

Stellungnahme

Stellungnahme zum Referen- tentwurf für ein Gesetz zur Änderung des EEG vom 14.09.2020 (EEG 2021)

Berlin, 17. September 2020

Inhalt

1. Zusammenfassung	4
2. Einleitung	13
3. Erreichung der EE-Ausbauziele sicherstellen	15
4. Förderfreie Erneuerbare Energien stärken	16
4.1. Förderfreien Zubau im Markt anreizen	16
4.2. PPA für energieintensive Industrie ermöglichen	16
5. Fördereffizienz erhöhen	17
5.1. Weiterentwicklung der Fördersystematik (Symmetrische Marktprämie)	17
5.2. Komplexitätsreduktion und Bürokratieabbau	18
5.3. Absenkung der Grenzen zur verpflichtenden Teilnahme an Ausschreibungen	18
5.4. Anpassung der Zahlung der Marktprämie bei negativen Preisen (6-Stunden-Regel)	19
5.5. Förderende von EEG-Anlagen	23
6. Eigenversorgung & Photovoltaik-Mieterstrom effizienter ausgestalten	31
6.1. Beibehaltung des Kleinanlagenprivilegs auch für ausgeförderte Anlagen und Ausweitung auf PV-Anlagen in der Eigenversorgung (Neuanlagen und Anlagen, die nach Förderende auf Eigenversorgung umgestellt werden) bis 30 kWp	32
6.2. Prüfung eines Infrastrukturausgleichs	33
6.3. Einbettung der Messungs- und Bilanzierungsanforderungen in den Rollout intelligenter Messsysteme	33
6.4. Ergänzende Instrumente zum Ausbau von PV-Dachanlagen	34
6.5. Bestandsschutz für bisher betriebene Eigenverbrauchskonzepte	35
6.6. Marktintegration der Flexibilitäten von Prosumern	35
6.7. Mieterstrom	35
7. Technische Einrichtungen für netzdienliche und marktdienliche Steuerung (§§ 9 und 10b)	37
7.1. Anpassung aufgrund des BGH-Urteils vom 14. Januar 2020	37
7.2. Änderung des § 9 Abs. 2 EEG 2017: Abschaffung der Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung	38
7.3. Änderung des § 9 Abs. 7 EEG 2017	38
7.4. Marktdienliche Steuerung (§ 10b Abs. 1 und 2)	40
7.5. Weitere Änderungen zur Messung und Bilanzierung	40

8. Änderungsvorschläge zu Technologiespezifischen Regelungen	41
8.1. Windenergie an Land	41
8.2. Windenergie auf See	57
8.3. Biomasseanlagen	60
8.4. Photovoltaik	64
8.5. Wasserkraft	69
8.6. Geothermie	71
9. EEG-Umlage	72
9.1. Entfallen der EEG-Umlage bei Kraftwerkseigenverbrauch für Leitungs- und Umspanverluste	72
9.2. Entfallen der EEG-Umlage für Leitungs- und Trafoverluste auch bei Drittverbräuchen in reinen Erzeugungssachverhalten	73
9.3. Vorschlag zur Änderung der EEG-Umlagepflicht bei Speichern	74
9.4. EEG-Umlage bei Elektromobilität	76
10. Weitere Empfehlungen	77
10.1. Anpassung des Betreiberbegriffs	77
10.2. Anpassung der Meldepflichten (§§ 74 und 74a EEG) Anpassung Meldepflichten	77
10.3. Übergangsfrist für die Schätzung von EEG-umlagererelevanten Strommengen	78
10.4. Änderungen zum EEG-Netzanschluss	79
10.5. Novellierung der Stromkennzeichnung	79
11. Sonstige juristische Änderungen	81
11.1. Klarstellung der Funktionsweise der Sanktion in § 52 Abs. 3 EEG 2017	81
11.2. Klarstellung der Höhe der „Folge-Ausfallvergütung“	81
11.3. §§ 57, 75 und 81 – Testierungen und Clearingstelle EEG/KWKG	82
11.4. Klarstellung der Regelungsinhalte von §§ 62, 57 und 26 EEG	83
11.5. Definition der „Strombörse“ im EEG und den übrigen Gesetzen und Verordnungen	84

1. Zusammenfassung

Mit dem vorliegenden Entwurf für eine Änderung des EEG möchte die Bundesregierung das Klimaschutzprogramm 2030 aus dem vergangenen Jahr im Bereich der Stromerzeugung umsetzen und den Weg für die Treibhausgasneutralität in der Stromerzeugung bereiten.

Der Gesetzesentwurf enthält eine Vielzahl von Regelungsvorschlägen mit teils hoher Detailtiefe. Mit diesem Dokument nimmt der BDEW dazu Stellung und äußert sein grundsätzliches Bedenken gegenüber der weiter anwachsenden Komplexität der gesetzlichen Vorgaben.

In der folgenden Zusammenfassung finden sich die aus energiewirtschaftlicher Sicht zentralen Maßnahmenvorschläge des BMWi und die entsprechenden BDEW-Handlungsempfehlungen.

Sicheres Erreichen der EE-Ausbauziele

Der BDEW unterstützt die klimapolitische Zielsetzung der Bundesregierung und fordert daher einen forcierten Ausbau der Erneuerbaren Energien. Die technologiespezifischen Ausbaupfade erscheinen angemessen. Das EEG sollte jedoch so flexibel ausgestaltet sein, dass diese an sich ändernde europäische Rahmensetzungen sowie den mutmaßlich steigenden Stromverbrauch angepasst werden können.

Generell sollten bei noch zu vollziehenden Anpassungen des EE-Ausbauziels die sich verstärkenden Wechselwirkungen der Sektorkopplung und der wachsenden Bedeutung von erneuerbarem Strom in der sektorübergreifenden Verwendung berücksichtigt werden. Neben dem derzeitigen EE-Ziel mit Bezug auf den Stromverbrauch sollte der Fokus zukünftig auf den steigenden EE-Anteil am Primärenergieverbrauch gerichtet werden.

In dieser EEG-Novelle sollten die Hindernisse für einen verstärkten Ausbau der Erneuerbaren Energien möglichst weitgehend ausgeräumt werden. Die sichere Erreichung des Ziels von 65 Prozent EE am Bruttostromverbrauch erlauben keinen Verzug beim Ausbau der einzelnen Technologien.

Bessere Koordination zwischen Bund und Ländern

Bund und Länder müssen sich beim Ausbau der Erneuerbaren Energien verstärkt koordinieren und sich bindenden Absprachen unterwerfen, um die Flächenverfügbarkeit für den weiteren EE-Ausbau zu erhöhen. Die Weiterentwicklung der Berichtspflichten von Bund und Ländern kann dazu nur ein erster Schritt sein, den der BDEW sehr begrüßt.

Der BDEW erwartet darüber hinaus weitere Schritte zur Ermittlung des Flächenpotenzials für EE, zu deren Erschließung sowie zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren.

Es ist überaus zu begrüßen, dass nach dem vorliegenden Gesetzesentwurf der Ausbau der EE im „öffentlichen Interesse“ liegt und der „öffentlichen Sicherheit“ dient.

Daraus müssen aber auch die notwendigen Schlüsse für die Standardisierung von Vorgaben, die Prüfung von Eingriffen in die Natur sowie den Gebrauch von

Ausnahmeregelungen gezogen werden. Der Bundestag sollte im Rahmen einer EntschlieÙung einfordern, dass der laufende Standardisierungsprozess in der UMK zwingend ein gerichtsverbindliches Ergebnis hervorbringen muss.

Erhöhung der Fördereffizienz

Der BDEW spricht sich seit längerem für eine schrittweise Umstellung der Fördersystematik hin zu einer „symmetrischen Marktprämie“ aus, die ab einem zu bestimmenden Marktwert Rückflüsse von den Anlagenbetreibern auf das EEG-Konto garantiert. Damit werden volkswirtschaftliche Kosten auf ein Minimum gesenkt und ein Anreiz geschaffen, Erneuerbare-Energien-Anlagen auch unabhängig von einer EEG-Vergütung zu errichten.

Der BDEW schlägt in seiner Stellungnahme in einem ersten Schritt die Einführung der symmetrischen Marktprämie in Form von Differenzverträgen im Bereich der Windenergie auf See vor (sh. WindSeeG-Novelle).

Stärkere Marktintegration in Zeiten negativer Preise

Der BDEW steht im Grundsatz Regelungen zur Nicht-Vergütung der Stromerzeugung von EE-Anlagen in Zeiten negativer Spotmarktpreise offen gegenüber. Durch ein solches Marktsignal wird die Bereitstellung von Flexibilität im System angeregt.

Die Nicht-Vergütung kann jedoch aus energiewirtschaftlicher Sicht nur eine Option von mehreren sein. So ist ein weiterer Aspekt die Sicherstellung der Finanzierbarkeit von EE-Anlagen. Bei voraussichtlichem Anstieg der Zeiten mit negativen Preisen kann die o.g. Regelung nicht ohne negative Folgen für die Refinanzierung der Investition bleiben.

Entstandene Erlösausfälle sollten durch eine entsprechende Verlängerung der Förderdauer - wie beim KWK Gesetz – ausgeglichen werden.

Ein weiterer Aspekt sind die trotz Marktsignalen weiterhin noch bestehenden Hemmnisse für die Nutzung von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen wie bspw. PtX.

Hier müssen im gleichen Zug die Rahmenbedingungen innerhalb und außerhalb des EEG verbessert werden.

Windenergie an Land

Insbesondere bei der Windenergie an Land gibt es auch außerhalb des EEG akuten Handlungsbedarf. Im BDEW-Positionspapier „Maßnahmen zum Abbau von Hemmnissen für den weiteren Ausbau der Windenergie an Land“ werden konkrete Vorschläge zur Stärkung dieser Schlüsseltechnologie der Energiewende adressiert.

Auch das BMWi hat mit der Aufgabenliste zur Schaffung von Akzeptanz und Rechtssicherheit für die Windenergie an Land aus 2019 Maßnahmen definiert und hierzu vor Kurzem einen Bericht zum Stand der Umsetzung vorgelegt. Aus Anwendersicht können die Bewertungen jedoch nicht in jedem Fall geteilt werden. Dies betrifft bspw. den Punkt zu BImSchG-Genehmigungsverfahren.

Die noch offenen oder laufenden Aufgaben sowie die im vorliegenden Gesetzesentwurf skizzierten Anstrengungen gilt es gemeinsam mit den zuständigen Ressorts in Bund und Ländern umzusetzen. Dazu gehören unter anderem, die Neubewertung der Standards der Flugsicherung für Windenergieanlagen um Drehfunkfeuer umzusetzen, das Anlagen-Repowering zu erleichtern oder naturschutzrechtliche Vorgaben zu standardisieren.

Der BDEW begrüßt daher die im EEG-Entwurf dargestellten Pläne, denen zufolge Bund und Länder gemeinsame Anstrengungen unternehmen, um den Ausbau der Windenergie zu beschleunigen. Der BDEW unterstützt in diesem Zusammenhang auch die im vorliegenden Entwurf neu getroffene Regelung, wonach die Nutzung Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung im öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient. Die reine Festschreibung des öffentlichen Interesses und der öffentlichen Sicherheit im EEG reicht jedoch nicht aus, um den Ausbau voranzubringen und die bestehenden Genehmigungshemmnisse zu überwinden.

Vielmehr muss sichergestellt werden, dass die getroffenen Festschreibungen auch in den einzelnen Fachgesetzen widerspiegelt werden und tatsächlich Anwendung finden.

Um die Ziele des Klimaschutzprogramms 2030 zu erreichen, ist nach Berechnungen des BDEW und Zugrundelegung eines gleichbleibenden Stromverbrauchs ein Bruttozubaue im Bereich der Windenergie an Land von mind. 3,7 GW pro Jahr erforderlich. Der BDEW begrüßt daher die im EEG-Entwurf festgelegten Ausschreibungsmengen. Sie ermöglichen eine Erreichung des EE-Ausbauziels 2030 von 65 Prozent am Bruttostromverbrauch, wenn dieser sich bis 2030 nicht signifikant vom Stromverbrauch 2019 unterscheidet.

Eine Änderung der Ziel-Arithmetik auf EU-Ebene hätte allerdings direkten Einfluss auf die erforderlichen Ausbaumengen, diese müssten entsprechend unverzüglich vergrößert werden.

Zudem ist es richtig, dass die nicht ausgeschöpften Ausschreibungsvolumina späteren Ausschreibungsmengen zugeschlagen werden, dies sollte jedoch im darauffolgenden Jahr erfolgen und nicht erst nach drei Jahren.

Darüber hinaus begrüßt der BDEW die Erweiterung des Referenzertragsmodells auf eine Standortgüte von 60 Prozent. Durch den neu eingeführten Korrekturfaktor können zukünftig auch Projekte an windschwächeren Standorten entwickelt werden. Ebenso führt die Einführung einer Südquote von 15 bzw. 20 Prozent der bezuschlagten Windprojekte, verbunden mit einer Abschaffung des Netzausbaugebiets, zu einer verstärkten Projektentwicklung in Süddeutschland und damit zu einem dynamischeren Ausbau der Windenergie an Land in den Gebieten, in denen auch ein ausreichender Netzausbau gewährleistet ist.

Kommunale Beteiligung und Bürgerstromtarif

Der BDEW begrüßt die Pläne zur Einführung einer verpflichtenden Schenkung an die Standortgemeinde als sinnvolles Instrument zur Erhöhung der Akzeptanz der Menschen im

Umfeld von neu geplanten Windparks. Wir sehen die Höhe der Schenkung von 0,2 Cent/kWh als angemessen an.

Die Definition der Standortgemeinde reicht jedoch nicht aus. Der BDEW befürwortet diesbezüglich einen Umkreis von 15 H um den Anlagenfuß, innerhalb dessen Gemeinden in den Genuss der Schenkung kommen.

Diese Definition sollte auch gelten, um zu ermitteln, welche Bürger ein Angebot für den Bürgerstromtarif erhalten.

Nach Auffassung der BDEW schmälert es die Akzeptanz, wenn nur Windparks innerhalb des Förderregimes des EEG die Schenkung leisten, während am Markt finanzierte Parks dazu nicht verpflichtet werden. Durch die Regelung der Schenkung über die EEG-Vergütung entfällt darüber hinaus die Schenkung an die Gemeinde für Windparks, die aus der gleitenden Marktprämie in die sonstige Direktvermarktung wechseln.

Mittelfristig müssen deshalb auch über PPA und andere Mechanismen außerhalb des EEG finanzierte WEA zur Schenkung an die Standortgemeinde verpflichtet werden.

Ausschreibung für Freiflächen-PV

Der BDEW begrüßt die Ausweitung der Flächenkulisse für PV entlang von Autobahnen und Schienenwegen auf 220 Meter. Jedoch sollte die Regelung flexibler in Bezug auf die realen Flurstücke ausgelegt werden.

Darüber hinaus ist festzustellen, dass nur einige Länder (BW, BY, HE, RP, SL) bislang Gebrauch von der Länder-Öffnungsklausel für „benachteiligte Gebiete“ gemacht haben.

Die restlichen Länder sollten ebenfalls Gebrauch von dieser Möglichkeit machen und die Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen erweitern.

Die für PV-Freiflächenanlagen im Entwurf vorgesehenen Auktionsmengen bewegen sich in etwa auf aktuellem Niveau (inkl. Sonderausschreibungen) und schon jetzt sind die Ausschreibungen stark überzeichnet. Trotz Ausweitung der Flächenkulisse sieht es der BDEW kritisch, dass hinsichtlich des Ausschreibungspfads vorgesehen wird, diesen schrittweise von 1,9 GW auf 1,5 GW jährlich zu verringern.

Angesichts der ambitionierten Ausbauziele im Bereich der Erneuerbaren Energien muss stattdessen der Korridor zur Zielerreichung schrittweise angehoben werden.

Bezüglich der im Entwurf vorgeschlagenen Ermittlung des Höchstwerts bei Ausschreibungen für Freiflächen-PV kritisiert der BDEW den sehr knapp bemessenen maximalen Höchstwert von 5,9 ct/kWh. Ebenfalls kritisch ist aus unserer Sicht die geplante Neuregelung ab 2022, wonach sich der Höchstwert aus dem um acht Prozent erhöhten Durchschnitt der Höchstwerte der letzten drei Gebotstermine ergibt.

An beiden Punkten sollte der Gesetzesentwurf überarbeitet werden und der Höchstwert angehoben werden.

Ausschreibungssegment PV-Aufdachanlagen

Die Schaffung eines eigenen Ausschreibungssegments für PV-Dachanlagen ist die logische Konsequenz aus den bisherigen Erfahrungen mit gemeinsamen Ausschreibungen mit Freiflächenanlagen. Der BDEW unterstützt diesen Regelungsvorschlag im Grundsatz. Jedoch darf die Regelung für Aufdachanlagen nicht zu Attentismus und Investitionsrückhalt führen. Vielmehr muss jeder Regelungsvorschlag geeignet sein, die hoch gesteckten Ausbauziele gerade für die Photovoltaik sicher erreichen zu können.

Insofern fordert der BDEW eine massive Erhöhung des jährlichen Ausschreibungsvolumens und eine Prüfung sowie Erhöhung des gesetzten Höchstwertes bei Geboten. Die vorgeschlagenen 9,0 Cent pro kWh sind zu niedrig für eine angemessene Amortisationszeit.

Darüber hinaus sollte die Leistungsgrenze für die Teilnahme an Ausschreibungen zunächst nur auf 500 kW gesenkt werden. Eine Festlegung auf eine weitere Absenkung, wie im Gesetzesentwurf enthalten, soll nicht vorgenommen, sondern erst nach einer eingehenden Evaluierung der Auswirkungen in zwei Jahren in Betracht gezogen werden.

Nicht nachvollziehbar ist die bei der Dach-PV zu leistende höhere Sicherheit in Höhe von 70 Euro/kW, während sie bei Freiflächenanlagen nur 25 bis 50 Euro / kW beträgt.

Die Höhe der Sicherheit sollte auf das niedrigere Niveau festgelegt werden.

Es ist im vorliegenden Gesetzesentwurf nicht eindeutig geregelt, dass auch künftig die Möglichkeit zum ungeforderten Eigenverbrauch aus PV-Dachanlagen fortbesteht. Diese Möglichkeit muss unbedingt weiterhin gewährt werden.

Der BDEW empfiehlt, künftig die Überschusseinspeisung für große PV-Anlagen zum Eigenverbrauch nur über die sonstige Direktvermarktung zu fördern. Die Überschusseinspeisung würde dann so behandelt wie gemäß dem Vorschlag des BDEW auch die Überschusseinspeisung aus ausgeforderten PV-Anlagen.

Eigenversorgung

Der Eigenversorgung kommt eine zentrale Rolle bei Ausbau der Dach-PV zu. Die Energiewende kann mit der stärkeren Nutzung von Dachflächen Einzug in Städte und Gemeinden halten. Zudem ist bei dem ambitionierten Ausbauziel eine stärkere Nutzung der Dächer alternativlos. Insofern bedauert der BDEW, dass im Gesetzesentwurf keine Regelungen enthalten sind, die eine weitere Nutzung von Eigenversorgungsmodellen unterstützen könnten.

Um gerade den Ausbau der Photovoltaik auf Dächern im Rahmen der anstehenden EEG-Novelle zu beschleunigen, fordern wir eine vollständige Umlagebefreiung für Anlagen in der Eigenversorgung aus PV-Anlagen bis 10 kWp wie bisher sowie neu von 10 kWp bis 30 kWp.

Damit wird auch das Potenzial auf großen Mehrfamilienhäusern und Gebäudedächern von Gewerbe- und Handelsbetrieben erschlossen. Der Anlagenbetreiber erhält durch den

wirtschaftlichen Vorteil, keine EEG-Umlage auf seine Eigenversorgung zahlen zu müssen, einen Anreiz, eine PV-Anlage anzuschaffen bzw. nach Förderende weiter zu betreiben.

Um einen reibungslosen Netzbetrieb auch bei erhöhter Eigenversorgung zu gewährleisten, ist eine exakte Messung und Bilanzierung von Energiemengen auf 1/4-stdl Basis grundsätzlich erforderlich. Generell ist bei Prosumern die Messung und Bilanzierung von Energiemengen nach Netzeinspeisung und Netzbezug von Residualmengen zu unterscheiden.

Eine faktische Ausdehnung von Einbauverpflichtungen intelligenter Messsysteme bei Nutzung von Eigenversorgungsmöglichkeiten auf Anlagen unter 7 kWp lehnt der BDEW dagegen ab. Für Anlagen über 7 kW macht der BDEW konkrete und differenzierte Vorschläge hinsichtlich der Bilanzierung und Messung. Gleiches gilt für die verpflichtende Steuerung und Abrufung der Ist-Einspeisung in diesem Leistungssegment. Aufwand und Kosten stehen nicht im Verhältnis zum Stromertrag, so dass die Ausdehnung der Einbauverpflichtung für Intelligente Mess-Systeme einem faktischen Eigenverbrauchs-Verbot gleichkommt.

Als ergänzende Anreizinstrumente und um zu erreichen, dass Dachflächen voll ausgereizt und die Anlagengrößen nicht allein durch den möglichen Eigenverorgungsanteil bestimmt werden, muss zudem die Vergütung für Überschuss- und Volleinspeisung überprüft und ggf. attraktiver ausgestaltet werden, damit die Wirtschaftlichkeit auch für eine Einspeisung ins Netz mit gesetzlicher Förderung gewährleistet wird.

Mieterstrom

Der BDEW begrüßt, dass der Gesetzgeber auf Basis des aktuell geltenden Mieterstrommodells dem Vorschlag des Mieterstromberichts folgt und die Fördersätze anhebt. Die Höhe der Mieterstromförderung muss auf ein attraktives Niveau angehoben werden, damit dieses Geschäftsmodell eine deutliche Wiederbelebung erfährt. Hierfür dürften die vorgeschlagenen Mieterstromzuschläge von 2,66 bis 1,42 ct/kWh je nach Leistungsklasse nicht ausreichend sein.

Der BDEW schlägt Werte von 3,5 bis 4 ct/kWh vor.

PV-Standard für Neubauten der öffentlichen Hand

Die öffentliche Hand sollte ein klar sichtbares Signal des politischen Willens zur Erreichung der Ziele der Energiewende aussenden.

Die Ausstattung von Neubauten öffentlicher Träger mit Photovoltaikanlagen muss zum Standard werden. Das sollte bereits in dieser EEG-Novelle verankert werden.

Dies wäre auch ein erster Schritt, um die Praktikabilität und eine ggf. notwendige Einführung eines „PV-Standards“ für Neubauten im Allgemeinen zu testen.

Anschlussregelung für ausgeförderte Anlagen

Der BDEW begrüßt, dass die Bundesregierung zumindest für ausgeförderte Anlagen bis 100 kW die Möglichkeit schaffen möchte, dass deren erzeugte Strommengen weiter dem EEG-

Bilanzkreis des Netzbetreibers zugeordnet bleiben (falls eine Direktvermarktung der eingespeisten Strommengen nicht rechtzeitig realisiert werden kann) und somit eine Stilllegung der Anlage vermieden wird. Positiv ist auch, dass der BDEW-Vorschlag für eine einfache Umsetzung der notwendigen automatischen Zuordnung zur neuen Vergütungsform für Strom aus ausgeförderten Anlagen als Rückfalloption in den Entwurf aufgenommen wurde.

Für ausgeförderte Anlagen bis 7 kW stellt der Entwurf zu hohe Anforderungen an Messung, Bilanzierung und Steuerung bei einer Direktvermarktung, die über die Vorgaben für den Rollout intelligenter Messsysteme im Messstellenbetriebsgesetz hinaus gehen und die dazu führen werden, dass diese Option für den Anlagenbetreiber aufgrund unverhältnismäßig hoher Kosten bereits von vorne herein ausscheidet. Die in § 55 Abs. 9 EEG-RefE vorgesehene Sanktion soll einen Anreiz darstellen, in die sonstige Direktvermarktung zu gehen, was der BDEW befürwortet. Allerdings wird die Pönale für die Netzbetreiber zu einem sehr hohen Abwicklungsaufwand und zu Auseinandersetzungen mit Kunden führen und ist daher abzulehnen. Des Weiteren würde bei einer Eigenversorgung die anteilige EEG-Umlagepflicht in Höhe von 40 Prozent greifen.

Für die aus der Förderung fallenden Anlagen bis 7 kWp wird daher empfohlen, eine Ausnahmeregelung von der Pflicht zur ¼-Stunden scharfen Messung und eine Abrechnung der eingespeisten Strommengen in Form von räumlich differenzierten, tagesspezifischen Lastprofilen einzuführen. Für die Bezugsstrommengen sollten speziell angepasste Standardlastprofile (SLP) zu Grunde gelegt werden.

Für Anlagen bis 7 kWp sollte darüber hinaus auch nicht eine Ausstattung mit Einrichtungen zum Abruf der Ist-Einspeisung und zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung für die Zwecke des Direktvermarkters oder Netzbetreibers verpflichtend sein.

Die vereinfachte Messung sowie die Nicht-Einrichtung zur Fernsteuerung sollte auch als eine Übergangslösung für Anlagen mit einer Leistung über 7 und bis 30 kWp bis zur tatsächlichen Installation von intelligenten Messsystemen nach Veröffentlichung einer entsprechenden BSI-Markterklärung gelten.

Für ausgeförderte Anlagen muss außerdem eine Lösung gefunden werden, damit diese nicht zum 1.1.2021 aufgrund des bevorstehenden Rollouts für nur kurze Zeit mit geeichten Messeinrichtungen ausgerüstet werden müssten. Sofern eine anteilige Bilanzierung mit geförderten Anlagen nicht möglich wird, müssten ausgeförderte und noch förderfähige Anlagen eine gemeinsame Marktlokation bilden dürfen.

Technische Einrichtungen

Der BDEW lehnt die Vorschläge zu §§ 9 und 10b EEG-RefE hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung der Abrufung der Ist-Einspeisung und ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung in der vorliegenden Form ab und verweist auf sein [Positionspapier](#) zu diesem Thema. Sehr positiv bewertet der BDEW hingegen die Heilung der Folgen des BGH-Urteils vom 14. Januar 2020. Hierdurch bleibt vor allem für kleine Solaranlagen zunächst die Möglichkeit bestehen, diese Anlagen vollständig abschalten zu lassen, bis eine Um- bzw. Nachrüstung dieser Anlagen im Zuge des Rollouts von intelligenten Messsystemen mit

Steuerungsmöglichkeit erfolgt. Die Anforderungen des EEG-RefE dürfen die Fälle eines Pflichteinbaus von iMSys für Erzeugungsanlagen nach dem MsbG (erst über 7 kW) nicht faktisch aushöhlen.

Weiterentwicklung Innovationsausschreibungen

Der BDEW steht einer Fortführung der Innovationsausschreibungen über das Jahr 2021 hinaus positiv gegenüber, sieht wesentliche Stellen des Instruments aber weiterhin grundlegend kritisch.

So sprechen wir uns gegen eine „fixe Marktprämie“ aus und sehen vielmehr die Möglichkeit zur Testung der vom BDEW entwickelten „symmetrischen Marktprämie“.

Innovationsausschreibungen sollten genutzt werden, um netz- und systemdienliche technische Lösungen zu erproben.

Auch können sie einen Beitrag zur Nutzung von EE-Strom beim Auftreten von negativen Spotmarktpreisen leisten. Hierzu gehören regionale Flexibilitäten und die Erzeugung sowie Nutzung von Wasserstoff.

Der BDEW schlägt zudem auch besondere Segmente innerhalb der Innovationsausschreibungen für innovative PV-Konzepte vor. Genannt sollen hier besonders Agri-PV, die sich durch die Doppelnutzung landwirtschaftlicher Flächen auszeichnet, und schwimmende Solarparks (Floating PV) auf Tagebauseen, in Kiesgruben etc. sein.

Windenergie auf See

Der BDEW unterstützt die im Klimaschutzprogramm 2030 vorgestellten Maßnahmen im Bereich der Offshore-Windenergie und fordert eine rasche gesetzliche Umsetzung.

Der BDEW regt an, das bereits im Gesetzentwurf zum WindSeeG vorgestellte Ziel von 40 GW installierter Leistung bis 2040 auch im EEG festzulegen.

Der BDEW hat ein „Maßnahmenpaket Offshore“ erarbeitet, welches wichtige Maßnahmen zur Erreichung des erhöhten Ausbauziels dokumentiert.

Aus Sicht des BDEW fallen hierunter u. a. die Anpassung des Fördersystems für Erneuerbare Energien hin zu einer symmetrischen Marktprämie (Differenzverträge), zusätzliche Netzausbaumaßnahmen (see- und landseitig), bessere Speichermöglichkeiten für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen (Stromspeicher, Sektorkopplung) und eine bessere personelle Ausstattung der relevanten Behörden.

Aus Sicht des BDEW ist für eine Produktion von Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen („grüner Wasserstoff“) im industriellen Maßstab die On- und Offshore-Windenergie unerlässlich.

Hierzu müssen bei der Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie in nationales Recht Regelungen erarbeitet werden, nach denen Wasserstoff als „grüner Wasserstoff“ gilt, wenn er „bilanziell“ – mittels Herkunftsnachweisen für erneuerbar erzeugten Strom – grün hergestellt wird.

Dies würde die Flexibilität der Investoren bei der Wahl des Standortes und die Einsetzbarkeit des grünen Wasserstoffes in der Industrie deutlich erhöhen.

Biomasse

Die kleinen positiven Änderungen für Biomasse-Anlagen im vorgelegten Entwurf führen zu keiner substantziellen Änderung der seit der letzten EEG-Novelle bestehenden unzureichenden Rahmenbedingungen. Kleine Verbesserungen, wie eine leichte Anhebung der Ausschreibungsmenge von 200 MW auf 225 MW und die 50 %-Südquote werden auf Grund der weiterhin zu niedrigen Gebotshöchstgrenzen keine Auswirkung haben. Die Ausschreibungen werden voraussichtlich weiterhin unterdeckt sein.

Der BDEW begrüßt allerdings, dass der bestehende „Flexdeckel“ in Höhe von 1.000 MW nach Maßgabe des Referentenentwurfs gestrichen werden soll. Er hat die Umstellung auf eine flexible Fahrweise der Biogasanlagen gehemmt. Um Biogasanlagen als systemdienlichen Partner der fluktuierenden Erneuerbaren nicht auszubremsen, muss der bestehende Flexdeckel gestrichen bleiben.

Allerdings sollte vom Gesetzgeber geregelt werden, in welcher Art und Weise der Anlagenbetreiber die flexible Fahrweise gegenüber dem Netzbetreiber nachzuweisen hat. Aus unserer Sicht wäre hier ein kalenderjahresbezogenes Umweltgutachten ein geeigneter Nachweis.

Abgaben- und Umlagenreform

Der BDEW äußert sich in seiner Stellungnahme zwar auch zu Änderungsvorschlägen im Zusammenhang mit der EEG-Umlage, macht aber gleichzeitig deutlich, dass es einer grundsätzlichen Neuordnung der Abgaben- und Umlagensystematik bedarf. Dies gilt sowohl in Hinblick auf Flexibilitäten und Speicher als auch für die Sektorkopplung, für die die hohe Abgaben- und Umlagenlast ein enormes Hemmnis darstellt. Der BDEW begrüßt das aus der Nationalen Wasserstoffstrategie übernommene Vorhaben, Elektrolyseure von der EEG-Umlage zur Herstellung erneuerbaren Wasserstoffs zu befreien. Der BDEW beteiligt sich an dem für die Umsetzung angestoßenen Stakeholder-Dialog des BMWi und wird mit Blick auf die Notwendigkeit eines raschen Markthochlaufs von Wasserstoff diesen Prozess im weiteren Gesetzgebungsverfahren konstruktiv begleiten.

Der BDEW plädiert für eine Neuordnung der Abgaben- und Umlagensystematik, um zu einem „Level-Playing-Field“ zu gelangen.

Dazu beitragen soll eine deutliche Senkung und Festschreibung der EEG-Umlage auch über 2022 hinaus (bei gleichzeitiger Finanzierung von Fehlbeträgen aus dem Bundeshaushalt oder über einen Streckungsfonds).

EEG-Umlage

Vor der angedachten Neuordnung sind kurzfristig folgende Punkte umzusetzen, um eine rechtssichere und leichtere Abwicklung der EEG-Umlage für alle Beteiligten zu ermöglichen:

Klarstellung, dass Leitungs- und Trafoverluste in reinen Erzeugungssachverhalten als Kraftwerkseigenverbrauch einordnen sind

Pauschal verminderte EEG-Umlage für E-Mobilitätskonstellationen

Anpassung des Saldierungsmechanismus in § 61l EEG, mindestens Klarstellung, dass Strommengen in Speicherkonstellationen auch nach den §§ 62b EEG 2017 einer Schätzung offenstehen.

Anpassung des Betreiberbegriffs einer Stromerzeugungsanlage

Netzanschluss

Der BDEW fordert dringend eine Übergangszeit bis 31. Juni 2021 (Umsetzungsfrist für die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-Richtlinie)), damit die Netzbetreiber die notwendigen Prozesse für die Änderung der Regelung zum Netzanschluss vorbereiten können. Dies ist auch aus Gründen der technischen Sicherheit erforderlich, da Netzbetreiber bei diesen Kleinstanlagen in Zukunft nur einen Monat Reaktionszeit haben werden.

2. Einleitung

Mit dem Fortschreiten der Energiewende und dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien ist die Energiewirtschaft eine Wachstums- und Innovationsbranche in Deutschland. Die Energiewende trägt zur regionalen Wertschöpfung bei, schafft neue Arbeitsplätze und stärkt den Wirtschaftsstandort Deutschland nachhaltig. Ein stabiler Investitionsrahmen und passende regulatorische Rahmenbedingungen sind die Grundlage, um diese positive Entwicklung nachzuhalten und weiter zu stärken.

Eine erfolgreiche Energiewende ist ohne Verantwortung für das Gesamtsystem nicht möglich. Mit dem hier vorläufig vorliegenden Gesetzentwurf unterbreitet das BMWi einen Plan zur weiteren Umsetzung der Energiewende durch den beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien und ihre Markt- und Systemintegration. In seiner Stellungnahme unterbreitet der BDEW noch weitere Vorschläge der Energiewirtschaft für eine zukunftsweisende Reform des EEG. Ziel dieser Reform muss es sein, die gesteckten Klimaschutzziele sicher zu erreichen, die Energiewende volkswirtschaftlich effizient zu gestalten, regionale Wertschöpfung durch einen verlässlichen und gleichzeitig marktwirtschaftlichen Investitionsrahmen zu stärken und die Akzeptanz für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) zu sichern.

Aus unserer Sicht ist es dabei sehr wichtig, dass die bereits jetzt schon sehr komplexen EEG-Regelungen im Rahmen der Novelle für die Unternehmen nicht noch schwieriger umsetzbar werden bzw. Vereinfachungen erfahren. Neben der reinen Anzahl der Vorschriften nimmt auch die Komplexität der gesetzlichen EEG-Regelungen stetig zu. So gibt z. B. schon bis jetzt über 5000 unterschiedliche Vergütungskategorien in den verschiedenen Fassungen des EEG. Teilweise gelten für Bestandsanlagen noch Regelungen aus früheren Fassungen des

EEG, obwohl das Gesetz bereits (mehrfach) novelliert wurde. Für die Unternehmen ist es kaum noch möglich, eigenständig und mit überschaubarem Personalaufwand für eine EEG-Anlage die passende Vergütungskategorie unter Zugrundelegung des richtigen anzuwendenden EEG-Gesetzes und entsprechender Bonusregelungen herauszufinden. Gleiches gilt auch für die komplexen EEG-Regelungen zur Eigenversorgung, die kaum mehr durch die Unternehmen korrekt umzusetzen sind. Um bürokratische Mehrbelastungen für die Unternehmen auch im Rahmen der EE-Gesetzgebung zu vermeiden, fordern wir deshalb eine pragmatische Weiterentwicklung der Gesetzgebung mit dem Ziel, unnötigen bürokratischen Mehraufwand für die Unternehmen zu vermeiden.

