

## Positionspapier

# Handlungsempfehlungen zur EEG-Novelle 2020

Berlin, Stand 22. April 2020

## Inhalt

<b>1. Einleitung &amp; Zusammenfassung</b>	<b>3</b>
<b>2. Erreichung der EE-Ausbauziele sicherstellen</b>	<b>4</b>
<b>3. Förderfreie Erneuerbare Energien stärken</b>	<b>5</b>
<b>4. Fördereffizienz erhöhen</b>	<b>7</b>
4.1. Weiterentwicklung der Fördersystematik (Symmetrische Marktprämie)	7
4.2. Absenkung der Grenzen zur verpflichtenden Teilnahme an Ausschreibungen	9
4.3. Anpassung der Zahlung der Marktprämie bei negativen Preisen (6-Stunden-Regel)	9
4.4. Förderende von EEG-Anlagen	10
<b>5. Eigenverbrauch &amp; Photovoltaik-Mieterstrom effizienter ausgestalten</b>	<b>15</b>
5.1. Systemdienliches Prosuming	15
5.2. Mieterstrom	17
<b>6. Technologiespezifische Regelungen optimieren</b>	<b>18</b>
6.1. Windenergie an Land	18
6.2. Windenergie auf See	24
6.3. Biomasseanlagen	28
6.4. Photovoltaik	30
6.5. Wasserkraft	34
6.6. Geothermie	36
<b>7. Weitere Empfehlungen</b>	<b>37</b>
7.1. Innovationsausschreibungen	37
7.2. EEG-Umlage	38
7.3. Überprüfungsbefugnis der EEG-Anlage und Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik durch den Netzbetreiber	50
7.4. Klarstellung der Funktionsweise der Sanktion in § 52 Abs. 3 EEG 2017	51
7.5. Klarstellung der Höhe der „Folge-Ausfallvergütung“	51
7.6. Novellierung der Stromkennzeichnung	51

## 1. Einleitung & Zusammenfassung

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 solcher 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 den hier vorliegenden Handlungsempfehlungen unterbreitet der BDEW Vorschläge der Energiewirtschaft für eine zukunftsweisende Reform des EEG. Ziel dieser Reform muss es sein, die Klimaschutzziele 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.

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. 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-)marktbasiereten 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. Um diese Absenkung zu realisieren, könnten Einnahmen aus dem Brennstoffemissionshandels-gesetz (BEHG) für die Finanzierung einzelner Strompreisbestandteile eingesetzt werden.

Langfristig muss systemdienliches Verhalten durch Preissignale des Erneuerbare-Energie-Systems stattfinden. Hierfür sind grundlegende Weichenstellungen im Gesamtsystem notwendig. Dabei steht die Politik vor der Herausforderung, einerseits „auf Sicht zu fahren“ und andererseits das Vertrauen der Investoren zu erhalten und langfristige Investitionssicherheit zu gewährleisten. Die dafür notwendigen Anpassungen bei der Finanzierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien sind nachfolgend beschrieben. Sie begründen sich auf den Ergebnissen des BDEW-Positionspapiers [„Das 3-Säulen-Modell“](#):

- Die Rahmenbedingungen für einen Ausbau der Erneuerbaren Energien außerhalb des EEG-Fördermechanismus müssen verbessert werden.

- Die vom BDEW in den Mittelpunkt der EEG-Reform gestellte „symmetrische Marktprämie“ zur Vergütung der EE-Einspeisung (auch bekannt als „Differenzvertrag“) sollte kurzfristig implementiert werden. Eine Dringlichkeit besteht in erster Linie für die Offshore-Windenergie, ist aber auch für die anderen EE-Technologien umzusetzen, u. a. um die damit verbundenen volkswirtschaftlichen Kostenvorteile heben zu können.
- Effiziente Lösungen für Prosumer sind voranzubringen und auf sinnvolle Weise in das Energiesystem als Ganzes zu integrieren – sie müssen dabei den Bestimmungen aus der Renewable Energy Directive (RED II) entsprechen.

Jedes Finanzierungskonzept für Erneuerbare Energien kann jedoch nur dann Früchte tragen, wenn sich die Bedingungen im Planungs- und Genehmigungsrecht entscheidend ändern. Daher werden darüber hinaus Lösungsvorschläge zum Abbau technologiespezifischer Hemmnisse präsentiert, um bessere Bedingungen für den Ausbau der einzelnen Energieträger im Bereich der EE zu erreichen. Insbesondere bei der Windenergie an Land gibt es diesbezüglich 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. Mit dem „Maßnahmenpaket Offshore“ werden zudem konkrete Vorschläge zur Erreichung des 20 GW-Ziels bis 2030 für die Offshore-Windenergie vorgelegt. In diesem Zusammenhang sollen aufgrund der langen Verfahrenslaufzeiten auch bereits eine Festlegung der Offshore-Ziele nach 2030 erfolgen und eine Roadmap für deren Umsetzung angegangen werden.

Und schließlich werden Empfehlungen zur Anpassung spezifischer Regelungen des EEG vorgestellt, mit denen derzeit bestehende Rechtsunsicherheiten ausgeräumt und die Umsetzung des EEG praktikabel und rechtssicher gestaltet werden.

Aus Sicht des BDEW ist es in diesem Zusammenhang wichtig, dass die heute bereits komplexen EEG-Regelungen im Rahmen der Novelle nicht noch komplexer werden. Neben der reinen Anzahl der Vorschriften nimmt auch die Komplexität der gesetzlichen EEG-Regelungen stetig zu. Um bürokratische Mehrbelastungen für die betroffenen Akteure auch im Rahmen der EE-Gesetzgebung zu vermeiden, appelliert der BDEW an die Politik, eine pragmatische Weiterentwicklung der Gesetzgebung anzustreben.

## 2. Erreichung der EE-Ausbauziele sicherstellen

Das Ziel, einen Anteil von 65 Prozent Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 zu erreichen, muss – gemäß Koalitionsvertrag der Bundesregierung und Klimaschutzprogramm – im Rahmen des geplanten Artikelgesetzes im EEG verankert werden (§ 1 EEG 2017). Dementsprechend gilt es, die technologiespezifischen Ausbaupfade zu erhöhen (§ 4 EEG 2017). Nach Berechnungen des BDEW ist dazu ein jährlicher Bruttozubaupfad von mindestens 3,7 GW Windenergie an Land und mindestens 5 GW Photovoltaik nötig. Weiterhin ist das Ausbauziel 2030 für die Windenergie auf See von 15 auf 20 GW anzuheben. Gleiches gilt für eine Vielzahl der nachfolgend beschriebenen Maßnahmen, die zur Erschließung der möglichen und notwendigen Beiträge der einzelnen EE-Technologien erforderlich sind. Dazu

sind die Ausschreibungsmengen so anzupassen, dass die jährlich benötigten Ausbaupfade für die einzelnen Technologien und das 65-Prozent-Ziel insgesamt erreicht werden. Aufgrund der zeitlichen Restriktionen kann es erforderlich werden, letztere erst im Zuge der grundlegenden Novelle des EEG bis zur Sommerpause 2020 zu adressieren. Bereits jetzt sollten zudem die Ausbauziele und Pfade über das Jahr 2030 hinaus konkretisiert werden, um die nötige Planungsgrundlage für langfristige Infrastrukturprojekte wie beispielsweise den Netzausbau zu schaffen (siehe [BDEW-Stellungnahme zum Szenariorahmen 2021 für den Netzentwicklungsplan Strom 2035](#)). Ausschreibungsmengen, die wegen einer Unterzeichnung nicht bezuschlagt oder die bezuschlagt, aber nicht realisiert wurden, sollten zudem grundsätzlich nachgeholt werden.

### **3. Förderfreie Erneuerbare Energien stärken**

Die Ausschreibungsergebnisse für Erneuerbare-Energien-Anlagen zeigen, dass die Förderhöhen für Strom aus Erneuerbaren Energien zunehmend sinken. Bei gleichzeitig stabilen oder steigenden Markterlösen werden die Stromgestehungskosten aus 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. 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).

Zudem muss die Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen zukünftig verstärkt den gleichen Regeln wie die Einspeisung aus konventionellen Anlagen folgen. Im Vordergrund steht dabei das Bilanzkreismanagement. Schon heute zeigt sich, dass die Direktvermarktung die Prognosegüte stark verbessert hat.

Für die kosteneffiziente und förderfreie Finanzierung eignen sich vor allem sogenannte PPA (Power Purchase Agreements). PPA sind langfristige Stromlieferverträge, die direkt zwischen Stromerzeugern mit regenerativen Erzeugungsanlagen und Stromverbrauchern geschlossen werden. Durch den definierten Preis der Abnahmemenge mit langfristigen Verträgen können sich Abnehmer in Abhängigkeit von der Laufzeit der PPA gegen Preisrisiken absichern, Anlagenbetreibern erleichtern PPA die Finanzierung der getätigten Investitionen.

Gemäß Art. 15 Abs. 8 der Renewable Energy Directive (RED II) sind die Mitgliedstaaten der EU aufgefordert,

- eine Bewertung der regulatorischen und administrativen Hindernisse für langfristige Strombezugsverträge auf Unternehmensebene vorzunehmen,
- ungerechtfertigte Hemmnisse zu beseitigen sowie
- die Vereinbarung von PPA zu erleichtern.

