIN EN ISO IEC 17025⁴⁾ akkreditiert sind.

⁴⁾ Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei der Beuth Verlag GmbH, 10772 Berlin, und in der Deutschen Nationalbibliothek archivmäßig gesichert niedergelegt.

Die Änderungen in **Nummer 7** im Vergleich zum EEG 2014 sind Anpassungen aufgrund der Veränderung der Vergütungssystematik vom ein- hin zum zweistufigen Vergütungssystem. Es wird damit auch festgelegt wie und nach welchen Richtlinien der Gütefaktor abzuleiten ist, der gemäß § 36g die Korrekturfaktoren und damit die Vergütungshöhe bestimmt.

Nach dem neuen **Satz 1** ist der Standortertrag ins Verhältnis zum Referenzertrag zu setzen. Der Gütefaktor wird in Prozent angegeben. Damit ist der Gütefaktor eine Ausdruck der Windenergiegüte an dem entsprechenden Standort. Da die Herleitung des Standortertrags im Rahmen des Gesetzes einer näheren Erläuterung bedarf, wird die FGW die Richtlinie 6 weiterentwickeln oder alternativ auch eine neue Richtlinie einführen. Entsprechend wurde auf ggf. weitere relevante Richtlinien verwiesen.

Der **neue Satz 2** stellt klar, dass der Standortertrag eine konkrete Strommenge widerspiegelt, die an einem konkreten Standort über einen definierten Zeitraum tatsächlich eingespeist werden kann bzw. hätte eingespeist werden können.

In **Nummer 7.1** wird beschrieben, wie der Standortertrag herzuleiten ist, der vor Inbetriebnahme die Grundlage für die Herleitung des Gütefaktors bildet. Es ist dabei der Bruttostromertrag gemäß der Richtlinie 6 der FGW zu bilden. Davon sind sogenannte Verlustfaktoren abzuziehen. Auch hier sind die Erläuterungen und Konkretisierungen zur Ermittlung der Verlustfaktoren in der Technischen Richtlinie 6 der FGW zu berücksichtigen. Bei den Verlustfaktoren handelt es sich um einen Anteil des theoretischen Windpotenzials, der faktisch am konkreten Standort nicht in Strom umgewandelt und eingespeist werden kann. Hierunter sind insbesondere Abschattungseffekte, fehlende technische Verfügbarkeit der Anlagen und aller Bestandteile des Windparks, die zur Einspeisung des Windparks notwendig sind innerhalb des Windparks, und Einschränkungen aufgrund genehmigungsrechtlicher Auflagen z.B. mit Blick auf Geräuschemissionen, Schattenwurf, Naturschutzrecht, Radar oder Flugbetrieb zu fassen. Der Maximalwert der fehlenden technischen Verfügbarkeit dient der Vereinheitlichung und Vereinfachung des Verfahrens. Der in Prozent angegebene Wert für die technische Verfügbarkeit hebt auf den Anteil am Bruttostromertrag und nicht auf die Betriebszeit die Anlage ab. Bei der Eigenversorgung des Windparks wird der Strombedarf der Windenergieanlagen z.B. für den Betrieb der Hinderniskennzeichnung sowie für den Betrieb der Anlage erforderlichen Betriebsprozesse angesprochen. Hierunter ist jedoch nicht der Stromanteil zu fassen, der durch den Betreiber oder einem benachbarten Dritten z.B. in einem benachbarten Handwerksbetrieb selbst verbraucht wird. Weiterhin sind die prognostizierten Strommengen, die aufgrund von Einspeisemanagement abgegelt wurden, nicht vom Standortertrag abzuziehen.

Die neue **Nummer 7.2** definiert in **Satz 1** die Vorgehensweise für die Ermittlung des Standortertrags nach einer Betriebszeit von fünf, zehn oder 15 Jahren. Es sind dabei die tatsächlich eingespeiste Strommenge mit sogenannten fiktiven Strommengen zu addieren, die in den vergangenen Betriebsjahren hätten eingespeist werden können, weil dem Grunde nach entsprechend günstige Windbedingungen vorherrschten.