Mit dem weiteren EE-Ausbau rückt eine neue Phase der Energiewende heran. Während die Anfangsjahre davon geprägt waren, dass es vor allem um den Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen ging – „produce and forget“ –, standen während der 2010er Jahre die Kostenreduktion bei der Stromerzeugung aus Erneuerbaren und die Marktintegration des Stroms im Vordergrund. Mit zunehmendem Ausbau dargebotsabhängiger Erzeugungstechnologien rückt nun ein neuer Gedanke in den Vordergrund: Es geht darum, Last und Erzeugung in Einklang zu bringen und die Versorgungssicherheit (Strom) in einem System mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien durch Nutzung der vorhandenen Flexibilitätspotenziale aufrechtzuerhalten, während gleichzeitig der Ausstieg aus der Stromerzeugung auf Basis von Kernenergie und Kohle vollzogen wird. Dazu sollten Hürden für die Sektorkopplung und die Energiespeicherung abgebaut und entsprechende Innovationen durch das EEG ermöglicht werden. Diese Punkte sollten aus Sicht des BDEW im Gesetz noch mehr mit Maßnahmen untersetzt werden. Gleichzeitig sollten auf regionaler und überregionaler Ebene der Ausbau von Flexibilitäten unterstützt und Anreize für ein angepasstes Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten gesetzt werden. Dazu gehören die Stärkung des (DA/ID-)marktbasierten Strompreissignals und auch eine Absenkung der staatlich bedingten Strompreisbestandteile – einerseits zur Entlastung von Endverbrauchern und Wirtschaft und zum anderen, um Technologien der Sektorkopplung, z. B. die Elektrolyse zur Herstellung von grünem Gas, wirtschaftlich zu machen. Der BDEW begrüßt, dass Teilschritte aus dem Bundeshaushalt, wie bspw. die Einnahmen aus dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG), für die Finanzierung einzelner Strompreisbestandteile eingesetzt werden sowie die Stabilisierung der EEG-Umlage im Rahmen der Umsetzung des Konjunkturpakets. Im Sinne der Planungssicherheit für energiewirtschaftliche, gewerbliche und private Akteure plädiert der BDEW grundsätzlich jedoch dafür, die Umlage auch nach 2022 gesetzlich festzuschreiben, und zwar deutlich unter den für 2022 avisierten 6 Cent.

Jedes Finanzierungskonzept für Erneuerbare Energien kann jedoch nur dann Früchte tragen, wenn sich die Bedingungen im Planungs- und Genehmigungsrecht entscheidend ändern. Der BDEW begrüßt daher die im EEG-Entwurf unterbreiteten Lösungsvorschläge zum Abbau technologiespezifischer Hemmnisse, um bessere Bedingungen für den Ausbau der einzelnen Energieträger im Bereich der EE zu erreichen, auch wenn er dabei noch etlichen Nachbesserungsbedarf sieht. Entscheidend ist nun, diese Lösungsvorschläge auch umzusetzen.

3. Erreichung der EE-Ausbauziele sicherstellen

Das Ziel, einen Anteil von 65 Prozent Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 zu erreichen, ist im vorliegenden EEG-Entwurf abermals verankert worden. Darüber hinaus wird der bisherige Bezug auf die frühere EE-Richtlinie aus dem Jahr 2009 ersetzt durch die vollständige Treibhausgasneutralität des in Deutschland erzeugten und verbrauchten Stroms noch vor dem Jahr 2050. Dementsprechend ist es folgerichtig, dass hier die technologiespezifischen Ausbaupfade erhöht werden und die im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung definierten Ausbauzielen teilweise etwas übersteigen. Das genügt jedoch nicht, falls die Europäische Union ihre Klimaschutzziele und Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien erhöhen sollte, womit mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit zu rechnen ist. Dann fehlt der Mechanismus, die technologiespezifischen Ausbaupfade flexibel anzupassen. Eine weitere Gefahr für die Zielerreichung liegt in der Entwicklung des Bruttostromverbrauchs. Auch hier sollte zeitnah und flexibel bei Zubaumengen und Ausschreibungsvolumina nachgesteuert werden können.

Treibhausgasneutralität noch vor 2050 bedeutet im Strombereich darüber hinaus eine wesentlich frühere Dekarbonisierung. Der BDEW begrüßt diese ambitionierte Zielsetzung ausdrücklich, denn nur mit einem frühzeitig CO₂-freien Strom können die anderen Wirtschaftsbereiche in die Lage versetzt werden, auch dekarbonisiert zu werden. Insofern ist der Ausbaupfad für die Erneuerbaren Energien entsprechend anzupassen. Das Ziel einer vollständig treibhausgasneutralen Stromversorgung entspricht zudem den absehbaren Realitäten in Europa. Die enge Verflechtung im Rahmen des EU-Energiebinnenmarktes ist ein wichtiger Pfeiler - sowohl für Erreichung der Klimaziele auf volkswirtschaftlich günstigem Weg als auch für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit.

Nach Berechnungen des BDEW ist unter der Annahme eines etwa gleichbleibenden Stromverbrauchs wie heute sowie unter bestimmten Annahmen zur Außerbetriebnahme ausgeförderter Anlagen ein jährlicher Bruttozubau bis 2030 von mindestens 3,7 GW Windenergie an Land und mindestens 5 GW Photovoltaik nötig. Im Bereich der Photovoltaik ist nichts weniger als ein Boom auf den Dächern von Nöten.

Durch die vorgelegten Ausbaukorridore bis 2028, verbunden mit der Übertragbarkeit nicht ausgeschöpfter Ausschreibungsvolumina, kommen wir diesem Ziel ein Stück näher. Noch konsequenter wäre es allerdings, auch etwaige nicht realisierte Volumina den Ausschreibungsvolumina wieder zuzuschlagen. Weiterhin ist es ein wichtiger Schritt, dass das Ausbauziel 2030 für die Windenergie auf See im Rahmen des WindSeeG von 15 auf 20 GW angehoben werden soll. Gleiches gilt für eine Vielzahl der im Gesetzentwurf neu eingeführten Maßnahmen, die zur Erschließung der möglichen und notwendigen Beiträge der einzelnen EE-Technologien erforderlich sind. Die Anpassung der Ausschreibungsmengen ist ein wesentlicher Schritt, um die jährlich benötigten Ausbaupfade für die einzelnen Technologien und das 65-Prozent-Ziel insgesamt zu erreichen.

In diesem Zusammenhang kommt eine herausragende Rolle einer stärkeren Zusammenarbeit und Koordination von Bund, Ländern sowie Kommunen bei der Identifizierung möglichen Standorte für EE-Anlagen, bei der Erschließung und Nutzbarmachung dieser Standorte sowie bei der Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren zu. Die alleinige Weiterentwicklung von Berichtspflichten von Bund und Ländern im Rahmen der Gesetzesnovelle

sowie der Wunsch nach einer stärkeren Koordination zwischen den beiden staatlichen Ebenen ohne einen konkreten Koordinierungsmechanismus zu implementieren, ist leider für die Zielerreichung und den stringenten Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht hinreichend genug.

Hier sollten die Bundesregierung und der Gesetzgeber im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens konkrete Vorschläge unterbreiten, wie eine umfassende Koordination zwischen Bund und Ländern sichergestellt sowie die Bereitstellung möglicher Flächen und Standorte für den EE-Ausbau und eine Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren verpflichtend festgeschrieben und ggf. sanktioniert werden können.

4. Förderfreie Erneuerbare Energien stärken

4.1. Förderfreien Zubau im Markt anreizen

Die Ausschreibungsergebnisse für Erneuerbare-Energien-Anlagen zeigen, dass die Förderhöhen für Strom aus Erneuerbaren Energien zunehmend sinken, wenn genug Wettbewerb herrscht und die Ausschreibungen nicht vorhersehbar unterzeichnet sind. Bei gleichzeitig stabilen oder steigenden Markterlösen wird die Stromerzeugung in EE-Anlagen zukünftig marktfähiger. Um den förderfreien Zubau Erneuerbarer Energien „im Markt“ anzureizen, ist eine gezielte Initiative der Bundesregierung in Zusammenarbeit mit den Ländern und dem Erneuerbare-Energien-Sektor nötig, um Genehmigungsstau und Hemmnisse abzubauen sowie die Akzeptanz bei den Bürgerinnen und Bürgern zu unterstützen. Deshalb sind die Pläne im RefE zum EEG 2021, dieses Thema in Angriff zu nehmen, von elementarer Bedeutung, auch wenn sie bei Weitem nicht hinreichend sein werden. Nur durch eine Lösung der Genehmigungsprobleme können die Ausschreibungsvolumina ausgeschöpft und das 65-Prozent-Ziel erreicht werden. Allerdings ist bis auf Weiteres davon auszugehen, dass ein mehr oder weniger großer Teil dieser Erzeugungsanlagen auf die Finanzierung über das EEG angewiesen sein wird. Der Zubau von förderfreien Erneuerbaren Energien ist dabei weiter durch die nicht auf finanzielle Unterstützung abzielenden Vorgaben des EEG zu flankieren (Bsp: Anspruch auf unverzüglichen Netzanschluss nach § 8 EEG 2017).

4.2. PPA für energieintensive Industrie ermöglichen

Die energieintensive Industrie kann einen bedeutenden Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen leisten. Da die bestehende Strompreiskompensation zur Wahrung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit aber nur bei CO₂-Emissionen gewährt wird, können diese Industrien keinen grünen Strom beschaffen. Der BDEW fordert, die Strompreiskompensation an den Klimazielen auszurichten und grüne PPA für die energieintensive Industrie zu ermöglichen.

5. Fördereffizienz erhöhen

5.1. Weiterentwicklung der Fördersystematik (Symmetrische Marktprämie)

Der BDEW bedauert, dass im RefE zum EEG 2021 die Weiterentwicklung der heutigen (asymmetrischen) gleitenden Marktprämie hin zu einer symmetrischen Marktprämie nicht vorgesehen ist. Die Kernargumente für diesen Vorschlag sind, dass

- I. die symmetrische Marktprämie die Finanzierungskosten der Energiewende senkt und damit die Position des Industriestandorts Deutschland im internationalen Wettbewerb stärkt und hilft, Arbeitsplätze zu erhalten;
- II. sie die Attraktivität des Standortes Deutschland für Investitionen in Erneuerbare Energien – im zunehmenden internationalen Wettbewerb um solche Investitionen – steigert. Damit erhöht sich die Wettbewerbsintensität in den Ausschreibungen und folglich auch die Kosteneffizienz;
- III. die symmetrische Marktprämie zu Geboten führt, die den tatsächlichen Stromgestehungskosten näherungsweise entsprechen und damit regulatorische Risiken mit Auswirkungen auf die Strompreise ausklammert. Dies erhöht die Realisierungswahrscheinlichkeit und ermöglicht damit, die Ausbauziele im Bereich der Erneuerbaren zu erreichen;
- IV. sie einen höheren Anreiz als die gleitende Marktprämie schafft, PPA außerhalb der EEG-Ausschreibung abzuschließen und somit die EEG-Umlage zu entlasten. Dies rührt daher, dass mit der symmetrischen Marktprämie kein temporäres Ausscheren aus dem EEG möglich ist, sobald der Strommarktpreis dies ermöglicht. Zusätzlich wird durch die Abschöpfung der Mehrerlöse im System der symmetrischen Marktprämie Anreiz geschaffen, EE-Anlagen auch ohne Inanspruchnahme des EEG zu errichten und zu betreiben;
- V. die Erfolge des EEG und die bisher erzielten sowie im Weiteren noch zu erwartenden Senkungen der Stromgestehungskosten mit der symmetrischen Marktprämie erstmals an die Stromkunden zurückgegeben werden, weil Einnahmen oberhalb des Gebots auf das EEG-Konto zurückfließen;
- VI. die symmetrische Marktprämie insbesondere bei der Offshore-Windenergie bei absehbaren mehreren Null-Cent-Geboten in Ausschreibungen ein Unterscheidungskriterium schafft.

Eine symmetrische Marktprämie sollte aus Gründen des Bestandsschutzes ausschließlich für neue Anlagen gelten.

Der BDEW erachtet allerdings die vorgesehene Änderung des Referenzzeitraums bei der gleitenden Marktprämie ab 01.01.2024 für Anlagen mit Datum der Inbetriebnahme bzw. der Zuschlagserteilung ab 01.01.2023 als nicht sinnvoll. Hier ist geplant, auf eine Abrechnung für Netzbetreiber des Kalenderjahresmarktwertes zu wechseln. Bei monatlicher Abrechnung, die bei Anlagen mit registrierender Leistungsmessung üblich ist, wird systematisch die Korrektur aller 12 Monatsabrechnungen des Vorjahres erforderlich. Dies soll laut Begründung die Optimierung von Anlagenauslegung, Wartung und Vermarktungsstrategie innerhalb eines Jahres (statt Monats) anreizen. Wo diese Optimierungspotenziale aber konkret liegen sollen, wird

nicht weit ausgeführt. Tatsächlich sind solche bei den dargebotsabhängigen Technologien Wind, Sonne und Laufwasser nicht realistisch. Allenfalls geplante Stillstandszeiten (Umbauten, Revisionen, längere Wartungen, etc.) könnten in geringem Umfang angepasst werden. Durch die neue Regelung entfällt auch die Chance, dass der Monatsmarktwert in Einzelmonaten höher ist als der anzulegende Wert. Genehmigungs- und Sicherheitsfragen schränken den Spielraum dabei sehr ein. Dem gegenüber wird durch die Veränderung die Komplexität der Abrechnung wesentlich erhöht. Zum einen muss zwischen Neu- und Bestandsanlagen unterschieden werden, zum anderen kann dann die monatliche Abrechnung nur noch als Abschlagszahlung auf Basis des Vorjahreswertes (§ 26 Abs. 1 am Ende) erfolgen. Auch die finanzielle Kompensation im Rahmen des Einspeisemanagement bzw. Redispatch kann dann jeweils für ein Jahr nur auf Basis von geschätzten Zahlen erfolgen. Dieser Verzug wird sich über die gesamte Wälzungskette (aNB, ÜNB, Lieferanten) fortsetzen. Für alle Unternehmen ergibt sicher ferner die Problematik von ggf. notwendigen Rückstellungen (bei zu hohen Abschlägen) und deren steuerlichen Auswirkungen. Die Nachteile der Neuregelung dürften daher die Vorteile überwiegen.

5.2. Komplexitätsreduktion und Bürokratieabbau

Die Fördereffizienz sollte dadurch flankiert werden, dass die Komplexität des EEG und damit dessen Anwendung nicht unnötig verkompliziert wird. Der BDEW spricht sich in diesem Zusammenhang insbesondere in folgenden Punkten für eine Reduzierung der bürokratischen Aufwendungen aus:

- Verschlinkung des Nachweisaufwandes bei der kommunalen Beteiligung an Windenergieanlagen (nachfolgend unter 8.1.4.6),
- erleichterte Handhabung der EEG-Umlagepflicht bei Stromspeichern nach § 61I EEG 2017 (s. nachfolgend unter 9.3),
- Streichung der Berechnungspflicht der anzulegenden Werte durch den Netzbetreiber bei Windenergieanlagen nach § 36h Abs. 2 EEG 2017/2021 zugunsten einer Berechnung durch den Anlagenbetreiber oder einen technischen Gutachter (s. nachfolgend unter 8.1.10) und
- Für Anlagen- und Netzbetreiber sinnvolle Ausgestaltung der Rechtslage für "ausgeförderte Anlagen" (s. nachfolgend unter 5.5).

5.3. Absenkung der Grenzen zur verpflichtenden Teilnahme an Ausschreibungen

Der BDEW hat sich in der Vergangenheit kritisch zur Festlegung von hohen Deminimis-Grenzen für die Teilnahme an der Ausschreibung geäußert. Ein Ausschreibungsregime erhöht bei ausreichend Wettbewerb die volkswirtschaftliche Kosteneffizienz. Gleichwohl gibt es Akteursgruppen (bspw. Prosumer), für die die verpflichtende Teilnahme an einer Auktion ein tiefgreifendes Hindernis für die aktive Beteiligung an der Energiewende darstellen würde. Es gibt dazu im Grundsatz einen breiten politischen Willen, Privatleuten und kleinen Gewerbebetrieben den privilegierten Eigenverbrauch des selbsterzeugten Stroms zu ermöglichen.

Der BDEW begrüßt die Einführung eines eigenen spezifischen Ausschreibungssegments für Photovoltaikanlagen auf Dächern. Er hat bereits in der Vergangenheit darauf hingewiesen,

dass eine gemeinsame Ausschreibung von Freiflächen- und Aufdachanlagen aufgrund der niedrigeren Realisierungskosten von ersteren wenig Sinn machen.

Der BDEW fordert in Bezug auf den weiteren Ausbau der Photovoltaik nichts weniger als einen Boom für Dachanlagen, damit das 65-Prozent-Ziel sicher, auch in urbanen Regionen breit gestreut sowie unter Beteiligung vieler Akteure inklusive hoher Akzeptanzraten erreicht werden kann.

5.4. Anpassung der Zahlung der Marktprämie bei negativen Preisen (6-Stunden-Regel)

Angesichts des stark wachsenden Anteils der fluktuierenden Stromerzeugung ist es notwendig, das Energieversorgungssystem zu flexibilisieren. Negative Marktpreise sind in einem noch stark von konventionellen Kraftwerken geprägten System ein wichtiges Signal und Anreiz für die Bereitstellung von Flexibilitäten. Eine Unterbindung dieses Signals sorgt für eine Ausweitung negativer Börsenpreise und verhindert entsprechend die notwendige Flexibilisierung. In Zukunft wird es dabei umso mehr um eine stärkere Flexibilisierung der Nachfrage sowie die systemische Einbettung von Speichern und Sektorenkopplung wie P2X gehen. Negative Preise können die Erschließung dieser Flexibilitäten marktlich unterstützen, was perspektivisch zur Reduzierung dieser Überschusssituationen und damit der negativen Preise führt. Zwar könnten Überschusssituationen kurzfristig auch durch eine verstärkte Flexibilisierung des Angebots Erneuerbarer Energien, sprich verstärkte Abregelung in Zeiten negativer Preise, reduziert werden. Durch eine Abregelung wird aber letztlich der Zubaubedarf an Erneuerbaren Energien unnötig erhöht, was nicht nur ineffizient ist, sondern auch die Standortknappheit verschärft.

Für die im EEG-Entwurf vorgesehene Regelung spräche, dass das grundsätzliche Auftreten negativer Preise besser prognostiziert werden kann als eine Abfolge von sechs Stunden negativer Preise,

Allerdings können die Betreiber von Wind- und Solaranlagen aufgrund der Dargebotsabhängigkeit sowie der aktuellen Rahmenbedingungen noch keinen maßgeblichen Beitrag zur Flexibilisierung leisten. Für sie soll der Investitionsrahmen nun aber deutlich verschlechtert werden, denn die Aussetzung der Förderung in Stunden mit negativen Marktpreisen ohne Kompensation an anderer Stelle erschwert die Finanzierbarkeit von EE-Anlagen ganz erheblich. Ein Investor muss vor dem Kauf seiner Anlage sicher sein, dass er über mehrere Jahre (in der Regel 12-15 Jahre) hinweg die Verbindlichkeiten aus der Fremdfinanzierung bedienen kann. Ist die Rückzahlung hingegen nicht kalkulierbar, steigen die für die Finanzierung anfallenden Zinsen. Diese Problematik verschärft sich durch den deutlichen Anstieg der Stunden mit negativen Marktpreisen, der beobachtet werden kann und ältere Prognosen noch übertrifft. Damit steigen nicht zuletzt auch die Kosten für die Endverbraucher.

Allein im Juni 2019 sind an fast jedem Wochenende negative Strompreise aufgetreten, einmal sogar 18 Stunden nacheinander. Im ersten Halbjahr 2019 wurden fast genauso viele negative Stunden wie im gesamten Jahr 2018 registriert, insgesamt wurde in 2019 in 123 Stunden keine Marktprämie gezahlt.

Erste Ergebnisse noch laufender Studien belegen hier - schon bei einer Erhöhung der Nennleistung von Windenergieanlagen gegenüber dem Status Quo um nur 20 bis 30 Prozent - einen weiteren Anstieg. Deshalb lehnt der BDEW die nun geplante weitere Verschärfung der bisherigen 6-Stunden-Regel ausdrücklich ab, sollten nicht im Gegenzug die Rahmenbedingungen für die Nutzung oder Speicherung des nicht vergüteten Stroms verbessert werden.

Eine Neuregelung, die schon nach 15 Minuten mit negativem Strompreis einen Entfall der gleitenden Marktprämie vorsieht, würde die Investitionen in die fluktuierenden Energieträger Wind und Sonne weiter erschweren.

Durch die Reduzierung der Leistungsgrenze von zuvor 3 MW (Windenergieanlagen) und 300 kW (sonstige Anlagen) auf generell 100 kW vergrößert sich zudem die Anzahl der Anlagen erheblich, die der Netzbetreiber ggf. sanktionieren muss. Bereits heute entsteht nicht selten ein Erklärungsbedarf des Netzbetreibers gegenüber dem Anlagenbetreiber bzgl. des Ausbleibens der Förderung im Zuge von negativen Preisen. Bei Umsetzung des Vorschlages ist zu erwarten, dass der Anschluss-Netzbetreiber künftig noch häufiger sanktionieren muss, obwohl politisch das Gegenteil gewollt ist.

Außerdem sieht Nr. 3.3.2.1 der Leitlinien für Energie- und Umweltbeihilfen – in denen die EU-beihilferechtliche Vorgabe der Vergütungsaussetzung bei negativen Preisen verankert ist – eine Leistungsgrenze bei Windenergieanlagen von 3 MW oder 3 Stromerzeugungseinheiten und bei sonstigen EE-Anlagen von 500 kW vor. Dies wurde bislang auch durch § 51 EEG 2017 umgesetzt. Eine generelle Leistungsgrenze von 100 kW, wie im Referentenentwurf enthalten, würde die beihilferechtlich geltenden Grenzen bei weitem unterschreiten. Investoren in Deutschland würden somit grundlos schlechter gestellt werden, als in anderen EU-Mitgliedstaaten. Dies verschlechtert das Investitionsklima im Hinblick auf EE-Anlagen zum Nachteil von Deutschland und steht dem angestrebten Ausbau der Stromerzeugung aus solchen Anlagen entgegen. Auch deshalb fordert der BDEW die Beibehaltung der bisherigen Leistungsgrenzen.

Aktuell existiert am Day-Ahead-Markt zudem kein Produkt mit viertelstündiger Granularität, sondern nur mit einer stündlichen. Die Intraday-Auktion läuft zwar auf Basis von Viertelstundenprodukten ab. Sie ist aber nicht für die Berechnung des Monatsmarktwertes im EEG relevant, da sich alle Kennzahlen aus der Day-Ahead-Auktion ergeben, die eine Granularität von einer Stunde hat.

Dementsprechend geht eine Bezugnahme auf einen Spotmarktpreis, der in mindestens 15 aufeinanderfolgenden Minuten negativ ist, gegenwärtig und auf absehbare Zeit ins Leere. Eine Bezugnahme auf negative Preise sollte daher immer auf Basis der Einheit „Stunde“ erfolgen.

Eine mögliche Option, um einerseits der Zunahme von Zeiten negativer Preise Rechnung zu tragen, aber andererseits auch die Interessen der betroffenen Anlagenbetreiber hinreichend zu berücksichtigen, wäre, dass – wie beim KWK-Gesetz – zumindest eine entsprechende Förderverlängerung um die Zeiten der Anwendbarkeit von § 51 EEG 2021 erfolgt. Nach § 7 Abs. 7 KWKG 2016 in der vor dem Kohleausstiegsgesetz geltenden Fassung entfiel und entfällt für Bestandsanlagen der Zuschlagszahlungsanspruch des Anlagenbetreibers im Falle der dortigen Negative-Preise-Zeiten. Gleichzeitig wird aber der während eines solchen Zeitraums erzeugte KWK-Strom nicht auf die Dauer der Zuschlagszahlung angerechnet und somit nicht

auf die zuschlagsfähigen Vollbenutzungsstunden. Diese Methodik könnte dahingehend auf das EEG übertragen werden, dass sich die gesetzliche Förderdauer entsprechend um die Stunden der Anwendbarkeit von § 51 EEG 2021 verlängert, und dass die übrigen Parameter des § 51 EEG 2017 beibehalten werden.

Eine zentrale Grundlage, die mit einer Anpassung der 6-Stunden-Regel einhergehen muss, ist die Einführung geeigneter Anreizmechanismen für die Bereitstellung von Flexibilitäten. Dazu könnten beispielsweise die Umlagen- und Abgabenregelungen für Anlagen, die systemdienliche Flexibilitäten bereitstellen, angepasst werden. Auch denkbar wäre die Einführung eines Mechanismus, der gewährleistet, dass die Nachfrageelastizität steigt. Dabei sollten insbesondere lastseitig marktbasierende Ansätze zur Förderung von Flexibilität zur Engpassbeseitigung geprüft werden. Ziel muss es sein, dass Preisschwankungen beim Endkunden – sowohl in privaten Haushalten als auch bei Großabnehmern – und bei potentiellen Betreibern von PtX- und Speicheranlagen ankommen.

Der BDEW weist außerdem darauf hin, dass für EEG-Anlagen, die vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen werden, noch das bisherige 6-Stunden-Intervall gilt (§ 100 Abs. 2 Nr. 13 EEG-RefE). Sollten jedoch mehrere EEG-Anlagen, die um den Jahreswechsel herum in Betrieb genommen werden, nach § 51 Abs. 3 Nr. 1 und 2 EEG 2017 bzw. § 51 Abs. 2 EEG-RefE leistungsseitig gemäß § 24 Abs. 1 EEG 2017/2021 zusammengefasst werden müssen, würden nach aktuellem Gesetzentwurf innerhalb derselben Zusammenfassung verschiedene Intervalle gelten, wie auch immer das Intervall durch das EEG 2021 neu festgelegt werden soll. Der BDEW rät daher an, den § 51 EEG-RefE in der dann geltenden Fassung erst ab 2022 wirksam werden zu lassen.

Zudem sollte die bisherige 6-Stunden-Regelung aufgrund der investitionsbedingten Schutzwürdigkeit von Pilot-Windenergieanlagen gemäß § 100 Abs. 1 i. V. m. § 100 Abs. 2 Nr. 13 EEG-RefE auch auf Pilot-Windenergieanlagen anwendbar sein, die vor dem 1. Januar 2021 als Pilotwindanlage an Land i. S. v. § 3 Nr. 37 EEG durch das Bundeswirtschaftsministerium oder als Pilotwindenergieanlage auf See i. S. v. § 3 Nr. 6 WindSeeG durch die Bundesnetzagentur festgestellt worden sind. Wenn ein entsprechend vorgelagertes Nachweisverfahren zur Belegung der Voraussetzungen durchgeführt worden ist, können diese innovativen Konzepte der Pilotwindanlagen dann so geschützt werden. Innovationsausschreibungen

Der BDEW begrüßt die im Gesetzentwurf vorgesehene Fortführung der Innovationsausschreibungen über das Jahr 2021 hinaus. In diesem Zusammenhang spricht der BDEW sich außerdem für eine Anpassung der aktuell geltenden „Verordnung zu den Innovationsausschreibungen und zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher Verordnungen“ gemäß den Vorschlägen aus der Stellungnahme zum Referentenentwurf für eine Verordnung zu den Innovationsausschreibungen vom 08.07.2019 aus. In der Stellungnahme wird dezidiert auf die Verzerrungen der Auktionsergebnisse hingewiesen und es werden Lösungsvorschläge vorgelegt. Die wichtigsten Punkte sind hier die Einführung der symmetrischen statt einer fixen Marktprämie, die Anpassung der Förderung in Stunden negativer Marktpreise und die Begrenzung der Zuschläge auf 80 Prozent der abgegebenen Gebote, sofern die Ausschreibungen unterzeichnet sind. Findet eine derartige Zuschlagsbegrenzung statt, muss gewährleistet werden, dass die fehlenden Leistungen zu einem späteren Zeitpunkt unter besseren

Rahmenbedingungen (Wettbewerb) bezuschlagt werden. Nicht genutzte Volumina der Innovationsausschreibungen des Jahres 2019 sollten zudem im Jahr 2020 zusätzlich ausgeschrieben werden.

Neben technologiespezifischen Ausschreibungen sind technologieoffene und damit für die Sektorenkopplung geeignete Innovationsausschreibungen zu entwickeln. Um, wie in § 39 j Abs. 3 EEG 2017 gefordert, sicherzustellen, „dass besonders netz- oder systemdienliche technische Lösungen gefördert werden“, sollte in der Ausschreibung auch die Erbringung von Systemdienstleistungen berücksichtigt werden. So könnte die Bereitstellung von inhärenter Momentanreserve durch umrichtergekoppelte Anlagen in festzulegender Höhe als Bedingung festgelegt werden. Langfristig wird es notwendig sein, die Schwungmasse konventioneller Kraftwerke zu ersetzen. Die Innovationsausschreibung sollte als ein erster Schritt genutzt werden, um die Erneuerbaren Energien an die Erbringung von Systemdienstleistungen heranzuführen.

Die Innovationsausschreibungen können einen Beitrag dazu leisten, die zur Nutzung von Grünstrom in Zeiten negativer Preise zu erschließen. Hierzu sollte der Gesetzgeber ein Segment in der Innovationsausschreibung vorsehen. Dem Trend zu immer längeren Phasen negativer Strompreise, weil derzeit die Nutzung von Flexibilitäten durch regulatorische Hürden blockiert wird, kann so entgegengewirkt werden.

Außerdem muss eine Fortführung der Innovationsausschreibungen über 2021 hinaus unbedingt zuvor die unter der jetzigen Fassung entstandenen Anlagenkombinationen evaluieren. Sollten die Anlagen nicht den in der Innovationsausschreibung gesetzten Zielen („Vergleichmäßigung“ der Einspeisung und wirtschaftliche „Risikominderung“) entsprechen, bedarf es Nachbesserungen bei den (technischen) Vorgaben für Anlagenkombinationen. Unter anderem ist zu erwarten, dass die Innovationsauktionen keinen Anreiz bieten, das Flexibilisierungspotential auf mehr als eine Stunde auszurichten. Sollten Speicher oder Flexibilisierungselemente jedoch sehr wenig Energie speichern/verschieben können, wäre der Erwägungsgrund einer Vergleichmäßigung der Einspeisung massiv verfehlt. Es ist deshalb zu untersuchen, ob weitere Vorgaben zum Flexibilisierungspotential gestellt werden. Möglich wäre etwa eine Einspeiselimitierung am Netzanschlusspunkt (z. B. 60 % der Nennleistung der EE Anlage) in Kombination mit einem Limit an abregelbarer Energie.

Darüber hinaus empfiehlt der BDEW zusätzlich zu den aktuell vorgesehenen Anlagenkombinationen die Aufnahme von innovativen Photovoltaik-Konzepten, die eine echte Doppelnutzung von Flächen für PV-Anlagen adressieren, in einem separaten Segment in den Innovationsausschreibungen. Die entsprechenden Anlagen lindern Flächenkonflikte und berücksichtigen die Belange des Naturschutzes. Exemplarisch sind Agri-PV-Anlagen, die den gleichzeitigen Anbau von Feldfrüchten ermöglichen, oder schwimmende PV-Anlagen, die die energetische Nutzung von Kiesgruben, Tagebau- und Stauseen bzw. Fischteichen ermöglichen. Damit würden perspektivisch der Druck bezüglich der Flächenkonkurrenz für die PV-Freiflächenphotovoltaik gesenkt und das Potential für den PV-Ausbau erweitert. Da bei Floating- und Agri-PV-Projekten derzeit von rund 20 Prozent höheren Kosten im Vergleich zu Freiflächenanlagen ausgegangen wird, sind diese derzeit weder im Ausschreibungssystem noch außerhalb der EEG-Förderung wettbewerbsfähig. Durch ein eigenes Ausschreibungssegment oder im Rahmen der Innovationsausschreibungen könnten jedoch wertvolle Erfahrungen

gesammelt und so Kostensenkungspotentiale für die Zukunft gehoben werden. Dies ist bisher im vorliegenden Gesetzentwurf nicht vorgesehen und sollte noch aufgenommen werden. Dabei weist der BDEW darauf hin, dass die Ausschreibungen für innovative PV-Konzepte nicht auf das – unserer Forderung nach zu erhöhende – Zubauvolumen für Ausschreibungen von PV-Freiflächenanlagen angerechnet werden soll und es dadurch zu einer Reduzierung dessen kommt.

Zusammenfassend empfiehlt der BDEW, die Innovationsausschreibungen deutlicher auf Innovationen zur Markt- und Systemintegration und auf einen effizienten Ausbau der Erneuerbaren Energien auszurichten. Die heute bestehenden Regelungen sind nicht dazu geeignet, zu mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit zu führen.

5.5. Förderende von EEG-Anlagen

Der BDEW sieht eine Anschlusslösung für ausgeförderte Anlagen als dringend notwendig an. Gerade Strommengen aus Kleinanlagen sollen – fürs Erste und für einen kurzen Zeitraum – als Rückfalloption weiter in den EEG-Bilanzkreis des Netzbetreibers einspeisen dürfen, damit Sperrungen vermieden werden. Mittel der Wahl sollte aber immer eine marktliche Lösung über die Direktvermarktung sein. Hierzu fordert der BDEW folgende Rahmenbedingungen:

- Die vorgesehene Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen ist deutlich zu hoch angesetzt und wird für einen zu langen Zeitraum gewährt (5.8.1)
- Die vorgesehene Pönalisierung bei Eigenversorgung ohne iMSys ist dagegen zu kompliziert und kundenunfreundlich und eine weitere Last für die Umsetzung durch die Netzbetreiber (5.8.2)
- Die mess- und bilanzierungstechnischen Anforderungen für eine Anschlusslösung sollten realistisch sein und sich perspektivisch am Rollout von iMSys ausrichten.
- Für Direktvermarktungsmodelle braucht es dringend noch Vereinfachungen, insbesondere mess- und bilanzierungstechnischer Art (5.8.3)
- Für gemeinsam gemessene förderfähige und ab dem 1. Januar 2021 ausgeförderte Anlagen muss eine realistische Möglichkeit bestehen, weiterhin gemeinsam einspeisen zu können (siehe unter 5.8.4)

Das EEG trat im April 2000 in Kraft und gewährte Erneuerbare-Energien-Anlagen eine Förderung des eingespeisten Stroms in einer nach Technologien differenzierten auskömmlichen Höhe. Sie sollte den EE-Stromerzeugern einen Markteintritt sowie das Durchlaufen der für einen hohen Anteil Erneuerbarer Energien im Stromsystem erforderlichen Kostendegression ermöglichen.

Mit Beginn des Jahres 2021 endet für rund 5.000 MW Windleistung und eine bereits zum 1. Januar 2021 signifikante und stetig wachsende Anzahl von Photovoltaik-Anlagen die Förderdauer. Daher ist es erforderlich, für die dann abgeschriebenen, aber häufig noch mehrere Jahre funktionstüchtigen Erzeugungsanlagen einen gesetzlichen Rahmen festzulegen, innerhalb dessen die nunmehr ausgeförderten EEG-Anlagen im Markt teilnehmen können. Der

BDEW begrüßt daher, dass der Gesetzgeber dieses Problem im Blick hat und zumindest für Anlagen bis 100 kW eine solche Anschlusslösung vorsieht. Jedoch geht die vorgeschlagene Anschlusslösung nicht weit genug: Anlagenbetreiber, die ihren Strom auch selbst verbrauchen wollen und lediglich den Überschussstrom einspeisen möchten, sind von der Anschlussförderung faktisch ausgeschlossen. Auch ist eine vereinfachte und damit wirtschaftliche Vermarktung des Überschussstroms im Wege der sonstigen Direktvermarktung nicht möglich. Hier besteht dringender Nachbesserungsbedarf.

Zudem ist anzumerken, dass nach dem aktuellen Referentenentwurf Strommengen aus ausgeförderten Anlagen mit mehr als 100 kW nicht in den EEG-Bilanzkreis aufgenommen werden können.

5.5.1. Keine Anschlussförderung

Aus Sicht des BDEW wäre eine Anschlussförderung in Form einer Festvergütung nicht sachgerecht. Zum einen haben die betroffenen Anlagen bereits über 20 Jahre (zzgl. Inbetriebnahmehjahr) hinweg eine EEG-Förderung erhalten. Die Investition in die Anlage ist dementsprechend vollständig amortisiert und die Betreiber haben auskömmliche Renditen erwirtschaftet.