PPA dürfen dabei keinen unangemessenen oder diskriminierenden Verfahren unterliegen. Es ist davon auszugehen, dass PPA auch von sehr hoher Bedeutung für EE-Bestandsanlagen sind, deren Förderung durch das EEG endet. Anfang der 2020er Jahre wird dies in Deutschland erhebliche EE-Kapazitäten betreffen, welche im Markt insbesondere via PPA vermarktet werden könnten (s. a. Kapitel 4.4). Mit Blick auf das EEG sind folgende zwei Maßnahmen notwendig, um den förderfreien Ausbau Erneuerbarer Energien zu stärken:

### **Kartellrechtliche Klarstellung zur Refinanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen**

In der Vergangenheit gab es Einschränkungen bei der Vertragsgestaltung für langfristige Stromlieferverträge durch das Kartellrecht, wenn durch den Vertrag ein oder mehrere Vertragspartner eine marktbeherrschende Stellung eingenommen und der Wettbewerb eingeschränkt worden wäre. Auf Grund des heterogenen Marktes im Bereich der Erneuerbaren Energien sieht der BDEW dieses Problem nicht mehr. Aus Sicht des BDEW sollten langfristige Stromlieferverträge zwischen Energieversorgungsunternehmen im Wettbewerbsrecht ausdrücklich gestattet werden, wenn sie der finanziellen Absicherung von neu zu errichtenden Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien dienen (zum Beispiel explizite Ermöglichung von Verträgen mit einer Laufzeit bis zu 20 Jahren).

### **CO<sub>2</sub>-Strompreiskompensation für Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen**

Bisher können stromintensive Unternehmen gemäß der Förderrichtlinie für Beihilfen für indirekte CO<sub>2</sub>-Kosten bei einem Graustrombezug eine finanzielle Kompensation erhalten, nicht jedoch bei Bezug von ungefördertem Erneuerbare-Energien-Strom. Die CO<sub>2</sub>-Vermeidung durch Erneuerbare-Energie-Anlagen basiert bei Neuanlagen jedoch allein auf einer Mehrinvestition in diese neuen Technologien. Die Mehrkosten, die hier gegenüber einer Erzeugungsanlage, die CO<sub>2</sub> emittiert, entstehen, sollten aus Sicht des BDEW im Rahmen der Strompreiskompensation für stromintensive Unternehmen in gleicher Weise behandelt werden wie CO<sub>2</sub>-Kosten. Der aktuelle Entwurf der Beihilferichtlinien zum Emissionshandel der EU sieht die Streichung der Ausnahme, dass „bei Stromlieferungsverträgen, die keine CO<sub>2</sub>-Kosten enthalten, keine staatliche Beihilfe gewährt wird“, vor. Dieser Schritt ist aus Sicht des BDEW sehr zu begrüßen. Das industriepolitische Ziel der Standortsicherung für energieintensive Industrien in Deutschland ist unstrittig. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW entsprechend eine Anpassung der nationalen Richtlinie zu Beihilfen für indirekte CO<sub>2</sub>-Kosten (vgl. BAnz AT 28.08.2017 B2). Stromintensive Unternehmen können so auch dann die vollständige CO<sub>2</sub>-Kosten-Kompensation erhalten, wenn sie nicht geförderten Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen beziehen.

## 4. Fördereffizienz erhöhen

### 4.1. Weiterentwicklung der Fördersystematik (Symmetrische Marktprämie)

Der BDEW empfiehlt eine Weiterentwicklung der heute asymmetrischen gleitenden Marktprämie hin zu einer symmetrischen Marktprämie. Die Kernargumente für diesen Vorschlag sind, dass

- I. die symmetrische Marktprämie die Finanzierungskosten der Energiewende senkt, 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 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 einer Ausschreibung abzuschließen und somit die EEG-Umlage zu entlasten.
- 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 aktuell nur möglichen Null-Cent-Geboten ein Unterscheidungskriterium schafft.

Die symmetrische Marktprämie führt zu Geboten, die zur Deckung der tatsächlichen Stromgestehungskosten nötig sind. Im Fall steigender Strompreise müssten dann Mehrerlöse, die über den Förderanspruch aus dem EEG hinausgehen, an das EEG-Konto abgeführt werden. Dafür ist – unter Berücksichtigung eines Bestandsschutzes für Bestandsanlagen – im EEG anzupassen, dass im Fall von Marktwerten oberhalb des Gebotspreises der Anlagenbetreiber diesen „negativen Marktprämienanteil“ auf das EEG-Konto einzahlen muss. Im aktuellen Ausschreibungssystem setzt sich der Bieter mit der optimistischsten Prognose bezüglich des Strompreisanstiegs einerseits und ggf. der Kostendegression im Bereich der EE-Technologie auf der anderen Seite durch. Dies birgt die Gefahr, dass Projekte, die sich in den Ausschreibungen einen Zuschlag sichern konnten, nicht realisiert werden, sofern der Strompreis nicht gemäß der Erwartung steigt („winners curse“)<sup>1</sup>. Ferner besteht die Gefahr, dass die Investiti-

---

<sup>1</sup> Der winners curse (Fluch des Gewinners), liegt vor, wenn der Gewinner einer Auktion durch eine zu optimistische Bewertung (hier Strompreisentwicklung) schlechter abschneidet als die Konkurrenz, die sich nicht in der Auktion durchsetzen konnte.

onskosten nicht entsprechend der Erwartung sinken. Dieses Risiko besteht bereits im aktuellen System bei Nullgeboten und verschärft sich bei alternativ diskutierten Modellen zusätzlich. Für die Erreichung der deutschen CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele stellt dies ein substanzielles Risiko dar.

Verschiedene wissenschaftliche Untersuchungen haben die volkswirtschaftlichen Vorteile einer symmetrischen Marktprämie beleuchtet. Sie senkt entscheidend die Finanzierungskosten für Investitionen in EEG-Anlagen. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) kommt beispielsweise zu dem Ergebnis, dass die Einführung einer symmetrischen Marktprämie im Vergleich zur heute geltenden gleitenden Marktprämie in 2030 zu einer Gesamtkosteneinsparung für die Verbraucher von mindestens 800 Mio. € pro Jahr führt (DIW, 2019). Als weitere Vorteile werden von Seiten des DIW genannt:

- Die symmetrische Marktprämie schafft Akzeptanz für den Ausbau der EE, da sie die Stromkunden gegen hohe Strompreise absichert.
- Eine symmetrische Marktprämie erhöht die Realisierungswahrscheinlichkeit von EE-Projekten durch eine planbare Refinanzierung, derzeit insbesondere mit Blick auf die Offshore-Windenergie.

Vor allem bei der Offshore-Windenergie ist die Einführung der symmetrischen Marktprämie kurzfristig erforderlich, um eine Differenzierbarkeit der derzeit zu erwartenden Oct-Gebote zu ermöglichen.

Im aktuellen System der gleitenden Marktprämie haben Investoren dagegen kaum Anreize für Investitionen außerhalb des EEG. Da höhere Markterlöse realisiert werden können, besteht auch für sehr wettbewerbsfähige Projekte, die theoretisch außerhalb der Ausschreibung realisiert werden könnten, dennoch der Anreiz, in die Ausschreibung zu gehen und sich so gegen zu niedrige Preise abzusichern. Erst wenn durch eine symmetrische Marktprämie potentielle Mehrerlöse abgeschöpft werden, entsteht ein Anreiz, auf die Absicherung durch das EEG zu verzichten und stattdessen andere Vermarktungsformen anzustreben. Nur im Fall einer subventionsfreien Investition sollten Mehrerlöse aus dem Markt beim Anlagenbetreiber verbleiben. Höhere Renditen wären dann nur unter Inkaufnahme der vollen marktpreislichen Risiken realisierbar.

Durch eine symmetrische Marktprämie für EEG-Anlagen und dem damit verbundenen Gebot der tatsächlichen Stromgestehungskosten werden zudem die unkalkulierbaren, regulatorischen Strompreisrisiken des einzelnen Investors gesenkt. Dies sichert die Akteursvielfalt und führt zu niedrigeren Fremdkapitalkosten und schließlich zu niedrigeren Kosten für die Umsetzung der Energiewende. Diese Kostenreduktion entlastet Letztverbraucher, stärkt die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie in Deutschland und sichert damit Arbeitsplätze. Auch international erfahren symmetrische Marktprämien immer mehr Zuspruch.

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



#### **4.2. Absenkung der Grenzen zur verpflichtenden Teilnahme an Ausschreibungen**

Der BDEW hat sich bereits in der Vergangenheit kritisch zur Festlegung von Grenzen für die Teilnahme an der Ausschreibung geäußert. Die wesentlichen Nachteile sind nachfolgend beschrieben:

- Wenn der zu erwartende Höchstzuschlagswert in der Ausschreibung vor allem bei Solaranlagen unterhalb des administrativ festgelegten Fördersatzes liegt, entsteht ein Anreiz zur Umgehung der Auktion. Dazu würden die Anlagenleistung und -größe knapp unter der zur Ausschreibung verpflichtenden Größe geplant werden. Im Ergebnis würde so mehr Förderung beansprucht werden als zur Refinanzierung mit einer auskömmlichen Rendite nötig wäre. Die EEG-Umlage für Letztverbraucher würde steigen.
- Durch den Anreiz, kleinere und ggf. weniger systemdienliche Erzeugungsanlagen zu errichten, erfolgt keine optimale und vollständige Ausnutzung vorhandener Flächenpotentiale. Im Hinblick auf eine effiziente Umsetzung der Energiewende wäre dies kontraproduktiv.