Der neue **Satz 2** beschreibt, welche Hintergründe dazu führen können, dass sogenannte fiktive Strommengen zu ermitteln sind und zum Zwecke der Ermittlung des Standortertrags mit den eingespeisten Strommengen zu addieren sind. Zu den Hintergründen zählen längere Wartungsarbeiten an der Windenergieanlage oder an dem Umspannwerk des Windparks, Teilnahme am Regelenergiemarkt, Einspeisemanagement, sonstige Abschaltungen oder Drosselungen, die z.B. der optimierten Vermarktung des Stroms dienen, oder Eigenverbrauch des Betreibers oder Stromlieferungen an unmittelbar Dritte. Unter Eigenversorgung des Betreibers ist der Stromverbrauch gefasst, der nicht zum Betrieb des Windparks unmittelbar erforderlich ist. Der Stromverbrauch des Betreibers in einem benachbarten Haushalt oder landwirtschaftlichen Betrieb wäre dabei eine Strommenge, die als fiktive Strommenge mit den tatsächlich eingespeisten Strommengen zu addieren ist. In Zukunft ist es denkbar, dass Strommengen durch den Einsatz von Zwischenspeichern ggf. zeitversetzt zum Windaufkommen in das Stromnetz eingespeist werden. Dieser Umstand ist entsprechend zu berücksichtigen. Speicherverluste wären dann als fiktive Einspeisemengen zu werten. Satz 6 stellt fest, dass die konkreten Verfahren zur Ermittlung der Standorterträge in den Technischen Richtlinien beschrieben werden. Satz 7 und 8 weist darauf hin, dass bei der Ermittlung des Standortertrags insbesondere auch konkrete detaillierte Betriebsdaten der Windenergieanlage heranzuziehen sind. Die Daten sind dabei so vorzuhalten und zu speichern, dass ein berechtigter Dritter, hier der Gutachter, in die Lage versetzt wird, alle relevanten Betriebszustände der Anlage auslesen zu können. Dabei sind die Daten vor einer nachträglichen Änderung zu schützen.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt.

Zu Nummer 52**Zu Buchstabe a**

Die Änderung der Bezeichnung der Anlage ist eine redaktionelle Folge zur Neunummerierung der Paragraphen zur Flexibilitätsprämie im EEG 2016.

Zu Buchstabe b**Zu Doppelbuchstabe aa****Zu Dreifachbuchstabe aaa**

In Nummer I.1 Buchstabe a der Anlage 3 werden Verweise angepasst, die aufgrund der Änderungen in Teil 3 und an § 100 EEG 2016 aktualisiert werden müssen.

Nach Nummer I.1 Buchstabe a der Anlage 3 kann die Flexibilitätsprämie nur von Bestandsanlagen in Anspruch genommen werden, für die u.a. einen Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 i.V.m. § 100 Absatz 2 EEG 2016 besteht. Das betrifft über den Verweis in § 100 Absatz 2 Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird. Bestandsbiogasanlage, die erfolgreich an einer etwaigen Ausschreibung teilgenommen haben, erhalten den Flexibilitätszuschlag nach § 50a EEG 2016, wenn die Verordnung nach § 88 EEG 2016 nichts anderes bestimmt.

Zu Dreifachbuchstabe bbb

In Nummer I.1 Buchstabe b wird der Verweis auf das Register aufgrund der nunmehr in § 3 Nummer 39 EEG 2016 aufgenommenen Definition angepasst.

Zu Doppelbuchstabe bb

In Nummer I.5 werden die Verweise als Folge zu den geänderten Paragraphenbezeichnungen in Teil 3 des EEG 2016 angepasst.

Zu Buchstabe c

In Nummer II.1 werden die Verweise als Folge zu den geänderten Paragraphenbezeichnungen in Teil 3 des EEG 2016 angepasst.

Zu Artikel 2 (Windenergie-auf-See-Gesetz)**Zu Teil 1 (Allgemeine Bestimmungen)****Zu § 1 (Zweck des Gesetzes)**

§ 1 Absatz 1 WindSeeG regelt den Zweck des Gesetzes. Demnach ist es der Zweck des Gesetzes, die Nutzung der Windenergie auf See insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes auszubauen.

§ 1 Absatz 2 WindSeeG konkretisiert das Ziel des Gesetzes, die Nutzung der Windenergie auf See auszubauen.

Nach Satz 1 ist es Ziel des Gesetzes, die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See in Übereinstimmung mit dem Ausbauziel des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2016) für Windenergie auf See bis zum Jahr 2030 auf insgesamt 15 GW auszubauen.

Nach Satz 2 soll der Zubau stetig und gleichmäßig über die Jahre verteilt erfolgen. Ein stetiger Ausbau der Nutzung der Windenergie auf See ist von zentraler Bedeutung, um einen „Fadenriss“ und die damit verbundenen strukturellen Verwerfungen in den Küstenländern zu vermeiden. Nur mit einem kontinuierlichen Ausbau können die erkennbaren Kostensenkungspotentiale erschlossen werden. Der Zubau gleichmäßig über die Jahre verteilt. Dies ergibt einen voraussichtlichen jährlichen Zubau von durchschnittlich 730 MW pro Jahr in den 2020er Jahren: Aufgrund der bereits erfolgten Kapazitätszuweisungen ist nach derzeitigem Kenntnisstand davon auszugehen, dass das Ziel von 6.500 MW in 2020 überschritten wird und Ende 2020 eine installierte Leistung von 7.700 MW erreicht sein wird. Der Zubau von weiteren 7.300 MW, die zur Erreichung des Ausbauziels von 15 GW Ende 2030 erforderlich sind, wird gleichmäßig auf die zehn Jahre von 2021 bis 2030 verteilt. Durch die ausdrückliche Erwähnung der Ausbauziele – insgesamt bis 2030 und jährlich gleichmäßig verteilt – erhalten die Akteure insoweit Planungssicherheit. Der Ausbau muss nach Satz 2 außerdem kosteneffizient erfolgen, um eine