Zweitens mindert jede Form von Anschlussförderung über den Merit-Order-Effekt die Wirtschaftlichkeit neuer Projekte mit effizienteren Erzeugungsanlagen und auch die relative Vorteilhaftigkeit für mögliche effizientere Ersatzanlagen an den betreffenden Standorten („Repowering“). Darüber hinaus würde eine Anschlussförderung die Entwicklung von markt-basierten Lösungen der sonstigen Direktvermarktung, wie zum Beispiel PPAs, verhindern. Über diese Lieferverträge können sich Erzeugungsanlagen längerfristig preislich absichern. Bei der Höhe des vereinbarten Strompreises spielen aktuelle Marktpreise zwar eine Rolle, sind aber nicht allein ausschlaggebend, insbesondere nicht bei mehrjährigen PPAs.

Der BDEW spricht sich im Grundsatz gegen eine Anschlussförderung aus, die eine gesetzlich garantierte Zahlung an die Betreiber von EEG-Altanlagen vorsieht.

Von einzelnen EE-Anlagenbetreibern wird jedoch vorgetragen, dass die Wartungskosten ihrer Erzeugungsanlagen die zu erwartenden Markterlöse übersteigen würden. Angesichts des ins Stocken geratenen Ausbaus sei es aus Sicht dieser Marktteilnehmer sinnvoll, eine Anschlussförderung zu gewähren, damit die „EEG-Altanlagen“ weiterhin zur Erreichung der EE-Ausbauziele beitragen könnten. Dennoch sollte nach Auffassung des BDEW von dem Grundsatz nicht abgewichen werden, ausgeförderten EEG-Anlagen keine Anschlussförderung zu gewähren.

Eine Ausnahme sollte für die bereits bestehenden Regelungen im EEG zur Anschlussförderung der Biomasse gelten (§ 39f sowie § 100 Abs. 3 Satz 2 ff. EEG 2017), da Biomasseanlagen – im Gegensatz zu Wind- und PV-Anlagen – ihre Kosten für Einsatzstoffe/Substrate über die Förderung finanzieren und nicht nur die Investition der Anlage. Für den Weiterbetrieb von Biomasseanlagen ist daher zwingend eine Anschlussförderung erforderlich, die nicht in Frage gestellt werden sollte. Vielmehr sollte zur Bestandssicherung bei Zuschlagserteilung für eine Anschlussförderung im Falle von Bestandsanlagen eine insgesamt 30-jährige Vergütungsdauer garantiert werden (10 Jahre Anschlussregelung zuzüglich noch nicht

abgelaufener Förderzeitraum). Dies erhöht zeitnah die Wettbewerbsintensität in den Ausschreibungen.

5.5.2. Kaufmännische Abnahme durch den Netzbetreiber als Rückfalloption

Der BDEW begrüßt, dass der Gesetzgeber zumindest für ausgeförderte Anlagen bis 100 kW die Möglichkeit schafft, dass deren erzeugte Strommengen weiter dem EEG-Bilanzkreis des Netzbetreibers zugeordnet bleiben, falls eine – vorzugswürdige – Direktvermarktung der eingespeisten Strommengen nicht rechtzeitig realisiert werden kann. Sperrungen können so vermieden werden. Bei entsprechender Ausgestaltung kann dies auch zur Verringerung der EEG-Umlage beitragen.¹ Folgende Punkte sieht der BDEW allerdings kritisch und schlägt alternative Lösungen vor, um insbesondere die vom BDEW favorisierte marktliche Lösung über Geschäftsmodelle zur Direktvermarktung zu unterstützen und zu erleichtern:

Zum einen ist die Entschädigung für den Strom aus ausgeförderten Anlagen in der Anschlusseinspeisung zu hoch angesetzt. Der BDEW hatte gegenüber dem im Referentenentwurf vorgeschlagenen Jahresmarktwert eine Marktwertweitergabe in Höhe von 20 Prozent des Monatsmarktwerts vorgeschlagen. Eine Verringerung des EEG-Umlagekontos ist nur bei einer Ausgleichszahlung möglich, die unter dem Jahresmarktwert liegt. Die Zahlung von 20 % des Monatsmarktwertes sollte nach einer Übergangsfrist von bis zu 2 Jahren nur Erneuerbare-Energien-Anlagen offenstehen, die ihre gesamte Stromerzeugung ins Netz einspeisen. Die im Gesetzentwurf genannten 7 Jahre für eine Anschlusslösung sind aus Sicht des BDEW zu hoch angesetzt.

Die in § 55 Abs. 9 EEG-RefE vorgesehenen Sanktion soll einen Anreiz darstellen, in die sonstige Direktvermarktung zu gehen, was der BDEW befürwortet. Allerdings wird die Pönale für die Netzbetreiber zu einem sehr hohen Abwicklungsaufwand und Auseinandersetzungen mit Kunden führen und ist daher in der vorliegenden Form abzulehnen. Eine rechtzeitige Ausrüstung gerade der kleinen PV-Bestandsanlagen mit intelligenten Messsystemen bis zum 01.01.2021 ist weder realistisch noch wirtschaftlich zumutbar.

Dagegen schlägt der BDEW für Überschusseinspeiser im Allgemeinen eine Übergangszeit von zwei Jahren vor, in denen Anlagenbetreiber für die eingespeiste Menge 20 % des Monatsmarktwertes erhalten, dann aber verpflichtend in die Direktvermarktung wechseln müssen. Strom, der nicht direktvermarktet, aber ins Netz eingespeist wird, sollte weiterhin im Rahmen der Rückfalloption dem EEG-Bilanzkreis des Netzbetreibers zugeordnet werden. Zur Berechnung von 20 % des Monatsmarktwertes vor Einbau des Intelligenten Messsystems sollte ein kalenderjährlich gebildeter durchschnittlicher Monatsmarktwert für die Monate zu Grunde gelegt werden, in denen in den Netzbetreiber-Bilanzkreis eingespeist wurde. Ein Wechsel sollte dann wieder im Rahmen der regulären Wechselfristen zulässig sein.

Der BDEW regt an, für die ausgeförderten Anlagen über 100 kW für einen kurzen Zeitraum (bis 30. Juni 2021) ebenfalls eine Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen zuzulassen

¹ siehe für eine ausführliche Begründung die BDEW-Handlungsempfehlungen zum EEG 2021 unter 4.4.2.

mit Sanktionierung auf 20 % des Jahresmarktpreises. Damit würde eine Sperrung dieser Anlagen vermieden werden, wenn diese sich kurzfristig noch keinen Direktvermarkter suchen konnten.

5.5.3. Unterstützung der wettbewerblichen Vermarktung des Stroms (sonstige Direktvermarktung)

Durch keine oder eine möglichst geringe Förderung bei der Abnahme des Stroms durch den Netzbetreiber besteht der höchstmögliche Anreiz auf Seiten der Anlagenbetreiber, sich für diesen Strom einen Direktvermarkter zu suchen. Nur so lassen sich für ihn auch weiterhin Erlöse erwirtschaften. Dies stärkt die Markt- und Systemintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Gleichzeitig müssen die Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung vereinfacht werden. Für ausgeförderte Anlagen bis 7 kW stellt der Entwurf jedenfalls zu hohe Anforderungen an Messung, Bilanzierung und Steuerung bei einer Direktvermarktung, die über die Vorgaben für den Rollout intelligenter Messsysteme im Messstellenbetriebsgesetz hinaus gehen und die dazu führen werden, dass diese Option für den Anlagenbetreiber aufgrund unverhältnismäßig hoher Kosten bereits von vorne herein ausscheidet.

Hierfür schlägt der BDEW abweichend vom EEG-RefE folgende Rahmenbedingungen, differenziert nach Leistungsklassen vor:

Die Messung und Bilanzierung des Strombezugs und der Überschusseinspeisung sollte mindestens mit der Einbauverpflichtung von Smart-Meter-Gateways über eine ¼-Stunden-Messung erfolgen, um die Prognosen zu verbessern und eine Mehr-/Mindermengenabrechnung zu vermeiden. Wenigstens für Anlagen ab einer Größe von 7 kWp greifen hier bereits das Messstellenbetriebsgesetz und der nahende Rollout intelligenter Messsysteme für Erzeugungsanlagen. Über das Smart-Meter-Gateway wird es zukünftig möglich sein, detaillierte Werte von der PV-Anlage zu erhalten. Anlagen jeglicher Größe, bei denen eine Pflicht zum Einbau eines intelligenten Messsystems besteht, sollten im Grundsatz und nach Einbau des intelligenten Messsystems weiter zur ¼-Stunden scharfen Messung und Bilanzierung verpflichtet sein. Bis dahin sind vereinfachende Verfahren der Bilanzierung über Standardlast- bzw. Standard einspeiseprofile zuzulassen. Geeignete Standardlastprofile für Bezugsanlagen mit Überschusseinspeisung sollten kurzfristig entwickelt werden

Für die aus der Förderung fallenden Anlagen <7kW wird empfohlen, eine Ausnahmeregelung von der Pflicht zur ¼-Stunden scharfen Messung und eine Abrechnung der eingespeisten Strommengen in Form von räumlich differenzierten, tagesspezifischen Lastprofilen einzuführen. Für die Bezugsstrommengen sollten speziell angepasste Standardlastprofile (SLP) zu Grunde gelegt werden. Für Anlagen bis 7 kW sollte darüber hinaus auch nicht die Ausstattung der Anlagen mit Einrichtungen zum Abruf der Ist-Einspeisung und zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung für die Zwecke des Direktvermarkters oder Netzbetreibers verpflichtend sein, unabhängig davon, ob sie nur die Überschussstrommengen oder voll einspeisen.

Die vereinfachte Messung sowie die Einrichtung zur Fernsteuerung sollte auch als eine Übergangslösung für Anlagen mit einer Leistung über 7 und bis 30 kWp bis zur tatsächlichen Installation von intelligenten Messsystemen nach Veröffentlichung einer entsprechenden BSI-Markterklärung gelten. Hierfür schlägt der BDEW eine Übergangsfrist und Umrüstzeit von fünf

Jahren mit Beginn zum 01.01.2021 vor, sofern zu diesem Zeitpunkt eine entsprechende BSI-Markterklärung vorliegt. Sollte innerhalb dieser Übergangsfrist kein Pflichtrollout durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber erfolgen, ist der Anlagenbetreiber dazu verpflichtet, die Installation eines intelligenten Messsystems über einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber zu beauftragen. Konnte ein Anlagenbetreiber auch dann nicht die Erzeugungsanlage mit einem intelligenten Messsystem ausstatten, wird bei Vorliegen eines entsprechenden Nachweises des beauftragten Messstellenbetreibers eine Ausnahme gewährt. Bei Eigenversorgung sollten die Strombezugsmengen während des Übergangszeitraums anhand von angepassten Standardlastprofilen bilanziert werden.

Um eine wirtschaftliche Direktvermarktung für Kleinanlagen ohne intelligente Messsysteme zu fördern, wird zudem vorgeschlagen, den bürokratischen Aufwand der Marktteilnehmer mit Hilfe elektronischer Kommunikation für Vertragsabschlüsse sowie die Prozesse zu minimieren. Darüber hinaus könnte auch eine Ausgabe von Herkunftsnachweisen für geringe Strommengen hilfreich sein. Hierfür sollten für Anlagen bis zu 100 kW die Regelungen zur Anlagenregistrierung und Ausstellung von Herkunftsnachweisen vereinfacht sowie die Registrierungs- und Transaktionsgebühren beim Herkunftsnachweisregister reduziert werden.

Hinderlich für die wettbewerbliche Vermarktung ist die in § 10b Absatz 1 des EEG-RefE für die sonstige Direktvermarktung neu geschaffene Vorgabe zur Ausstattung mit einer technischen Einrichtung zur jederzeitigen Abrufung der Ist-Einspeisung und stufenweisen Fernsteuerung (oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlosen Fernsteuerung) der Einspeiseleistung durch den Direktvermarkter ("marktdienliche Steuerung"). Bisher mussten Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung keinerlei Anforderungen zur marktdienlichen Steuerung erfüllen. Das führt bei Anlagen über 100 kW, die sich derzeit noch in der Einspeisevergütung befinden, jedoch nach Förderende in die sonstige Direktvermarktung wechseln müssen, zu nicht unerheblichen Zusatzkosten bei der Nachrüstung solcher Systeme. Im Hinblick auf die ohnehin zweifelhafte Wirtschaftlichkeit eines Weiterbetriebs ist dies nicht zu begründen.

Für kleinere Anlagen bis 100 kW bieten Absatz 2 Nr. 2 und 3 zwar Erleichterungen. Diese Erleichterungen gelten aber z. T. nur für Volleinspeiser (siehe hierzu auch unter 7.4)

Darüber hinaus fehlt im EEG-RefE eine Übergangsregelung für die sonstige Direktvermarktung. Denn die im Entwurf enthaltene Übergangsvorschrift aus § 10b Abs. 2 Nr. 1 bezieht sich nur darauf, ab wann intelligent gesteuert werden muss und nicht darauf, ab wann in der sonstigen Direktvermarktung überhaupt marktdienlich gesteuert werden muss. Nach der jetzigen Regelung im EEG-RefE müssten Anlagen, die in die sonstige Direktvermarktung wechseln wollen bzw. müssen, ab dem 01.01.2021 über ein System nach § 10b Abs. 1 verfügen. Bei Vorliegen intelligenter Messsysteme und kompatibler Steuerung müsste dann erneut umgerüstet werden. Das kann nicht zielführend sein. Der BDEW spricht sich demgegenüber dafür aus, Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung bis zum Vorliegen der intelligenten Messsysteme und kompatibler Steuerung von der Pflicht nach § 10b gänzlich auszunehmen.

Für die Ausgestaltung der §§ 9 und 10b EEG-RefE und insbesondere der aus Sicht des BDEW notwendigen Anforderungen an intelligente Messsysteme² wird auf Kapitel 7 und das BDEW-Positionspapier zu einer verpflichtenden Messung und Steuerung von Erzeugungsanlagen über ein Smart-Meter-Gateway verwiesen.

5.5.4. Messung und Bilanzierung bei anteiliger Direktvermarktung, insbesondere bei förderfähigen und ausgeförderten Anlagen

Bisher gemeinsam gemessene Anlagen müssen auch nach Wegfall der Förderfähigkeit der Anlagen weiterhin gemeinsam gemessen werden können, um eine kurzfristige Ausstattung dieser Anlagen vor Rollout bis zum 1.1.2021 zu vermeiden. Dies würde nicht nur zu stranded investments führen, sondern wäre vor dem Hintergrund des voraussichtlich sehr kurzen Zeitraums zwischen Inkrafttreten des EEG 2021 und dem 1.1.2021 kaum möglich.

Bei der Ausgestaltung der Regeln zu den anteiligen Veräußerungsmöglichkeiten in § 21b Abs. 2 EEG 2017 wurde offenbar nicht ausdrücklich die Konstellation bedacht, dass ausgeförderte EEG-Anlagen und noch förderfähige Anlagen zusammen gemessen werden können. Die sonstige Direktvermarktung für Strommengen aus ausgeförderten EEG-Anlagen über 100 kW (nach vorliegendem Referentenentwurf) stellt die einzig mögliche Vermarktungsform. Es besteht aber die Gefahr, dass keine anteiligen Veräußerungskonstellationen für noch förderfähige und nicht mehr förderfähige Anlagen realisiert werden können, sofern die Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet und als eine Marktlokation geführt werden.³

Demzufolge fordert der BDEW eine Erweiterung der derzeit möglichen Stromeinspeisungskonstellationen, die über eine anteilige Direktvermarktung bei gemeinsamer Einspeisung abgewickelt werden können, bzw. eine gesetzliche Klarstellung, dass die Abrechnung von ausgeförderten und noch förderfähigen EEG-Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung nach § 24 Abs. 3 EEG 2017 auch für eine Tranchierung⁴ einer Marktlokation angewandt werden kann, ohne dass zwingend Untermessungen zu installieren sind. Zudem wird eine Präzisierung der gemeinsamen Abrechnung von Anlagen mit gesetzlichem Förderanspruch und Ausschreibungsanlagen vorgeschlagen.

5.5.4.1 Vorschlag für § 21b Abs. 2 EEG 2021

*Anlagenbetreiber dürfen den in ihren Anlagen erzeugten Strom prozentual auf verschiedene Veräußerungsformen nach Absatz 1 aufteilen; in diesem Fall müssen sie die Prozentsätze nachweislich jederzeit einhalten. **Der prozentualen Aufteilung darf auch für die***

² Insbesondere ihrer SO-GL-Kompatibilität.

³ Für eine ausführliche Darstellung des Hintergrunds und der Argumente für eine Anpassung wird auf die BDEW-Handlungsempfehlungen zur EEG-Novelle 2020 unter 4.4.4. verwiesen.

⁴ Als Tranchen-MaLo.

Bilanzierung § 24 Absatz 3 zu Grunde gelegt werden. Satz 1 ist nicht ~~für die Ausfallvergütung und nicht~~ für den Mieterstromzuschlag nach § 21 Absatz 3 anzuwenden.

Begründung:

§ 24 Abs. 3 Satz 1 EEG 2017 lässt die Abrechnung von Strom aus mehreren Anlagen, die gleichartige Erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, über eine gemeinsame Messeinrichtung zu, um die Abrechnung und Bilanzierung zu vereinfachen und vergünstigen bzw. soweit bereits gelebt – rechtssicher zu gestalten. Dass dies auch bilanzierungsseitig gilt, sollte in § 21b Abs. 2 EEG 2017 festgehalten und in einer Anpassung der Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen umgesetzt werden. Damit wird die gemeinsame und einheitliche Messung, Abrechnung und Bilanzierung von Strommengen nach einer einzigen Aufteilungsmethodik möglich. Die Nachrüstung bspw. für Windenergieanlagen erforderlichen mittelspannungsseitigen geeichten Unterzähler verursacht Installationskosten von ca. 20.000 bis 30.000 Euro pro Anlage. Dies ermöglicht die gemeinsame Messung von Strommengen in folgenden Konstellationen:

- Abrechnung und Bilanzierung von Strommengen aus geförderten und nicht geförderten Anlagen,
- Abrechnung und Bilanzierung von Strommengen aus Anlagen mit verpflichtender und nicht verpflichtender Direktvermarktung
- Abrechnung und Bilanzierung von Strommengen aus Windparks mit Anlagen mit unterschiedlicher Förderhöhe

Durch Streichung der Formulierung „für die Ausfallvergütung“ wird auch eine anteilige Direktvermarktung von Anlagen, von denen sich einige in der verpflichtenden und andere in der optionalen Direktvermarktung befinden, möglich. Die Angabe, welche prozentuale Aufteilung gewünscht wird, ist grundsätzlich vorab durch den Anlagenbetreiber/ Direktvermarkter anhand § 24 Abs. 3 EEG 2017 mitzuteilen.

5.5.4.2 Vorschlag für § 24 Abs. 3 EEG 2021:

*Anlagenbetreiber können Strom aus mehreren Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, über eine gemeinsame Messeinrichtung **bilanzieren** und abrechnen. In diesem Fall sind für **die Bilanzierung und** die Berechnung der Einspeisevergütung oder Marktprämie bei mehreren Windenergieanlagen an Land die Zuordnung der Strommengen zu den Windenergieanlagen im Verhältnis des jeweiligen Referenzertrags nach Anlage 2 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung für Windenergieanlagen an Land, deren anzulegender Wert durch § 46 bestimmt wird, und des jeweilig zuletzt berechneten Standortertrags nach Anlage 2 Nummer 7 für Windenergieanlagen an Land, deren anzulegender Wert durch § 36h bestimmt wird, maßgeblich; **müssten hiernach im Falle einer gemeinsamen Messeinrichtung verschiedener Windenergieanlagen sowohl der Standortertrag als auch der Referenzertrag zu Grunde gelegt werden, ist für diese gemeinsame Messung nur der jeweilige Referenzertrag sämtlicher Windenergieanlagen maßgeblich**; bei allen anderen Anlagen erfolgt die Zuordnung der Strommengen im Verhältnis zu der installierten Leistung der Anlagen.*

Begründung:

Durch den Zusatz zur Bilanzierung von Strommengen ist ausdrücklich nicht nur die gemeinsame Messung zu Zwecken der Abrechnung, sondern auch zu Zwecken der Bilanzierung aufgenommen. Dass für die gemeinsam abgerechneten Strommengen eine EEG-Förderung geltend gemacht werden kann, ist somit für die Aufteilung nicht Voraussetzung. So können auch geförderte und nicht geförderte Anlagen gemeinsam gemessen und (anteilig) bilanziert werden. Die Zuordnung der Energiemengen zu den einzelnen Anlagen darf im Vergleich zu installierten Untermessungen nicht wesentlich verfälscht werden.

Neben einer gesetzlichen Lösung für die gemeinsame Abrechnung von förderfähigen und ausgeförderten Anlagen fordert der BDEW auch bei gemeinsamer Messung in heterogenen Windparks eine gesetzliche Anpassung des § 24 Abs. 3 EEG 2017. Nach § 24 Abs. 3 EEG 2017 ist im Falle einer gemeinsam gemessenen Stromeinspeisung aus mehreren Windenergieanlagen als Aufteilungsgrundlage bei gesetzlich geförderten Windenergieanlagen der Referenzertrag und für per Ausschreibung geförderte Anlagen der Standortertrag zu verwenden. Allerdings liegt bei Windenergieanlagen im Binnenland der Standortertrag erfahrungsgemäß ca. 20 bis 25 Prozent unter dem Referenzertrag. Bestehen nun Windparks sowohl aus gesetzlich geförderten als auch aus per Ausschreibungszuschlag geförderten Windenergieanlagen ("gemischte Windparks"), kommt es durch den unterschiedlichen gesetzlichen Aufteilungsmaßstab zu einer nicht unerheblichen Verschiebung von Strommengen zwischen den Anlagen. Dies kann zu einer Überförderung der gesetzlich geförderten Anlagen führen, da diese aufgrund des Stichtags 1. Januar 2017 bzw. der Übergangsregelung in § 22 EEG 2017 häufig mit einem höheren anzulegenden Wert gefördert werden. § 24 Abs. 3 EEG 2017 müsste dann insoweit geändert werden, dass das Sammelmessergebnis bei „gemischten Windparks“ nur nach Maßgabe der jeweiligen Referenzerträge aufgeteilt werden darf.

Als Alternative zur Zuordnung von Strommengen nach § 24 Abs. 3 S. 2 EEG 2017 auf Basis von Referenz- bzw. Standorterträgen sollte perspektivisch unbedingt eine Erweiterung der Regelung durch Einführung der Möglichkeit einer SCADA-Wert-basierten Zuordnung von gemeinsam eingespeisten Strommengen angedacht werden. Diese Aufteilungsmöglichkeit ist kostengünstig, von vielen Betreibern von Einspeiseinfrastruktur praktisch erprobt und angesichts sehr geringer vernachlässigbarer Abweichungen von geeichten Zählleinrichtungen und der weiterhin geeichten Zählleinrichtung am Netzverknüpfungspunkt auch finanzierungsgerecht. Zusätzlich wäre sicherzustellen, dass die SCADA-Wert-basierte Zuordnung der Strommengen dann auch für die Bilanzierung oder die Erteilung von Herkunftsnachweisen genutzt werden kann. Die Bundesnetzagentur hat den Rückgriff auf SCADA-Werte im Zusammenhang mit der Berechnung von Ausfallarbeit bei Einspeisemanagement-Maßnahmen unter bestimmten Bedingungen für zulässig erachtet.

Hierfür wäre zusätzlich eine entsprechende gesetzliche Anpassung nicht nur des § 24 Abs. 3 EEG erforderlich, sondern flankierend auch des Mess- und Eichgesetzes.

Jedenfalls muss eine Lösung für ausgeförderte Anlagen gefunden werden, damit diese Anlagen nicht zum 1.1.2021 aufgrund des bevorstehenden Rollouts für nur kurze Zeit mit geeichten Messeinrichtungen ausgerüstet werden müssten. Sofern eine anteilige Bilanzierung mit geförderten Anlagen nicht möglich wird, müssten ausgeförderte und noch förderfähige Anlagen eine gemeinsame Marktlokation bilden. Damit die Marktprämie für die noch förderfähigen

Strommengen erhalten bleibt, wäre zwingend § 20 Nr. 3 EEG-RefE anzupassen (§ 20 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017) (siehe dazu unter 5.4.3.3).

5.5.4.3 Pflicht zur Führung eines sortenreinen Marktprämienbilanzkreises

§ 20 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017 und § 20 Nr. 3 EEG-RefE enthält die Pflicht zur "sortenreinen" Bilanzierung als Anspruchsvoraussetzung zum Erhalt der Marktprämie.

Die Regelung diene ursprünglich der Transparenz und Missbrauchsverhinderung. Dieser Zweck wird hinreichend durch die notwendige Ermittlung von separaten Zählerwerten und die etwaige Ausstellung von Herkunftsnachweisen bei Grünstromprodukten gewährt. Damit können eine zu hohe Förderung oder falsche Grünstromprodukte vermieden werden. Auch ist ein Festhalten an der ordnungspolitischen Funktion der Norm aus Sicht des BDEW nicht mehr notwendig.

Zudem ist die Sanktion, Nichtentstehen des Anspruchs auf die Marktprämie für den **gesamten** bilanzierten Strom, im Vergleich zu anderen Sanktionen im EEG recht hoch. Mit Blick auf ausgeförderte EEG-Anlagen, die in die sonstige Direktvermarktung wechseln (müssen), drohen bei einem Beibehalten der Norm zahlreiche, vermeidbare Streitigkeiten, wenn diese weiter in den Marktprämienbilanzkreis einspeisen.

Der BDEW regt grundsätzlich eine Streichung der in § 20 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017 enthaltenen Pflicht zur "sortenreinen" Bilanzierung als Anspruchsvoraussetzung zum Erhalt der Marktprämie an. Allerdings scheint zur korrekten Abrechnung der Zahlungen im Verhältnis VNB-ÜNB die Sortenreinheit weiterhin benötigt zu werden. Sollten sich hier keine alternativen Lösungswege aufzeigen, regen wir zumindest eine Abschwächung und Begrenzung der Sanktion auf den falschbilanzierten Strom an.

6. Eigenversorgung & Photovoltaik-Mieterstrom effizienter ausgestalten

Um den Zubau von jährlich mindestens 5 GW Photovoltaik zu erreichen, bedarf es weitergehender Anstrengungen. Gerade in den Städten und auf den Dächern besteht noch ungenutztes Potenzial, das für die Errichtung von Neuanlagen genutzt werden kann und muss. Dieses Potenzial soll unter anderem durch eine Verbesserung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Errichtung von PV-Neuanlagen in der Eigenversorgung erschlossen werden.

EEG-Neuanlagen in der Eigenversorgung oberhalb von 10 kW Leistung und 10 MWh/a Jahreserzeugung zahlen nach geltendem Recht keine Netzentgelte und netzentgeltbasierte Umlagen, aber 40 % EEG-Umlage. Betreiber von ausgeförderten Anlagen könnten diese Kleinanlagenregelung nicht mehr für sich beanspruchen, vielmehr müssten auch ausgeförderte Anlagen bis 10 kW Leistung ab dem 1. Januar 2021 40 Prozent EEG-Umlage auf die Eigenversorgung zahlen. Mit der Verpflichtung der Zahlung der anteiligen EEG-Umlage geht zudem eine teure Neu-Installation und der Betrieb eines Erzeugungszählers zur ordnungsgemäßen Erfassung der eigenverbrauchten kWh-Mengen als Grundlage für die Abrechnung der

EEG-Umlage einher,⁵ die den wirtschaftlichen Weiterbetrieb gerade von kleinen Anlagen zusätzlich erheblich belasten. Daneben können Betreiber sämtlicher EEG-Anlagen mit Eigenversorgung, auch Betreiber von PV-Anlagen, für die Überschusseinspeisung eine gesetzliche Förderung in Anspruch nehmen, wenn die Anlagen nicht zur Teilnahme an einer EEG-Ausschreibung verpflichtet sind.⁶ Diese Förderung ist mittlerweile stark abgesunken, so dass sie keinen wirtschaftlichen Anreiz mehr darstellt.

Vor diesem Hintergrund besteht die Gefahr, dass PV-Anlagen, die ab 2021 aus der Förderung herausfallen, wirtschaftlich nicht weiter betrieben werden können. Hier könnte eine Umstellung von Volleinspeisung auf Überschusseinspeisung (und damit idR) Eigenversorgung) den Weiterbetrieb anreizen, wenn die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Eigenversorgung attraktiv genug sind. Im EEG-RefE werden allerdings Eigenverbrauchskonstellationen systematisch gegenüber einer Volleinspeisung schlechter gestellt.

Der vorliegende Referentenentwurf setzt aus Sicht des BDEW keinen ausreichenden Anreiz, die EE-Potentiale, insbesondere hinsichtlich der Nutzung der Dachflächen für PV-Neuanlagen besser auszuschöpfen und einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb für ausgeförderte PV-Anlagen zu sichern. Einen geeigneten Hebel hierfür dürfte die Unterstützung von Eigenversorgungslösungen, auch durch eine Einbettung in den anstehenden Rollout intelligenter Messsysteme darstellen. Dabei lehnt der BDEW die auch im Kleinstanlagensegment bis 7 kWp geplanten hohen Anforderungen an Messung und Bilanzierung über intelligente Messsysteme bei Eigenversorgung ebenso ab wie die Pönalisierung, wenn dem entgegen Eigenversorgung in Kombination mit einer Zuordnung des Überschussstroms zum EEG-Bilanzkreis des Netzbetreibers für ausgeförderte Anlagen betrieben wird (§ 55 Abs. 9 EEG-RefE).

Diese Ansätze führen außerdem zu einem erheblichen Mehraufwand bei den Netzbetreibern, die die Kunden überwachen, bei „Verstoß“ die Pönalisierung gegen zu erwartende Widerstände seitens der Anlagenbetreiber letztlich in vielen Fällen auf dem Rechtsweg umsetzen und zusätzlich die EEG-Umlage in Höhe von 40 Prozent des Regelsatzes erheben müssten.

Der BDEW fordert vielmehr eine einfache Lösung, mit einfachen Übergangslösungen bis zum Rollout intelligenter Messsysteme ohne zusätzlichen Abwicklungsaufwand für alle Beteiligten:

6.1. Beibehaltung des Kleinstanlagenprivilegs auch für ausgeförderte Anlagen und Ausweitung auf PV-Anlagen in der Eigenversorgung (Neuanlagen und Anlagen, die nach Förderende auf Eigenversorgung umgestellt werden) bis 30 kWp

Um gerade den Ausbau der Photovoltaik im Rahmen der anstehenden EEG-Novelle zu beschleunigen, erscheint eine Umlagebefreiung für PV-Anlagen in der Eigenversorgung von 10 kWp bis 30 kWp sinnvoll, allerdings ohne Begrenzung auf 10 MWh/a. Damit wird auch das

⁵ Hinzu kommen in der Regel weitere Installationskosten im Zusammenhang mit dem Zählerplatz/Zählerschrank etc.,

⁶ Erhält die Anlage einen Zuschlag, darf keine Eigenversorgung betrieben werden (vgl. § 27a EEG).

Potenzial auf großen Mehrfamilienhäusern⁷ und Gebäudedächern von Gewerbe- und Handelsbetrieben erschlossen. Der Anlagenbetreiber erhält durch den wirtschaftlichen Vorteil, keine EEG-Umlage auf seine Eigenversorgung zahlen zu müssen, einen Anreiz, eine PV-Anlage anzuschaffen bzw. nach Förderende weiter zu betreiben.

6.2. Prüfung eines Infrastrukturausgleichs

Durch einen verstärkten Ausbau der Eigenversorgung aus PV-Anlagen sinkt für die Nutzer des eigenerzeugten Stroms der Anteil des aus dem Netz bezogenen und mit Umlagen und Abgaben belasteten Stroms. Gleichzeitig muss jedoch der Netzbetreiber – für Zeiten, in denen der eigenproduzierte Strom nicht zur Deckung des Eigenbedarfes ausreicht oder die Anlage nicht funktionsfähig ist – eine Netzinfrastruktur für die vollständige Versorgung des Kunden vorhalten. Ein hoher Eigenversorgungsanteil bedeutet also in den allermeisten Fällen nicht, dass die Kosten für den Stromnetzanschluss sowie den Netzbetrieb beim Netzbetreiber sinken. Diesem Effekt Rechnung tragend sollte bei einem verstärkten Ausbau der Eigenversorgung aus PV-Anlagen von 10 kWp bis 30 kWp ein noch auszugestaltender „Infrastrukturausgleich“ für diesen Bereich geprüft werden. Eine verursachungsgerechte Kostenverteilung ist herbeizuführen.

6.3. Einbettung der Messungs- und Bilanzierungsanforderungen in den Rollout intelligenter Messsysteme

Um einen reibungslosen Netzbetrieb auch bei erhöhten Eigenversorgungen zu gewährleisten, ist eine exakte Messung und Bilanzierung von Energiemengen auf 1/4-stdl Basis grundsätzlich erforderlich. Generell ist bei Prosumern in die Messung und Bilanzierung von Energiemengen nach Netzeinspeisung und Netzbezug von Residualmengen zu unterscheiden. Die nachfolgenden Vorschläge orientieren sich an den Rolloutvorgaben des Messstellenbetriebgesetzes und sollen einerseits für Kleinanlagen bis 30 kWp die messtechnischen Anforderungen umsetzbar und kostengünstig halten und andererseits dafür sorgen, dass auch die aus dem Netz bezogenen und als Überschuss in das Netz eingespeisten Strommengen perspektivisch durch den Rollout intelligenter Messsysteme ¼-stündlich gemessen und bilanziert werden.

Eine Ausdehnung von faktischen Einbauverpflichtungen von IMSys bei Nutzung von Eigenversorgungsmöglichkeiten auf Anlagen unter 7 kWp lehnt der BDEW ab. Das Gleiche gilt für die verpflichtende Steuerung und Abrufung der Ist-Einspeisung in diesem Leistungssegment, sowohl netz- als auch marktseitig (§§ 9 und 10 b EEG-RefE).

Für PV-Anlagen mit einer Anlagengröße bis 7 kWp wird vielmehr empfohlen, eine Ausnahmeregelung von der Pflicht zur 1/4-stdl. Messung und Bilanzierung der eingespeisten Strommengen bei Direktvermarktung zu schaffen. Für Eigenversorger mit einer PV-Anlagengröße bis 7 kWp erfolgt daher die Messung und Bilanzierung von Netzeinspeise- und

⁷ Nur bei galvanischer Trennung der jeweiligen Eigenversorgungsanlagen.

Netzbezugsmengen über standardisierte tagesparameterabhängige Profile (TEP). Dies gilt für ausgeforderte Anlagen nach dem EEG-RefE nur in der sonstigen Direktvermarktung. Die vorgeschlagene Änderung von StromNZV und MsbG sollte für dieses Leistungssegment daher nicht umgesetzt werden.

Für Eigenversorger mit einer PV-Anlagengröße größer 7 kWp und bis 30 kWp können bis zur Rolloutverpflichtung von intelligenten Messsystemen für Erzeugungsanlagen übergangsweise ebenfalls standardisierte tagesparameterabhängige Profile (TEP) zur Anwendung kommen. Diese Übergangslösung gilt bis zur tatsächlichen Installation von intelligenten Messsystemen für die Bezugs- und Einspeiseseite nach Veröffentlichung der BSI-Markterklärung für den jeweiligen Anwendungsfall (einschließlich einer Übergangszeit für die Ausstattung der Marktklokation). Hierfür schlägt der BDEW eine Übergangsfrist und Umrüstzeit von fünf Jahren mit Beginn 1.1.2021 vor, sofern zu diesem Zeitpunkt eine entsprechende BSI-Markterklärung vorliegt. Ab diesem Zeitpunkt gilt für Eigenversorger mit einer PV-Anlagengröße größer 7 kWp und bis 30 kWp eine verpflichtende ¼-stündliche Messung und Bilanzierung der eingespeisten und aus dem Netz bezogenen Energiemengen (Zählerstandgangmessung). Für die aus dem Netz bezogenen Energiemengen ist allerdings auch nach Einbau eines intelligenten Messsystems eine Übergangsfrist bis zur ¼-stdl. Messung und Bilanzierung vorzusehen, um den Vertrieben genügend Zeit zur Umstellung ihrer Prozesse und Anpassung der Verträge zu belassen. Für dieses Leistungssegment unterstützt der BDEW daher im Grundsatz mit den vorgeschlagenen Anpassungen den Änderungsvorschlag von StromNZV und MsbG.