Die vorgenannten Gründe sprechen dafür, die Grenzen für eine verpflichtende Teilnahme an Ausschreibungen abzusenken. Aus Sicht des BDEW sollte daher geprüft werden, ob ein eigenes Ausschreibungssegment für kleinere EEG-Anlagen (PV-Dach-, aber auch kleine Freiflächenanlagen) geschaffen wird, um die vorhandenen Kostensenkungspotentiale zu heben (Siehe Kapitel 6.4.4). Natürlich muss der administrative Aufwand angemessen sein.

#### **4.3. Anpassung der Zahlung der Marktprämie bei negativen Preisen (6-Stunden-Regel)**

Die Aussetzung der Förderung in Stunden mit negativen Marktpreisen erschwert die Finanzierbarkeit von EE-Anlagen 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 bei seiner Bank 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 derzeit beobachtet werden kann und ältere Prognosen deutlich 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. Dieser Wert wird im laufenden Jahr nochmals erheblich überschritten, denn die Anzahl negativer Stunden beträgt aktuell bereits 121 (Stand 14.4.2020). 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 massiven Anstieg.

Das Auftreten negativer Marktpreise liegt in der naturgegebenen Gleichzeitigkeit der dargebotsabhängigen Erzeugung. Vor diesem Hintergrund ist es notwendig, das Energieversorgungssystem zu flexibilisieren. Negative Marktpreise sind in einem noch stark von konventionellen Kraftwerken geprägtem System ein wichtiges Signal und Anreiz für die Bereitstellung von Flexibilitäten. Eine Unterbindung dieses Signals verhindert entsprechend die notwendige Flexibilisierung.

Die Betreiber von Wind- und Solaranlagen können aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen noch keinen maßgeblichen Beitrag zur Flexibilisierung leisten. Vor diesem Hintergrund fordert der BDEW, Hemmnisse für Flexibilitäten im Strommarkt zu beseitigen und mehr Optionen für die Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien in Situationen mit hohem Dargebot (insbesondere P2X) zu eröffnen. Hier ist in erster Linie der Gesetzgeber gefragt.

Eine zentrale Grundlage, die mit der 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 können, angepasst werden. Auch denkbar wäre die Einführung eines regionalen Flexibilitätsmarktes oder eines entsprechenden Mechanismus, der gewährleistet, dass die Nachfrageelastizität steigt. Ziel muss es sein, dass Preisschwankungen beim Endkunden – sowohl in privaten Haushalten als auch bei Großabnehmern – ankommen.

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 – eine entsprechende Förderverlängerung um die Zeiten der Anwendbarkeit von § 51 EEG 2017 erfolgt. Nach § 7 Abs. 7 KWKG 2016 entfällt 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 2017 verlängert, und dass die Parameter des § 51 EEG 2017 im Übrigen beibehalten werden.

#### **4.4. Förderende von EEG-Anlagen**

Mit Ablauf des 31. Dezember 2020 endet für die ersten EEG-geförderten Erzeugungsanlagen der Förderanspruch für eingespeisten Strom. Dies betrifft sowohl die Einspeisevergütung als auch – soweit in Anspruch genommen – die Marktprämie. Mit Ende der EEG-Förderung endet nach gegenwärtiger Rechtslage aus Entflechtungsgründen auch die Ankaufspflicht des Netzbetreibers. Dementsprechend müsste der Strom von jedem Betreiber einer solchen Anlage ohne Förderung direkt vermarktet werden („Sonstige Direktvermarktung“). Für den Netzbetreiber bliebe die Pflicht zur physikalischen Abnahme des Stroms jedoch bei jetziger Rechtslage bestehen. Vor diesem Hintergrund ergibt sich aus Sicht des BDEW der nachfolgend dokumentierte Änderungsbedarf im Hinblick auf die EEG-Novelle 2020.

#### **4.4.1. Keine Anschlussförderung**

Von einzelnen Windenergieanlagenbetreibern wird vorgetragen, dass die Wartungskosten ihrer Erzeugungsanlagen die zu erwartenden Markterlöse übersteigen würden. Angesichts des ins Stocken geratenen Ausbaus sei es daher sinnvoll, eine Anschlussförderung zu gewähren, damit die „EEG-Altanlagen“ weiterhin zur Erreichung der EE-Ausbauziele beitragen könnten.

Aus Sicht des BDEW ist eine solche Anschlussförderung jedoch nicht sachgerecht.

Zum einen haben die betroffenen Anlagen bereits über 20 Jahre (zzgl. Inbetriebnahmejahr) 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“). Der BDEW spricht sich vor diesem Hintergrund im Grundsatz gegen eine Anschlussförderung aus, die gesetzlich garantierte Zahlungen an die Betreiber von EEG-Altanlagen vorsieht (vgl. nachfolgend unter Nr. 4.4.2). Eine Ausnahme sollte für die bereits bestehenden Regelungen im EEG zur Anschlussförderung der gasförmigen Biomasse gelten, da Biogasanlagen – im Gegensatz zu Wind- und PV-Anlagen – ihre laufenden Kosten für das Substrat über die Förderung finanzieren und nicht nur die Investition der Anlage. Für einen Weiterbetrieb solcher Anlagen ist daher zwingend eine Anschlussförderung erforderlich (vgl. nachfolgend unter Nr. 4.4.5).

#### **4.4.2. Kaufmännische Abnahme durch den Netzbetreiber**

Der Strom aus Anlagen in der Direktvermarktung muss bereits heute dem Bilanzkreis des den Strom vermarktenden Händlers zugeordnet werden, wobei dabei wegen der Vorgabe der Sortenreinheit jeweils nach dem Bilanzkreis für Strom in der Direktvermarktung mit Marktprämie und ohne Marktprämie unterschieden werden muss.

Im Fall der Direktvermarktung muss nach Abschluss der EEG-Förderung die Anlage nach aktueller Rechtslage daher einem Bilanzkreis eines Händlers für die sonstige Direktvermarktung zugeordnet werden.

Im Fall der Einspeisung unter Zahlung einer Einspeisevergütung wird der eingespeiste EEG-Strom bislang dem EEG-Bilanzkreis des Netzbetreibers zugeordnet. Nach Auslaufen des EEG-Förderzeitraums würde der Strom faktisch dem Differenz-Bilanzkreis des jeweiligen Netzbetreibers zugeordnet werden, wenn der Anlagenbetreiber den Strom keinem Direktvermarkter und dementsprechend keinem Händlerbilanzkreis zuordnet. Der EEG-Netzbetreiber-Bilanzkreis steht diesen Strommengen dann mangels Vergütungsfähigkeit nicht mehr offen. Die Zuordnung zum Differenzbilanzkreis des Netzbetreibers ist hingegen nicht zulässig. Kann kein Direktvermarkter gefunden werden, müssten diese Anlagen in letzter Konsequenz gesperrt werden. Aus Sicht des BDEW kann eine Sperrung der Anlagen keinesfalls das Ziel sein.

Vor dem Hintergrund, dass die Allgemeinheit der Letztverbraucher die EEG-Anlagen 20 Jahre lang gefördert und refinanziert hat, wäre es aus Sicht des BDEW jedoch sachgerecht, den erzeugten und in das Netz eingespeisten Strom, der bisher eine Einspeisevergütung erhalten hat, weiterhin dem EEG-Bilanzkreis zuzuordnen. Um einen größtmöglichen Anreiz für den Übergang in die wettbewerbliche Vermarktung zu schaffen (siehe Kapitel 4.4.3) und gleichzeitig auch während der Übergangszeit eine gewisse Wirtschaftlichkeit der Anlage zu sichern, könnte eine Zahlung von etwa 20 Prozent des Referenzmarktwertes an den Anlagenbetreiber angemessen sein. Insbesondere für „untätige“ Anlagenbetreiber sollte ein Auffangtatbestand geschaffen werden: Anlagen, die nicht in die sonstige Direktvermarktung wechseln, könnten nach Ablauf der Förderung dann „automatisch“ in eine „Anschlusseinspeisung“ überführt werden. Diese sollte aber eine Ausnahme sein und daher nicht angereizt werden; Externalitäten sind zu vermeiden. So besteht ein maximaler Anreiz für den Übergang in die wettbewerbliche Vermarktung (siehe Kapitel 4.4.3). Entsprechende Überlegungen hat auch die BNetzA angestellt. Hierfür wäre zwingend eine gesetzliche Änderung (u. a.) der §§ 11 Abs. 1 Satz 2 und 56 EEG 2017 und §§ 11 Satz 1 StromNZV notwendig.

Durch eine anschließende Vermarktung des EE-Stroms (über den EEG-Bilanzkreis) können das EEG-Konto und somit auch die Gemeinschaft der Letztverbraucher entlastet werden, weil der Strommenge nur eine geringe Förderung gegenübersteht. Gleichzeitig wird der Strom durch den VNB – wie bisher – über seinen EEG-Bilanzkreis abwicklungsfähig und „wilde“ Einspeisungen würden verhindert.

#### **4.4.3. Unterstützung der wettbewerblichen Vermarktung des Stroms (sonstige Direktvermarktung)**

Durch eine möglichst geringe Förderung bei der Abnahme des Stroms durch den Netzbetreiber (siehe 4.4.2) 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 erzielen. Dies stärkt die Markt- und Systemintegration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.