Für Anlagen über 30 kWp bleibt es bei den bestehenden gesetzlichen Regelungen: Die Messung der eingespeisten Strommengen hat bei Direktvermarktung der Überschussmengen (oder der gesamten Erzeugungsmengen) ¼-stündlich zu erfolgen. Für die aus dem Netz bezogenen Residualmengen gelten die Vorgaben der StromNZV. Mit Einbau von intelligenten Messsystemen werden beide Strommengen ¼-stündlich gemessen und bilanziert. Für die aus dem Netz bezogenen Strommengen ist eine für Anlagen zwischen 7 und 30 kW entsprechende Übergangszeit vorzusehen. In diese Richtung zielt auch die im RefE vorgeschlagene Änderung von MsbG und StromNZV.

6.4. Ergänzende Instrumente zum Ausbau von PV-Dachanlagen

Als ergänzende Anreizinstrumente und um zu erreichen, dass Dachflächen voll ausgereizt und die Anlagengrößen nicht allein durch den möglichen Eigenversorgungsanteil bestimmt werden, muss zudem die explizite Förderung (aktuelle Vergütung des eingespeisten PV-Stroms) überprüft und ggf. attraktiver ausgestaltet werden, damit die Wirtschaftlichkeit auch für eine Einspeisung ins Netz mit gesetzlicher Förderung gewährleistet wird. Derzeit ist die Förderhöhe durch die starke Degression der letzten Jahre zu gering, um einen Zubau von Dachanlagen mit dem Ziel der Einspeisung in das öffentliche Netz anzureizen, weshalb derzeit vorwiegend PV-Anlagen für den Eigenverbrauch errichtet werden und Teile der Dachflächen leer bleiben.

Der BDEW begrüßt in diesem Zusammenhang die Einführung eines eigenen Ausschreibungssegments für PV-Anlagen auf Dächern, damit der Ausbau von PV-Dachanlagen auch

über den Ausschreibungsmechanismus des EEG verstärkt und kosteneffizient realisiert werden kann

6.5. Bestandsschutz für bisher betriebene Eigenverbrauchskonzepte

Zur Vermeidung von Brüchen, insbesondere beim Aufbau von dezentralen Erzeugungsanlagen der Prosumer sollten aus Sicht des BDEW die vorgeschlagenen Regelungen zeitlich so umgesetzt werden, dass bestehende Geschäftsmodelle nicht kurzfristig unrentabel und Brüche vermieden werden. Dazu ist ein angemessener Vorlauf bei der Neuordnung des Rechtsrahmens notwendig. Für bereits installierte Anlagen gelten die heutigen Regelungen im Sinne des Bestandsschutzes weiter. Zudem sollte der Weg für lokale Flexibilitätsmärkte geebnet werden. Die dann dem Markt zugänglichen Flexibilitätspotentiale von Prosumern tragen zur Systemintegration der Erneuerbaren Energien bei und stärken damit die Versorgungssicherheit. Sie eröffnen den Prosumern und den sie unterstützenden Energiedienstleistern ein verändertes Geschäftsmodell, mit dem eine Refinanzierung der Investitionen ermöglicht wird.

6.6. Marktintegration der Flexibilitäten von Prosumern

Aus Sicht des BDEW ist es wichtig, dass Prosumer als Teil des Gesamtsystems verstanden und marktlich und systemisch in das Energieversorgungssystem integriert werden.

Daher ist es notwendig, dass Knappheitssignale des Strommarktes oder des Netzes auf den Prosumer wirken und ein systemdienliches Verhalten anreizen. Dies setzt wiederum voraus, dass die Dienstleistungen des Prosumers (Flexibilität und Erzeugung) getrennt betrachtet und entsprechend ihrer Marktwerte vergütet werden. So entsteht ein Nutzen für das Gesamtsystem und damit verbunden auch gerechtfertigte Mehrerlöse für Prosumer.

6.7. Mieterstrom

Der BDEW begrüßt, dass der Gesetzgeber auf Basis des aktuell geltenden Mieterstrommodells dem Vorschlag des Mieterstromberichts folgt und die Fördersätze anhebt. Allerdings sollte der Mieterstromzuschlag bei 3,5 bis 4 ct/kWh liegen. Auf diese Weise kann der administrative Aufwand für eine begrenzte Zeit ausgeglichen werden.

Das aktuell gültige Mieterstrom-Modell hat erhebliche Schwächen. Wesentliche Gründe für den Zubau um nur insgesamt 18 MW mit Mieterstromförderung bis Mitte 2020 - anstatt jährlich möglichen 500 MW - liegen vor allem darin, dass die Kosten für das Geschäftsmodell an sich und insbesondere dessen Abwicklung nicht mehr durch den Mieterstromzuschlag aufgefangen werden können. So hat der Vermieter oder Anbieter in seiner Rolle als Stromlieferant einen Aufwand für die Akquise der Mieter zu leisten und muss zudem die Stromlieferverträge mit den Mietparteien verwalten. Hinzu kommen aufwändige Messsysteme für Metering und Submetering, die Kosten für den Messstellenbetrieb in Höhe von jährlich rund 100-150 € pro Teilnehmer sowie die Investition in die Umsetzung des Messkonzepts in Höhe von ebenfalls 100-150 € pro Teilnehmer (Angaben des BMWi Mieterstromberichts, Juli 2019). Diese administrativen Kosten konnten in der Anfangsphase des Mieterstrommodells über den

Mieterstromzuschlag gedeckt werden. Aufgrund starker Degression sank auch der von den anzulegenden Werten für Dach-PV-Anlagen abhängige Mieterstromzuschlag für neue Mieterstromprojekte mittlerer Größe schließlich auf null.

Die Höhe der Mieterstromförderung muss deshalb auf ein attraktives und langfristig verlässliches Niveau angehoben werden, damit dieses Geschäftsmodell eine deutliche Wiederbelebung erfährt, um einen signifikanten Beitrag zum Klimaschutz zu leisten. Hierfür dürften die vorgeschlagenen Mieterstromzuschläge von 2,66 bis 1,42 ct/kWh je nach Leistungsklasse nicht ausreichend sein. Der BDEW schlägt Werte von 3,5 bis 4 ct/kWh vor.

Der BDEW stimmt zu, dass für die Ermittlung der Leistungsgrenzen für die Förderhöhe die Zusammenfassung von Anlagen im neuen § 48a EEG-RefE nicht erfolgen sollte, wenn sie nicht denselben Verknüpfungspunkt teilen (§ 24 Abs. 1 EEG-RefE). Nicht nachvollziehbar ist dagegen, dass eine Nicht-Zusammenfassung auf den Fall beschränkt sein soll, dass es sich um verschiedene Anlagenbetreiber handelt. Diese Voraussetzung wird in der Begründung des Gesetzesentwurfs nur beschrieben, aber nicht begründet. Leider schließt diese Regelung dadurch in der Realität nahezu alle Mieterstromprojekte aus. Zwar kann man sich theoretische Konstellationen vorstellen, in denen zwei Mieterstromprojekte in direkter Nachbarschaft innerhalb von 12 Monaten in Betrieb gehen, für welche diese Lösung hilfreich wäre. In der Praxis wird die Anlagenzusammenfassung jedoch in nahezu allen Fällen in zusammenhängenden Siedlungsstrukturen angewandt. Solche Siedlungsstrukturen sind historisch bedingt meist in dem Eigentum von einer juristischen Person, welche entweder selbst Betreiber wird oder einen Dienstleister als Betreiber beauftragt. Sofern die Einschränkung auf „verschiedene Anlagenbetreiber“ das Ziel hat, ein künstliches „Anlagensplitting“ durch einen Betreiber zu verhindern, so liegt dem eine mangelnde Einsicht in die Praxis zugrunde. Aufgrund der wesentlichen Kosten für Messtechnik pro Anschlusspunkt (typischerweise ca. 30% der Projektkosten) wird auch ein einzelner Betreiber kein technisch nicht erforderliches Anlagensplitting vornehmen, sobald er es vermeiden kann. Daher schlägt der BDEW vor, die Begrifflichkeit „verschiedenen Betreibern“ ersatzlos zu streichen.

Die Ermöglichung des Lieferkettenmodells ist grundsätzlich positiv zu sehen, da hiermit diese Modelle für professionelle Energieunternehmen erheblich attraktiver werden und der PV-Ausbau auf Dächern einen deutlichen Schub erhalten kann. Der BDEW regt außerdem an, die Grenze in § 42a EnWG für den Mieterstrom auf 90 Prozent des Arbeits- und Grundpreises auf den Arbeitspreis zu beschränken. Denn in der Regel wird nur ein Teil eines Mehrfamilienhauses durch Mieterstrom versorgt wird. Wenn dann wenig Abnahme stattfindet und viel Überschusseinspeisung ins Netz zu einem nicht auskömmlichen Vergütungssatz, können die Kosten nur über den Grundpreis amortisiert werden.

So soll für eine befristete Dauer von zwei Jahren der administrative Aufwand wieder durch den Mieterstromzuschlag finanziell aufgefangen werden.

Ein längerfristig gültiges Mieterstrom-Modell muss neben der leichteren Handhabbarkeit auch robuster gegenüber regulatorischen Änderungen wie beispielsweise einer geänderten Finanzierung der EEG-Umlage oder Korrekturen in der Netzentgeltsystematik sein. Hier könnte sollte eine Erweiterung der räumlichen Möglichkeiten, auf der die PV-Anlage installiert sein muss, bspw. auf Dächern von Nebenanlagen, geprüft werden, um das volle Dachpotential auszunutzen. Dies bedarf jedoch grundlegenderer Überlegungen. Hierfür sollten die zwei

Jahre genutzt werden, für die die Übergangsregelung gelten sollte. Dabei sollte die Gleichstellung von Mietern (und Bewohnern von Eigentumswohnungen) mit Eigenheimbesitzern angedacht werden.

7. Technische Einrichtungen für netzdienliche und marktdienliche Steuerung (§§ 9 und 10b)

Die vorgeschlagene Änderung des § 9 EEG 2017 ist hinsichtlich der Leistungsgrenzen sowohl nach unten als auch nach oben zu weitgehend, da die Ausstattung mit Mess- und Regeleinrichtungen zum einen EEG-Anlagen und KWK-Anlagen bereits ab 1 kW installierter Leistung erfasst. Zum anderen sollte die Abrufung der Ist-Einspeisung ab 100 kW kurz- und mittelfristig weiter über Fernwirktechnik erfolgen (siehe unter 7.3). Dass im Referentenentwurf das Ineinandergreifen zwischen der Regelung über intelligente Messsysteme beim Einspeisemanagement und der Direktvermarktung berücksichtigt wird begrüßt der BDEW dagegen ausdrücklich.

Eine verpflichtende Steuerung und Abrufung der Ist-Einspeisung von EEG- und KWK-Anlagen über intelligente Messsysteme für die Zwecke des Einspeisemanagements bzw. zukünftig des Redispatch, sieht der BDEW dagegen differenziert nach Anlagengruppen und nur unter den unter 7.3 Prämissen als zielführend an.

7.1. Anpassung aufgrund des BGH-Urteils vom 14. Januar 2020

Der BDEW begrüßt im Grundsatz die - über § 100 Abs. 4 auch rückwirkende - Heilung der Folgen des BGH-Urteils vom 14. Januar 2020.

Die rückwirkend anzuwendende Erfüllungsfiktion bewirkt, dass eine in die Vergangenheit wirkende Rückforderung ausgezahlter Förderungen unterbleiben kann, weil die Anlagen- und Netzbetreiber insoweit nur die BMU/BMWi- bzw. BNetzA-Rechtsansichten umgesetzt hatten.

Vor allem für kleine Solaranlagen bleibt zunächst die Möglichkeit bestehen, diese Anlagen vollständig abzuschalten zu lassen, bis eine Um- bzw. Nachrüstung dieser Anlagen im Zuge des Rollouts von intelligenten Messsystemen mit Steuerungsmöglichkeit erfolgt. Auch dies spiegelt die heute überwiegende Praxis wider.

Der BDEW lehnt jedoch die Regelung zum verpflichtenden Einbau eines iMSys in § 100 Abs.4 EEG-RefE in seiner jetzigen Form ab. Richtigerweise muss die Einbauverpflichtung selbst im MsbG geregelt sein, wonach insbesondere der Messstellenbetreiber und nicht der Anlagenbetreiber für die Ausstattung zuständig und eine Einbaufrist von acht Jahren vorgesehen ist. Hier besteht ein struktureller Widerspruch zu den Regelungen des MsbG und zu den darauf aufbauenden Rollout-Plänen der Messstellenbetreiber.

Die Amnestiewirkung muss dagegen unbedingt erhalten bleiben: Eine Erklärung fehlt allerdings, warum die Übergangsregelung des § 100 Abs. 4 nur für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 15 kW gelten soll. Somit würde auch die heilende Amnestieregelung nur für diese Anlagen (mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2021) greifen. Offen bliebe der Umgang mit den Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 15 kW, die sich gegen die

70% Wirkleistungsbegrenzung entschieden und ihre Pflicht zur ferngesteuerten Reduzierung womöglich nur mit einer Abschalteneinrichtung erfüllt haben. Es bleibt unklar, warum für diese Anlagen § 100 Abs. 4 EEG 2021 nicht gelten sollte

7.2. Änderung des § 9 Abs. 2 EEG 2017: Abschaffung der Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung

Aktuell bleibt unklar, ob die Abschaffung der maximalen Wirkleistungsbegrenzung auf 70% für Neu- und Altanlagen gleichermaßen gelten soll. Es muss angemerkt werden, dass aktuell noch keine intelligente Messsysteme mit Steuerboxen für die betroffenen Anlagentypen vorhanden sind, weshalb die bisherige Wirkleistungsbegrenzung dringend beizubehalten ist. Aus Netz- und Anlagenbetreibersicht sollten Anlagen kleiner 7 kW auch weiterhin die Option Wirkleistungsbegrenzung auswählen können. Für Anlagen bis 30 kW sollte die Wahlmöglichkeit zwischen Wirkleistungsbegrenzung und intelligentem Messsystem mit Steuerbox bestehen bleiben.

Es ist weiterhin zu beachten, dass die Mehrheit der Bestandsanlagen < 30kW aktuell über keine Fernsteuerbarkeit iSd § 9 verfügt. Eine verpflichtende Ausstattung von Anlagen kleiner 30 kW würde mehrere hunderttausend Anlagen unmittelbar betreffen. Das ist logistisch nicht möglich und daher zwingend zu vermeiden. Die Anforderung einer sofortigen stufenlosen Steuerung ist unbedingt zu vermeiden.

7.3. Änderung des § 9 Abs. 7 EEG 2017

Die in den §§ 9, 10 b und 100 Abs. 4 EEG-RefE eingebrachte Pflicht von Anlagenbetreibern, Anlagen mit intelligenten Messsystemen ab 1 kWp innerhalb einer Frist von 5 Jahren auszustatten, lehnt der BDEW ab. Die Änderungen stehen in systematischen Gegensatz zu den geltenden Regelungen des MsbG mit der Verantwortlichkeit des (grundzuständigen) Messstellenbetreibers, Pflichteinbaufälle von intelligenten Messsystemen über 8 Jahre nach der Feststellung der technischen Möglichkeit durch das BSI auszurüsten. Eine Änderung dieser Grundsätze widerspräche darauf aufbauenden Rolloutplänen der Messstellenbetreiber und dem ermittelten volkswirtschaftlichen Optimum für den Rollout intelligenter Messsysteme der Kosten-Nutzen-Analyse, die dem MsbG vorausging. Damit würde erheblich Planungssicherheit aus dem Markt genommen und Unsicherheit geschaffen werden, die zu weiteren Verzögerungen für die Digitalisierung der Energiewende führen kann.

Die Neuregelung des § 9 EEG-RefE lehnt der BDEW in dieser Form ebenfalls ab. Bereits im Mai 2020 hat sich der BDEW umfangreich zu dem Thema netzdienliche Steuerung über ein intelligentes Messsystem positioniert.⁸ Die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung sollte bei PV-Anlagen von mehr als 30 bis 100 kWp über ein Smart-Meter-Gateway (SMGW)¹ nur verpflichtend werden, wenn

⁸ [BDEW-Positionspapier zu einer verpflichtenden Messung und Steuerung von Erzeugungsanlagen über ein Smart-Meter-Gateway.](#)

- die Feststellung der technischen Möglichkeit des BSI nach § 30 MsbG für den entsprechenden Einsatzbereich erfolgt ist,
- die Verpflichtung mit dem regulären Rollout durch den Messstellenbetreiber verknüpft und koordiniert ist und
- zusätzliche Übergangsfristen für zuvor verbaute Steuertechnik in Bestandsanlagen eingeführt werden (acht Jahre statt der im Referentenentwurf vorgesehenen fünf).

Bei der Einführung einer entsprechenden Verpflichtung ist zu beachten, dass Einspeisemanagement und Redispatch ein wesentlicher Baustein zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind. Ein Wechsel der eingesetzten Technik kann daher nur dann erfolgen, wenn alle technischen Voraussetzungen der bisherigen technischen Lösungen sicher über eine Steuerung über das SMGW erfüllt werden können. Die BSI-Markterklärung muss daher konkret für den Anwendungsfall des Einspeisemanagements/Redispatch ergehen und kann erst erfolgen, wenn mindestens die bisherigen und geplanten Funktionalitäten und deren Performance für die Zwecke des Einspeisemanagements/Redispatch sichergestellt sind. Diese Anforderungen werden u.a. derzeit beim FNN erarbeitet, so dass entsprechende Geräte erst entwickelt werden können bzw. zum jetzigen Zeitpunkt nicht feststehen kann, ob die Anforderungen über bereits zertifizierte SMGW durch ein remote update erfüllt werden können. Zum jetzigen Zeitpunkt ist dies nicht der Fall.

Für PV-Anlagen bis 30 kWp spricht sich der BDEW für eine baldige Markterklärung aus, da diese Anlagen im Rahmen des § 9 EEG 2017 auch weiterhin berechtigt sein sollte, nicht verpflichtend gesteuert zu werden, sondern von der Möglichkeit der Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung auf 70 % der installierten Leistung Gebrauch machen zu können. Die Verpflichtung zum Einbau eines intelligenten Messsystems richtet sich nach dem MsbG (verpflichtend für Anlagen ab 7 kW installierter Leistung). Eine faktische Ausdehnung einer Einbaupflicht von intelligenten Messsystemen bis 7 kW über § 9 lehnt der BDEW ab.

Eine gesetzliche Verpflichtung zur Steuerung von Anlagen oberhalb 100 kW/kWp verpflichtend über ein SMGW lehnt der BDEW dagegen angesichts des derzeitigen Standes der Technik ab. Kurz- und mittelfristig besteht für diese Anlagen aus Sicht des BDEW keine Chance für eine Realisierung der Fernsteuerung über SMGW. Hier sind noch erhebliche Weiterentwicklungen hinsichtlich des Funktionsumfangs in Richtung Fernwirktechnik erforderlich, die derzeit und auf längere Sicht eine sichere und bewährte Steuerung der Anlagen für die Zwecke des Einspeisemanagements und Redispatch ermöglicht. Die Messung und Steuerung bestehender Anlagen über 100 kW/kWp sollte daher als langfristiges Ziel weiterverfolgt werden.

Der BDEW weist außerdem vorsorglich darauf hin, dass die Rolle des Messstellenbetreibers bei den derzeit erarbeiteten Marktprozessen für das Redispatch 2.0 noch nicht berücksichtigt werden konnte, da EEG und EnWG bislang technologieoffene Lösungen für die technischen Einrichtungen zur Umsetzung des Einspeisemanagements/Redispatch vorsehen. Dies ist bei der gesetzlichen Ausgestaltung und der weiteren Erarbeitung der Redispatch-Prozesse im Blick zu behalten.

Für eine ausführliche Darstellung verweisen wir auf das [BDEW-Positionspapier zu einer verpflichtenden Messung und Steuerung von Erzeugungsanlagen über ein Smart-Meter-Gateway](#).

7.4. Marktdienliche Steuerung (§ 10b Abs. 1 und 2)

Der BDEW begrüßt im Grundsatz die Ausgestaltung der marktdienlichen Steuerung als Vorgabe zur Direktvermarktung in Anlehnung an die technischen Anforderungen an die netzdienliche Steuerung (§ 9 EEG-RefE). Hinsichtlich der Übergangsregelung in §10b Abs. 2 EEG-RefE weist der BDEW darauf hin, dass die Einbaupflichten für iMSys durch das MsbG vorgegeben werden, nicht das EEG. Einbauverpflichtet ist immer der Messstellenbetreiber, nicht der Anlagenbetreiber. Die Formulierung „ab Einbau“ könnte dann zumindest nicht für Bestandsanlagen bis 7 kW gelten, obwohl nach § 100 Abs. 2 Nr. 3 EEG-RefE offenbar eine entsprechende Anwendung auf Bestandsanlagen vorgesehen ist. Die Ausrüstungsverpflichtung sollte mit dem Rollout durch den Messstellenbetreiber grundsätzlich kompatibel sein, dem 8, nicht nur 5 Jahre hierfür zur Verfügung stehen.

Im Hinblick auf die neu eingeführte Pflicht zur marktdienlichen Steuerung von Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung spricht sich der BDEW gegen eine solche Pflicht aus, um die Wettbewerbsfähigkeit dieser Anlagen, die ohne Förderung vermarktet werden, nicht weiter zu schwächen.

7.5. Weitere Änderungen zur Messung und Bilanzierung

Die Pflicht zur viertelstündlichen Messung und Bilanzierung der aus dem Netz bezogenen Strommengen bei Prosumern nach Ausstattung der Messstelle mit einem intelligenten Messsystem durch Anpassungen der StromNZV und des MsbG ist energiewirtschaftlich grundsätzlich sinnvoll.

Zu kritisieren ist aber, dass diese Regelung durch die faktische Ausweitung der Einbaupflicht eines iMSys über die neuen EEG-Vorgaben zur Direktvermarktung (siehe oben unter 7.4). auch für kleinere Anlagen gilt. Besonders problematisch erscheint dies für Bestandsanlagen bis 7 kW, für die derzeit keine Preisobergrenze nach § 31 MsbG festgelegt ist. Vielmehr gilt die Preisobergrenze von 60 Euro nach § 31 Abs. 3 Satz 1 MsbG derzeit nur für Neuanlagen. Zudem gelten die unter 7.3 genannten Gründe gegen eine Änderung der Grundsätze des MsbG zu den Einbaufristen und Verantwortlichkeiten für den Einbau intelligenter Messsysteme.

Da Prosumer-Anwendungsfälle auch Konstellationen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen umfassen können, sollten diese einheitlich nach § 14a EnWG geregelt werden. Der Übergang von SLP zu einer viertelstündlichen Bilanzierung setzt die Installation eines iMSys⁹ voraus, über das auch gesteuert werden kann. Abweichend von § 12 Abs. 1 StromNZV sollte

⁹ Nach BSI-Markterklärung für den Einbaufall nach § 14a EnWG/ Erzeugungsanlagen.

sich nicht bereits mit Übermittlung der viertelstündlichen Messwerte, sondern frühestens ab 2022 entsprechend bilanziert werden.

In diesem Zusammenhang weist der BDEW auf seine Rechtsauffassung hin, dass die „Messstelle“ im Sinne des MsbG alle abrechnungs- und/oder bilanzierungsrelevanten Zähler erfasst. Der BDEW bittet außerdem um Klarstellung, wie nach dem MsbG die Leistungsschwellen für Anlagen nach § 29 Abs. 1 Nr. 2 und Abs. 2 Nr. 2 MsbG zu errechnen sind, d.h. ob und nach welchen Kriterien ggf. eine Anlagenzusammenfassung stattfindet.¹⁰

8. Änderungsvorschläge zu Technologiespezifischen Regelungen

8.1. Windenergie an Land

8.1.1. Öffentliches Interesse und Handlungsbedarf außerhalb des EEG

Insbesondere bei der Windenergie an Land gibt es auch außerhalb des EEG akuten Handlungsbedarf. Im BDEW-Positionspapier „Maßnahmen zum Abbau von Hemmnissen für den weiteren Ausbau der Windenergie an Land“¹¹ werden konkrete Vorschläge zur Stärkung dieser Schlüsseltechnologie der Energiewende adressiert.

Auch das BMWi hat mit seiner Aufgabenliste zur Schaffung von Akzeptanz und Rechtssicherheit für die Windenergie an Land vom 07.10.2019¹² eine Reihe wichtiger Schritte definiert und hierzu am 12.08.2020 einen Umsetzungsstand¹³ vorgelegt. Nach intensiver Prüfung kommt der BDEW zu dem Schluss, dass aus Anwendersicht die Bewertungen des BMWi nicht in jedem Fall geteilt werden können. Dies betrifft z. B. Punkt 8 (BlmSchG-Genehmigungsverfahren). Zwar gibt es mit dem Beschluss vom 17.06.2020 tatsächlich eine entsprechende Vereinbarung zwischen Bund und Ländern – diese ist jedoch in den Ländern größtenteils noch nicht umgesetzt, mitunter existieren nicht einmal entsprechende Planungen zur Neuordnung und besseren Ausstattung der Genehmigungsstellen. Ähnliches gilt für Punkt 9 (Online-Artenschutzportal). Der am 21.01.2020 von der Bundesregierung beschlossene Bericht ist lediglich ein vorbereitender Schritt zur tatsächlichen Realisierung des Portals, das nach derzeitigen Planungen frühestens 2022. Weiterhin ist Punkt 12 (Ausgleichspflichten) aus Sicht der Windenergie nicht als umgesetzt einzustufen. Die zitierte Bundeskompensationsverordnung hat

¹⁰ Nach Auffassung des BDEW werden nach gegenwärtiger Rechtslage nur PV-Anlagen gemäß § 29 Abs. 4 iVm. § 9 Abs. 3 EEG 2017 zusammengefasst, siehe die [BDEW-Stellungnahme](#) im Empfehlungsverfahren der Clearingstelle EEG|KWKG 2020/7-IX.

¹¹ [\[w.de/media/documents/Stn_20190926_Ma%C3%9Fnahmen-Abbau-Hemmnisse-Wind.pdf\]\(https://www.bde\)](https://www.bde<u><a href=)

¹² https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/staerkung-des-ausbaus-der-windenergie-an-land.pdf?_blob=publicationFile&v=16

¹³ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/U/umsetzungsstand-aktionsprogramm-zur-staerkung-der-windenergie-an-land.pdf?_blob=publicationFile&v=4

keine praktischen Auswirkungen auf Windenergie-Vorhaben, da diese lediglich Vorhaben in Bundeszuständigkeit betrifft, insbes. also beim Übertragungsnetzausbau. Zuletzt ist darauf hinzuweisen, dass die Aufgaben 16 bis 18 mitunter zwar wichtige Weichenstellungen beinhalten, aber kein Beschleunigungspotenzial für den Windenergieausbau enthalten, unabhängig von ihrem jeweiligen Umsetzungsstand. Der BDEW plädiert in diesem Zusammenhang dafür, Umsetzungsstand und Wirksamkeit von Maßnahmen anhand tatsächlicher Verbesserungen für die Anwender zu bemessen.

Die noch offenen oder laufenden Aufgaben sowie die im EEG-RefE skizzierten Anstrengungen gilt es nun gemeinsam mit den zuständigen Ressorts in Bund und Ländern umzusetzen. Dazu gehört unter anderem, die Bewertungsstandards der Flugsicherung für Windenergieanlagen um Drehfunkfeuer anzupassen, das Anlagen-Repowering (insbesondere Erhalt der Bestandsflächen) zu erleichtern, naturschutzrechtliche Vorgaben zu standardisieren und durch Verkürzung des Instanzenzugs und effizientere Ausgestaltung des Klagerechts die gerichtliche Überprüfung zu beschleunigen¹⁴. Der BDEW begrüßt daher die im EEG-Entwurf dargestellten Pläne, denen zufolge Bund und Länder gemeinsame weitere eng abgestimmte Anstrengungen unternehmen, um den Ausbau der Windenergie zu beschleunigen.

Der BDEW unterstützt in diesem Zusammenhang auch die im vorliegenden Entwurf neu getroffene Regelung in § 1 Abs. 5 EEG-RefE, wonach die Nutzung Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung im öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient.

Die reine Festschreibung des öffentlichen Interesses und der öffentlichen Sicherheit im EEG reicht jedoch nicht aus, um den Ausbau voranzubringen und die bestehenden Genehmigungshemmnisse zu überwinden. Vielmehr muss sichergestellt werden, dass die getroffenen Festschreibungen auch in den einzelnen Fachgesetzen widerspiegelt werden und tatsächlich Anwendung finden. Das dient der Rechtssicherheit und Rechtsklarheit. Das gilt insbesondere für das BNatSchG, wobei hier zu beachten ist, dass es vor allem der europarechtlichen Klärung bedarf, damit die Anwendung des Ausnahmegrundes "zwingendes öffentliches Interesse" rechtssicher greift.

Auf nationaler Ebene ist wichtig, den für den Artenschutz im Rahmen der Umweltministerkonferenz vom 15. Mai 2020 bereits angestoßenen Standardisierungsprozess für Genehmigung von Windenergieanlagen an Land weiter voranzutreiben. Der BDEW fordert diesbezüglich ein schlüssiges Gesamtkonzept für eine Standardisierung der unklaren artenschutzrechtlichen Vorgaben. Nur dann kann ein wirksamer Beitrag zur Beschleunigung und Vereinfachung der Genehmigungssituation für Windenergieanlagen an Land in der Praxis erreicht werden. Im Falle eines nicht praxisgerechten Ergebnisses droht eine jahrelange Verlängerung des bestehenden Stillstands. Kernforderung des BDEW bleibt eine gerichtsverbindliche Standardisierung im Wege einer Rechtsverordnung oder normkonkretisierender Verwaltungsvorschrift, bei deren Erarbeitungsprozess die Anwenderbeteiligung sichergestellt ist. Da weder die Anwenderbeteiligung noch ein gerichtsverbindliches Ergebnis im derzeitigen UMK-Prozess sichergestellt sind, plädiert der BDEW für eine eindeutige Positionierung des Bundestages in

¹⁴ In diesem Zusammenhang begrüßt der BDEW die im Gesetz zur Beschleunigung von Investitionen geplanten Schritte zur Beschleunigung von Windenergie-Vorhaben.

diesem Sinne. Das Parlament sollte in Form eines begleitenden Entschließungsantrages die Bundesregierung auffordern, im Rahmen der UMK auf ein entsprechendes Ergebnis hinzuwirken.

8.1.2. Flächenbereitstellung und Bund-Länder-Koordination

Weiter begrüßt der BDEW die Regelung in § 99 EEG-RefE, wonach die Länder dem BMWi jährlich über den Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien, den Umfang an festgesetzten Flächen, Planungen für neue Festsetzungen, Stand und Dauer der Genehmigungen, Eignung von landeseigenen und kommunalen Flächen und über den Umfang, in dem das Land und deren Kommunen eigene Flächen zur Verfügung stellen, berichten müssen. Auch ist es richtig, festzuschreiben, dass die Länder künftig Maßnahmen vorweisen müssen, um den Hemmnissen bei der Flächenverfügbarkeit und bei der Planung und Genehmigung entgegen zu wirken.

Sinnvoll wäre hier, auch den jeweiligen Stand der Maßnahmenerfüllung mit in die Berichtspflicht aufzunehmen.

Unklar ist, nach welchem Maßstab eine „nicht ausreichende Flächenverfügbarkeit“ der Anlass für die Aufnahme weiterer Bereitstellungsmaßnahmen sein soll. In Ermangelung klarer Zielvorgaben, z. B. eines Flächenziels oder einer Strommenge, ist eine solche Schlussfolgerung für das Bericht erstattende Land kaum zu treffen.

Diese Lücke könnte z. B. durch die Festlegung des Ziels, bundesweit 2 Prozent der Landesfläche für die Windenergienutzung auszuweisen, geschlossen werden. Alternativ sollte klargestellt werden, dass die von den Ländern gemeldeten Flächen in Summe in Einklang mit dem in § 4 definierten Ausbauzielen für das Jahr 2030 stehen müssen. Wäre dies nicht der Fall, sollten Bund und Länder sich schnellstmöglich hinsichtlich der Ausweitung der Flächenverfügbarkeit koordinieren. Im Hinblick auf das in § 1 festgelegte Ziel einer treibhausgasneutralen inländischen Stromerzeugung noch vor dem Jahr 2050 sollte zudem festgelegt werden, dass Bund und Länder bis 2030 gemeinsam auf die Bereitstellung von genügend Flächen im Sinne dieses langfristigen Ziels hinwirken und sich entsprechend koordinieren sollten.

Ebenfalls sollte klargestellt werden, dass das BMWi die Länderberichte zusammenführen und auswerten muss. Sowohl die Länderberichte als auch die Auswertung sind in geeigneter Form, bspw. über ein Online-Portal, zu veröffentlichen.

Gleichwohl führt die reine Berichtspflicht der Länder nicht zwangsläufig auch zur Umsetzung der Maßnahmen. Über die Berichtspflicht hinaus müssen weitere gesetzliche Maßnahmen ergriffen werden, mit denen die bestehenden Hemmnisse tatsächlich abgebaut und Flächen verfügbar gemacht werden können.

8.1.3. Ausschreibungsmengen anpassen und verstetigen

Um die Ziele des Klimaschutzpakets zu erreichen, ist nach Berechnungen des BDEW und Zugrundelegung eines gleichbleibenden Stromverbrauchs ein Bruttozubaue im Bereich der Windenergie an Land von mind. 3,7 GW pro Jahr erforderlich. Der BDEW begrüßt daher die

im EEG-Entwurf festgelegten Ausschreibungsmengen. Sie ermöglichen eine Erreichung des Ausbauziels von 65 Prozent am Bruttostromverbrauch, wenn dieser sich bis 2030 nicht signifikant vom Stromverbrauch 2019 unterscheidet. Zudem ist es richtig, dass die nicht ausgeschöpften Ausschreibungsvolumina späteren Ausschreibungsmengen zugeschlagen werden. Dann können diese Mengen noch genutzt werden, wenn die Anstrengungen zum Abbau der Genehmigungshemmnisse gegriffen haben. In diesem Zusammenhang ist jedoch zu hinterfragen, ob dies tatsächlich erst ab 2024 der Fall ist. Konsequenter für die Zielerreichung 2030 wäre es auch, vorsorglich auch etwaige nicht realisierte Mengen der Ausschreibung wieder zuzuführen. Allerdings sollten aus Sicht des BDEW jährlich vier Ausschreibungsrunden festgelegt werden, damit genehmigte Projekte sich rascher als bei drei Runden um einen Zuschlag bewerben können. Dies würde auch ermöglichen, dass die von der BNetzA bis zum 15. März (also ggf. nach der Februarausschreibung) zu bestimmenden Zu- und Abschläge auf das Ausschreibungsvolumen bereits in den verbleibenden Ausschreibungen des Kalenderjahres wirken können. Der BDEW begrüßt die geplante Verpflichtung der Bundesnetzagentur, auf ihrer Internetseite für bezuschlagte Projekte auch die Registernummern aus dem Marktstammdatenregister zu veröffentlichen, die Zuschläge in der Südregion separat auszuweisen und spätestens drei Monate nach Ablauf der Fristen die Projektrealisierungsrate des jeweiligen Gebotstermins bekannt zu geben. Dies erhöht die Markttransparenz. Generell sollte ein Mechanismus implementiert werden, der eine flexible Anpassung von Ausschreibungsvolumina an veränderte Rahmenbedingungen wie bspw. eine Anhebung des europäischen EE-Ziels, einer stärkeren Sektorkopplung oder eines sich verändernden Stromverbrauch ermöglicht. Nicht nachvollziehbar ist aus Sicht des BDEW allerdings das mit 71 GW viel zu geringe Ausbauziel bis 2030. Es sollte angesichts der angemessenen Ausschreibungsvolumina angepasst werden, so dass der zu erreichende Zubau auch im Ziel abgebildet wird.

Darüber hinaus begrüßt der BDEW die Erweiterung des Referenzertragsmodells auf nun 60 % Standortgüte. Durch den neu eingeführten Korrekturfaktor werden zukünftig auch Projekte an windschwächeren Standorten entwickelt, die zuvor mangels zu erwartender Wettbewerbsfähigkeit in der Ausschreibung nicht zur Genehmigung gebracht wurden.

Ebenso führt die Einführung einer Südquote von mindestens 15 % und ab 2024 20 % der bezuschlagten Windprojekte, verbunden mit einer Abschaffung des Netzausbaugebiets, zu einer verstärkten Projektentwicklung in Süddeutschland und damit zu einer dynamischeren Projektentwicklung in den Gebieten, in denen auch ein ausreichender Netzausbau gewährleistet ist. Allerdings fehlen in Anlage 5 in der Liste der Landkreise, für die die Südquote gilt, zahlreiche Landkreise in Bayern und Rheinland-Pfalz. Hier sollten zumindest die Landkreise in Bayern vollständig aufgenommen werden.

8.1.4. Finanzielle Beteiligung der Kommunen und Bürgerstromtarife

Der BDEW begrüßt die Pläne zur Einführung einer verpflichtenden Schenkung an die Standortgemeinde, weil er darin ein mögliches Instrument zur Erhöhung der Akzeptanz in der Menschen im Umfeld von neu geplanten Windparks erkennt. Der BDEW sieht die Höhe der Schenkung von 0,2 cent/kWh als angemessen an. Eine Deckelung des Schenkungsbetrages ist nicht erforderlich. Allerdings muss der nun vorgesehene Höchstwert für

Windenergieanlagen entsprechend von 6,2 auf 6,4 Cent/kWh angehoben werden, um die Zusatzkosten dieser Beteiligung zu refinanzieren (s. nachfolgend unter 8.4.1.2).

Es ist zudem dringend darauf hinzuwirken, dass Bundesländer, die bereits eigene Beteiligungsgesetze eingeführt haben, diese nach Einführung der bundesweiten Kommunalen Beteiligung an WEA verpflichtend für Neuanlagen wieder abschaffen. Insoweit ist der BDEW verwundert darüber, dass § 36g Abs. 5 EEG 2017 durch den Referentenentwurf nicht gestrichen worden ist. Bis zur Abschaffung der länderspezifischen Gesetze zur kommunalen Beteiligung sind zudem Übergangsfristen erforderlich, damit es nicht zu Wettbewerbsverzerrungen und darüber hinaus zu finanziellen Doppelbelastungen von Windenergieprojekten durch das gleiche Anliegen kommt.

Die Schenkung sollte nach Auffassung des BDEW nicht zweckgebunden sein, die Gemeinde dem Anlagenbetreiber gegenüber aber eine Berichtspflicht über die Verwendung des Geldes haben. Eine Erfüllung der Zweckbindung könnte der Netzbetreiber nur schwer überprüfen. Außerdem muss die verpflichtende Schenkung so ausgestaltet sein, dass ein Insolvenzverwalter die Schenkung nicht nachträglich anfechten kann. Hierfür müssen die Leistungen des Anlagenbetreibers an die Gemeinde(n) einem Bargeschäft nach § 142 InsO gleichgestellt werden. Darüber hinaus bedarf nur das Schenkungsversprechen, also der der Schenkung zugrunde liegende Vertrag, der notariellen Beurkundung nach § 518 Abs. 1 BGB. Stellen die zugrunde liegenden EEG-Regelungen bereits die Grundlage für eine entsprechende Schenkung dar und wird die Schenkung auf dieser Basis vollzogen, geht der BDEW davon aus, dass eine entsprechende notarielle Beurkundung der Schenkungen nicht erforderlich ist.

Der BDEW spricht sich außerdem dafür aus, dass mindestens in der Begründung des Referentenentwurfs, im Zweifel auch im Gesetzeswortlaut selber, explizit klargestellt wird, dass die Schenkung im Rahmen der gesetzlichen Quasi-Verpflichtung keine Vorteilsannahme nach § 331 StGB seitens der Gemeinde und keine Vorteilsgewährung nach § 333 StGB seitens des Betreibers der WEA darstellt und die Kommunalaufsicht möglicherweise auf dieser Basis hier tätig wird.

Zudem regt der BDEW an zu prüfen, inwieweit perspektivisch auch für PV-Freiflächenanlagen eine Regelung zur finanziellen Beteiligung der Kommunen getroffen werden sollte, um auch dort für Akzeptanz in den Standortgemeinden zu sorgen.

8.1.4.1 Einbezug von Gemeinden im Umkreis von 15 H um den Anlagenstandort

Darüber hinaus reicht nach Auffassung des BDEW die Definition der Standortgemeinde im Referentenentwurf nicht aus. Die „Gemeinde, in der sich der Standort der Anlage befindet“, ist ungenau, weil der Begriff „Standort“ nicht definiert ist. Es kann sich hier um die Grundriemung des Mastes der Windenergieanlage selber, aber auch um das Flurstück oder insgesamt das Gelände, auf dem die Anlage steht, handeln, s. Clearingstelle EEG/KWKG, Verfahren 2018/24 zum Begriff des „Standortes“ in § 38b EEG 2017.

Einen Umkreis von 15 H um den Anlagenfuß, innerhalb dessen Gemeinden in den Genuss der Schenkung kommen, sieht der BDEW als angemessen an.

Es ist dann noch zu regeln, inwieweit Gemeinden, durch deren Gemarkung der Umkreis läuft, vollständig von der Regelung erfasst sind. Zudem ist festzulegen, welchen Anteil der Schenkung die Anrainergemeinden jeweils erhalten. Der BDEW unterstützt den von der Agora Energiewende unterbreiteten Vorschlag, Gemeinden entsprechend des Anteils ihres Gemeindegebiets an der Fläche des Kreises aus einem Radius von der 15-fachen Gesamthöhe um den Standort der Anlage zu beteiligen.

Dasselbe gilt für die Bürger, die ein Angebot für den Bürgerstromtarif erhalten: Er sollte den Bürgern der gesamten Gemeinde angeboten werden.

In Deutschland gibt es zudem insgesamt 207 Gebiete ohne Gemeindezugehörigkeit. Sie sind meist unbewohnt oder es handelt sich um Wasserflächen u. ä. Hier sollte der Gesetzgeber prüfen, wie mit diesen Gebieten hinsichtlich der verpflichtenden Schenkung umgegangen wird. Denkbar ist, dass dann die übergeordnete Gebietskörperschaft zuständig ist, d. h. wohl der entsprechende Kreis, das Land oder der Bund. Aus Sicht des BDEW sollte die verpflichtende Schenkung für alle Windprojekte gelten. Andernfalls müsste der Netzbetreiber die Gemeindezugehörigkeit prüfen. Hingegen erfährt der Planer von Windenergieanlagen automatisch über die zuständige untere Immissionsschutzbehörde, zu welcher Gemeinde oder welchem Landkreis sein Standort gehört.

8.1.4.2 Veränderung des Höchstpreises

Im EEG-Referentenentwurf ist ein Fortbestand des aktuell geltenden Höchstpreises im Bereich der Windenergieanlagen an Land von 6,2 Cent/kWh vorgesehen. Der BDEW schlägt eine Anhebung des zulässigen Höchstpreises bei den Ausschreibungsgeboten von aktuell 6,2 Cent/kWh auf dann 6,4 Cent/kWh vor. Durch diese Anhebung werden die in die Gebote einzupreisenden Mehrkosten von 0,2 Cent/kWh abgebildet, die durch den Betreiber der Windenergieanlagen der Gemeinde über die verpflichtende Schenkung zugeleitet werden.

Angesichts des aktuell geringen Wettbewerbsniveaus erachtet der BDEW eine Degression des Höchstpreises von jährlich 2 Prozent als angemessen. Bei besonderen Entwicklungen sollte jedoch die Bundesnetzagentur weiterhin korrigierend eingreifen können. Es ist allerdings hervorzuheben, dass der Wettbewerb nicht über den Höchstpreis herzustellen ist, sondern über die Verbesserung der Genehmigungssituation, damit ausreichend baureife Windprojekte in der Ausschreibung teilnehmen. Zu kritisieren ist in diesem Zusammenhang, dass die Bundesnetzagentur nur noch nach unten korrigierend eingreifen kann (das Beispiel der Abgabe zeigt, dass es auch gegenläufige Faktoren geben kann). Allgemein ist zwar zu begrüßen, dass die BNetzA nun auch unterjährig reagieren kann. Allerdings sollte zur Wahrung der Planungssicherheit in der Ausschreibungsvorbereitung kurzfristige Änderungen vermieden werden. Es wäre somit angemessen, dass eine Absenkung des Höchstwertes frühestens zum übernächsten Ausschreibungstermin wirksam wird. In jedem Fall sollte klargestellt werden, dass eine Änderung nach Bekanntmachung einer Ausschreibung (inkl. Höchstwert) nicht möglich ist.

8.1.4.3 Einbezug von Windparks, die sich am Markt finanzieren (PPA oder ähnliches)

Nach Auffassung der BDEW schmälert es die Akzeptanz, wenn nur Windparks innerhalb des Förderregimes des EEG die Schenkung leisten, während am Markt finanzierte Parks dazu nicht verpflichtet werden. Durch die Regelung der Schenkungshöhe über die EEG-Vergütung entfällt darüber hinaus die Schenkung an die Gemeinde für Windparks, die aus der gleitenden Marktprämie in die sonstige Direktvermarktung wechseln. Diese Wechsel treten auf, wenn durch einen höheren Börsenstrompreis der zu erwartende Erlös höher liegt als bei einem Verbleib in der Festvergütung. Eine Regelung für marktfinanzierte Projekte ist umso wichtiger, weil laut RefE insbesondere ab 2027 auf einen marktgetriebenen Ausbau hingewirkt werden soll. Wenn dies gelingt, wird ein – im Übrigen nicht transparent nachvollziehbarer – Teil der Projekte die Kommunen nicht finanziell beteiligen können, was zu Lasten der Akzeptanz gehen wird.

Mittelfristig müssen deshalb auch über PPA und anderen Mechanismen außerhalb des EEG finanzierte WEA zur Schenkung an die Standortgemeinde verpflichtet werden. Da Anlagen außerhalb der EEG-Förderung nicht an EEG-Finanzströmen teilnehmen, kann hier nicht dieselbe Sanktion verwendet werden wie für die an der EEG-Förderung teilnehmenden Windenergieanlagen.

Als Sanktion für nicht-EEG-geförderte Anlagen regelt allerdings § 52 Abs. 4 EEG 2017, dass diese Anlagen dann den Anspruch auf vorrangigen Netzzugang verlieren. Dies kann dann aber nicht unterjährig einsetzen, wie z.B. bei einer Nichtinstallation von Regeleinrichtungen nach § 9 Abs. 1 i.V. mit § 52 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 i.V. mit Abs. 4 EEG 2017, da die hiesige Sanktion immer erst nachträglich greifen kann (nach Vorlage der Jahresabrechnung). Dementsprechend müsste die Sanktion so ausgestaltet werden, dass sie bei diesen Anlagen erst für das Folgejahr Wirkung entfaltet.

8.1.4.4 Angebot eines Bürgerstromtarifs alternativ zu Teil der Schenkung

Der BDEW bewertet die Möglichkeit des Bürgerstromtarifs als kompliziert und störanfällig. Darüber hinaus existieren auch Gemeinden in der Bundesrepublik, die zwar für die Errichtung von Windenergieanlagen in Frage kommen, aber weniger als 80 Einwohner oder Haushalte umfassen. Kritisch kann auch die Notwendigkeit einer sehr hohen Kundenzahl für den ansonsten nicht kostendeckenden Stromtarif werden.

Zudem empfiehlt der BDEW, dass auch die Belieferung von Gewerbebetrieben oder Ladestationen für E-Mobile zulässig sein sollte.

Einzelne BDEW-Mitgliedsunternehmen plädieren dafür, dass der Bürgerstromtarif nur eine mögliche Option der Beteiligung vor Ort unter mehreren sein sollte.

Dann ist allerdings zu befürchten, dass von dem Bürgerbeteiligungsinstrument in der jetzigen Ausgestaltung nur im Ausnahmefall – insbesondere dann, wenn Marketinggesichtspunkte überwiegen – Gebrauch gemacht wird. Gegen die Befugnis, aus mehreren Optionen auswählen zu dürfen, spricht auch, dass ansonsten alle vom Gesetzgeber zulässigen Optionen im Gesetz genannt werden müssten, damit die Sanktion überhaupt greifen könnte, wenn keine dieser Optionen gewählt wird. Dies setzt wiederum voraus, dass sämtliche der angedachten

Optionen im Gesetz detailgenau zusammen mit den entsprechenden Finanzierungsbeiträgen genannt und keine weitergehenden zugelassen werden.

Aus BDEW-Sicht sprechen bessere Argumente für die im Gesetzentwurf angelegte Lösung: Ansonsten müssten auch alle Optionen auf ihre inhaltliche Vergleichbarkeit hin überprüft werden, damit die Befürchtung der „Wahl des einfachsten Mittels“ entkräftet wird. Außerdem müsste für jede dieser Optionen eine neue Nachweismöglichkeit geschaffen werden, die an den betroffenen Netzbetreiber keine erhöhten Prüfanforderungen stellt.

Im EEG-Referentenentwurf bleibt noch offen, ob eine regelmäßige „Wahloption“ – also eine nur temporäre Verpflichtung des Anlagenbetreibers zur Realisierung der Bürgerbeteiligung – möglich sein soll und in welcher Art und Weise und mit welcher Frist diese durch den Anlagenbetreiber ggü. dem Anschlussnetzbetreiber zu erfolgen hat. Um den administrativen Aufwand auf Seiten der Anschlussnetzbetreiber gering zu halten, ist aus Sicht des BDEW eine einmalige Entscheidungsmöglichkeit des Anlagenbetreibers für oder gegen das Angebot der Bürgerbeteiligung sinnvoll.

Der BDEW geht zudem davon aus,

- dass der Anschluss-Netzbetreiber die Pönale gegenüber dem betroffenen Anlagenbetreiber von der laufenden Förderung abzieht, wie dies im Rahmen der Sanktionen nach § 52 EEG 2017 geschieht, und
- dass die Pönale dann auch entsprechend im Rahmen des Belastungsausgleichs berücksichtigungsfähig ist.

8.1.4.5 Keine Wälzung über den kommunalen Finanzausgleich

Aus Sicht des BDEW muss die verpflichtende Schenkung gesetzlich so ausgestaltet werden, dass die zusätzlich an die Gemeinde fließende Summe nicht durch den kommunalen Finanzausgleich erfasst wird. Bei der Implementierung der kommunalen Beteiligung muss zudem verhindert werden, dass finanzschwache Gemeinden aufgrund der Schenkung künftig um diesen Betrag verringerte Zuwendungen erhalten. Dies muss nach entsprechender Klärung zwischen den betroffenen Ministerien im EEG oder in einem Artikel des vorliegenden Referentenentwurfs durch Anpassung anderer Gesetze auch so umgesetzt werden.

8.1.4.6 Weitere zu beachtende Punkte bei der Regelung zur Kommunalen Beteiligung:

Abwicklung

Gleichwohl gilt es mit der Zunahme an Beteiligungsoptionen über das Modell der Schenkung und dem Bürgerstromtarif hinaus zu berücksichtigen, dass der Anschlussnetzbetreiber möglicherweise von einer Vielzahl von neuen und individuellen Prüfsachverhalten betroffen wäre. Da diese Sachverhalte in erster Linie das Verhältnis zwischen Kommune und Windenergieanlagenbetreiber betreffen, prüft der Anschlussnetzbetreiber sachfremd und auf Basis von ihm nicht vorliegenden Informationen. Bestehende, durch das EEG etablierte Prüf- und Abrechnungsmechanismen müssten für die neuen Prüfungen angepasst und neue Sanktionsmechanismen geschaffen werden.

Zudem würde der Prüfaufwand durch die vorgesehenen Optionen weiter steigen. Wichtig für eine zügige Abwicklung seitens der Netzbetreiber ist, dass den Netzbetreibern keine Verpflichtungen zu aufwändigen Nachforschungen auferlegt werden, sondern lediglich fristgerecht und vollständig eingereichte Unterlagen zu prüfen sind.

Sofern das Instrument der finanziellen Beteiligung der Kommunen und Bürgerstromtarife weiterverfolgt werden sollte, wird ein verpflichtendes Testat durch Wirtschaftsprüfer, welches dem Anschlussnetzbetreiber vorgelegt werden kann, angeregt. Für den Nachweis der erfolgten Zahlungen an die Gemeinde erscheint es dem BDEW sachgerecht, dass der Anlagenbetreiber als Nachweis für die Zahlungen der Beträge an die zuständige(n) Gemeinde(n) gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber eine Eigenerklärung in Textform (auch per E-Mail) vorzulegen hat. Aus dieser Eigenerklärung kann dann der Nachweis der Zahlung für jede einzelne Anlage oder insgesamt unter Aufschlüsselung der jeweiligen Anlagen und der entsprechenden Strommengen, auf denen der ausgezahlte Betrag basiert, hervorgehen. Entsprechende Eigenerklärungen dürfen z.B. auch im Zuge der EEG-Ausschreibungsverfahren verwendet werden. Ein komplizierter Nachweis, der sowohl einen höheren zeitlichen als auch einen erhöhten Prüfungsaufwand erfordert, muss aus BDEW-Sicht vermieden werden.

Es bleibt auch unklar, wie der Initialnachweis des Angebotes eines Vertrages, wie ihn § 36k Abs. 1 und 2 des Referentenentwurfs fordert, geführt werden soll. Die Vorlage eines entsprechenden Vertragsentwurfs weist nicht nach, dass der Anlagenbetreiber diesen der Gemeinde gegenüber angeboten hat. Insoweit ist hierfür zumindest die Erklärung einer vertretungsberechtigten Person der Gemeinde erforderlich, die die Abgabe eines entsprechenden Vertragsangebotes bescheinigt.

Zudem muss gesetzlich angeordnet werden, dass die BNetzA etwaige Rückstellungen der Netzbetreiber zum Abdecken eventueller Nachforderungen der Anlagenbetreiber nicht zu Lasten der Netzbetreiber in der Anreizregulierung berücksichtigen darf.

Berechnungsbasis der Schenkung

Der Gesetzentwurf sieht als Berechnungsbasis der Schenkungen den Stromertrag vor, d.h. die erzeugten Kilowattstunden (kWh) im vorangegangenen Jahr, wobei durch Einspeisemanagement abgeregelte Strommengen dabei ebenfalls berücksichtigt werden sollen.

Hier muss bereits dahingehend differenziert werden, dass die „abgeregelten Strommengen“ nur solche umfassen dürfen, die nach Maßgabe des Einspeisemanagements bzw. künftig des Redispatch (vollständig) vom Netzbetreiber erstattet werden. Solche, deren Abregelung selbst nach dem aktuellen BGH-Urteil vom 11. Februar 2020 nicht erstattet werden müssen, können schon nicht als Bemessungsgrundlage herangezogen werden, weil einer entsprechenden Zahlung der Gemeinde keine Zahlung des Netzbetreibers (Marktprämie oder Entschädigung) gegenübersteht. Daher würden diese Strommengen aus Sicht des BDEW bereits herausfallen. Dies betrifft auch Strommengen, die infolge des Ausfalls der Gleitenden Marktprämie durch die „Negative-Preise-Regelung“ dem Windanlagenbetreiber nicht vergütet werden.

Die Höhe der Zahlung soll gemäß dem EEG-Entwurf am Stromertrag des vorangegangenen Jahres inkl. ggf. abgeregelter Strommengen bemessen werden. Dies führt insbesondere

dann zu Problemen bei der Einhaltung in der Fristenkette, wenn der Anlagenbetreiber der Verpflichtung zur Zahlung an die Standortkommune nicht nachkommt. Der Anlagenbetreiber muss seine für die Endabrechnung des vorangegangenen Kalenderjahres erforderlichen Daten dem Anschlussnetzbetreiber bis zum 28. Februar zur Verfügung stellen (§ 71 EEG 2017). Erst dann kann dieser die Jahresendabrechnung erstellen und an den Anlagenbetreiber ausreichen. Der anschließende Prozess der Zahlung/ des Zahlungsangebots des Anlagenbetreibers an die Standortkommune kann – sofern diese Fristen ausgeschöpft werden – frühestens Mitte März des Folgejahres beginnen und muss binnen weniger Wochen abgeschlossen sein, um den Anschlussnetzbetreiber in die Lage zu versetzen, seinen Mitteilungspflichten nach § 72 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 fristgerecht bis zum 31.05. nachzukommen und diese durch einen Wirtschaftsprüfer prüfen zu lassen.

Weiter verschärft wird der zeitliche Ablauf insbesondere dann, wenn für das Vorjahr auch abgeregelte Strommengen als Bemessungsgrundlage herangezogen werden müssen, da diese regelmäßig nicht aus den Jahresendabrechnungen ersichtlich sind und einem separaten Nachweis ggü. der Standortkommune bedürfen. Im Falle einer Nichterfüllung der Verpflichtung des Anlagenbetreibers zur Leistung der Zahlung wird eine Vereinnahmung der Sanktionszahlung bzw. eine Reduzierung des Vergütungsanspruchs des Anlagenbetreibers bis zum 31.05. des Folgejahres regelmäßig nicht realisierbar sein und demnach die EEG-Umlage auch nicht zeitnah im Folgejahr mindern. Dies gilt umso mehr, als der Referentenentwurf nun vorsieht, dass die Zahlungen zum 1. Februar des Folgejahres der Einspeisung an die Gemeinde erfolgen müssen.

ÜNB-Ansatz der Netto-Strommengen

Aufgrund der vorgeschilderten Problematik kann es sinnvoll sein, zur Bemessung der Zahlung nicht auf den „fiktiven Stromertrag“ des Vorjahres, sondern auf den tatsächlichen Standortertrag i. S. d. EEG abzustellen. Wegen der entfallenden Bezugnahme auf die Jahresendabrechnung wären die Zahlungen an die Standortgemeinde dann bereits während des laufenden Jahres abwickelbar, es verbliebe genügend Zeit für ggf. erforderliche Clearing und Sanktionsprozesse. Darüber hinaus würden die Standortkommunen bei diesem Modell eine über mehrere Jahre konstante Zahlung erhalten, deren Berechnungsgrundlage mittels ohnehin bereits vorhandener Nachweise (insb. Standortgutachten) möglich wäre.

Alternativer BDEW-Ansatz: Brutto-Strommengen und Abregelungs-Strommengen mit zeitlichem Verzug (t+1):

Als Berechnungsbasis nennt der Gesetzentwurf den Standortertrag der Anlage zzgl. der abgeregelten Strommengen. Darüber hinaus statuiert der Gesetzentwurf, dass die Zahlungen an die Gemeinde zum 1. Februar des Folgejahres der Einspeisung erfolgen müssen und dass die Zahlungen im Zuge der entsprechenden Einspeisung bzw. hier der Abregelung in der folgenden Kalenderjahresendabrechnung dem Netzbetreiber nachgewiesen werden müssen. Hierbei ist aber zu beachten, dass zu diesem Zeitpunkt zahlreiche Abregelungen aus dem vergangenen Kalenderjahr zwischen Anlagen- und Netzbetreiber (ÜNB und VNB) noch streitig sein werden und dementsprechend weder hinsichtlich des kWh-Betrages noch

hinsichtlich des Entschädigungsbetrages bezifferbar sind. Dies entspricht dem Zustand der letzten Jahre und muss daher beachtet werden.

Daher schlägt der BDEW vor, dass die abregelungsbedingten Strommengen und Zahlungen für die Transaktion Anlagenbetreiber-Gemeinde in das Folge-Kalenderjahr transferiert werden, so dass für diese Beträge ein Jahr gewonnen wird. Anderenfalls droht dem Anlagenbetreiber eine Sanktion für diejenigen Strommengen, die er zwar gegenüber dem Netzbetreiber als entschädigungspflichtig vorgetragen und angemeldet hat, über die er aber noch keine Einigung mit diesem in Grund oder Höhe erzielt hat, und für die folglich noch keine Zahlungen an die Gemeinde geleistet werden konnten. Dieses Paradoxon kann dann letztlich nur durch einen entsprechenden Aufschub bei der Rechtsfolge aufgefangen werden.

Die Zahlung an die Standortkommune soll gemäß dem EEG-Entwurf ausschließlich für neue Windenergieanlagen verpflichtend sein, wenn diese nicht vor dem 1. Januar 2021 einen Zuschlag bei Ausschreibungen bzw. eine Vergütung nach dem EEG erhalten bzw. vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind (vgl. § 100 Abs. 1 und 2 des Gesetzesentwurfs). Das Konzept der Bindung an den Zeitpunkt der Zuschlagserteilung oder der Inbetriebnahme sollte nach BDEW-Sicht beibehalten bleiben. Hierdurch unterliegen schon geplante und finanzierte Projekte keiner Veränderung ihrer Kalkulationsbasis. Zudem bestehen bereits vereinbarte Akzeptanzprojekte auf diese Weise fort und können wie geplant umgesetzt werden.

Schließlich ist beim Nachweis der Vereinbarung von mindestens 80 Stromlieferungsverträgen pro Jahr darauf zu achten, dass dieser Nachweis unter Beachtung des Schutzes der Daten der Stromkunden geführt werden muss und dass Netzbetreiber hinsichtlich Stromvertriebsdaten den gesonderten Entflechtungsvorschriften unterliegen. Darüber hinaus ist in § 36k Abs. 3 EEG-RefE unklar, ob es ausreicht,

- dass mindestens 80 Einwohner der Standortgemeinde über Stromlieferungsverträge nach § 42b EnWG beliefert werden, oder
- dass es mindestens 80 Stromlieferungsverträge sein müssen, über die Einwohner der Standortgemeinde nach § 42b EnWG beliefert werden.

Im ersteren Fall kann die Anzahl der Stromlieferungsverträge auch unter 80 liegen. Aufgrund der Sanktionierung dieser Regelung muss diese auch widerspruchsfrei ausgestaltet werden. Zudem ist nicht klar, wie zeitweilige Leerstände beispielsweise aufgrund von Umzügen oder Todesfällen in die Berechnung einzubeziehen sind.

Nach BDEW-Verständnis ist eine Bindung des Bürgerstromangebots an die Vorlage grüner Herkunftsnachweise für den angebotenen Strom nicht möglich. Der Gesetzesentwurf legt eine Anwendbarkeit des Systems auf geförderte EEG-Anlagen zugrunde. Dies bedingt aber nach § 80 Abs. 2 EEG 2017, dass für diesen Strom keine Herkunftsnachweise ausgestellt werden dürfen. Dies gilt auch im Falle der Förderung über die gleitende Marktprämie. Eine Knüpfung der freiwilligen Schenkung an „grüne Herkunftsnachweise“ würde daher ein Durchbrechen der EEG-Systematik bedeuten und eine dem EEG fremde zusätzliche Vorteilsgewährung in Form von Herkunftsnachweisen.

8.1.5. Verlängerung der Umsetzungsfrist bei Herstellerinsolvenz (§ 36e EEG)

Der BDEW begrüßt die im Gesetzentwurf geplante Verlängerung der Realisierungsfrist nach Erhalt des Zuschlags im Falle der Insolvenz des Anlagenherstellers. Zudem muss sichergestellt werden, dass dann der Förderzeitraum von 20 Jahren erhalten bleibt. Die Fristverlängerung darf somit keine Auswirkung auf den Förderzeitraum haben. Ansonsten würde eine Teilentwertung des Zuschlags stattfinden und der Bieter für die nicht von ihm verursachte Insolvenz des Anlagenherstellers doch bestraft werden.

Anstelle der bereits im EEG-RefE enthaltenen Änderung von § 36i EEG muss somit an die Regelung folgender Satz angehängt werden:

„Satz 1 ist nicht anwendbar im Falle einer Verlängerung der Frist aufgrund von § 36e Absatz 3.“

Anderenfalls wird der Bieter bzw. Anlagenbetreiber für einen Umstand mit einer Verkürzung der Förderzeit bestraft, den er nicht selbst zu vertreten hat.

8.1.6. Verlängerung der Umsetzungsfrist bei Klagen auch ohne sofortige Vollziehbarkeit (§ 36e Abs. 2 EEG)

Die Verlängerung der Realisierungsfrist sollte nach Auffassung des BDEW nicht an eine sofortige Vollziehbarkeit der entsprechenden BImSchG-Genehmigung gekoppelt sein. Diese Änderung von § 36e EEG sollte noch in das EEG 2021 aufgenommen werden.

Nach § 36e EEG besteht im Falle von Klagen die Möglichkeit, eine Verlängerung der Frist, nach der der Zuschlag erlischt, zu beantragen. Voraussetzung hierfür ist jedoch die behördliche oder gerichtliche Anordnung der sofortigen Vollziehbarkeit der Genehmigung (§ 36e Abs. 2 Nr. 2 EEG). Es sind allerdings Fälle denkbar, in denen ein Rechtsbehelf gegen die BImSchG-Genehmigung zwar wenig erfolgversprechend ist, der Anlagenbetreiber die sofortige Vollziehbarkeit der Genehmigung jedoch dennoch nicht erhält, weil weitere Voraussetzungen hierfür nicht vorliegen oder diese nicht erfolgversprechend ist.

Des Weiteren muss die Regelung auf jene Rechtsbehelfe ausgeweitet werden, die keine aufschiebende Wirkung entfalten. Grundsätzlich sollte jeder Rechtsbehelf zur Hemmung der Realisierungsfrist führen, da sowohl Rechtsbehelfe mit als auch solche ohne aufschiebende Wirkung die Sicherheit der Investition in die Anlage und deren Vorbereitung erschüttern und damit ein Hemmnis beim Ausbau der Stromerzeugung aus Windenergie darstellen.

In diesem Zusammenhang hat der Bundesrat aktuell einen Gesetzentwurf zur Änderung des EEG auf Initiative des Landes Nordrhein-Westfalen beschlossen, wonach die Realisierungsfrist durch die Einlegung eines Rechtsbehelfs mit aufschiebender Wirkung bis zu einer rechtskräftigen Entscheidung oder anderweitigen Beendigung des eingeleiteten Verfahrens gegen die Genehmigung der bezuschlagten Windenergieanlage gehemmt werden soll. Der BDEW begrüßt diese Regelungsinitiative ausdrücklich als ersten Schritt in die richtige Richtung.

8.1.7. Erhalt der Genehmigung bei Änderung des Anlagentyps (§ 36f EEG)

Aufgrund der uneinheitlichen Verwaltungspraxis hinsichtlich Neu- und Änderungsgenehmigungen bei nachträglicher Änderung der Anlagenparameter bedarf § 36f Abs. 2 EEG einer Anpassung. Der BDEW begrüßt daher den für § 36f Abs. 2 Satz 2 EEG 2017 vorgesehenen Einschub, dass der Zuschlag nicht nur auf eine Änderungsgenehmigung, sondern auch eine Neugenehmigung für Anlagen auf denselben angegebenen Flurstücken bezogen bleiben soll.

Die flächenseitige Beschränkung auf dasselbe Flurstück (s. § 54 Abs. 2 EEG 2017), das im Gebot und dementsprechend im Zuschlag genannt wird, kann aufgrund der landesspezifischen Größen von Flurstücken im Einzelfall zu klein sein. Hinzu kommt, dass sich aus einer neu erteilten Genehmigung oder einer Änderungsgenehmigung unter genehmigungsrechtlichen Gesichtspunkten auch Standortverschiebungen ergeben können.

Daher hält der BDEW eine gewisse Ausweitung über die Flurstücksgrenzen hinaus für erforderlich, um die Realisierungswahrscheinlichkeit des Projektes zu erhöhen. Zugleich muss aus BDEW-Sicht jedoch verhindert werden, dass Zuschläge wegen mangelnden Standortbezuges handelbar werden und hierdurch Marktverzerrungen hervorrufen könnten.

Erfolgt die Änderung oder Neuerteilung einer Genehmigung für das bezuschlagte Projekt außerdem aufgrund Rechtsbehelfs Dritter mit aufschiebender Wirkung, muss der Ablauf der Realisierungsfrist bis zu einer rechtskräftigen Entscheidung oder sonstigen Beendigung des eingeleiteten Verfahrens gegen die Genehmigung für die Dauer der aufschiebenden Wirkung gehemmt werden (s. vorstehender Vorschlag zu § 36e Abs. 2 EEG 2017).

Darüber hinaus ergeben sich Änderungen bei der Genehmigung in der Praxis zumeist mit Rücksicht auf den Hersteller oder eine rechtskräftige Gerichtsentscheidung. Der BDEW begrüßt die geplante Neuregelung im EEG-Referentenentwurf, dass gemäß § 36j EEG-RefE auch eine Leistungserhöhung bei bereits bezuschlagten Windenergieanlagen möglich sein soll. Allerdings sollte die Leistungserhöhung durch eine automatische Ausweitung des Zuschlags abgedeckt sein, anstatt für die zusätzliche Leistung die nochmalige Teilnahme an einer Ausschreibung zu fordern, wenn der Bieter einen solchen Grund für die Leistungsänderung gegenüber der BNetzA nachgewiesen hat. Die aktuelle geplante Regelung könnte auch dazu führen, dass der Zuschlag für die zusätzliche installierte Leistung nicht erlangt wird und ein baureifes Projekt sich verzögert.

Formulierungsvorschlag für den bisherigen § 36f Abs. 2 EEG 2017:

„(2) Wird die Genehmigung für das bezuschlagte Projekt nach der Erteilung des Zuschlags geändert oder neu erteilt, bleibt der Zuschlag auf die geänderte oder neu erteilte Genehmigung bezogen, wenn der Standort der Windenergieanlage um höchstens die doppelte Rotorblattlänge von dem im Zuschlag angegebenen Standort, bei unterschiedlichen Flurstücken um höchstens die doppelte Rotorblattlänge von den Außengrenzen des im Zuschlag angegebenen Flurstücks, abweicht. Der Umfang des Zuschlags verändert sich dadurch grundsätzlich nicht. Satz 2 gilt dann nicht, wenn der Bieter gegenüber der Bundesnetzagentur im Rahmen eines entsprechenden Antrages hin nachweist, dass die Änderung oder Neuerteilung der Genehmigung hinsichtlich der Leistung der vom Projekt erfassten Anlagen nach der Erteilung des Zuschlags erforderlich wurde wegen einer fehlenden Verfügbarkeit der von der Genehmigung erfassten Anlagentypen oder

aufgrund einer rechtskräftigen gerichtlichen Entscheidung; in diesen Fällen hat die Bundesnetzagentur die Wirkung des Zuschlags durch entsprechenden Bescheid auch auf die überschießende Leistung übertragen.“

Das durch den Gesetzentwurf neu eingeführte Institut der Zusatzgebote nach § 36j EEG-RefE hebt diese Problematik allenfalls teilweise auf: Im Rahmen der Anlagenrealisierung sind Leistungssprünge von 3.300 kW auf 4.200 kW nicht selten. Dann reicht die 15%-Regelung in § 36j EEG-RefE nicht aus. Daher wäre eine weitergehende Regelung erforderlich. Außerdem muss der Anlagenbetreiber für die hinzukommende Leistung dann an einer neuerlichen Ausschreibung mit einem wahrscheinlich abgesenkten Höchstwert teilnehmen, weshalb für die Anlage ein geringerer Gesamt-Zuschlag als ursprünglich Erlöst werden würde.

Als Hauptproblem bleibt aber, dass der Bieter nicht verlässlich mit dem neueren Windenergieanlagen-Typ planen kann, weil er nicht weiß, ob er den Zuschlag für die zusätzliche Leistung bekommt.

8.1.8. Aufhebung der Ausschreibungsprivilegien für Bürgerenergiegesellschaften (§ 36g EEG)

Aus Sicht des BDEW hat das BMWi es versäumt, die zwischenzeitlich bereits ausgesetzten Privilegien für Bürgerenergiegesellschaften (BEG) dauerhaft aufzuheben.