Im Grundsatz sollten die Messung und Bilanzierung des Strombezugs und der Überschusseinspeisung mindestens mit der Einbauverpflichtung von Smart-Meter-Gateways über eine ¼-Stunden-Messung erfolgen, um die Prognosen zu verbessern und eine Mehr-/Minderungenabrechnung zu vermeiden. Wenigstens für Anlagen über 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 weiter zur ¼-Stunden-Messung und Bilanzierung verpflichtet sein. Nach dem Start des Rollouts ist eine angemessene Übergangsfrist vorzusehen. Bis dahin sind vereinfachende Verfahren der Standardbilanzierung zuzulassen.

Die Direktvermarktung eignet sich auch für Kleinanlagen, da bereits geringfügige Erlöse einen Mehrwert gegenüber der Null-Vergütung bei einer Einspeisung ohne Bilanzkreiszuordnung darstellen. Dafür gilt es jedoch, für die Vermarktung von Strommengen aus Anlagen unter 7 kW die Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung zu vereinfachen.

Für die aus der Förderung fallenden Anlagen unter 7kWp 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, um auch die Vermarktung von Strom aus solchen Anlagen wirtschaftlich darstellbar zu machen. Für die Bezugsstrommengen könnten speziell angepasste Standardlastprofile (SLP) zu Grunde gelegt werden. Dies könnte auch als eine Übergangslösung für Anlagen mit einer Leistung zwischen 7 und 30 kW bis zur tatsächlichen Installation von Smart-Metern und der Veröffentlichung der Markterklärung (einschließlich einer Übergangszeit für die Ausstattung) gelten. Ab dem Zeitpunkt, an dem eine Anlage aus der Förderung fällt, könnte eine Umrüstzeit gewährt werden.

Um eine wirtschaftliche Direktvermarktung für Kleinanlagen ohne intelligente Messsysteme zu fördern, wird zudem vorgeschlagen, den bürokratischen Aufwand der Marktteilnehmer mit Hilfe elektronischer Kommunikation zu minimieren. Darüber hinaus könnte auch eine Ausgabe von Herkunftsnachweisen für geringe Strommengen hilfreich sein.

#### **4.4.4 Anteilige Direktvermarktung bei förderfähigen und ausgeförderten Anlagen**

Bei der Ausgestaltung der Regeln zu den anteiligen Veräußerungsmöglichkeiten in § 21b Abs. 2 EEG 2017 hat der Gesetzgeber offenbar nicht ausdrücklich die Konstellation bedacht, dass ausgeförderte EEG-Anlagen und noch förderfähige Anlagen zusammen gemessen werden können. Obwohl die sonstige Direktvermarktung für Strommengen aus ausgeförderten EEG-Anlagen die einzig mögliche Vermarktungsform darstellt, besteht die Gefahr, dass bei strenger Auslegung der derzeit geltenden gesetzlichen Regelungen und insbesondere auch bei derzeitiger Ausgestaltung der Marktprozesse 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.

Hintergrund ist, dass mehrheitlich eher zweifelhaft ist, dass die derzeitigen gesetzlichen Regelungen die Möglichkeit hergeben, die prozentuale Aufteilung der Veräußerungsformen nach § 21b Abs. 2 EEG 2017 in verschiedene Tranchen anhand der Referenzerträge bzw. Standorterträge oder der installierten Leistung nach § 24 Abs. 3 EEG zu bestimmen und so den verschiedenen Bilanzkreisen zuzuordnen. Nach mehrheitlicher Auffassung im BDEW sind auch die derzeitigen Marktprozesse so zu interpretieren, dass keine Aufteilung in die verschiedenen Bilanzkreise bei gemeinsamer Messung von nicht geförderter Direktvermarktung und (verpflichtend) geförderter Direktvermarktung bzw. Einspeisevergütung möglich wäre.

Um diese Unsicherheiten zu vermeiden, müssten nach derzeitiger Rechtslage vielmehr durch Installation von Unterzählern separate Marktlokationen zumindest für die Gruppen der förder- und nicht förderfähigen Anlagen geschaffen werden.

Die Aufteilungsmethode des § 24 Abs. 3 EEG 2017 birgt einige Unschärfen, da z. B. bei Windenergieanlagen das Einspeiseverhalten je nach Windverhältnissen nicht linear dem Verhältnis der gemäß den Referenzerträgen angesetzten Leistungen der Erzeugungsanlagen hinter dem Netzverknüpfungspunkt entspricht. Zudem kann das so errechnete Ergebnis durch Wartungsarbeiten bei einzelnen Anlagen verfälscht werden. Dies führt gegenwärtig bereits dazu, dass bei einem Windpark mit Anlagen mehrerer Betreiber wegen unterschiedlicher Förderhöhen Unterzähler eingebaut werden, z. B. wenn einzelne Anlagen aufgrund öffentlich-rechtlichen Zwangs gelegentlich abgeschaltet werden müssen. Wenn künftig Anlagen mit und ohne EEG-Förderung innerhalb desselben Windparks existieren, ist die Spreizung zwischen den jeweiligen „Vergütungen“ höher als derzeit. Dies kann wiederum die messtechnisch genaue Zuordnung von Strommengen zu einzelnen Anlagen anreizen. Dem Nachteil der Methode des § 24 Abs. 3 EEG 2017 (Unschärfe) sind jedoch die Vorteile des geringeren Aufwands bei Abwicklung und Installation sowie der niedrigeren Investitionskosten bei ohnehin ausgelaufener EEG-Förderung gegenüberzustellen. Die zwingende Installation von Unterzählern dürfte im Hinblick auf die ohnehin eingeschränkten Erlösmöglichkeiten für ausgeforderte EEG-Anlagen bei ungewisser Restlaufzeit zu einer Verschlechterung der ohnehin geringen Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs führen.

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 ausgeforderten und noch förderfähigen EEG-Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung nach § 24 Abs. 3 EEG 2017 auch für eine Tranchierung einer Marktlokation angewandt werden kann, ohne dass zwingend Untermessungen zu installieren sind. Eine rechtzeitige Nachrüstung bis zum 1. Januar 2021 dürfte aufgrund der aktuellen Lage ohnehin nicht realisierbar sein.

Als Alternative zur Zuordnung von Strommengen nach § 24 Abs. 3 S. 2 EEG 2017 auf Basis von Referenz- bzw. Standorterträgen ist eine Erweiterung der Regelung durch Einführung der Möglichkeit einer SCADA-Wert-basierten Zuordnung von gemeinsam eingespeisten Strommengen denkbar. Diese Aufteilungsmöglichkeit ist kostengünstig, von vielen Betreibern von Einspeiseinfrastruktur praktisch erprobt und angesichts sehr geringer vernachlässigbarer Abweichungen von geeichten Zähleinrichtungen und der weiterhin geeichten Zähleinrichtung am Netzverknüpfungspunkt auch finanzierungsgerecht. Zusätzlich wäre sicherzustellen, dass die SCADA-Wert-basierte Zuordnung der Strommengen 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.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html), S. 11 f.

#### **4.4.5 Bestandsschutz für geltende Regelungen für Biogasanlagen erhalten**

Für Biogasanlagen gibt es im aktuellen EEG bereits eine Möglichkeit der Anschlussförderung, welche vom BDEW unterstützt wird (§ 39f sowie § 100 Abs. 3 Satz 2 ff. EEG 2017). Diese sollte nicht in Frage gestellt werden.

### **5. Eigenverbrauch & Photovoltaik-Mieterstrom effizienter ausgestalten**

#### **5.1. Systemdienliches Prosuming**

Investitionen in die – häufig gebäudeintegrierte – dezentrale Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sind von zentraler Bedeutung für einen mit den energie- und klimapolitischen Zielen kompatiblen Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland und deren Integration in die Energiesysteme. Prosumer können, sollen und werden als Verbraucher, Erzeuger und Anbieter von Strom und Flexibilität einen maßgeblichen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten. In diesem Zusammenhang erfreut sich insbesondere die Selbstversorgung großer Beliebtheit und hilft, die „Trägheit“ beim Ausbau der Aufdach-PV zu überwinden.

Allerdings hält der BDEW Veränderungen am gegenwärtigen Regime im Hinblick auf den Eigenverbrauch für notwendig, um den Erfordernissen eines größtenteils auf Wind- und Solarstrom beruhenden Energiesystems gerecht zu werden.

##### **5.1.1. Ziele für einen nachhaltigen Rechtsrahmen für Prosumer**

Grundsätzlich sollte aus Sicht des BDEW der Wettbewerb zwischen den Marktakteuren so wenig wie möglich durch Privilegien und durch eine Förderung für einzelne Akteure verzerrt werden. Allerdings gibt es neben den politisch klar definierten Zielen zur CO<sub>2</sub>-Reduktion und zum EE-Ausbau weitere „Unterziele“ des EEG wie bspw. die Akteursvielfalt. Diese gehen auch aus den Bestimmungen der Renewable Energy Directive (RED II) hervor. Der BDEW teilt die Auffassung, dass Akteursvielfalt ein hohes Gut ist, da diese die Akzeptanz für die Energiewende stärkt.

Zudem führen PV-Dachanlagen nicht zur Versiegelung oder (Teil-)Beanspruchung bisher nicht oder anderweitig genutzter Flächen. Die damit – vor dem Hintergrund einer potenziellen Flächenkonkurrenz im Außenbereich – einhergehende Entlastung des ländlichen Raumes kann die Akzeptanz der Energiewende durch eine ausgeglichene Verteilung des EE-Zubaus zwischen Stadt und Land verbessern.