Um den geplanten Ausbaupfad für die Windenergie nicht zu gefährden und negative Auswirkungen in der Wertschöpfungskette der Windindustrie zu vermeiden, sollte anders als bisher der Zuschlagswert zukünftig nicht mehr automatisch der höchste bezuschlagte Gebotswert sein, sondern nur dann, wenn der Gebotswert über dem Mittelwert aller abgegebenen Gebote liegt.

Durch letztere Maßgabe würde erreicht, dass einerseits weiterhin die Bürgerbeteiligung und Erhöhung der Akzeptanz der Energiewende gefördert, andererseits aber verhindert wird, dass Gebote nahe Null immer einen Zuschlag erlangen.

8.1.9. Einführung eines neuen 60%-Gütefaktors für Windenergieanlagen an Land

Der BDEW begrüßt die Einführung eines neuen Gütefaktors für Windenergieanlagen an Land zwischen 60 und 70%. Hierdurch wird die Gebotsabgabe auch für weniger windhöffige Gebiete angereizt- und damit nicht nur für die südlichen, sondern auch für die nördlichen Bundesländer. Dies kann zu einer Zunahme von Geboten bei entsprechenden Ausschreibungen führen.

8.1.10. Streichung der Netzbetreiber-Prüfpflicht des „anzulegenden Wertes“ bei Windenergieanlagen (§ 36h EEG 2017)

Gemäß § 36h Abs. 1 EEG 2017 haben die Netzbetreiber den „anzulegenden Wert“ auf Basis der Gutachten, die der Anlagenbetreiber vorlegen muss, zu berechnen. Diese Berechnung ist nicht erforderlich, weil die betreffenden Gutachten selber diesen Wert ausweisen können. Die

Netzbetreiber-Berechnung stellt für die Netzbetreiber einen vermeidbaren Verwaltungsaufwand dar. Daher sollte diese Berechnungspflicht gestrichen werden.

8.1.11. Verschlankung des Abwicklungsaufwands des Netzbetreibers im Rahmen von § 36h EEG 2017

Nach § 36h EEG 2017 hat der Netzbetreiber ab Beginn des sechsten, elften und sechzehnten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Jahres den anzulegenden Wert anhand des Standortertrages zu prüfen und zu korrigieren, wobei er eventuell in der Vergangenheit gezahlte Mehr-Beträge zurückfordern muss. Hierbei sollte in § 36h Abs. 2 EEG 2017 klargestellt werden, dass diese Rückforderung nicht als Korrektur der Abrechnungen der letzten fünf Jahre, sondern in Form einer neuerlichen Abrechnung unter Verrechnung des Differenzbetrages und dessen Verzinsung mit künftigen Forderungen des Anlagenbetreibers erfolgen darf. Hierdurch wird unnötiger Abrechnungsaufwand beim Netzbetreiber vermieden.

Zudem könnte darüber nachgedacht werden, dass die nachträgliche Rückabwicklung nicht nur in die Zukunft verlagert wird, sondern dass diese im Rahmen der Anpassung des anzulegenden Wertes rechnerisch einbezogen und damit die „Rückzahlung“ bzw. Nachzahlung über 5 Jahre gestreckt wird

Außerdem sollte im Gesetz klargestellt werden, dass mit diesen Anpassungen kein nachträgliches Aufschnüren der Strommengenzuordnung nach § 24 Abs. 3 EEG 2017 verbunden ist.

8.1.12. BNK-Sanktionen gebunden an Verschulden des Anlagenbetreibers

Die Gründe, warum eine zugelassene und funktionsfähige BNK-Einrichtung zum Stichtag für die Umsetzung der BNK-Anforderungen nach § 9 Abs. 8 EEG 2017 i.V. mit der Festlegung BK6-19-142 der BNetzA nicht notwendigerweise eingebaut sein muss, sind vielfältig. Dies können insbesondere

- ein Stau bei der Baumusterprüfung für entsprechende Systeme nach Anhang 6 der bisherigen sowie der nun neuen AVV Kennzeichnung,
- ein Bearbeitungsstau bei den zuständigen Immissionsschutzbehörden hinsichtlich möglicher Genehmigungen oder
- ein Stau beim Einbau entsprechender Systeme in die ca. 35.000 betroffenen Windenergieanlagen

sein. Diese Umstände sind für den Anlagenbetreiber nicht beherrschbar. Der nicht termingerechte Einbau der Einrichtungen wird aber trotzdem nach § 9 Abs. 8 i.V. mit § 52 Abs. 3 Nr. 1 a) EEG 2017 verschuldensunabhängig sanktioniert.

Daher muss § 52 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1a) EEG 2017 dahingehend geändert werden, dass die Rechtsfolge dann nicht eintritt, wenn das Fristversäumnis vom Anlagenbetreiber nicht zu vertreten ist. Gründe für ein fehlendes Vertreten wären z. B., dass

- das zugrundeliegende Genehmigungsverfahren für die Ausrüstung der BNK-Installation zu lange dauert,

- die Bau- bzw. BImSchG-Genehmigung zur Zulassung der Systeme beklagt oder für eine Radar-Lösung behördlich gar nicht erteilt wird,
- Systeme trotz abgeschlossener Verträge nicht lieferbar sind oder
- der Testflug – soweit erforderlich – durch die oder in Abstimmung mit der Deutschen Flugsicherung (DFS)¹⁵ nicht rechtzeitig erfolgen kann oder nicht erfolgreich abgeschlossen wird und hierauf eine entsprechende Änderung des BNK-Systems erfolgen muss, die für den Anlagenbetreiber nicht vorhersehbar war.

Hinzu kommt, dass die Umsetzungsfrist in § 9 Abs. 8 EEG 2017 entweder durch den Gesetzgeber oder durch die BNetzA im Rahmen einer entsprechenden Festlegung so angepasst werden muss, dass die Vorgaben der novellierten AVV Kennzeichnung termingerecht umgesetzt werden können. Die hierfür gesetzlich angeordnete Fristsetzung muss voraussetzen, dass die notwendigen BNK-Einrichtungen technisch verfügbar sind und dass sämtliche hierfür erforderlichen Genehmigungen und Zulassungen vorliegen. Nur dann ist für die betroffenen Anlagen- und Netzbetreiber die nötige Rechtssicherheit gewährleistet. In der Praxis darf es nicht zu Diskussionen zwischen Anlagen- und Netzbetreibern kommen, ob und warum eine notwendige BNK-Technik nicht installiert werden konnte, um mögliche Sanktionen zu vermeiden.

Insoweit ist im Rahmen von § 9 Abs. 8 EEG 2017 sicherzustellen, dass der dort gesetzte Stichtag entweder durch die BNetzA im Zuge des laufenden Festlegungsverfahrens (Az. BK6-20-207), oder durch den Gesetzgeber im Rahmen der vorliegenden Novelle ausreichend verlängert wird.

8.1.13. Maßnahmen zur regionalen Steuerung des Zubaus von Windenergieanlagen

Der BDEW begrüßt die Abschaffung des Netzausbaugesbiets. Die damit einher gehende Südquote kann künftig eine Steuerungswirkung entfalten, ohne den zur Erreichung der Erneuerbaren-Ziele dringend notwendigen Ausbau der Windenergie an den windhöffigen Standorten der Küstengebiete zu behindern, da wieder mehr baureife Projekte an der Ausschreibung teilnehmen. Eine mit der Quote verbundene Wettbewerbsverzerrung innerhalb des Ausschreibungssegments ist unter diesen Umständen hinnehmbar.

Der BDEW setzt parallel dazu auf innovative Ansätze wie den Ausbau von Speichern, die Stärkung von nachfrage- und angebotsseitigen Flexibilitäten, den tatsächlichen Ausbau der Netzinfrastruktur sowie die konsequente Nutzung aller heute bereits verfügbaren Möglichkeiten, die bestehenden Stromnetze technisch besser zu betreiben und optimal auszulasten.

8.1.14. Streichung von § 36c EEG 2017 mit Südquote und nötige Anpassung § 13 (6a) EnWG

Durch die Streichung von § 36c EEG 2017 soll die Beschränkung der Zuschlagserteilung auf das „Netzausbaugesbiet“ aufgehoben werden zugunsten einer zu bezuschlagenden Quote von

¹⁵ Soweit dies nach der jeweils geltenden Fassung der AVV rechtlich zulässig ist.

in den südlichen Landkreisen zu errichtenden Windenergieanlagen an Land (§ 36d). Der BDEW begrüßt diese Neuregelung, da auf diese Weise mehr Windprojekte entwickelt werden und zur Teilnahme an der Ausschreibung gelangen. Nur so können die Ausbauziele erreicht werden. Bei einer Unterdeckung einer Ausschreibung im Süden kommt es allerdings zu einer Verfehlung des geplanten Mengenziels. Es sollte daher geprüft werden, die Frist nach § 28 EEG zu verkürzen, so dass die Fehlmenge bundesweit bereits im Folgejahr neu ausgeschrieben wird.

Mit der Streichung des § 36c EEG 2017 sind Folgeanpassungen im § 13 Abs. 6a EnWG notwendig und sinnvoll. Die Beschränkung des § 13 Abs. 6a EnWG auf das Netzausbaugebiet (§ 36c EEG) war nach Ansicht des BDEW nicht logisch. Die Wirkung des § 13 Abs. 6a EnWG sollte sich vielmehr auf alle regionalen Gebiete erstrecken, bei denen sich ein negativer Redispatch (Einspeisemanagement) von EE-Anlagen ergibt. Aufgrund des starken EE-Ausbaus mit Wind und Photovoltaik durch das neue EEG kann mit dem § 13 Abs. 6a EnWG die Integration von EE-Strom deutlich erhöht werden. Als Folgeanpassungen im EnWG aus der Streichung des § 36c EEG sollten demnach umgesetzt werden:

- die Streichung des Satzes EnWG §13 Abs. 6a 2. („2. sich im Zeitpunkt des Vertragsabschlusses in einem Netzausbaugebiet nach § 36c Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes befindet“) und
- die Streichung des § 118 EnWG (22) („(22) § 13 Absatz 6a ist nach dem 31. Dezember 2023 nicht mehr anzuwenden. Zuvor nach § 13 Absatz 6a geschlossene Verträge laufen bis zum Ende der vereinbarten Vertragslaufzeit weiter.“).

8.2. Windenergie auf See

8.2.1. Erhöhung des Ausbauziels 2030 auf 20 GW

Der BDEW unterstützt die im Klimaschutzprogramm 2030 vorgestellten Maßnahmen im Bereich der Offshore-Windenergie und fordert eine rasche gesetzliche Umsetzung. Aus Sicht des BDEW besteht durch das 20 GW-Ausbauziel in 2030 rechtlicher Anpassungsbedarf im EEG (§ 4 Nr. 2 b) und im WindSeeG (u. a. § 1 Abs. 2). Der Gesetzgeber ist dieser Forderung im Entwurf nachgekommen, allerdings nur für das Ausbauziel bis 2030. Der BDEW regt an, dass bereits im Gesetzentwurf zum WindSeeG vorgestellte Ziel von 40 GW installierte Leistung bis 2040 ebenfalls bereits jetzt im EEG festzulegen. Der BDEW gibt zu bedenken, dass parallel hierzu Maßnahmen ergriffen werden müssen, um eine ungehinderte Integration der zusätzlichen Offshore-Strommengen zu ermöglichen und die Ausbauziele ungehindert zu erreichen. Der BDEW hat daher ein „Maßnahmenpaket Offshore“ erarbeitet, welches wichtige Maßnahmen zur Erreichung des erhöhten Ausbauziels dokumentiert. Aus Sicht des BDEW fallen hierunter u. a. die Anpassung des Fördersystems für Erneuerbare Energien hin zu einer symmetrischen Marktprämie (s. Kapitel 4.1), zusätzliche Netzausbaumaßnahmen (see- und landseitig), bessere Speichermöglichkeiten für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen (Stromspeicher, Sektorkopplung) und eine bessere personelle Ausstattung der relevanten Behörden.

8.2.2. BNK-Pflicht für Windenergieanlagen auf See

Der BDEW teilt die Auffassung, dass sich die Reduktion beziehungsweise die Vermeidung der permanenten Nachtbefeuerung von Windenergieanlagen positiv im Sinne einer höheren Akzeptanz in der benachbarten Bevölkerung von Windparks auswirkt. Die bundeseinheitliche Verpflichtung zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung § 9 Abs. 8 EEG 2017 ist daher zu begrüßen.

Eine Verpflichtung von Windenergieanlagen auf See zur Ausstattung mit einer bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung hält der BDEW allerdings für entbehrlich. Akzeptanzfragen, denen durch den Einbau dieser Technik begegnet werden müsste, stellen sich im Umkreis von Windenergieanlagen auf See regelmäßig nicht. Einige der Offshore-Windparks (OWP) im Küstenmeer (und der Zone 1 der AWZ) sind zwar teilweise von Land aus zu sehen, liegen jedoch nicht in vergleichbarer Nähe zu bewohnten Gebieten, wie es bei Windenergieanlagen an Land der Fall ist. Darüber hinaus verfügen die OWP im Regelfall über eine Flugbefeuerung mit Sichtweitenregelung. Das heißt, die Leuchtintensität variiert in Abhängigkeit der Sichtweite von 10 Prozent bei guter Sichtweite bis 100 Prozent bei schlechter Sichtweite. Dies verringert die Sichtbarkeit von den Inseln bzw. der Küste schon heute erheblich. Die Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen auf See beeinträchtigt daher die Lebensqualität von Menschen kaum bis gar nicht. Eine optische Beeinträchtigung geht von den Offshore-Windparks nicht aus.

Technische Lösungen für Offshore-Windparks finden bereits Anwendung in anderen Märkten. Anders als an Land kann der umliegende Grund nicht für den Bau zusätzlicher Installationen genutzt werden. Hinzu kommen extreme Außenbedingungen, wie zum Beispiel ein höherer Salzgehalt in der Luft oder größere Windlasten, welche erhöhte Anforderungen an den Korrosionsschutz oder die Stabilität des Systems stellen.

Aus den vorstehenden Gründen fordert der BDEW die Streichung der Anforderungen aus § 9 Abs. 8 EEG für Windenergieanlagen auf See in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nord- und Ostsee. Falls die Pflicht für jene Anlagen beibehalten werden sollte, ist es aus Sicht des BDEW dringend notwendig, dass der erhöhten Komplexität und dem noch ausstehenden Harmonisierungsbedarf sowohl auf deutscher wie auf europäischer Ebene Rechnung getragen wird, indem die Umsetzungspflichten für die betreffenden Anlagen deutlich verlängert werden.

8.2.3. Synergien zwischen Offshore-Windenergie und Sektorkopplung nutzen

Die Sektorkopplung kann – beispielsweise mittels Power-to-Gas-Anlagen – mittelfristig einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung aller Sektoren leisten. Aus Sicht des BDEW ist für eine Produktion von Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen („grüner Wasserstoff“) im industriellen Maßstab die On- und Offshore-Windenergie unerlässlich. Dabei bietet sowohl die Offshore-Windenergie mit ihren hohen Volllaststunden als auch Wind an Land gute Voraussetzungen für eine wirtschaftliche Auslastung von Elektrolyseanlagen. Auch die Möglichkeit des Einsatzes von „bilanziell“ grünem Wasserstoff würde die Sektorkopplung beschleunigen. Hierzu müssen bei der Umsetzung der Erneuerbaren Energien Richtlinien in nationales Recht Regelungen erarbeitet werden, nach denen Wasserstoff als „grüner Wasserstoff“ gilt, wenn er

„bilanziell“ – mittels Herkunftsnachweisen für erneuerbar erzeugten Strom – grün hergestellt wird. Dies würde die Flexibilität der Investoren bei der Wahl des Standortes und die Einsetzbarkeit des grünen Wasserstoffes in der Industrie deutlich erhöhen.

Der Ausbau der Sektorkopplung kommt allerdings nur langsam voran. Ein wesentliches Hemmnis ist die hohe Abgaben- und Umlagenlast im Stromsektor. Der BDEW plädiert daher für eine Neuordnung der Abgaben- und Umlagensystematik, um zu einem „Level-Playing-Field“ zu gelangen. Dazu beitragen sollen auch die Absenkung der Stromsteuer auf das europarechtlich zulässige Mindestmaß und die Finanzierung der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) des EEG aus dem Bundeshaushalt. Da bei einer vollen Umlagepflichtigkeit der BesAR-Unternehmen die von den betroffenen Unternehmen zu leistenden monatlichen Umlagezahlungen im hohen mehrstelligen Mio.-€-Bereich liegen werden, sind besondere Vorkehrungen zur Liquiditätssicherung aller betroffenen Unternehmen (BesAR und ÜNB) zu treffen. Dies gilt insbesondere im Falle von Insolvenzen der BesAR-Unternehmen, bei welchen Umlageausfälle die Liquidität der ÜNB und des EEG-Kontos schlagartig beeinträchtigen würden.

Mit Strom aus Windenergieanlagen erzeugter „grüner Wasserstoff“ kann perspektivisch einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der klimapolitischen Ziele geleistet werden. Diese Chance sollte von der Bundesregierung ergriffen werden.

8.2.4. Aussetzung der Degression bei Windenergieanlagen auf See im Falle von Hersteller-Insolvenz

Aktuell sehen sich zahlreiche Anlagenbetreiber mit Insolvenzen von Herstellern von Windenergieanlagen auf See konfrontiert. Diese führen zu einer Verlängerung der Planungszeiten und hierdurch zu verspäteten Inbetriebnahmen der betreffenden Anlagen. Die Anlagenbetreiber müssen Lösungen finden, die Windenergieanlagen auf See mit anderen Herstellern zu realisieren, wodurch ggf. auch der Planfeststellungsbeschluss geändert oder ggf. sogar neu beantragt werden muss. Dies ist insoweit besonders schwierig, als die Fundamente und Errichtungsschiffe maßgeschneidert auf den einmal gewählten Turbinentyp ausgelegt sind. Die Konsequenzen einer Herstellerinsolvenz sind folglich im Bereich der Offshore-Windkraft besonders schwerwiegend.

Die Verzögerung der Inbetriebnahme aufgrund der Insolvenz des Anlagenherstellers ist für den Windparkbetreiber unvorhersehbar und nicht auf dessen Verschulden zurückzuführen. Windparkbetreiber sollten somit nicht die damit verbundenen finanziellen Folgen tragen müssen.

Der BDEW plädiert daher dafür, dass in diesen Fällen die in § 47 EEG geregelte Degression für Windenergieanlagen auf See in dem Fall ausgesetzt wird, dass sich die Inbetriebnahme aufgrund der Insolvenz des Anlagenherstellers in dem Jahr der geplanten Inbetriebnahme verzögert. Die Degression sollte dabei für maximal 18 Monate ausgesetzt werden. Das Aussetzen der Degression ist dem EEG nicht wesensfremd. Diese ist gemäß § 47 Abs. 7 EEG im Fall eines verzögerten Netzanschlusses möglich, wodurch unverschuldete wirtschaftliche Nachteile des Anlagenbetreibers aufgefangen werden. Eine Ausnahmeregelung, die eine Insolvenz des Anlagenherstellers abdeckt, gibt es im EEG bisher noch nicht. Sie wurde jedoch für Windenergie an Land schon im EEG 2017 geregelt. Nun muss diese Regelung aus Sicht

des BDEW auch für Windenergie aus See eingeführt werden, da dort ähnlich schwerwiegende Konsequenzen wie bei Windprojekten an Land drohen. Da die Degression 2020 bereits in Kraft getreten ist, ist hierbei eine rückwirkende Vorschrift erforderlich.

§ 47 Abs. 5 und 6 EEG 2017 sollten dafür wie folgt geändert werden:

„(5) Die anzulegenden Werte nach Absatz 2 und Absatz 3 Satz 2 verringern sich gegenüber den jeweils vorher geltenden anzulegenden Werten

1. um 0,5 Cent pro Kilowattstunde für Anlagen, die in den Jahren 2018 und 2019 in Betrieb genommen werden, und

2. um 1,0 Cent pro Kilowattstunde für Anlagen, die im Jahr 2020 in Betrieb genommen werden.

Satz 1 ist nicht anzuwenden, solange sich die Inbetriebnahme in Folge der Eröffnung eines Insolvenzverfahrens im Jahr der geplanten Inbetriebnahme über das Vermögen des Herstellers von Windenergieanlagen auf See, auf welchen die Genehmigung ausgestellt war, verzögert. Die Aussetzung der Rechtsfolge des Satz 1 gilt für maximal 18 Monate und ist dem Netzbetreiber vom Anlagenbetreiber nachzuweisen. Abweichend von § 25 Satz 3 beginnt der Zeitraum nach § 25 Satz 1 spätestens zum verbindlichen Fertigstellungstermin nach § 17d Absatz 2 Satz 9 des Energiewirtschaftsgesetzes.

*(6) Der anzulegende Wert nach Absatz 3 Satz 1 verringert sich für Anlagen, die in den Jahren 2018 und 2019 in Betrieb genommen werden, um 1,0 Cent pro Kilowattstunde. **Ab-satz 5 S. 2 bis 4 ist entsprechend anzuwenden.**“*

Darüber hinaus regt der BDEW an, dass diese Aussetzung der Degression bei allen anderen betroffenen Energieträgern geprüft wird.

8.3. Biomasseanlagen

8.3.1. Auskömmliche Vergütung für Biomasse

Mangels alternativer Entwicklungspfade stellt die Stromerzeugung nach dem EEG derzeit unverändert den Leitmarkt für Biomethan dar. Die effiziente Nutzung von Biomethan im Wärmemarkt, in KWK-Anlagen oder als Kraftstoff sowie die Verwendung von landwirtschaftlichen Reststoffen und Bioabfällen zu dessen Erzeugung tragen wesentlich zur Einsparung von Treibhausgasemissionen bei. Dies muss – nicht nur zur Stromerzeugung – deutlicher ausgebaut werden.

Biomasse ist neben Windkraft und Photovoltaik eine tragende Säule der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Mit der Novellierung des EEG im Sommer 2014 haben sich die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Biomethan zur Stromerzeugung deutlich verändert. Im Gegensatz zur Stromerzeugung genießt Methanerzeugung keinen Bestandsschutz. Durch neue Auflagen wie den Maisdeckel wurden sogar rückwirkend die Rahmenbedingungen verändert, unter denen Betreiber von Methan-Anlagen ihre Erzeugung betreiben. Eine in den Jahren davor mit wachsender Dynamik entstandene Nutzung für Biomethan wurde verlangsamt. Die vorgesehenen Ausbaupfade werden seit Jahren nicht erreicht. In dem Entwurf

fehlen substantielle Anreize für mehr Beteiligung von Neu- und Altanlagen an den Ausschreibungen.

Voraussetzung für die Erschließung dieses Potentials ist – neben deutlich verbesserten Marktbedingungen auch im Kraftstoff- und Wärmemarkt – die Festlegung eines auskömmlichen Höchstwertes in der Ausschreibung für Biomethan-BHKW. Alternativ sind auf die Grundvergütung aufzuschlagende Boni für eine flexible Fahrweise (s. § 50a EEG 2017) und die vermehrte Nutzung von Gülle in Biomethan-Anlagen zu diskutieren.

Die kleinen positiven Änderungen für Biomasse-Anlagen im vorgelegten Entwurf führen zu keiner substantiellen Änderung der schlechten Rahmenbedingungen aus der letzten EEG-Novelle. Kleine Verbesserungen, wie eine leichte Anhebung der Ausschreibungsmenge von 200 MW auf 225 MW und die 50%-Südquote werden durch die weiterhin zu niedrigen Gebotshöchstgrenzen keine Auswirkung haben. Die Ausschreibungen werden voraussichtlich weiterhin unterdeckt sein.

Die Anschlussförderung für Bestandsanlagen (§ 39f sowie § 100 Abs. 3 Satz 2 ff. EEG 2017) ist für einen Weiterbetrieb zwingend erforderlich, da Biomasseanlagen ihre Kosten für Einsatzstoffe/Substrate über die Förderung finanzieren und nicht nur die Investition der Anlage. Zur Bestandsicherung sollte bei Zuschlagserteilung für eine Anschlussförderung im Bestand (§ 39f EEG 2017) aber eine insgesamt 30-jährige Vergütungsdauer garantiert werden (10 Jahre Anschlussregelung zuzüglich des bis zur ausschreibungsbedingten Umstellung noch nicht abgelaufenen Förderzeitraums). Dies erhöht zudem zeitnah die Wettbewerbsintensität in den Ausschreibungen.

Die Einführung einer jährlichen Zusatzausschreibung ermöglicht unter guten Umständen eine nur leicht steigende Biomethannachfrage, da diese Biomethan-Anlagen (BHKW) lediglich als flexible Spitzenlast gefördert und eingesetzt werden. Wichtig und sinnvoll ist in diesem Zusammenhang, dass der Ort der Biomethanherzeugung nicht beschränkt ist und die Biomethanherzeugung überall im Bundesgebiet erfolgen kann.

Der Nutzen von Biomethan als verfügbares grünes Gas im Rahmen der Energiewende und zur wirksamen THG-Minderung wird weiterhin kaum genutzt und größtenteils vertan.

Das Potential von Biomethan ist noch nicht ausgeschöpft. Dies gilt besonders vor dem Hintergrund der Nutzung von Gülle, Abfall- und Reststoffen sowie einer möglichst breiten Umstellung von Vor-Ort-Verstromungsanlagen auf eine Biomethaneinspeisung.

Die bestehende Regelung zur Erzeugung von Speichergas (grüner und methanisierter grüner Wasserstoff) sieht zudem eine verringerte EEG-Umlage nur dann vor, wenn das erzeugte Speichergas rückverstromt wird. Um der Rolle von Elektrolyseuren als Sektorkopplungstechnologie gerecht zu werden, sollte dieses Rückverstromungsgebot entfallen.

Grundlage für eine nachhaltige Nutzung von Biomasse – sowie erneuerbar erzeugtem Wasserstoff – müssen verbindliche einheitliche Nachhaltigkeitsanforderungen sein, die einen europäischen oder internationalen Handel und den Einsatz für Biomethan bzw. die Einsatzstoff-Biomasse bei einheitlichen, kontrollierbaren Maßstäben ermöglichen. Hemmnisse für einen funktionierenden europäischen Markt sind unter anderem die fehlende Vergleichbarkeit der Förderansätze sowie bisher fehlende harmonisierte Regelungen in den europäischen

Ländern. Eine Harmonisierung bzw. einheitliche Definition Erneuerbarer Gase in RED II, EnWG und EEG ist anzustreben. Diese gilt es zu schaffen.

8.3.2. Flexibilitätsprämie: Streichung des Deckels und „echte“ Flexibilisierung

Durch die Erbringung von Systemdienstleistungen können Biogasanlagen einerseits ihrer Aufgabe als ergänzende EE-Erzeugung gerecht werden und zur Versorgungssicherheit beitragen und andererseits eine Perspektive für einen Weiterbetrieb erhalten. Die Flexibilitätsprämie für die Überbauung der installierten Leistung war dazu ein erster Schritt. Insoweit begrüßt der BDEW, dass der bestehende „Flexdeckel“ in Höhe von 1.000 MW in Anlage 3 Nr. 1.5 EEG 2017 nach Maßgabe des Referentenentwurfs gestrichen werden soll. Er hat die Umstellung auf eine flexible Fahrweise der Biogasanlagen gehemmt. Um Biogasanlagen als systemdienlichen Partner der fluktuierenden Erneuerbaren nicht auszubremsen, muss der Flexdeckel daher gestrichen bleiben.

Allerdings sollte vom Gesetzgeber geregelt werden, in welcher Art und Weise der Anlagenbetreiber die flexible Fahrweise gegenüber dem Netzbetreiber nachzuweisen hat. Die Kontrolle ist für den Netzbetreiber aus den folgenden Gründen nicht durchführbar: Das Gesetz zielt auf den in der Anlage erzeugten Strom ab, der dem Netzbetreiber bei einer Überschusseinspeisung jedoch nicht immer bekannt ist. Das Gleiche gilt für den Grund für eine Stillstandszeit. Aus unserer Sicht wäre hier ein kalenderjahresbezogenes Umweltgutachten ein geeigneter Nachweis.

Der BDEW gibt schließlich zu bedenken, dass ein Zubau von Leistung aktuell rechtssicher nur bei Anschluss eines BHKW an einen bestehenden Fermenter möglich ist. Bei Zubau einer Biomethan-Anlage liegen demgegenüber zwei verschiedene Anlagen vor, weshalb die herrschende Meinung hier keine Leistungserhöhung nach Anlage 3 EEG 2017/2021 annimmt. Bei Zubau eines Satelliten-BHKW ist die Rechtslage wegen widersprüchlicher Entscheidungen der Gerichte und der Clearingstelle strittig. Daher regt der BDEW an zu prüfen, ob in Anlage 3 des Referentenentwurfs ein solcher Zubau ausdrücklich als Leistungserhöhung zugelassen wird.

8.3.3. Festlegung zur Förderung oberhalb der 75 kW-Grenze in § 44 EEG 2017

Durch das „Energiesammelgesetz“ wurde die 75 kW-Grenze für Biogasanlagen zur Verstromung von Gülle auf 150 kW installierte elektrische Leistung angehoben. Im Gegenzug beschränkt diese Regelung die Förderung für diese Anlagen nun auf eine Bemessungsleistung von 75 kW. Bereits in 2019 wurden zu Gülle-Biogasanlagen mit einer Leistung von max. 75 kW, auf die bislang § 44 EEG 2017 (a.F.) angewandt wurde, neue BHKW hinzugebaut, so dass die Leistungsgrenze von 150 kW ausgeschöpft werden konnte. Dem BDEW ist bekannt, dass für 2020 zahlreiche Anlagenbetreiber weitere Zubauten zu Anlagen nach dem EEG 2017 planen. Darüber hinaus haben andere Anlagenbetreiber Drosselungen von Gülle-Biogasanlagen, die bislang auf 75 kW ausgelegt waren, entfernt, so dass bei diesen Anlagen eine deutlich höhere, aber unter 150 kW bleibende installierte elektrische Leistung zu erwarten ist. Es ist daher davon auszugehen, dass spätestens zum Ende 2020 die ersten

Biogasanlagen nach § 44 EEG 2017 die Grenze von 75 kW Bemessungsleistung überschritten haben werden.

Der Gesetzgeber muss daher im Rahmen der vorliegenden EEG-Novelle klarstellen, welche Förderung für diese Anlagen oberhalb einer Bemessungsleistung von 75 kW gezahlt werden muss. So ist es in der Branche strittig, ob in diesen Fällen entweder eine Förderung von null zu zahlen ist, weil § 44 EEG 2017 die Förderung abschließend wiedergibt, oder ob für den Strom oberhalb der Bemessungsleistung von 75 kW die Grundförderung nach § 42 EEG 2017 zu zahlen ist. Außerdem muss durch den Gesetzgeber klargestellt werden, wie sich sowohl die 75 kW-Grenze als auch die 150 kW-Grenze von § 44 EEG 2017 zur 100 kW-Grenze nach § 44b Abs. 1 EEG 2017 verhalten. Bei Überschreiten einer installierten Leistung von 100 kW kommt es aus beiden Regelungen für dieselbe Anlage zu einer Kollision von Rechtsfolgen.

8.3.4. Neue Festlegungen der BNetzA zu den Höchstwerten bei Ausschreibungen

Ziel des EEG ist eine angemessene Förderung erneuerbarer Energieträger, mit der das 65-Prozent-Ausbauziel für Strom aus Erneuerbaren Energien bis 2030 erreicht werden soll. In diesem Zusammenhang sieht § 85a EEG 2017 für die Bundesnetzagentur die Möglichkeit vor, die Höchstwerte bei den Ausschreibungen anzupassen, um eine wirtschaftliche Bereitstellung zu gewährleisten.

Alle bisherigen Biomasseausschreibungen waren – gerade auch auf Grund des nicht auskömmlichen Höchstwertes - stark unterzeichnet.

Der BDEW lehnt daher den Änderungsvorschlag des Referentenentwurfes § 85a EEG 2021- dass die BNetzA die Höchstwerte nur noch absenken darf - ab und fordert zudem den Ermessensspielraum aufzuheben. Dringend notwendig ist jedoch, einen automatischen

Anpassungsmechanismus im Gesetz festzuschreiben, der Planungssicherheit bietet, flexibel auf die Marktsituation reagieren kann und insbesondere die Klimaziele konsequent umsetzt, ohne vorherige langwierige Entscheidungsverfahren.

Alternativ wäre eine ohnehin auskömmliche Vergütung (§ 39b EEG) für Biomasseanlagen und speziell Biomethananlagen festzulegen. Hier wäre eine Vergütung vorstellbar, die die vermiedenen Treibhausgasemissionen einbezieht, z.B. entsprechend den Vorgaben der RED II.

8.3.5. Anhebung der Leistungsgrenze für ausschreibungspflichtige Biomasseanlagen

Die Leistungsgrenze für ausschreibungspflichtige Biomasseanlagen liegt gemäß § 39 Abs. 4 EEG 2017 bei einer installierten Leistung von 20 MW. Demgegenüber gewährt § 42 Nr. 4 EEG 2017 eine gesetzliche Förderung bis zu einer Bemessungsleistung von 20 MW. Da eine Bemessungsleistung kein hinreichendes Kriterium für die Feststellung der Realisierung einer Biomasseanlagen innerhalb einer Ausschreibung ist, solche Anlagen aber auch nicht gegenüber denen in der gesetzlichen Förderung benachteiligt werden sollen, regt der BDEW eine

entsprechende Anhebung der Leistungsschwelle für Biomasseanlagen in der Ausschreibungspflicht an.

8.3.6. Holzartige Biomasse

Darüber hinaus sollten auch regionale nachhaltig und dauerhaft erschließbare Potenziale von holzartiger Biomasse, wie Waldrestholz, Schadholz und Landschaftspflegeschnitt wieder stärker in den Fokus des EEG gerückt werden. Seit dem 2. Weltkrieg hat die Waldfläche in Deutschland stetig von rund 10 auf heute 11,4 Mio. Hektar zugenommen. Der aufgrund des Klimawandels nötige Waldumbau von Nadel- zu Laubbäumen wird zu noch mehr Holzmen gen führen, die in der Holzindustrie kaum oder nicht verwertet werden können. Dies resultiert daraus, dass der nutzbare Stamm bei Laubbäumen nur ca. 40 % des Holzes ausmacht (Nadelbäume = 80 %). Dieses nachhaltig energetisch in Biomasseheizkraftwerken (KWK) nutzbare Holzpotenzial sollte über das EEG wieder wirtschaftlich – z.B. durch Erhöhung der maximal förderfähigen Anlagengröße (bislang 20 MWel.) – darstellbar werden. Mit einer Begrenzung auf die Winterspitzenlast (3.000 h/a) wird somit die Fernwärme grüner, deren Ausbau in Anbetracht der Gebäudesektorziele 2030 dringend geboten ist, und gleichzeitig wird gesicherte elektrische Kraftwerksleistung auf EE-Basis zur Verfügung gestellt.

8.4. Photovoltaik

8.4.1. Höhe und Berechnung des anzulegenden Wertes für eine auskömmliche Vergütung

Die Vergütung für Photovoltaikanlagen wird auf Basis eines anzulegenden Wertes gesetzlich bestimmt. Der anzulegende Wert unterliegt gem. § 49 EEG 2017 einer Degression, welche sich am tatsächlichen Zubau der PV in Bezug zum Zielkorridor orientiert (atmender Deckel). Dieser atmende Deckel wird durch den BDEW befürwortet. Im Rahmen des EnSaG wurde der Zielkorridor für den annualisierten Brutto-Zubau von Solaranlagen in Höhe von 1.900 Megawatt festgelegt.

In Anbetracht des notwendigen Ausbaupfads gemäß dem vorliegenden Gesetzentwurf zur Erreichung einer PV-Erzeugungskapazität von 100 GW im Jahr 2030 führt dieser Wert zu einer zu starken Degression der Förderung. Diese bremst den Ausbau von Anlagen und gefährdet damit das Erreichen der Ausbauziele. Der BDEW spricht sich vor diesem Hintergrund dafür aus, den im Entwurf vorgeschlagenen Zielkorridor in Höhe von 2.300 Megawatt zu erhöhen.