Um eine faire Kostenverteilung zwischen allen Verbrauchern zu erreichen, sollte die Finanzierung der auf den Strompreis entfallenden Umlagen und Abgaben angepasst werden.

Die Förderung für Prosumer sollte unabhängig von der regulatorisch bestimmten Höhe der Umlagen und Abgaben sein und folgende Kriterien erfüllen:

1. Die Förderung sollte attraktiv genug sein, damit sie genutzt wird, aber Überrenditen müssen vermieden werden.

2. Die Höhe der Förderung sollte transparent sein, um als Grundlage für politische Entscheidungen herangezogen werden zu können – etwa im Hinblick auf den gewünschten Umfang.
3. Die Förderung sollte robust gegenüber Änderungen am regulatorischen Rahmen sein und den Akteuren, die sie in Anspruch nehmen, Investitionssicherheit geben.
4. Die Förderung sollte die Markt- und Systemintegration der Flexibilitäten von Prosumern (Wirkung von Marktpreissignalen) ermöglichen. Das heißt, dass Marktpreissignale wirken können, damit die unter der Bevorteilung errichteten Assets eine systemdienliche Wirkung entfalten können.
5. Die Ausgestaltung der Förderung sollte den unterschiedlichen Kundenbedürfnissen Rechnung tragen, d.h. so sein, dass die gewünschten Akteure sie auch annehmen.
6. Die Regelungen müssen auch für fachfremde Menschen verständlich und ohne bürokratische Hürden abwickelbar sein.

### **5.1.2. Explizite Förderung für Prosumer**

In dieser „expliziten Förderung“ erhält der Prosumer für jede erzeugte Kilowattstunde eine für die Refinanzierung der Anlage ausreichende Vergütung, muss aber im Gegenzug für jede verbrauchte Kilowattstunde alle staatlich induzierten Strompreisbestandteile tragen wie andere Verbraucher auch, egal ob diese durch das Netz bezogen oder selbst erzeugt wurde.. Diese explizite Förderung orientiert sich an den Investitionskosten und erlaubt über die Laufzeit der Anlage hinweg eine auskömmliche Rendite. Den Betreibern von größeren Erzeugungsanlagen ist aufgrund ihres gewerblichen Charakters zuzumuten, sich mit dem Investitionsumfeld auseinanderzusetzen. Da die Wirtschaftlichkeit aufgrund von Kostendegression bei großen Anlagen größer ist als bei kleinen, kann davon ausgegangen werden, dass die explizite Förderung zu einer weitestgehenden Ausnützung der Dachflächen führen würde. Netz- und/oder systemdienliches Verhalten würde durch marktliche Mechanismen, wie bspw. über regionale Flexibilitätsmärkte, vergütet. Auf diese Weise entstehen neue wettbewerbliche Möglichkeiten zur Bewirtschaftung von Netzengpässen. Dies stärkt die Systemintegration von Erneuerbaren Energien und trägt zur Versorgungssicherheit bei. Eine solche Form der expliziten Förderung würde den Zielen des Kapitels 5.1.1 genügen.

### **5.1.3. Wahlmöglichkeit für kleinere Anlagen**

Für Akteure mit kleinen Anlagen kann dagegen eine implizite Förderung in Verbindung mit einem Finanzierungsbeitrag zur Refinanzierung der Energieversorgungsinfrastruktur sinnvoll sein. Erfahrungsgemäß steht bei Kleinanlagenbetreibern neben wirtschaftlichen Motiven auch der Wunsch nach Teilhabe an der Energiewende im Vordergrund. Für diese Akteursgruppe wird daher ein Wahlrecht zwischen a) einer weiterentwickelten impliziten Förderung oder b) der oben beschriebenen expliziten Förderung vorgeschlagen. Im Rahmen der impliziten Förderung würden diese Akteure wie bisher auch eine Einspeisevergütung im Fall der Einspeisung des Stroms erhalten. Zudem würde der von ihnen selbst verbrauchte Strom nicht mit



Abgaben, Steuern und Umlagen belastet. Zur Kompensation von Verteilwirkungen sollen geeignete Steuerungselemente eingeführt werden, die sicherstellen, dass auch Prosumer in der impliziten Förderung einen angemessenen Beitrag zur Refinanzierung der von ihnen genutzten Infrastruktur leisten und zur Aufrechterhaltung des Energieversorgungssystems beitragen. Diese Steuerungselemente können je nach Ausgestaltung des energiewirtschaftlichen Rahmens eine Abgabe sein oder sich auf die künftige Ausgestaltung des § 14 a EnWG, der Netzentgeltsystematik, des EEG etc. beziehen. Eine entsprechend ausgestaltete Wahlmöglichkeit könnte die unterschiedlichen Kundenbedürfnisse besonders gut adressieren.

#### **5.1.4. Bestandsschutz für bisher betriebene Eigenverbrauchskonzepte**

Zur Vermeidung von Brüchen 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.

#### **5.1.5. 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. Diese Integration ist auch im Interesse der Prosumer selbst, da sie für die Bereitstellung ihrer Flexibilitätspotenziale am Markt eine zusätzliche Rendite erzielen können.

Daher ist es notwendig, dass Knappheitssignale des Strommarktes oder des Netzes auf den Prosumer wirken und ein systemdienliches Verhalten anreizen. Ziel des BDEW ist daher, die Markt- und Systemintegration der Flexibilisierungspotentiale der Prosumer. Dies setzt voraus, dass die Dienstleistungen des Prosumers (Flexibilität und Erzeugung) getrennt betrachtet und entsprechend ihrer Marktwerte vergütet werden. So entstehen ein Nutzen für das Gesamtsystem und damit verbunden auch gerechtfertigte Mehrerlöse für Prosumer. Dafür sollte auch der Weg für lokale Flexibilitätsmärkte geebnet werden.

### **5.2. Mieterstrom**

Das aktuell gültige Mieterstrommodell hat die Erwartungen hinsichtlich eines deutlichen Ausbaus von Mieterstrom-Projekten bei Weitem nicht erfüllt. Vor diesem Hintergrund arbeitet der BDEW derzeit unter Einbeziehung aller diesbezüglich betroffenen Wertschöpfungsstufen an einem Vorschlag für eine Reform der Mieterstrom-Förderung und wird diesen im Vorfeld der EEG-Novelle vorlegen.

## **6. Technologiespezifische Regelungen optimieren**

### **6.1. Windenergie an Land**

Um den derzeit stockenden Ausbau der Windenergie an Land wieder zu beschleunigen, hat der BDEW im Positionspapier „[Maßnahmen zum Abbau von Hemmnissen für den weiteren Ausbau der Windenergie an Land](#)“ konkrete Vorschläge für nötige Aktionen im und auch außerhalb des EEG dokumentiert. Dazu gehört unter anderem, die Abstandsregeln für Windenergieanlagen schnellstmöglich zu befrieden und hier keine bundesweite Festlegung zu treffen, die Bewertungsstandards der Flugsicherung für Windenergieanlagen um Drehfunkfeuer anzupassen, das Anlagen-Repowering zu erleichtern, naturschutzrechtliche Vorgaben zu standardisieren und durch Verkürzung des Instanzenzugs und effizientere Ausgestaltung des Klagerechts die gerichtliche Überprüfung zu beschleunigen.

#### **6.1.1. Ausschreibungsmengen anpassen und verstetigen**

Um die Ziele des Klimaschutzpakets zu erreichen, ist nach Berechnungen des BDEW ein Bruttozubaue im Bereich der Windenergie an Land von mind. 3,7 GW pro Jahr erforderlich. Die dazu nötigen Ausschreibungsmengen sollten daher angepasst und Sonderausschreibungsvolumina verstetigt werden, um auch langfristig Planungssicherheit zu gewährleisten.

#### **6.1.2. Kommunale Beteiligung**

Eine bundesweit einheitliche und regelmäßige finanzielle Beteiligung von Standort- und Anrainerkommunen, orientiert an definierten einheitlichen Parametern, sollte eingeführt werden. Diese Abgabe der Anlagenbetreiber/Investoren muss transparent und einfach ausgestaltet sein und für neu errichtete Windenergieanlagen gelten. Der Verbleib der Abgabe in der Kommune muss sichergestellt sein. Weiterhin sollten die gezahlten Gelder möglichst spürbar für die Anwohner verwendet werden. Eine Implementierung im EEG scheint aus Gründen der juristischen Umsetzbarkeit eine mögliche Lösung zu sein.

#### **6.1.3. Zuordnung von Strommengen am Netzverknüpfungspunkt bei gemischten Windparks**

Neben einer gesetzlichen Lösung für die gemeinsame Abrechnung von förderfähigen und ausgeförderten Anlagen (siehe unter 4.4.5) 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 unterschiedli-

chen 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 des 1. Januar 2017 bzw. der Übergangsregelung in § 22 EEG 2017 wahrscheinlich mit einem höheren anzulegenden Wert gefördert werden. § 24 Abs. 3 EEG 2017 müsste dann insoweit geändert werden, dass das Sammelmessergebnis bei „gemischten Windparks“ dann nur nach Maßgabe der jeweiligen Referenzerträge aufgeteilt werden darf. Als Alternative wäre auch hier eine SCADA-Wert-basierte Zurechnung denkbar (siehe unter 4.4.4).

#### **6.1.4. Verlängerung der Umsetzungsfrist bei Herstellerinsolvenz (§ 36e EEG)**

Der BDEW fordert eine 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.

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

Die Verlängerung der Realisierungsfrist sollte nicht an eine sofortige Vollziehbarkeit der entsprechenden BlmSchG-Genehmigung gekoppelt sein.

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 BlmSchG-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 Regelung ausdrücklich als ersten Schritt in die richtige Richtung.

### 6.1.6. 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 Bundesrat hatte bereits im Jahre 2016 eine Übertragbarkeit des ursprünglichen Zuschlags auf die zu errichtende Windenergieanlage auch im Falle einer neu erteilten Genehmigung gefordert (Bundesratsdrucksache 310/16 (Beschluss)). Im ersten Entwurf des „Kohleausstiegsgesetzes“ vom 11. November 2019 war dies aufgenommen worden, allerdings unter Bindung der Errichtung der Anlage am selben Standort wie die ursprünglich projektierte Anlage. Der Begriff „Standort“ ist allerdings im EEG nicht definiert.<sup>3</sup> Auch 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. Sollte sich hierdurch eine Leistungserhöhung bei den projizierten Anlagen ergeben, sollte der Zuschlag sich auch auf diese Leistungserhöhung erstrecken, wenn der Bieter einen solchen Grund für die Leistungsänderung gegenüber der BNetzA nachgewiesen hat. Hierdurch wird eine Teilwertung des Projektes, die nicht vom Bieter verursacht worden ist, verhindert.

Formulierungsvorschlag für § 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***

<sup>3</sup> s. Clearingstelle EEG/KWKG, [Verfahren 2018/24](#) zum Begriff des „Standortes“ in § 38b EEG 2017.

***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.“***

#### **6.1.7. Aufhebung der Ausschreibungsprivilegien für Bürgerenergiegesellschaften (§ 36g EEG)**

Der BDEW empfiehlt die Aufhebung der zwischenzeitlich bereits ausgesetzten Privilegien für Bürgerenergiegesellschaften (BEG).

Im Jahr 2017 wurden alle Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land deutlich von Projekten von Bürgerenergiegesellschaften dominiert. Diese Bieter hatten (unter anderem) das Privileg, mit Projekten an den Ausschreibungen teilzunehmen, für die noch keine Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) vorliegt. Bei einem Zuschlag haben diese Projekte dadurch auch eine verlängerte Frist zur Realisierung des Projekts, nämlich 4,5 statt 2,5 Jahre.

Bereits damals warnte der BDEW vor den absehbaren Gefahren des in 2019 eingetretenen Einbruchs des Windenergieausbaus in Deutschland. Die tatsächliche Realisierungsquote der bezuschlagten Projekte war bisher sehr gering: Neben einer noch nicht vorliegenden BImSchG-Genehmigung führen die den Geboten zugrundeliegenden Erwartungen an den technologischen Fortschritt und an entsprechend niedrige Erzeugungskosten zu Unsicherheiten. Aufgrund der dadurch vergleichsweise niedrigen Gebote waren andere, bereits weit entwickelte Projekte nicht mehr wirtschaftlich und hatten entsprechend keine Aussicht auf einen Zuschlag in den Ausschreibungen. Auch darauf lässt sich die Unterzeichnung der in 2019 ausgeschriebenen Leistung erklären.

Um diese Fehlentwicklung zu korrigieren, den geplanten Ausbaupfad für die Windenergie nicht zu gefährden und negative Auswirkungen in der Wertschöpfungskette der Windindustrie zu vermeiden, sind folgende Anpassungen am Ausschreibungsdesign für Windenergie an Land erforderlich:

1. Alle Bieter sollten dauerhaft die gleichen Voraussetzungen in den Ausschreibungen erfüllen müssen. Die Vorlage einer BImSchG-Genehmigung sollte als einheitliches Kriterium zur Präqualifikation festgeschrieben werden. Bisher ist diese Bedingung nur übergangsweise bis einschließlich dem Gebotstermin am 1. Juni 2020 vorgesehen<sup>4</sup>.
2. Nicht realisierte Kapazitäten sollten grundsätzlich nachträglich in den folgenden Auktionen wieder aufgeschlagen werden.

---

<sup>4</sup> § 104 Abs. 8 EEG 2017.

3. Anders als bisher sollte künftig der Zuschlagswert nicht mehr automatisch der höchste bezuschlagte Gebotswert sein, sondern nur dann, wenn der Gebotswert über dem Mittelwert aller abgegebenen Gebote liegt.

Durch letztere Maßgabe wird 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.

#### **6.1.8. 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.

#### **6.1.9. 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.

#### **6.1.10. BNK-Sanktionen losgelöst von Bewertung der Deutschen Flugsicherung**

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 geltenden sowie der künftigen 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 durch die oder in Abstimmung mit der Deutschen Flugsicherung (DFS)<sup>5</sup> 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.

#### **6.1.11. Regelungen zum Netzausbaugebiet überprüfen**

Angesichts der dramatischen Situation der Windenergiebranche und des schleppenden Ausbaus sowie vor dem Hintergrund der künftigen Anforderungen zur Sektorkopplung müssen zum jetzigen Zeitpunkt alle Hemmnisse und Blockaden für einen ehrgeizigen Ausbau insbesondere an den windhöffigen Standorten abgeschafft werden. Der erforderliche Anstieg der Genehmigungszahlen darf durch die aktuell bestehenden Begrenzungen im Netzausbauge-

---

<sup>5</sup> Soweit dies nach der jeweils geltenden Fassung der AVV rechtlich zulässig ist.

biet nicht dauerhaft behindert werden, auch wenn Begrenzungen im Netzausbaugebiet aktuell noch mit dem Netzausbau Schritt halten müssen. Sie müssen jedoch sofort gelockert werden, wenn der Netzausbau dies zulässt.

Der BDEW setzt sich für ein volkswirtschaftlich optimales Verhältnis von Netzausbau/ -ertüchtigung einerseits und Netzorientierung von Verbrauchern und Erzeugern andererseits, ein (siehe [„BDEW-Stellungnahme zum Szenariorahmen 2021 für den Netzentwicklungsplan Strom 2035“](#)).

Ein forcierter Ausbau der Windenergie an Land im gesamten Bundesgebiet ist nötig, um einen Bruttozubau von 3,7 GW pro Jahr zu erreichen. Durch das Mittel des Netzausbaugebiets wird jedoch kein Anreiz zum stärkeren Einsatz von Schwachwindturbinen an vornehmlich südlichen Standorten geschaffen. Es ist zudem nicht sinnvoll, den Ausbau an windhöffigen Standorten im Norden zu substituieren, da dies durch eine höhere Anzahl von Turbinen „erkaufte“ werden müsste. Dieser Aspekt ist gerade mit Blick auf eine volkswirtschaftliche Abwägung von Netzorientierung vs. Netzausbau erheblich.

Der BDEW setzt 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.

Sollte es im aktuell laufenden Prozess zur Anpassung des Netzausbaugebiets keine Einigung geben, wäre das aktuelle Netzausbaugebiet noch bis zum 31.12.2020 gültig und würde dann komplett entfallen. Wünschenswert wäre es jedoch, wenn ein politisches Zeichen für die Windkraft gesetzt wird und eine Korrektur des § 36c EEG 2017 stattfindet. Hier verweist der BDEW auch auf den [Beschluss des Bundesrates](#) zur Abschaffung des Netzausbaugebietes vom 08.11.2019.

## **6.2. Windenergie auf See**

### **6.2.1. 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). Ebenso sollte zeitnah das Ausbauziel über das Jahr 2030 hinaus beschlossen werden. Außerdem sind weitere Anpassungen im WindSeeG notwendig wie z. B. in § 17, der aktuell jährlich gesetzlich festgelegte Ausschreibungsvolumina von 700 - 900 MW vorsieht. Diese Korridore müssen entsprechend dem erhöhten Ausbauziel angepasst werden.

Konsequenterweise muss auch der aktuell gültige Flächenentwicklungsplan (FEP) an das erhöhte 2030er-Ausbauziel angepasst werden. Die im FEP 2019 unter Kapitel 13.2 dokumentierte informatorische Darstellung des Szenario A 2030 (20 GW bis 2030) in Anlehnung an den Szenariorahmen 2019 - 2030 sollte dabei als Ausgangspunkt für eine diesbezügliche



Fortschreibung des FEP dienen und Flächen als „Sonstige Energiegewinnungsbereiche“ ausweisen.

Der BDEW gibt zu bedenken, dass parallel hierzu Maßnahmen ergriffen werden müssen, um eine ungehinderte Integration der zusätzlichen Offshore-Strommengen zu ermöglichen. 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. zusätzliche Netzausbaumaßnahmen (see- und landseitig), bessere Speichermöglichkeiten für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen (Stromspeicher, Sektorkopplung), eine bessere personelle Ausstattung der relevanten Behörden und eine Roadmap für den Offshore-Ausbau über das Jahr 2030 hinaus. Das Positionspapier soll zeitnah finalisiert und den relevanten politischen Akteuren zur Verfügung gestellt werden.