8.4.2. Abhängigkeit des anzuwendenden „anzulegenden Wertes“ von der Inbetriebnahme der jeweiligen Solaranlagen gemäß § 49 EEG 2017/EEG-RefE

Das EEG 2014 hatte noch für alle Energieträger – also inklusive der Förderung von Strom aus solarer Strahlungsenergie – in seinem § 26 vorgeschrieben, dass als „anzulegende Werte“

„die zum jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt errechneten anzulegenden Werte ... jeweils für die gesamte Förderdauer nach § 22 anzuwenden“

sind.

§ 49 EEG 2017 enthielt eine solche Bezugnahme auf den Inbetriebnahmezeitpunkt nicht mehr. In der Folge ist dies zwischen Anlagen- und Netzbetreibern strittig geworden. Dementsprechend muss dieser zeitliche Bezugspunkt für Solaranlagen des EEG 2017 rückwirkend klargestellt werden.

Eine entsprechende Formulierung „jeweils für die nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen Anlagen“ fehlt auch in § 49 Abs. 1 EEG-RefE und muss dementsprechend noch eingefügt werden.

8.4.3. Anhebung des „10-MW-Förderdeckels“ für PV-Freiflächenanlagen

Der BDEW hat empfohlen, die Größenbeschränkung für förderfähige PV-Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen auf 20 MW anzuheben. Auf diese Weise können weitere Skaleneffekte zur Steigerung der Kosteneffizienz genutzt werden. Der BDEW begrüßt, dass das BMWi dieser Forderung durch eine generelle Anhebung der Leistungsgrenze für Nicht-Gebäude-Solaranlagen auf 20 MW nachgekommen ist.

Allerdings kritisiert der BDEW, dass aufgrund der Änderung der Ausschreibungssystematik für Solaranlagen im EEG-RefE nun eine Größenbeschränkung von 20 MW auch für Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen eingeführt wird (s. nachfolgend unter Nr. 8.4.10).

8.4.4. Einführung eines Ausschreibungssegmentes für PV-Dachanlagen

Aktuell werden PV-Dachanlagen und PV-Freiflächenanlagen mit mehr als 750 kWp in einer gemeinsamen Auktion ausgeschrieben. Ausschließlich setzen sich hier die PV-Freiflächenanlagen durch. Aufwand und Kosten für PV-Dachanlagen sind deutlich höher als bei PV-Freiflächenanlagen. Vor diesem Hintergrund begrüßt der BDEW die Einführung von separaten Ausschreibungen für die verstärkte Realisierung von großen PV-Dachanlagen. Nicht nachvollziehbar ist allerdings die bei Dach-PV zu leistende höhere Sicherheit in Höhe von 70 Euro/kW, während sie bei Freiflächenanlagen nur 25 bis 50 Euro / kW beträgt. Diese Höhe sollte auf einem Niveau vereinheitlicht werden.

Der BDEW begrüßt, dass für dieses Anlagensegment, wie in Kapitel 5.3 beschrieben, die Deminimis-Schwelle für Ausschreibungen abgesenkt werden soll. So können auch bei mittelgroßen PV-Anlagen die vorhandenen Kostensenkungspotentiale gehoben werden. Diese Maßnahme fördert die Maximierung der bebauten Dachfläche und somit die kosteneffiziente, vollständige Nutzung der Dachflächen für PV – im Gegensatz zur ineffizienten Nutzung von Dachflächen bei einer Optimierung der PV-Anlage für den Eigenverbrauch. Allerdings sieht es der BDEW dringend geboten, die Schwelle für eine Teilnahme an der Ausschreibung nicht unter die Schwelle von 500 kW abzusenken. Außerdem und in diesem Zusammenhang sollte nach zwei Jahren überprüft werden, inwieweit das neue Ausschreibungssegment zu guten Umsetzungsergebnissen geführt hat. Darüber hinaus empfiehlt der BDEW eine Ausweitung des Ausschreibungsvolumens. Alleine im Jahr 2019 wurden in der Leistungsklasse zwischen

500 und 750 kW rund 880 MW an installierter Leistung PV-Dachflächenanlagen errichtet. Um die Ausbauziele zu erreichen, darf dieser Wert nicht unterschritten werden. Das erhöhte Ausschreibungsvolumen muss zudem gleichmäßig auf mehrere jährliche Ausschreibungstermine verteilt werden. Zudem sollte der Höchstwert von gegenwärtig 9 ct./kWh deutlich angehoben werden, um den Bietern in der Dachausschreibung auskömmliche Gebotshöhen zu ermöglichen. Weiterhin ist sicherzustellen, dass das bisherige einspeisungsbasierte Fördersystem bis zum Zeitpunkt der ersten Auktion in 2021 fortgeführt werden darf. Ansonsten würde für Solarstrom-Anlagen zur Volleinspeisung, die in der Zwischenzeit in Betrieb genommen werden könnten, eine Zubaulücke entstehen. Ansonsten könnte eine Förderung bis zur ersten Ausschreibung nicht gesichert werden, weil sie sich ausschließlich auf einen Ausschreibungszuschlag gründen kann. Dann würden aber entsprechende Anlagen aber auch nicht in Betrieb genommen werden können, weil sie für die Refinanzierung von einer solchen Förderung abhängig sind.

Außerdem gibt es aus Sicht des BDEW keinen Grund, die Teilnahme an der Ausschreibung für Dachanlagen auf eine Leistung bis 750 kW zu beschränken. Stattdessen sollten alle Dachflächen genutzt werden, die keine Möglichkeit zum Eigenverbrauch haben.

Es ist im vorliegenden Gesetzentwurf nicht ganz eindeutig geregelt, dass auch künftig die Möglichkeit zum ungeforderten Eigenverbrauch aus PV-Dachanlagen fortbesteht. Diese Möglichkeit sollte auch weiterhin gewährt werden. Der BDEW empfiehlt lediglich, künftig die Überschusseinspeisung für PV-Anlagen zum Eigenverbrauch nur über die sonstige Direktvermarktung zu fördern. Die Überschusseinspeisung würde dann so behandelt wie gemäß dem Vorschlag des BDEW auch die Überschusseinspeisung aus ausgeforderten PV-Anlagen.

Außerdem empfiehlt der BDEW, eine einheitliche Frist beim Thema Verringerung des Zahlungsanspruchs bei verspäteter Beantragung der Zahlungsberechtigung einzuführen. Hier soll für Dach-PV mit 18 Monaten (anstatt nach Ablauf des achten Kalendermonats) die gleiche Regelung wie für PV-Freiflächenanlagen gelten. Zudem weist der BDEW in diesem Zusammenhang auf einige Unklarheiten in der Begründung hin. So wird hier hinsichtlich des Zahlungsanspruchs von „nach neun Monaten“ gesprochen, während im Gesetzestext die Formulierung „nach Ablauf des achten Kalendermonats“ zu finden ist. Auch erweckt die Begründung „sinkt wie auch in der Ausschreibung für Solaranlagen auf Freiflächen der Zuschlagswert um 0,3 Cent/kWh“ den Eindruck, dass die Frist für PV-Freiflächenanlagen verändert wurde, allerdings wurde im Gesetzentwurf diesbezüglich § 54 nicht geändert. Außerdem steht in der Klammer „§ 54b Absatz 1 EEG 2021“, obwohl gar kein § 54b durch die vorliegende Novelle eingefügt wird; der Verfasser meinte offensichtlich § 54a.

8.4.5. PV-Pflicht für öffentliche Neubauten

Eine Pflicht zur Ausstattung von Neubauten öffentlicher Träger mit Photovoltaikanlagen sollte verabschiedet werden. Dies würde zum einen ein klar sichtbares Signal des politischen Willens zur Erreichung der Ziele der Energiewende darstellen. Zum anderen wäre dies ein erster Schritt, um die Praktikabilität und eine ggf. notwendige Einführung einer „PV-Pflicht“ für Neubauten im Allgemeinen zu testen.

8.4.6. Ausweitung des „110-m-Korridors“ entlang Autobahnen/Schienenwegen auf künftig 220 m

Der BDEW begrüßt die Absicht des BMWi ausweislich der im Referentenentwurf vorgesehenen Änderungen in §§ 37 und 48 EEG, den bestehenden „110-m-Korridor“ für die Installation von PV-Freiflächenanlagen neben Autobahnen und Schienenwegen auf 220 m zu verdoppeln. Die zur Rechtfertigung der 110 m-Regelung zu Grunde gelegte erhöhte Belastung dieser Flächen durch Immissionen von Lärm und Schadstoffen ist auch bei 220 m noch gegeben.

Nach Ansicht des BDEW sollten außerdem Flurstücke, die in diese Abstandsbegrenzung hineinreichen, vollständig genutzt werden dürfen (gemäß EEG vergütungsfähig sein), wenn mehr als 30 Prozent ihrer Fläche in den letzten zwölf Kalendermonaten vor dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der entsprechenden Solaranlage innerhalb des Abstands-Korridors liegen. Den Nachweis dieser Voraussetzung muss der Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber schlüssig erbringen. Diese Maßnahme steigert die Kosteneffizienz, da die vollständige Nutzung zu potentiell günstigeren Pachtpreisen pro Fläche führt. Hintergrund ist, dass Flurstücke selten parallel zu Schienenwegen und Autobahnen angeordnet sind und so oft nur teilweise im bebaubaren Korridor liegen. Der BDEW vermisst diese Forderung im Entwurf und spricht sich für deren Umsetzung aus.

Zusätzlich weist der BDEW darauf hin, dass Bundesländer ihre Regelungen zu Gemarkungsgrenzen entsprechend der Ausweitung des Korridors auf 220 m ausweiten sollten. Der BDEW regt außerdem die Prüfung an, ob nicht zweispurige Bundesstraßen hinsichtlich des 220-m-Korridors den Autobahnen gleichgesetzt werden sollten.

8.4.7. Neuregelung von Ausgleichsmaßnahmen

Eine Neuregelung von Ausgleichsmaßnahmen ist wünschenswert und hilfreich, da es sich bei Freiflächenanlagen nicht um eine dauerhafte Flächenversiegelung handelt. Eine Bundes-Kompensationsverordnung mit differenzierenden Kriterien für die unterschiedlichen Grade der Flächenbeanspruchung sollte geschaffen werden.

Den Erfahrungen bisheriger Freiflächenanlagen-Projekte zufolge leisten diese im Vergleich zur vorherigen Nutzung der Flächen einen erheblichen Beitrag zum Artenschutz. Ausgleichsmaßnahmen sollten im Regelfall innerhalb der Fläche der Anlage realisiert werden können. Dies würde den Flächenverbrauch in den jeweiligen Regionen minimieren.

8.4.8. Anlagen auf Mehrfamilienhäusern nach dem Wohneigentumsrecht (WEG)

Gemäß den gegenwärtigen gesetzlichen Vorgaben bedarf es der Einstimmigkeit innerhalb einer Wohnungseigentümergeinschaft, damit ein Eigentümer auf dem Gebäude mit Eigentumswohnungen einer WEG eine PV-Anlage errichten.

Handlungsempfehlungen zur Vergrößerung der Flächenkulisse:

- Auch bei WEG-Gemeinschaften sollte die ordnungsrechtliche Verpflichtung zur Nutzung von Photovoltaik bei Neubauten bedacht werden. Konkurrenzsituationen

zwischen Photovoltaik und Solarthermie sollten – beispielsweise vor dem Hintergrund der zukünftigen CO₂-Bepreisung im BEHG – jedoch vermieden werden.

Handlungsempfehlungen beim Planungs- und Genehmigungsrecht:

- Die Ausführungen bei Einfamilienhäusern in Bezug auf Ordnungsrecht gelten hier entsprechend.
- Ein zusätzlicher Aspekt ist die Abkehr von der Einstimmigkeit der WEG-Gemeinschaft. Zukünftig muss auch mit einfacher Mehrheit die Errichtung einer PV-Dachanlage im Rahmen einer Verpachtung beschlossen werden dürfen. Dabei sind die haftungsrechtlichen Fragen sowie insgesamt die Kostenaufteilung zu klären. Siehe dazu die [BDEW-Stellungnahme zum WEModG](#).

8.4.9. Ausschreibungsvolumina und Flächenkulisse für Freiflächen-PV

Trotz Ausweitung der Flächenkulisse bei Autobahnen und Schienenwegen sieht der BDEW es kritisch, dass hinsichtlich des Ausschreibungspfads vorgesehen wird, diesen schrittweise von 1,9 GW auf 1,5 GW jährlich zu verringern. Stattdessen sollte der Korridor zur Zielerreichung schrittweise angehoben werden. Die für PV-FFA im Entwurf vorgesehenen Auktionsmengen bewegen sich in etwa auf aktuellem Niveau (inkl. Sonderausschreibungen) und schon jetzt sind die Ausschreibungen stark überzeichnet. Unserer Einschätzung nach sind daher grundsätzlich deutlich höhere Ausschreibungsmengen in diesem Segment erforderlich.

Darüber hinaus ist festzustellen, dass die Länder Schleswig-Holstein, Hamburg, Bremen, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Berlin, Sachsen-Anhalt, Thüringen und Sachsen bislang noch keinen Gebrauch von der Länder-Öffnungsklausel für „benachteiligte Gebiete“ gemäß § 37c EEG 2017 gemacht haben. Diese Untätigkeit wirkt kontraproduktiv für die Erreichung der Solar-Ausbauziele. Die Länder sollten hier von der Länderöffnungsklausel Gebrauch machen und ihre Flächen erweitern.

Bezüglich der im Entwurf vorgeschlagenen Ermittlung des Höchstwerts bei Ausschreibungen für Solaranlagen kritisiert der BDEW den sehr knapp bemessenen maximalen Höchstwert von 5,9 ct/kWh. Ebenfalls kritisch ist aus unserer Sicht die geplante Neuregelung ab 2022, wonach sich der Höchstwert aus dem um acht Prozent erhöhten Durchschnitt der Höchstwerte der letzten drei Gebotstermine ergibt. Bei kurzfristigen Preissteigerungen bei Modulen z.B. durch Verknappung des Angebotes wäre das zu knapp bemessen. Wir schlagen hier einen Wert von 15 Prozent vor.

8.4.10. Sonstige Solaranlagen

Bisher waren im EEG keine Grenzen der maximalen Größe eines Gebots in Ausschreibungen für sonstige Solaranlagen vorgesehen. Der Schwellenwert von 10 MW galt nur für „Freiflächenanlagen“ im Sinne von § 3 Nr. 22 EEG 2017. Der vorliegende Gesetzentwurf sieht nun eine maximale Größe eines Gebots für Solaranlagen auf baulichen Anlagen von 20 MW vor. Diese kritisiert der BDEW. Die Einschränkung auf 20 MW verhindert die Ausnützung von Skaleneffekten welche kostensenkend wirken. Gerade im Bereich der Anlagen auf baulichen

Anlagen (z.B. Flugplätze, Deponien) ist aufgrund der teilweise komplizierten Projektlage (bestehende Infrastruktur, Altlasten etc.) die Nutzung von Skaleneffekten besonders wichtig. Zugleich sind andere Begründungen für eine MW Beschränkung (wie z.B. mögliche Flächennutzungskonkurrenzen) hier in der Regel nicht relevant.

8.5. Wasserkraft

8.5.1. Bedeutung der Wasserkraft

Wasserkraft ist ein wichtiger Bestandteil eines auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgungssystems. Durch ihren Vorteil, nur vergleichsweise geringen Schwankungen in der Stromerzeugung zu unterliegen, stellt die Wasserkraft eine verlässliche Erzeugungstechnologie mit einer entsprechend positiven Wirkung auf den Betrieb der Stromnetze dar.

Die „große“ Wasserkraft (>5 MW) ist heute die einzige regenerative Stromerzeugungstechnologie, deren Bestandsanlagen mehrheitlich nicht nach dem EEG gefördert werden. Der größte Teil der installierten Wasserkraft-Leistung, über 72 Prozent, wird nicht über das EEG gefördert.¹⁶

Der überwiegende Anteil des noch bestehenden Ausbaupotenzials der Wasserkraft entfällt auf den Aus- und Umbau von bereits bestehenden Anlagen, insbesondere im Leistungsbe- reich >1 MW. Dieses Potenzial liegt nahezu vollständig bei solchen Bestandsanlagen, die keine Förderung nach dem EEG erhalten.

Trotz ihrer Vorteile als klimafreundliche Technologie zur Stromerzeugung mit einem besonders hohen CO₂-Vermeidungsfaktor von rund 750 g CO₂/kWh findet sich die Wasserkraft – sowohl die „große“ Wasserkraft als auch die Wasserkraftwerke mit einer Leistung <5 MW – in einem Spannungsfeld zwischen Klimaschutz auf der einen und Natur- beziehungsweise Gewässerschutz auf der anderen Seite wieder. Stetig wachsende Anforderungen an den Natur- und Gewässerschutz erfordern zunehmend Maßnahmen und Investitionen, die die ohnehin angespannte Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftanlagen zusätzlich verschärfen.

Um die Wasserkraft als wesentlichen Bestandteil des zukünftigen Stromerzeugungssystems zu stärken und bestehende Ausbaupotenziale zu erschließen, sollten folgende Maßnahmen im Rahmen der EEG-Novelle umgesetzt werden

8.5.2. Bestandsschutz bei Wasserkraftanlagen bei der Förderung gewährleisten und Anreizwirkung zur Modernisierung stärken

Das Prinzip, Modernisierungen beziehungsweise eine Erhöhung des Leistungsvermögens durch erhöhte spezifische Vergütungen anzureizen, sollte beibehalten werden. Durch die Modernisierung vorhandener Wasserkraftwerke ließe sich in Deutschland nach ersten Einschätzungen der BDEW-Mitgliedschaft rund 1 TWh/a Strom mehr erzeugen, ohne dass negative Auswirkungen auf die Umwelt zu erwarten sind und ohne dass Anpassungen an den vorhandenen Genehmigungen nötig wären. Diese Potenziale liegen aufgrund der Topographie v. a.

¹⁶ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/marktanalyse-freiflaeche-photovoltaik-wasserkraft.pdf?__blob=publicationFile&v=1

netzschonend in Süddeutschland. Um das hier bestehende Potenzial von Wasserkraftanlagen auszuschöpfen und technologischen Entwicklungen gerecht zu werden, ist ein Anreiz in Form einer erhöhten Vergütung erforderlich. Ohne einen solchen Anreiz würden entsprechende Investitionsentscheidungen – auch wegen der mittlerweile gestiegenen öffentlich-rechtlichen Anforderungen an den Betrieb entsprechender Anlagen – aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit ausbleiben.

Die derzeitige Anforderung, dass bestehende Anlagen ihr Leistungsvermögen um mindestens 10 Prozent erhöhen müssen, um eine Vergütung für die nach der Modernisierung zusätzlich erzeugte Strommenge gemäß § 40 Abs. 2 EEG in Anspruch nehmen zu können, führt dazu, dass die vorhandenen Potenziale einer Leistungserhöhung bis 10 Prozent praktisch nicht gehoben werden. Insbesondere mit Blick auf bestehende Wasserkraftanlagen mit einer Leistung > 5 MW ist eine Steigerung des Leistungsvermögens um mehr als 10 Prozent nur in sehr seltenen Fällen erreichbar. Um das zusätzlich erschließbare Potenzial im Bereich der Bestandsanlagen stärker ausschöpfen zu können, sollte die Anforderung einer Leistungserhöhung um mindestens 10 Prozent bei nicht zulassungspflichtigen Maßnahmen für Anlagen >5 MW auf 3 Prozent reduziert werden. Voraussetzung für die Gewährung der Vergütung sollten der Nachweis der Modernisierungsaufwendungen sowie der Leistungssteigerung sein.

Außerdem besteht im Rahmen der Anwendung von § 40 Abs. 3 EEG 2017 Unklarheit hinsichtlich der Höhe der nach dieser Regelung zu gewährenden Vergütung. Hierbei sollte gesetzlich klargestellt werden, dass die Förderung für nach § 40 Abs. 2 EEG modernisierte Wasserkraftanlagen im Falle von § 40 Abs. 3 EEG 2017 für die durch die Ertüchtigung der Anlage neu geschöpfte Leistung jeweils wieder bei der Förderzone nach § 40 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 beginnt und nicht bei derjenigen Förderzone, die sich bei Zuordnung der Erhöhung des Leistungsvermögens unter Berücksichtigung der Gesamtleistung der Anlage ergeben würde. Eine Klarstellung ist notwendig, weil die konkrete Zuordnung der Förderung seit dem EEG 2012, das bereits eine dem § 40 Abs. 3 EEG 2017 entsprechende Regelung aufwies, umstritten ist. Eine Zuordnung des erhöhten Leistungsvermögens, beginnend mit der niedrigsten Leistungszone des § 40 Abs. 1 EEG 2017, ist aber insoweit sachgerecht, als die Bestands-Leistung der Anlage im Falle von § 40 Abs. 3 EEG 2017 noch weiter mit der Bestandsanlagen-Förderung vergütet wird.

Um die Verlässlichkeit von bestehenden Rahmenbedingungen zu erhalten, sollte die EEG-Förderung für Wasserkraftwerke fortgeschrieben werden. Wie wissenschaftlich bereits im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts 2014 gezeigt wurde, weist die Wasserkraft, anders als andere Technologien aus dem Bereich der Erneuerbaren Energien, aufgrund ihrer ungleich weiter fortgeschrittenen technologischen Ausgereiftheit kein vergleichbares Kostensenkungspotenzial auf.¹⁷ Im Gegenteil führt die Inflation zu stetig steigenden Kosten für Investitionen, die durch die EEG-Vergütung heute schon nicht angereizt werden. Dieser Sachverhalt trifft aus Branchensicht nach wie vor für alle Leistungsklassen der Wasserkraft („große“ und „kleine“ Wasserkraft) zu, sodass der wissenschaftlichen Empfehlung gefolgt und die jährliche

¹⁷ http://www.wasserkraft-deutschland.de/fileadmin/migrated/content/uploads/Erfahrungsbericht_Wasserkraft_2014_01.pdf, S. 110.

Degression der anzulegenden Werte um 0,5 Prozent gemäß § 40 Abs. 5 EEG gestrichen werden sollte.

Zu Erreichung der vorstehend genannten Ziele sollte § 40 Abs. 2, 3 und 5 EEG 2017 wie folgt angepasst werden:

„(2) Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 besteht auch für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, wenn nach dem 31. Dezember 2016 durch eine wasserrechtlich zugelassene Ertüchtigungsmaßnahme das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde. Satz 1 ist auf nicht zulassungspflichtige Ertüchtigungsmaßnahmen anzuwenden, wenn das Leistungsvermögen um mindestens drei 40 Prozent erhöht wurde. Anlagen nach den Sätzen 1 oder 2 gelten mit dem Abschluss der Ertüchtigungsmaßnahme als neu in Betrieb genommen.

(3) Für Strom aus Wasserkraft, der in Anlagen nach Absatz 2 mit einer installierten Leistung von mehr als 5 Megawatt erzeugt wird, besteht ein Anspruch nach § 19 Absatz 1 nur für den Strom, der der Leistungserhöhung nach Absatz 2 Satz 1 oder Satz 2 zuzurechnen ist. Wenn die Anlage vor dem 1. Januar 2017 eine installierte Leistung bis einschließlich 5 Megawatt aufwies, besteht für den Strom, der diesem Leistungsanteil entspricht, der Anspruch nach der bislang für die Anlage maßgeblichen Bestimmung. Bei den Sätzen 1 und 2 berechnet sich der Anspruch nach § 19 Absatz 1 für den Strom, der der Leistungserhöhung zuzurechnen ist, beginnend mit der Leistungszone nach § 40 Absatz 1 Nummer 1.“

(...)

„(5) Die anzulegenden Werte nach Absatz 1 verringern sich ab dem 1. Januar 2018 jährlich jeweils für die nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen oder ertüchtigten Anlagen um 0,5 Prozent gegenüber den im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr geltenden anzulegenden Werten und werden auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet. Für die Berechnung der Höhe der anzulegenden Werte aufgrund einer erneuten Anpassung nach Satz 1 sind die ungerundeten Werte zugrunde zu legen. Die Absenkung der anzulegenden Werte nach Satz 1 und 2 ist letztmalig für diejenigen Anlagen anzuwenden, die am (Tag vor Inkrafttreten desgesetzes) in Betrieb genommen worden sind.“

8.6. Geothermie

Die Geothermie ist die bisher am wenigsten genutzte Erneuerbare Energie. Um das große Potential als grundlastfähige Technologie im Strom- und Wärmebereich voll auszuschöpfen, sind Anreize zum beschleunigten Ausbau der Geothermie dringend erforderlich. Für die Stromerzeugung kommt nur die tiefe Geothermie in Frage. Sie benötigt vor allem in der Anfangsphase hohe Investitionen und ist daher auf ein höheres Maß an Planungssicherheit angewiesen. Wir schlagen folgende Maßnahmen im Rahmen der EEG-Novelle vor:

- Degressionsmechanismus: Die aktuelle kalendergesteuerte Degression für die Geothermie ist angesichts der bisher geringen installierten Leistung und der damit geringen Belastung des EEG-Kontos – bei gleichzeitig dringend benötigtem Ausbau der Geothermie – für neue Projekte problematisch. Der BDEW regt an zu prüfen, ob die Degression an die Ausbauziele angepasst und auf 0,5 % abgesenkt werden kann und erst bei einer installierten elektrischen Leistung von Geothermie-Anlagen in Höhe von

120 Megawatt eine Förderdegression einsetzen zu lassen. Insoweit rät der BDEW an, auch zu prüfen, ob die Degression nicht wie im Entwurf 2022, sondern frühesten 2026 beginnt, um der Geothermie weitere Chancen zu eröffnen.

- **Flexibilitätszuschlag:** Mit einem Flexibilitätszuschlag könnten Anreize für den Bau von Geothermie-Anlagen in unterschiedlichen Größenklassen geschaffen werden, die dementsprechend höhere Flexibilitäten in der Stromerzeugung schaffen. So könnten auch kleine, flexible Anlagen gefördert werden, die an ein Wärmenetz gekoppelt sind. Dies ermöglicht eine wirtschaftliche, bedarfsgerechte Stromerzeugung und setzt Anreize für Investitionen in Speicher. Eine Möglichkeit der Ausgestaltung des Flexibilitätszuschlags wäre eine Anlehnung an § 39h Abs. 2 EEG mit entsprechender Übertragung der Regelungen für die besonderen Zahlungsbedingungen der Biomasse auf die Geothermie bei gleichzeitiger Begrenzung der Höchstbemessungsleistung von Geothermie-Anlagen, ausgestaltet z. B. in zeitlicher Staffelung.
- Um den bürokratischen Aufwand zu reduzieren, sollte nach Genehmigung des Hauptbetriebsplans und Beantragung bei der Bundesnetzagentur die Höhe der Vergütung einmalig für zwei Jahre festgelegt werden. Zudem sollte die Vergütungszusage an die Genehmigung nach BBergG gekoppelt werden. So würden nur Projekte in einem fortgeschrittenen Planungszustand diese Vergütung beantragen.

9. EEG-Umlage

Der BDEW schlägt Gesetzesänderungen vor, die vor allem zu einer Vereinfachung und leichteren Administrierbarkeit und damit Rechtssicherheit bei der Anwendung der §§ 61ff. EEG 2017 führen sollen. Entsprechende Anpassungsvorschläge lässt der Referentenentwurf bislang vermissen. Für die Forderung, für bestimmte PV-Anlagen bis 30 kW die EEG-Umlage entfallen zu lassen, wird auf die Ausführungen zur Eigenversorgung unter 6. verwiesen.

9.1. Entfallen der EEG-Umlage bei Kraftwerkseigenverbrauch für Leitungs- und Umspannverluste

Der BDEW fordert, dass Leitungs- und Umspannverluste in reinen Erzeugungssachverhalten sowohl in Eigenversorgungs- als auch in EE-Drittbelieferungssachverhalten als Kraftwerkseigenverbrauch von der EEG-Umlage befreit bleiben bzw. werden.

In der Branche bestand bislang Einigkeit, dass Leitungs- und Umspannverluste in reinen Erzeugungssachverhalten (Eigenversorgung) nicht EEG-umlagererelevant sind oder – je nach Rechtsauffassung – unter den Tatbestand des Kraftwerkseigenverbrauchs nach § 61a Nr. 1 EEG 2017 fallen.¹⁸

Die Auslegung des Merkmals „Verbrauch in der Stromerzeugungsanlage oder in deren Neben- und Hilfsanlagen zur Erzeugung von Strom im technischen Sinn“ sollte nach der

¹⁸ Letztere Ansicht vertritt auch die Bundesnetzagentur in ihrem Leitfaden zur Eigenversorgung (Juli 2016), S. 53:

Gesetzesbegründung zum EEG 2014 an die stromsteuerrechtliche Auslegung des Kraftwerkseigenverbrauchs angelehnt werden. Auf Basis eines Urteils des FG Berlin-Brandenburg konnte bislang vertreten werden, dass eine Stromsteuerbefreiung für Trafo-/ Umspannverluste nach § 9 Abs.1 Nr. 2 StromStG als Verbrauch in notwendigen Neben- und Hilfsanlagen und damit Erscheinungsform des Kraftwerkseigenverbrauchs gewährt werden kann, wenn die Umspannung erforderlich ist, damit der Strom eingespeist werden kann. Denn die Herstellung des Stroms sei erst abgeschlossen, wenn der Strom dem Endverbraucher tatsächlich (durch Einspeisung) zur Verfügung gestellt wird. Der Bundesfinanzhof (BFH) sah dagegen in nächster Instanz die Verbräuche in Umspann- und Transformationsanlagen nicht als stromsteuerfrei an. Es ist daher zu befürchten, dass eine einheitliche Rechtsauffassung zu der Frage, ob diese Verbräuche unter § 61a Nr. 1 EEG 2017 gefasst werden können, zukünftig nicht mehr möglich ist. Der BDEW fordert den Gesetzgeber daher auf, präzisierend klarzustellen, dass in reinen Erzeugungssachverhalten Leitungs- und Umspannverluste von der EEG-Umlage befreit sind und damit Rechtssicherheit herzustellen.

Formulierungsvorschlag für § 61a Satz 2 und 3 EEG 2021-E:

Unter Verbräuche in Neben- und Hilfsanlagen nach Satz 1 Nr. 1 fallen auch Leitungs- und Trafoverluste in reinen Erzeugungssachverhalten. Ein reiner Erzeugungssachverhalt liegt vor, wenn sämtliche Letztverbräuche dem Zweck der Stromerzeugung oder Stromeinspeisung dienen und ohne die Stromerzeugungsanlage nicht anfallen würden.

9.2. Entfallen der EEG-Umlage für Leitungs- und Trafoverluste auch bei Drittverbräuchen in reinen Erzeugungssachverhalten

Der BDEW sieht es darüber hinaus auch nicht als sachgerecht an, dass in Konstellationen, in denen Strommengen aus EEG-Erzeugungsanlagen verschiedener Betreiber über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt einspeisen, auf die Leitungs- und Trafoverluste als Drittbelieferungsfälle die volle EEG-Umlage anfällt. Dem Zweck, einen möglichst hohen EEG-Erzeugungsanteil zu erreichen, stehen in diesen Konstellationen Abrechnungs- und Abwicklungsschwierigkeiten bei Meldung und Zahlung der EEG-Umlage (auch unter Anwendung der §§ 62a und b EEG 2017 inklusive Übergangsvorschriften) und ggf. nicht zu vernachlässigende EEG-Umlagezahlungen entgegen. Da insbesondere bei EE-Erzeugungssachverhalten oft mehrere Betreiber an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen sind, ist diese Anpassung auch auf EE-Anlagen zu beschränken. Die selbstverbrauchten Strommengen für Kraftwerkseigenverbräuche der einzelnen Betreiber sind nicht oder tatsächlich nur mit sehr hohem Aufwand abgrenzbar von Drittverbrauchsmengen (bspw. Leitungs- und Trafoverlusten, wenn der Anlagenbetreiber nicht mit dem Infrastrukturbetreiber identisch ist). Erschwerend kommt hinzu, dass es sich um mehrere Betreiber handelt, die jeweils für Eigenversorgungs- und Liefermengen Meldungen nach § 74a Abs. 2 und § 74 Abs. 2 EEG 2017 abzugeben haben. Selbst mit der Installation von RLM-Erzeugungsmessungen an jeder Einzelanlage können die Verbräuche aufgrund der zwangsläufigen Vermischung nicht korrekt den einzelnen Erzeugungsanlagen zugeordnet werden. Der BDEW regt daher an, die Ausnahme in § 61a Nr. 1 EEG 2017 (Kraftwerkseigenverbrauch) auf reine EEG-Erzeugungssituationen auch bei Drittbelieferung auszudehnen. Flankierend sollte eine Amnestieregelung

für die Vergangenheit aufgenommen werden. Folgende Punkte sind daher in einer Neuregelung zu beachten. Von der EEG-Umlage befreit sollen auch Drittbeförderungen sein, wenn

- es sich um einen reinen Erzeugungssachverhalt handelt,
- die verbrauchten Strommengen aus EE-Anlagen stammen, die einen gemeinsamen Netzanschluss nutzen und
- nur wenn sie als Kraftwerkseigenverbrauch nach § 61a Nr. 1 EEG 2017 anzusehen sind.

Formulierungsvorschlag für § 61a Satz 4 EEG 2017:

„Der Anspruch nach § 60 Abs. 1 Satz 1 entfällt unter den Voraussetzungen des Satzes 1 Nummer 1, auch ohne, dass eine Eigenversorgung vorläge, wenn der Strom in reinen Erzeugungssachverhalten aus Anlagen mit einem gemeinsamen Netzanschluss stammt.“

Formulierungsvorschlag für § 104 Abs. 12 EEG 2017:

„Ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen kann für Strom, den es in einer Stromerzeugungsanlage erzeugt und vor dem 1. Januar 2020 an einen Letztverbraucher geliefert hat, die Erfüllung des Anspruchs eines Übertragungsnetzbetreibers auf Zahlung der EEG-Umlage verweigern, soweit für diesen Strom die Tatbestandsvoraussetzungen des § 61a Satz 2 vorgelegen hätten.“

Die Erweiterung dieser Ausnahme von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage um Drittbeförderungen – aber weiterhin zum Kraftwerkseigenverbrauch bzw. für Strom zur Stromerzeugung – würde daher an eine bestehende Regelung anknüpfen. Eine ähnliche Logik verfolgt auch § 27a EEG 2017: Obwohl die Eigenversorgung bei Ausschreibungsanlagen ausgeschlossen wird, werden jedenfalls die Verbräuche zugelassen, die der Stromerzeugung oder -einspeisung dienen. Zu vermeiden ist allerdings eine Ausdehnung auf Kundenanlagen oder geschlossene Verteilernetze. Nur in Sachverhalten, deren Zweck ausschließlich auf Stromerzeugung und -einspeisung, nicht aber auf anderen Letztverbrauch ausgerichtet ist, ist eine entsprechende Ausweitung des Kraftwerkseigenverbrauchs angezeigt. Für eine ausführliche Begründung wird auf die BDEW-Handlungsempfehlungen unter 7.2.1. verwiesen.

9.3. Vorschlag zur Änderung der EEG-Umlagepflicht bei Speichern

Die Umsetzung des Doppelbelastungsverbots in § 61l EEG 2017 ist nach Auffassung des BDEW schwer administrierbar und aufwändig umzusetzen und verhindert in vielen Fällen, dass Akteure vom dort vorgesehenen Saldierungsmechanismus und damit von der Inanspruchnahme ihnen zustehender EEG-Umlageprivilegien Gebrauch machen. Diese Vorschrift ist außerdem für viele aktive Kunden nicht messtechnisch umsetzbar, so dass sie in ihrer heutigen Form nicht geeignet ist, Art. 15 Abs. 5 Ziffer b) BMRL umzusetzen. Der BDEW hat bereits in seinen Handlungsempfehlungen zum EEG 2020 einen Änderungsvorschlag für das EEG und KWKG gemacht, auf den hier verwiesen wird.¹⁹ Es wird eine Änderung der gesetzlichen Regelung vorgeschlagen, die auf die Saldierung verzichtet und dadurch erhebliche

¹⁹ Unter 7.2.2.

Vereinfachungen bei der Abwicklung der EEG-Umlageerhebung bei Speichern bewirken kann – ohne dass damit das EEG-Umlageaufkommen verringert würde.