### **6.2.2. Unterscheidbarkeit der 0 ct/kWh Gebote**

Nach gegenwärtigem Rechtsrahmen wären im zentralen Modell (Flächenentwicklungsplan) ausschließlich Gebote zu 0,00 ct/kWh zulässig, da nach § 22 WindSeeG das niedrigste bezuschlagte Gebot der Übergangsausschreibung vom 1. April 2018 als Höchstwert für die Ausschreibungen im zentralen System ab 2021 gilt. Dieser Wert betrug 0 ct/kWh, so dass im zentralen System eine Unterscheidbarkeit (zwischen mehreren 0 ct/kWh-Geboten) nicht mehr gewährleistet würde. Auch würde eine Vorgabe von 0 ct/kWh als Gebotsobergrenze die Akteursvielfalt in den zukünftigen Ausschreibungen im Bereich der Offshore-Windenergie stark gefährden. Eine Anpassung des Rechtsrahmens sieht der BDEW daher als zwingend erforderlich.

Konkret spricht sich der BDEW hier für eine Anpassung des Fördersystems für Erneuerbare Energien hin zu einer symmetrischen Marktprämie aus (s. Kapitel 4.1). Eine symmetrische Marktprämie würde eine Differenzierungsmöglichkeit in den zukünftigen Ausschreibungen schaffen. Da sich Gebote dann an den tatsächlichen Stromgestehungskosten orientieren, würde eine symmetrische Marktprämie zudem das Risiko des „winners curse“<sup>6</sup> deutlich reduzieren und die Akteursvielfalt stärken.

### **6.2.3. BNK-Pflicht für Windenergieanlagen auf See**

Der BDEW teilt die Auffassung, dass sich die Reduktion beziehungsweise die Vermeidung der permanenten Nachtbefeuern 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

---

<sup>6</sup> Siehe Fußnote in Kapitel 4.1

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 Flugbefehrerung 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.

An dieser Stelle weist der BDEW darauf hin, dass zeitnah die Erarbeitung eines „technischen Standards für die Installation von Offshore-Luftfahrthindernissen“ durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) und das Bundesverkehrsministerium (BMVI) erfolgen sollte. Dies ist bereits in dem Entwurf der Neufassung der AVV Kennzeichnung gefordert, um den im Offshore-Bereich tätigen Unternehmen Planungssicherheit zu gewährleisten.

#### **6.2.4. 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 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.

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 leisten. Diese Chance sollte von der Bundesregierung ergriffen werden.

#### **6.2.5. 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 Planungs dauern 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 jedoch nicht. Wir fordern daher die Aufnahme einer solchen Regelung. 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. Absatz 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.

### **6.3. Biomasseanlagen**

#### **6.3.1. 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 in KWK-Anlagen oder als Kraftstoff sowie die Verwendung von landwirtschaftlichen Reststoffen und Bioabfällen zu dessen Erzeugung tragen wesentlich zur Einsparung von Treibhausgasemissionen bei. 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. Eine in den Jahren davor mit wachsender Dynamik entstandene Nutzung für Biomethan wurde verlangsamt. Die vorgesehenen Ausbaupfade werden seit Jahren nicht erreicht.

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. Diese gilt es zu schaffen.

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.

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. Eine Harmonisierung bzw. einheitliche Definition Erneuerbarer Gase in RED II, EnWG und EEG ist anzustreben.

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, allerdings bestehen derzeit zu wenig Anreize, diese Kapazität flexibel zu nutzen. Der bestehende Flexdeckel in Höhe von 1.000 MW hemmt die Umstellung auf eine flexible Fahrweise der Biogasanlagen. Der Flexdeckel wurde zudem bereits im vergangenen September erreicht und die im Anschluss eingetretene 15-monatige Übergangsfrist für Inbetriebnahme und Registermeldung wird im November 2020 auslaufen. Um Biogasanlagen als systemdienlichen Partner der fluktuierenden Erneuerbaren nicht auszubremsen, sollte der bestehende Flexdeckel abgeschafft werden. 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.

### **6.3.2. Festlegung zur Förderung oberhalb der 75 kW-Grenze**

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 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.

## **6.4. Photovoltaik**

### **6.4.1. Aufhebung des „52-GW-Deckels“**

Der BDEW fordert – auch im Einklang mit dem Beschluss der Bundesregierung im Klimaschutzprogramm – die zügige Anpassung des EEG zur Aufhebung des 52-GW-Förderdeckels. Gegenwärtig sieht das EEG vor, dass ab einer gesamten installierten PV-Leistung von 52 GW Photovoltaikanlagen nur noch dann gefördert werden, wenn sie im Zuge von Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten haben. Diese auch als „52-GW-Deckel“ bekannte Grenze ist nach den PV-Boom-Jahren mit dem EEG 2014 eingeführt worden, als die starke Kostendegression nicht absehbar war, und wird etwa im Sommer 2020 erreicht.

Der BDEW empfiehlt dringend die Aufhebung des „52-GW-Deckels“ für Photovoltaikanlagen außerhalb von Ausschreibungen. Damit wird ein weiterer Zubau von Kleinanlagen ermöglicht, deren erzeugter Strom in das Versorgungssystem integriert werden muss. Vor diesem Hintergrund sind aus Sicht des BDEW flankierende Maßnahmen erforderlich, um die Markt- und Systemintegration von Erneuerbaren Energien zu stärken.

Dazu sollte der vom BDEW entwickelte Rechtsrahmen für Prosumer (s. Kapitel 5) umgesetzt werden, um eine kosteneffiziente und transparente Refinanzierung von PV-Dachanlagen zu gewährleisten. Dieser Rechtsrahmen stellt zudem sicher, dass Flexibilitätspotentiale von Prosumern für die Systemintegration von EE-Strom gehoben werden können.

Der sogenannte „atmende Deckel“ sollte zur Vermeidung von Überförderung und zur besseren Steuerung des Zubaus von Photovoltaik-Anlagen (außerhalb von Ausschreibungen) erhalten bleiben. Voraussetzung hierfür ist jedoch eine Erhöhung des Zubaukorridors, der für den atmenden Deckel entscheidend ist.

### **6.4.2. 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.

Im Anbetracht des notwendigen Ausbaupfads gemäß Klimaschutzpaket zur Erreichung einer PV-Erzeugungskapazität von 98 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. Um die Ausbauziele des Klimaschutzpakets in Höhe von mind. 5 GW/a zu erreichen, bedarf es zudem einer Anpassung des Zielkorridors (§ 49 Abs. 2 EEG 2017) für diese Anlagen.

#### **6.4.3. Anhebung des „10-MW-Förderdeckels“ für PV-Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen**

Der BDEW empfiehlt, die Größenbeschränkung für förderfähige PV-Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen auf 20 MW anzuheben. Auf diese Weise können weitere Skaleneffekte zur Steigerung der Kosteneffizienz genutzt werden. Insbesondere die Erschließung von Konversionsflächen ist oftmals mit erhöhten Kosten im Vergleich zu nicht vorbelasteten Flächen verbunden. Gleichzeitig bleibt der Anreiz zum Bau von PV-Anlagen ohne Förderung nach EEG mit einer Leistung von mehr als 10 MW erhalten.

#### **Formulierungsvorschlag**

##### **§ 37 Absatz 3 EEG 2017**

*„In Ergänzung zu den Anforderungen nach § 30 darf die Gebotsmenge bei Geboten für Freiflächenanlagen pro Gebot eine zu installierende Leistung von ~~10~~ **20** Megawatt nicht überschreiten.“*

##### **§ 38a Absatz 1 Nr. 5 a) EEG 2017**

*„Die Zahlungsberechtigung für Solaranlagen darf nur ausgestellt werden, [...]*

##### *5. soweit bei Freiflächenanlagen*

*a) nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 die installierte Leistung von ~~10~~ **20** Megawatt nicht überschritten wird und [...].“*

#### **6.4.4. Einführung eines Ausschreibungssegmentes für PV-Dachanlagen**

Aktuell werden PV-Dachanlagen und PV-Freiflächenanlagen mit mehr als 750 kW in einer gemeinsamen Auktion ausgeschrieben. In der Regel setzen sich hier die PV-Freiflächenanlagen durch, da nur wenige Dächer geeignet sind, derart große PV-Dachanlagen zu tragen. Zudem sind Aufwand und Kosten für PV-Dachanlagen deutlich höher als bei PV-Freiflächenanlagen. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW die Einführung von separaten Ausschreibungen für die verstärkte Realisierung von großen PV-Dachanlagen.

In diesem Zusammenhang sollte, wie in Kapitel 4.2 beschrieben, die De minimis-Schwelle für Ausschreibungen abgesenkt werden. So können auch bei kleinen 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.

#### **6.4.5. 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.

#### **6.4.6. Ausweitung des „110-m-Korridor“ entlang Autobahnen/Schienenwegen (§ 37 Abs. 1 Nr. 3c) und § 48 Abs. 1 Nr. 3 c) aa) EEG)**

Der BDEW empfiehlt, 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.

Außerdem sollten 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.

#### **Formulierungsvorschlag**

Notwendige Änderungen in § 37 Abs. 1 Nr. 3 c) EEG

##### **§ 37 Gebote für Solaranlagen**

*„(1) Gebote für Solaranlagen müssen in Ergänzung zu § 30 die Angabe enthalten, ob die Anlagen errichtet werden sollen [...]*

*3. auf einer Fläche, [...]*

*c) die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans längs von Autobahnen oder Schienenwegen lag, wenn die Freiflächenanlage in einer Entfernung bis zu ~~110~~ **220** Meter, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, errichtet werden soll, [...].“*



## Notwendige Änderungen in § 48 Abs. 1 Nr. 3 c) aa) EEG

### **§ 48 Solare Strahlungsenergie**

„(1) Für Strom aus Solaranlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, beträgt dieser vorbehaltlich der Absätze 2 und 3 8,91 Cent pro Kilowattstunde, wenn die Anlage [...]