Jedenfalls sollte aber durch einen eindeutigen Verweis auf die §§ 62a und 62b EEG 2017 die Möglichkeit der Bagatellzurechnung und der Schätzung von Strommengen auch für die durch Speicher verbrauchten und wieder erzeugten und letztverbrauchten Strommengen offenstehen. Dies sollte gesetzlich klargestellt werden.

Für reine Netzspeicher, also Speicher, die Strom ausschließlich aus dem Netz für die allgemeine Versorgung einspeichern und abgesehen vom Speicherverlust vollständig wieder in das Netz für die allgemeine Versorgung ausspeichern, ist die Anwendung des Saldierungsmechanismus des § 61l EEG 2017 zur Vermeidung einer doppelten EEG-Umlagepflicht nicht gerechtfertigt. Für diese Konstellationen sollte von vornherein die EEG-Umlagefreiheit klargestellt sein. Flankierend plädiert der BDEW daher für folgende Anpassung in

§ 60 Abs. 1 EEG 2017 EEG-RefE:

*„(1) Die Übertragungsnetzbetreiber sind berechtigt und verpflichtet, von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, anteilig zu dem jeweils von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen an ihre Letztverbraucher gelieferten Strom die Kosten für die erforderlichen Ausgaben nach Abzug der erzielten Einnahmen und nach Maßgabe der Erneuerbare-Energien-Verordnung zu verlangen (EEG-Umlage). Die §§ 61l und 63 dieses Gesetzes sowie § 8d des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes bleiben unberührt. **Satz 1 und 2 gelten nicht, sofern der Strom zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Speicher ausschließlich aus einem Netz entnommen und zeitlich verzögert wieder in ein Netz eingespeist wird. Dies gilt auch für Speicher-verluste sowie Stromverbräuche in den Neben- und Hilfsanlagen des Speichers zur Umwandlung, Speicherung oder Erzeugung von Strom.** Der Anteil ist so zu bestimmen, dass jedes Elektrizitätsversorgungsunternehmen für jede von ihm an einen Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom dieselben Kosten trägt. Auf die Zahlung der EEG-Umlage sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu entrichten. Es wird widerleglich vermutet, dass Strommengen, die aus einem beim Übertragungsnetzbetreiber geführten Bilanzkreis an physikalische Entnahmestellen abgegeben werden, von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher geliefert werden. Der Inhaber des zugeordneten Abrechnungsbilanzkreises haftet für die EEG-Umlage, die ab dem 1. Januar 2018 zu zahlen ist, mit dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gesamtschuldnerisch.“*

Der BDEW regt zudem an, das Ausschließlichkeitsprinzip bei Speichern zu überdenken. Dieses besagt, dass bereits eine kWh eingespeicherten Netzstroms die Ansprüche auf EEG-Förderung (u.a. des Mieterstrombonus) und die Befreiung der doppelten Netzentgelte des gesamten im Speicher befindlichen Stroms auf ein gesamtes Jahr verloren sind. Durch das Ausschließlichkeitsprinzip ist eine multivalente Speichernutzung nicht möglich und steht einer effektiven Speichernutzung entgegen. Dies betrifft u.a. aktive Kunden, die einerseits netzdienliche Leistungen erbringen möchten, andererseits die Vermarktungsoptionen nach dem EEG in Anspruch nehmen möchten. Denn das EEG hat die Anlage selbst im Blick, nicht die einzelnen Strommengen. Auch bei PV-Mieterstromprojekten werden so netzdienliche Leistungen und Flexibilitäten verhindert. Allerdings müssten dann auch die komplexen Folgefragen der

anteiligen Messung und entsprechender Nachweise adressiert werden, die wiederum zu erheblichem Mehraufwand aller Beteiligten führen kann.

9.4. EEG-Umlage bei Elektromobilität

Für eine rechtssichere Erhebung der EEG-Umlage in E-Mobilitätskonstellationen fordert der BDEW die Umsetzung seines bereits in den Handlungsempfehlungen zum EEG 2020 enthaltenen Änderungsvorschlags. Zudem sollte für eine erleichterte Umsetzung ein pauschaler EEG-Umlagesatz in E-Mobilitätskonstellationen bei verschiedenen EEG-Umlagesätzen für die jeweiligen Letztverbräuche eingeführt werden.

Aktuell besteht in der Branche Rechtsunsicherheit, wie die EEG-Umlage bei Fallkonstellationen mit Elektromobilen und anderen mobilen Verbrauchseinrichtungen mit Stromspeichern korrekt zu melden, zu zahlen und abzurechnen ist. Der BDEW schlägt eine Lösung vor, die die Rechtsunsicherheiten und tatsächlichen Hemmnisse in der Abwicklung der EEG-Umlagepflichten bei Elektromobilität beseitigen soll, ohne bestehende EEG-Umlageprivilegien auszuweiten. Flankierend werden entsprechende KWKG-seitige Änderungen vorgeschlagen. Die in der Branche gelebte Auffassung, dass Letztverbräuche beim Betrieb von Elektromobilen und anderen mobilen Verbrauchseinrichtungen mit Stromspeichern nicht EEG-umlagepflichtig sind, sollte gesetzlich verankert werden. Gleichzeitig sollte der Mobilitätsbranche die Möglichkeit gegeben werden, im Rahmen von Pilotprojekten Rückspeisungskonzepte ohne administrativen Aufwand mit möglichen EEG-Melde- und Zahlungspflichten zu erproben.

Kernpunkte und ausführliche Begründung des vom BDEW vorgeschlagenen EEG-Umlagesystems bei Elektromobilität kann den BDEW-Handlungsempfehlungen unter 7.2.3 entnommen werden.

Für E-Mobilitäts-Sachverhalte, in denen sowohl der eigentliche EEG-Umlageschuldner als auch Dritte als Letztverbraucher mit unterschiedlichen EEG-Umlagesätzen anzusehen sind (bspw. bei Eigenversorgung und Drittbelieferung) und eine Bagatellzurechnung nach § 62a EEG 2017 nicht in Frage kommt, fordert der BDEW zudem, einen pauschalen EEG-Umlagesatz für E-Mobilitätskonstellationen einzuführen, der unter 100 Prozent liegt, bspw. 80 Prozent. Dies würde zu einer deutlichen Vereinfachung der Abrechnung und Abwicklung eines Sachverhalts mit ständig wechselnden Letztverbrauchern für alle Beteiligten führen. In der Praxis stellt die Unsicherheit, die volle EEG-Umlage für E-Mobilitätskonstellationen zahlen zu müssen, obwohl auch reduzierte EEG-Umlagesätze möglich wären (Eigenversorgungsprivilegien, Besondere Ausgleichsregelung) einen enormen Hemmschuh für den Ausbau von Ladeinfrastruktur dar. Hierfür müsste ein neuer EEG-Umlage-Privilegierungstatbestand geschaffen werden, etwa in § 61l Abs. 5 EEG 2021. Der EEG-Umlageschuldner könnte dann zwischen einer aufwändigen sauberen messtechnischen Erfassung (§ 62b Abs. 1 EEG 2017), einer Zahlung der vollen EEG-Umlage auf sämtliche Strommengen (§ 62b Abs. 2 Nr. 1 EEG 2017), einer detaillierten Schätzung der Strommengen (§ 62b Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017), und dem pauschalen EEG-Umlagesatz wählen. Der Pauschalsatz muss dabei hoch genug gegriffen sein, damit kein Missbrauch und Minderung des EEG-Umlagekontos eintritt.

10. Weitere Empfehlungen

10.1. Anpassung des Betreiberbegriffs

Aufgrund der unterschiedlichen Rechtsauffassungen in der Branche zur aktuellen Auslegung des Betreibers einer Stromerzeugungsanlage im Sinne des § 3 Nr. 43b EEG ist eine hinreichende Investitionssicherheit vieler Betreiber-Modelle bedroht. Dies betrifft Contracting-Modelle und Scheibenpacht-Modelle, für die auch durch § 104 Abs. 4 EEG 2017 keine hinreichende Rechtssicherheit geschaffen werden konnte. Die Rechtsunsicherheiten betreffen insbesondere die Fragen, ob und auf welche Weise eine Gesamtabwägung der Einzelkriterien stattfinden muss, und welche Voraussetzungen für die Übertragung des Kriteriums „Tragung des wirtschaftlichen Risikos“ gegeben sein müssen. Unsicherheiten bestehen auch bei der Frage, ob und unter welchen Voraussetzungen eine Bestandsanlage noch als solche nach den §§ 61e ff. EEG 2020 angesehen werden kann.

Um eine präzisere und vorhersehbare Auslegung zu ermöglichen und damit Rechtssicherheit zu schaffen, fordert der BDEW daher, den Betreiberbegriff anzupassen. Dasselbe gilt auch für bereits realisierte Geschäftsmodelle: Um die Investitionssicherheit abzusichern, fordert der BDEW, eine Amnestieregelung oder ein Leistungsverweigerungsrecht für die Vergangenheit zu implementieren, so dass Rechtssicherheit für alle Beteiligten geschaffen wird.

Vor dem Hintergrund der zukünftig sinkenden EEG-Umlage über die neuen Mechanismen der EEV sollten kostenträchtige Gerichtsverfahren und erhebliche wirtschaftliche Risiken für die betroffenen Unternehmen vermieden und bestehende Modelle auf eine sichere Rechtsgrundlage gestellt werden.²⁰

Um das Dilemma zu beseitigen, dass ein Contracting-Modell Gefahr läuft, als erlaubnispflichtiges Finanzierungsleasing eingestuft zu werden, fordert der BDEW zudem eine Ausnahme für entsprechende Geschäftsmodelle in § 1 Abs. 1a Satz 2 Nr. 10 1. Alt. KWG.

10.2. Anpassung der Meldepflichten (§§ 74 und 74a EEG) Anpassung Meldepflichten

Durch die Anpassung der §§ 74 und 74a EEG dürfte die Weiterverteiler-Problematik, insbesondere in Fällen mit E-Mobilitätsbezug, nicht gelöst werden. Auch nach jetziger Rechtslage ist es möglich, die Meldepflichten eines EEG-Umlageschuldners auf einen Dritten zu übertragen. Problematisch dürfte daher weiterhin der Nachweis eines Fremdtilgungswillens sein, der für eine Erfüllungswirkung bei Leistung eines Dritten erforderlich ist. Dies gilt insbesondere, wenn das beliefernde Elektrizitätsversorgungsunternehmen keine Kenntnis davon hat, dass es einen Weiterverteiler und nicht lediglich einen Letztverbraucher beliefert. Der BDEW verweist daher auf seine Vorschläge zu Anpassung der EEG-Umlage bei E-Mobilitätskonstellationen (unter 9.4.)

Um mehr Rechtssicherheit zu erhalten, sollte die Möglichkeit der Meldung durch einen Dritten zumindest ergänzt werden um die Fiktion, dass bei Meldung von Strommengen, die ein

²⁰ Zu der geforderten rückwirkenden Änderung der Rechtslage enthalten sich die vier Übertragungsnetzbetreiber aufgrund laufender Rechtsstreitigkeiten der Stimme.

anderer EEG-Umlageschuldner melden und die EEG-Umlage dafür zahlen müsste, der Fremdtilgungswille im Verhältnis zum nach § 61j EEG zuständigen Netzbetreiber unwiderleglich vermutet wird.

10.3. Übergangsfrist für die Schätzung von EEG-umlagererelevanten Strommengen

Der BDEW fordert dringend eine weitere Verlängerung der Übergangsfrist im § 104 Abs. 10 EEG mindestens um ein Jahr bis zum 31.12.2021.

Eine Nachrüstung von Anlagen mit einer geeichten insbesondere mittelspannungsseitigen Unterzählung (zum Zwecke der Marktprämie, Bilanzierung, EEG-Umlage, Herkunftsnachweise etc.) dürfte angesichts der Corona-Pandemie und den Verzögerungen bei Lieferung und Installation bis zum Jahreswechsel schwer bis nicht mehr realisierbar sein. Durch die Verlängerung der Übergangsfristen, die bereits durch das NABEG 2.0 bzw. EDL-G angepasst wurden, kann dem andernfalls drohenden Verlust von Umlageprivilegien begegnet werden.

Außerdem kann es auch für die (Erst-)Erfassung von Strommengen einen unvermeidbaren Aufwand bedeuten, EEG-umlagepflichtige Strommengen durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen abzugrenzen. Die (Erst-)Erfassung von Strommengen bildet § 104 Abs. 10 EEG, nicht aber § 62b Abs. 2 EEG 2017 ab. Auch hier kann bspw. eine SCADA-wertbasierte Zurechnung insbesondere bei der gemeinsamen Abrechnung mehrerer Stromerzeugungsanlagen eine zuverlässige Erhebungsmethode sein, die eine Schätzmethode begründet. Dies gilt jedenfalls solange, wie im Rahmen des Rollouts von intelligenten Messsystemen die EEG-umlagererelevanten Strommengen noch nicht über ein intelligentes Messsystem erfasst werden. Da nach Auffassung des BDEW die Erfassung von EEG-umlagererelevanten Strommengen dem Anwendungsbereich des MsbG unterfällt, könnten für die Übergangszeit bis zur Ausstattung mit intelligenten Messsystemen stranded investments durch Verlängerung der Frist im § 104 Abs. 10 EEG 2017 vermieden werden.

Vorschlag für § 104 Abs. 10 EEG 2021:

(10) Für Strommengen, die nach dem 31. Dezember 2017 und vor dem 1. Januar 2022 verbraucht werden, kann im Fall fehlender mess- und eichrechtskonformer Messeinrichtungen abweichend von § 62b Absatz 1 und unbeschadet von § 62b Absatz 2 bis 6 die Erfassung und Abgrenzung von Strommengen durch eine Schätzung in entsprechender Anwendung von § 62b Absatz 3 bis 5 erfolgen. Für Strommengen, die im Rahmen der Endabrechnung für das Kalenderjahr 2021 abgegrenzt werden, gilt dies nur, wenn eine Erklärung vorgelegt wird, mit der dargelegt wird, wie seit dem 1. Januar 2022 sichergestellt ist, dass § 62b eingehalten wird. Der Netzbetreiber, der zur Erhebung der EEG-Umlage berechtigt ist, kann verlangen, dass die nach Satz 2 erforderliche Darlegung bei Vorlage durch einen Wirtschaftsprüfer, eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, einen genossenschaftlichen Prüfungsverband, einen vereinigten Buchprüfer oder eine Buchprüfungsgesellschaft geprüft wird. § 75 Satz 3 und 4 ist entsprechend anzuwenden.

(11) Die Erfüllung des Anspruchs auf Zahlung der EEG-Umlage kann verweigert werden, wenn und soweit (...)

5. für Strommengen, die ab dem 1. Januar 2022 verbraucht werden, § 62b eingehalten wird; Absatz 10 Satz 2 bis 4 ist entsprechend anzuwenden.

(...)

10.4. Änderungen zum EEG-Netzanschluss

10.4.1. Überprüfungsbefugnis der EEG-Anlage und Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik durch den Netzbetreiber

In der Praxis sehen sich Netzbetreiber vielfach nur unter Androhung der Netztrennung in der Lage, die Einhaltung der technischen Anforderungen nach § 10 Abs. 2 EEG 2017 auch auf Dauer durchzusetzen. Um diese Durchsetzung zu erleichtern, sollte dem Anschlussnetzbetreiber ein Recht auf Gewährung des Zutritts in § 10 Abs. 2 EEG 2017 zur Überprüfung und ggf. Sperrung des Anschlusses nach dem Vorbild des § 21 NAV an die Hand gegeben werden:

§ 10 Abs. 2 Satz 2 EEG 2017 wird eingefügt:

„Der Anlagenbetreiber oder soweit keine Personenidentität vorliegt, der Anschlussnehmer oder -nutzer, hat nach vorheriger Benachrichtigung dem mit einem Ausweis versehenen Beauftragten des Netzbetreibers den Zutritt zum Grundstück und zu seinen Räumen zu gestatten, soweit dies für die Prüfung des Anschlusses oder der übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen oder zur Unterbrechung des Anschlusses erforderlich ist.“

10.4.2. Netzanschluss für kleine Anlagen

Da die EE-Richtlinie verbindlich erst zum 1. Juli 2021 durch den nationalen Gesetzgeber umzusetzen ist, sollten die vereinfachten Vorgaben für den Netzanschluss für Kleinstanlagen nach Art. 17 EE-Richtlinie erst zum 1. Juli 2021 in Kraft treten, um den Verteilernetzbetreibern ausreichend Zeit für die Umstellung und Anpassung ihrer Prozesse zu belassen. Da hiermit auch kleinste Plug-in-PV-Anlagen letztlich ohne weitere Vorgaben durch den Netzbetreiber angeschlossen werden können, rät der BDEW dringend dazu, die messtechnische Erfassung der möglicherweise als Überschuss eingespeisten Strommengen aus diesen Kleinstanlagen ebenso klarzustellen wie die Frage, ob für diese Anlagen § 9 EEG 2021 greifen soll. Zudem sollte eine Klarstellung aufgenommen werden, ob und unter welchen Bedingungen ggf. eine Anlagenzusammenfassung stattfindet, wenn bereits Bestandsanlagen an demselben Anschlusspunkt einspeisen oder wenn Anschlussbegehren gleichzeitig für mehrere Anlagen unterhalb der Leistungsgrenze von 10,8 kW auf demselben Grundstück gestellt werden.

10.5. Novellierung der Stromkennzeichnung

Die Stromkennzeichnung soll dazu beitragen, die Herkunft des Stroms zu deklarieren. Gemäß den Anforderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) müssen alle Stromlieferanten ihren Kunden Informationen zu den zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträgern

sowie zu den dabei entstandenen CO₂-Emissionen mitteilen. Die Grundregeln der Stromkennzeichnung wurden im Jahr 2005 noch vor dem Hintergrund eines deutlich geringeren Anteils Erneuerbarer Energien in Deutschland und vor dem Hintergrund der physikalischen Lieferung des geförderten EE-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) an die Lieferanten entwickelt. Aufgrund des erheblich gestiegenen Anteils geförderter Erneuerbarer Energien, neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen sowie der Einführung des finanziellen EEG-Ausgleichs und neu eingeführter Stromeigenschaften (z. B. „Mieterstrom, finanziert aus der EEG-Umlage“) haben sich die Zielsetzungen der Stromkennzeichnung zum Teil geändert und zur Erhöhung der Komplexität für Endkunden und Vertriebe beigetragen. Eine Anpassung des Rechtsrahmens für die Stromkennzeichnung sollte daher im Rahmen der EEG-Novellierung umgesetzt werden. Das BMWi hat bereits im Jahr 2017 ein Gutachten zur Weiterentwicklung der Stromkennzeichnung beauftragt und Ergebnisse im Jahr 2019 präsentiert, welche entsprechende Ansätze zur Weiterentwicklung aufgezeigt haben. Der BDEW schließt sich einigen dieser aufgezeigten Vorschläge an und fordert insbesondere nachfolgende Weiterentwicklungen, welche einer Änderung des § 78 EEG und des § 42 EnWG bedürfen:

- Weiterentwicklung der Stromkennzeichnung mit dem Ziel einer einfachen, transparenten und verständlichen Regelung und einer damit einhergehenden Vereinfachung und Verschlankung der bisherigen Stromkennzeichnung
- Beibehaltung des bestehenden Bilanzierungsansatzes, der die geförderten Erneuerbaren Energien gegenüber denjenigen Verbrauchern ausweist, die für die Förderung der Erneuerbaren Energien in Deutschland aufkommen
- Anpassung des Bilanzierungsansatzes, dass bei Grünstromprodukten Herkunftsnachweise nur noch für die Differenzmenge (100 Prozent minimiert um den Anteil „erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“) beschafft werden müssen (Änderung des § 78 Abs. 4 EEG)
- Umwandlung der verpflichtenden Stromkennzeichnung gegenüber privilegierten Letztverbrauchern (stromintensive Unternehmen) in eine reine Informationspflicht durch das Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Änderung des § 60a EEG sowie § 78 Abs. 5 EEG in Form einer verpflichtenden Mitteilung des Vorlieferantenmix)
- Ermöglichung der Durchführung von Handel und Entwertung von Herkunftsnachweisen für privilegierte Letztverbraucher (Anpassung der HkRNDV)
- Begrenzung der Stromkennzeichnung auf den vom Verbraucher gewählten Produktmix und einer bundesweiten Vergleichsgröße (Anpassung des § 42 Abs. 1 und 3 EnWG)

Begründung

Die vorgeschlagenen Maßnahmen und insbesondere der Vorschlag zur Umwandlung der Kennzeichnungs- in eine Informationspflicht für privilegierte Letztverbraucher gehen mit einer deutlichen Erhöhung der Nachvollziehbarkeit, Güte und Vergleichbarkeit der Stromkennzeichnung für den privilegierten Letztverbraucher, aber insbesondere für nicht privilegierte Letztverbraucher einher.

Bisher sind Versorger dazu verpflichtet, für 100 Prozent ihres Absatzvolumens die Stromkennzeichnungsmenge aktiv zu ermitteln bzw. aktiv zu beschaffen (z. B. in Form von Herkunftsnachweisen), um die jeweiligen Energieträgeranteile dann nachträglich entsprechend

der später erst ergänzten EEG-Quote anteilig zu reduzieren. Die anteilige Verdrängung von Stromkennzeichnungs-Attributen (insbesondere der Anteil für „sonstige Erneuerbare Energien“, welcher aktiv über Herkunftsnachweise beschafft wird) führt zur Nichtausweisung entwerteter Herkunftsnachweise für erneuerbare Strommengen. Derzeit findet eine „Überentwertung“ von Herkunftsnachweisen für erneuerbare Strommengen statt. Dies ist methodisch nicht konsistent und nachvollziehbar. Dieser Effekt verstärkt sich mit weiter steigenden Anteilen geförderter Erneuerbarer Energien in der Stromkennzeichnung. Eine Anpassung des vorgeschlagen Bilanzierungsansatzes für Grünstromprodukte behebt diese Inkonsistenz und weist mehrere Vorteile und Verbesserungen gegenüber dem bisherigen Verfahren auf.

- Die EEG-Anteile werden weiterhin den Kunden ausgewiesen, welche die EEG-Kosten und somit die finanzielle Hauptlast der Mehrkosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien tragen. Der Grundansatz der Kostengerechtigkeit bleibt gewahrt.
- Es findet eine Kostenentlastung für Ökostromversorger im Vergleich zum Status Quo statt, da die aktive Beschaffung von Stromkennzeichnungsattributen (hier Herkunftsnachweise für Erneuerbare Energien) nur 100 Prozent-X umfassen muss.
- Es erfolgt keine anteilige Verdrängung von Stromkennzeichnungsinformation von Herkunftsnachweisen, welche faktisch entwertet wurden. Dies bedeutet eine höhere quantitative Konsistenz des Bilanzierungsverfahrens.

11. Sonstige juristische Änderungen

11.1. Klarstellung der Funktionsweise der Sanktion in § 52 Abs. 3 EEG 2017

Bei der Anwendung der Sanktion in § 52 Abs. 3 Nr. 1 und 2 EEG 2017 ist umstritten, ob – bei Anwendbarkeit – die 80-Prozent-Förderung rückwirkend zum Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlage gewährt wird, oder erst mit Wirkung für die ab Vornahme der Kalenderjahresendmeldung eingespeiste Strommenge (vorher: Förderreduzierung auf null). Daher ist hier eine gesetzliche Klarstellung der Sanktionswirkung erforderlich.

11.2. Klarstellung der Höhe der „Folge-Ausfallvergütung“

Derzeit ist umstritten, ob der 20-Prozent-Abzugsbetrag nach § 53 Satz 2 EEG 2017 auch im Falle der Folge-Ausfallvergütung in Anspruch genommen wird, d.h. dann, wenn der anzulegende Wert wegen Überschreitung der ersten drei Kalendermonate der Ausfallvergütung ohnehin auf den Monatsmarktwert abgesenkt wird. Daher muss hier gesetzlich klargestellt werden, ob der im Rahmen der Folge-Ausfallvergütung zu gewährende Monatsmarktwert auch um 20 Prozent gekürzt werden muss, oder nicht. Es bietet sich an, diese Klarstellung im Rahmen der ohnehin für § 21 EEG 2017 vorgesehenen Änderungen vorzunehmen.

11.3. §§ 57, 75 und 81 – Testierungen und Clearingstelle EEG/KWKG

In **§ 57 Abs. 5 EEG 2017** soll der Verweis auf die Einzelverfahren nach § 81 Abs. 4 EEG 2017 gestrichen werden. Der BDEW lehnt dies ab. Im Endeffekt führt dies zu einer deutlichen Zunahme der grundsätzlich zeitintensiveren Hinweis- und Empfehlungsverfahren, um von Anfang an die für die Institution der Clearingstelle notwendige und auch vom Gesetzgeber intendierte Branchenwirkung der Entscheidungsinhalte in der jeweiligen Rechtsfrage zu erreichen. Hierdurch wird aber gerade das Ergebnis der Evaluierung der Clearingstelle EEG konterkariert, nämlich die Stärkung und Beschleunigung der Einzelfallentscheidungen. Zudem stellen die Votumsverfahren die bei der Clearingstelle am häufigsten gewählte Verfahrensart dar. Daher ist diese Änderung inkonsequent.

Darüber hinaus würde künftig jegliche Rechtssicherheit fehlen, wenn sich Anlagen- und Netzbetreiber bei der Anwendung des EEG auf die Ergebnisse von Einzelfallentscheidungen der Clearingstelle EEG/KWKG stützen, die nicht zwischen ihnen ergangen sind. Auch dies verfehlt den institutionellen Zweck der Clearingstelle, nämlich verlässliche und branchenweit gültige Entscheidungen zu treffen. Die Folge wäre dann, dass in vergleichbarer Sache betroffene Anlagen- und Netzbetreiber Anschluss-Einzelfallverfahren führen müssten, damit auch in ihren Rechtsstreitigkeiten zumindest bis zu einer entsprechenden höchstrichterlichen Entscheidung Rechtssicherheit über die korrekte Anwendung des EEG besteht.

Der BDEW lehnt außerdem das Abstimmungserfordernis zwischen der BNetzA und der Clearingstelle EEG/KWKG nach **Art. 1 Nr. 109 b) und c) des Referentenentwurfs** in dieser nicht hinreichend präzisierten Form ab. Bei der Clearingstelle EEG/KWKG handelt es sich gemäß § 81 EEG 2017 und ihrer Satzung um eine unabhängige Streitbeilegungsstelle. Demgegenüber stellt die BNetzA einen Teil der Exekutive dar. Die Vorgabe einer inhaltlichen Abstimmung zwischen beiden Institutionen führt letztlich dazu, dass beide Institutionen wechselseitig inhaltlich voneinander abhängig sind. Dies verletzt die Prämisse der Unabhängigkeit der Clearingstelle.

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die BNetzA in sämtlichen ihrer Hinweise und Leitfäden zum EEG darstellt, dass diese keine rechtliche Bindungswirkung entfalten. Der BNetzA kommt insoweit auch nicht das Monopol der korrekten Auslegung des EEG zu. Dies haben verschiedene Gerichtsentscheidungen zu EEG-relevanten Rechtsfragen verdeutlicht, zuletzt das Urteil des 13. Zivilsenats vom 14. Januar 2020 (Az. XIII ZR 5/19), das inhaltlich entgegen dem Positionspapier der BNetzA „zu den technischen Vorgaben nach § 6 Abs. 1 und Abs. 2 EEG 2012“ vom Dezember 2012 ergangen ist.

Hält man an einem Abstimmungserfordernis fest, muss zur Wahrung der Unabhängigkeit der Clearingstelle in der Regelung klargestellt werden, dass rein formell vor Einleitung eines Verfahrens abgestimmt wird, ob die Clearingstelle ein entsprechendes Verfahren überhaupt aufnimmt. Anderenfalls ist letztlich dem Gesetzgeber zu empfehlen, potentiell streitbefangene EEG-Regelungen so zu formulieren, dass sie von Anfang an frei von Missverständnissen sind.

11.4. Klarstellung der Regelungsinhalte von §§ 62, 57 und 26 EEG

Nach Auffassung des BDEW sollte § 62 EEG 2017 wie folgt durch den EEG-RefE geändert werden, um die Regelungsinhalte der entsprechenden Bestimmungen klarzustellen:

„(1) Bei der jeweils nächsten Abrechnung sind Änderungen der abzurechnenden Strommenge oder der Zahlungsansprüche zu berücksichtigen, die sich aus folgenden Gründen ergeben:

- 1. aus Rückforderungen, **die zur Entlastung des EEG-Kontos beitragen, auf Grund von § 57 Absatz 5,***
- 2. aus einer rechtskräftigen Gerichtsentscheidung im Hauptsacheverfahren,*
- 3. aus der Übermittlung und dem Abgleich von Daten nach § 73 Absatz 5 **sowie bei nachträglicher Korrektur des berechtigten Netzbetreibers nach § 61j,***
- 4. aus einem zwischen den Verfahrensparteien durchgeführten Verfahren bei der Clearingstelle nach § 81 Absatz 4 Satz 1 Nummer 1,*
- 5. aus einer Entscheidung der Bundesnetzagentur nach § 85,*
- 6. aus **korrigierten oder unvollständigen Abrechnungen** ~~einem vollstreckbaren Titel, der~~ **die erst nach der Endabrechnung gemäß § 72 Absatz 1 Nummer 2 für vorhergehende Kalenderjahre berücksichtigt werden** ~~Abrechnung nach § 58 Absatz 1 ergangen ist oder~~*
- 7. aus einer nach **§ 23 Absatz 1 oder 2 der Marktstammdatenregisterverordnung oder § 26 Absatz 2** zu einem späteren Zeitpunkt fällig gewordenen Zahlung.*

§ 72 Nummer 2, § 74 Absatz 2, § 74a Absatz 2 und § 75 sind entsprechend anzuwenden.

*(2) Ergeben sich durch die Verbrauchsabrechnung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen gegenüber Letztverbrauchern Abweichungen gegenüber den Strommengen, die einer Endabrechnung nach § 74 zugrunde liegen, sind diese Änderungen bei der jeweils nächsten Abrechnung zu berücksichtigen. **Satz 1 ist ebenfalls anzuwenden, wenn die Korrekturen sich unabhängig von einer geänderten Verbrauchsabrechnung ergeben und diese sich nicht auf die Strommenge, sondern auf einer geänderten EEG-Umlagehöhe beruhen. § 74 Abs. 2, § 74a Abs. 2 und § 75 sind für die Sätze 1 und 2 ist entsprechend anzuwenden.***

Die Klarstellung im neuen § 62 Abs. 1 Satz 2 dient der Verdeutlichung, dass in den Fällen des Satzes 1 Nr. 1 bis 7 dann, wenn für die entsprechende Datenmeldung ein besonderes Format wie elektronische Datenmeldungen oder Testat erforderlich ist, dies auch für die entsprechende Nachmeldung gilt (so auch in Absatz 2).

11.5. Definition der „Strombörse“ im EEG und den übrigen Gesetzen und Verordnungen

Der BDEW begrüßt die Anpassung der Definition „Strombörse“ und die Einführung eines sogenannten „Spotmarktpreises“ im EEG und schlägt folgende weitere Anpassung vor:

EEG:

Anlage 1 Nr. 5.2 EEG:

[Einfügen]

(...) Der Spotmarktpreis wird von den Strombörsen in Euro pro Megawattstunde täglich ermittelt und veröffentlicht.

Die Erweiterung ist notwendig, damit den Übertragungsnetzbetreibern insbesondere für den Fall der Entkopplung der Märkte ein Preis vorliegt. Für die Berechnung dieses Preises bei Entkopplung liegen derzeit nur den Strombörsen alle notwendigen Informationen vor. Außerdem ist es ureigene Aufgaben der Börsen Preise zu ermitteln, weshalb sie die Berechnung und Veröffentlichung des Spotmarktpreises vornehmen sollten.

Mit der oben ausgeführten Anpassung im EEG sind außerdem zusätzliche Änderungen in untergeordneten oder weiteren Gesetzestexten notwendig. Der BDEW schlägt dementsprechend folgende Anpassungen vor:

EEAV:

§ 7 Anreize zur bestmöglichen Vermarktung

*(2) 4. Als Preis des Vortageshandels (P_{VT}) gilt der ~~Market-Clearing-Preis der jeweiligen Stunde der Day-Ahead-Auktion an der European Power Exchange~~ **Spotmarktpreis nach § 3 Nummer 42b EEG.***

§ 8 Preislimitierung in Ausnahmefällen

*(1) Der Übertragungsnetzbetreiber kann nach Maßgabe der folgenden Absätze für diejenigen Stunden des folgenden Tages, für die im Fall von negativen Preisen **an einer der Strombörsen** ein Aufruf zur zweiten Auktion ergeht, von der Verpflichtung abweichen, die vollständige gemäß aktueller Prognose vorhergesagte stündliche Einspeisung zu preisunabhängigen Geboten an den **Spotmärkten dieser Strombörsen** nach § 1 Absatz 1 zu veräußern.*

EEV:

§ 13 Subdelegation an die Bundesnetzagentur

(...)

5. die Voraussetzungen, unter denen die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt werden können,

(...)

b) Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2015 in Betrieb genommen werden und deren Strom nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vergütet wird, abzuregeln, wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse **des Spotmarktpreises nach § 3 Nummer 42a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes EEG** andauernd negativ ist,

(...)

KWKG:

§ 7 Höhe des Zuschlags für KWK-Strom aus neuen, modernisierten oder nachgerüsteten KWK-Anlagen

(...)

(6) Für Zeiträume, in denen der Wert **des Spotmarktpreises im Sinn des § 3 Nummer 42a des Erneuerbaren Energien Gesetzes** ~~der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland am Spotmarkt der Strombörse im Sinn des § 3 Nummer 43a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der vortägigen Auktion~~ null oder negativ ist, verringert sich der Anspruch auf Zahlung von Zuschlägen auf null.

(...)

§ 15 Mitteilungs- und Vorlagepflichten des Betreibers einer KWK-Anlage

(...)

(4) Wenn in einem Kalendermonat die Voraussetzungen nach § 7 Absatz 7 Satz 1 mindestens einmal erfüllt sind, legen die Betreiber von KWK-Anlagen mit der Abrechnung nach den Absätzen 2 und 3 Angaben zur Strommenge vor, die sie in dem Zeitraum erzeugt haben, in dem ~~die Stundenkontrakte~~ **der Spotmarktpreis** nach § 3 Nummer 42 a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes null oder negativ gewesen ~~ist sind~~.

§ 33a Verordnungsermächtigungen zur Ausschreibung der Zuschlagzahlungen für KWK-Anlagen

(...)

2. zu weiteren Voraussetzungen nach § 8a Absatz 2, insbesondere

(...)

b) zu regeln,

cc) abweichend von § 8a Absatz 3 und § 7 Absatz 6 und 7 die Kumulierung der Zuschlagzahlungen mit Investitionszuschüssen und den Anspruch auf Zuschlagzahlung für

*Zeiträume, in denen der Wert **des Spotmarktpreises nach § 3 Nummer 42a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes** der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse null oder negativ ist, (...)*

§ 33b Verordnungsermächtigungen zur Ausschreibung der Förderung für innovative KWK-Systeme

(1) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates im Anwendungsbereich des § 8b Regelungen vorzusehen

(...)

3. zu weiteren Voraussetzungen nach § 8b Absatz 3, insbesondere abweichend von

(...)

*b) § 7 Absatz 6 und 7 zu einer Kumulierung mit Investitionszuschüssen und dem Anspruch auf Zuschlagzahlung für Zeiträume, in denen der Wert **des Spotmarktpreises nach § 3 Nummer 42a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes** der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse null oder negativ ist, (...)*

Ansprechpartner:

Dr. Maren Petersen
Geschäftsbereich Erzeugung und
Systemintegration
Telefon: +49 30 300199-1300
maren.petersen@bdew.de

Dr. Ruth Brand-Schock
Geschäftsbereich Erzeugung und
Systemintegration
Telefon: +49 30 300199-1310
ruth.brand-schock@bdew.de

Constanze Hartmann
Geschäftsbereich Recht
Telefon: +49 30 300199-1527
constanze.hartmann@bdew.de

Christoph Weißenborn
Geschäftsbereich Recht
Telefon: +49 30 300199-1514
christoph.weissenborn@bdew.de