3. im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans im Sinn des § 30 des Baugesetzbuchs errichtet worden ist und [...]

c) der Bebauungsplan nach dem 1. September 2003 zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung einer Solaranlage aufgestellt oder geändert worden ist und sich die Anlage

aa) auf Flächen befindet, die längs von Autobahnen oder Schienenwegen liegen, und die Anlage in einer Entfernung bis zu 440 **220** Metern, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, errichtet worden ist, [...].“

#### **6.4.7. 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.

#### **6.4.8. 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 CO<sub>2</sub>-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](#).

## **6.5. Wasserkraft**

### **6.5.1. 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.<sup>7</sup>

Der überwiegende Anteil des noch bestehenden Ausbaupotenzials der Wasserkraft entfällt auf den Aus- und Umbau von bereits heute bestehenden Anlagen, insbesondere im Leistungsbereich >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 CO<sub>2</sub>-Vermeidungsfaktor von rund 750 g CO<sub>2</sub>/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 nächsten EEG-Novelle umgesetzt werden

### **6.5.2. 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. 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-

---

<sup>7</sup> [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/marktanalyse-freiflaeche-photovoltaik-wasserkraft.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/marktanalyse-freiflaeche-photovoltaik-wasserkraft.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

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.<sup>8</sup> 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 Degression der anzulegenden Werte um 0,5 Prozent gemäß § 40 Abs. 5 EEG gestrichen werden sollte.

---

<sup>8</sup> [http://www.wasserkraft-deutschland.de/fileadmin/migrated/content/uploads/Erfahrungsbericht\\_Wasserkraft\\_2014\\_01.pdf](http://www.wasserkraft-deutschland.de/fileadmin/migrated/content/uploads/Erfahrungsbericht_Wasserkraft_2014_01.pdf), S. 110.

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 des ....gesetzes) in Betrieb genommen worden sind.“*

## **6.6. 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. Wir schlagen vor, die Degression an die Ausbauziele anzupassen und erst bei einer installierten elektrischen Leistung von Geothermie-Anlagen in Höhe von 100 Megawatt eine Förderdegression einsetzen zu lassen.

- **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.

## 7. Weitere Empfehlungen

### 7.1. Innovationsausschreibungen

Der BDEW empfiehlt eine Fortführung der Innovationsausschreibungen (§ 39 j EEG 2017) 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“ aus, gemäß der Vorschläge aus der [Stellungnahme zum Referentenentwurf](#) vom 08.07.2019. 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.

Eine Fortführung der Innovationsausschreibungen über 2021 hinaus sollte die unter der jetzigen Fassung entstandenen Anlagenkombinationen vorher evaluieren. Sollten die Anlagen nicht den in der Innovationsausschreibung gesetzten Zielen („Vergleichmäßigung“ der Einspeisung und wirtschaftlicher „Risikominderung“) entsprechen, bedarf es Nachbesserungen bei den (technischen) Vorgaben für Anlagenkombinationen.

Darüber hinaus empfiehlt der BDEW die Aufnahme von innovativen Photovoltaik-Konzepten in die Innovationsausschreibungen, die eine echte Doppelnutzung von Flächen für PV-Anlagen adressieren. 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- & 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 ca. 10 - 20 Prozent höheren Kosten im Vergleich zu Freiflächenanlagen ausgegangen wird, sind diese derzeit weder im Ausschreibungssystem noch außerhalb der EEG-Förderung wettbewerbsfähig. Im Rahmen der Innovationsausschreibungen könnten jedoch wertvolle Erfahrungen gesammelt und so Kostensenkungspotentiale für die Zukunft gehoben werden.

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.

## **7.2. EEG-Umlage**

### **7.2.1. Entfallen der EEG-Umlage bei Kraftwerkseigenverbrauch in „reinen EEG-Erzeugungssachverhalten“ (Drittbelieferung)**

Der BDEW sieht es 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. Demgegenüber sind diese Verbräuche als Kraftwerkseigenverbrauch in § 61a Nr. 1 bei Eigenversorgungen (nur ein Anlagen- und Infrastrukturbetreiber) vollständig von der EEG-Umlage befreit. 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-Erzeugungskonstellationen 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 Drittbelieferungen 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 2 und 3 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. Ein reiner Erzeugungssachverhalt liegt vor, wenn sämtliche Letztverbräuche dem Zweck der Stromerzeugung oder Stromspeisung dienen und ohne die Erzeugungsanlagen nicht anfallen würden.“***

**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.“***

Der Tatbestand des Kraftwerkseigenverbrauchs nach § 61a Nr. 1 EEG 2017 ist durch die Anlehnung an die finanzgerichtliche Rechtsprechung zum Stromsteuerrecht („Strom zur Stromerzeugung“) bereits ausgeformt. Die Erweiterung dieser Ausnahme von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage um Drittbelieferungen – aber weiterhin zum Kraftwerkseigenverbrauch bzw. für Strom zur Stromerzeugung – würde daher an eine bestehende Regelung anknüpfen und sein Pendant im Stromsteuerrecht finden, das Strom zur Stromerzeugung im Ergebnis

ebenfalls von der Stromsteuer entlastet, unabhängig davon, ob es sich um eine Eigenerzeugung oder Drittbeflieferung handelt.<sup>9</sup> Mit Bezug auf diese im Europäischen Recht verankerte Stromsteuerregelung für Strom zur Stromerzeugung hat die EU-Kommission die EEG-Umlageprivilegierung für Kraftwerkseigenverbrauch bereits im EEG 2014 nicht als genehmigungsbedürftige Beihilfe angesehen.<sup>10</sup> 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.

**Beispiel:** In einem Windpark mit gemischter Betreiberstruktur gibt es Querbeflieferungen (z. B. Befuerung), Leitungs- und Trafoverluste und Verbräuche für Sicherheitstechnik. Alle Verbräuche sollen die Stromerzeugung oder -einspeisung ermöglichen oder sichern. Ohne den Zweck der Stromerzeugung oder -einspeisung gäbe es auch die entsprechenden Letztverbräuche nicht. Befreit sind allerdings entsprechend § 61a Nr. 1 EEG 2017 nur Letztverbräuche, die sich als Kraftwerkseigenverbrauch einordnen lassen. Hierzu gehören u. a. Leitungs- und Trafoverluste.<sup>11</sup> Verbräuche durch Sicherheitstechnik stellen dagegen keinen Kraftwerkseigenverbrauch dar und müssten mess- oder ggf. schätzweise als vollständig EEG-umlagepflichtig abgegrenzt werden.

Da aber die Sicherheitstechnik der Sicherung der Stromerzeugung und -einspeisung dient, liegt dennoch das Tatbestandsmerkmal eines reinen Erzeugungssachverhalts vor. Gleiches kann für Stromverbräuche durch Wärterhäuschen oder Fahrstühle, notwendige Beleuchtungen, die aber nicht gesetzlich vorgeschrieben sind, und ähnliche Verbräuche gelten. Ein reiner Erzeugungssachverhalt liegt dagegen nicht mehr vor, wenn die erzeugten Strommengen Letztverbräuchen dienen, die auch ohne die Existenz der Erzeugungsanlagen anfallen würden und daher alternativ durch eine Stromlieferung über das Netz bedient werden müssten.

Die Neuregelung sollte rückwirkend für das Kalenderjahr 2020 gelten. Für Letztverbrauchs-sachverhalte vor 2020 wird ein Leistungsverweigerungsrecht in § 104 Abs. 12 EEG 2017 geschaffen. Dieses kann bei Vorliegen der Voraussetzungen, unter denen der Anspruch bei reinen EEG-Erzeugungssachverhalten auch in Drittbeflieferungsfällen ab 2020 entfällt, dem Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage entgegengehalten werden.

---

<sup>9</sup> Allerdings in unterschiedlichen Verfahren (Stromsteuerbefreiung/Stromsteuerentlastung).

<sup>10</sup> C (2014) 5081 final, Rn. 169.

<sup>11</sup> Querbeflieferungen zwischen Anlagen können jedenfalls unter Geltung des EEG 2014 unter Kraftwerkseigenverbrauch fallen. Im EEG 2017 ist dies aufgrund der geänderten Formulierung „in der Stromerzeugungsanlage oder deren Neben- und Hilfsanlagen“ (EEG 2014: „in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage“) zumindest ungeklärt.



Jedenfalls handelt es sich aus Sicht des BDEW in diesen Konstellationen aber um einen Fall des § 62b Abs. 2 Nr. 2 2. Alt. EEG 2017 (unvertretbarer Aufwand), so dass die Möglichkeit zur Schätzung der EEG-umlagererelevanten Strommengen eröffnet wäre.

### **7.2.2. Vorschlag zur Änderung des § 61I EEG 2017 und entsprechende Folgeänderungen im KWKG**

Die bestehende Regelung in § 61 Abs. 1 bis 1b EEG 2017 ermöglicht eine Verringerung der EEG-Umlage für den von einem Speicher *bezogenen* Strom in der Höhe und in dem Umfang, in dem für den aus dem Speicher *entnommenen* Strom EEG-Umlage gezahlt wird; zudem bleiben die Speicherverluste umlagefrei. Ziel ist es, beim Zwischenspeichern von Strom nicht zweimalig EEG-Umlage anfallen zu lassen. Die für die Verringerung erforderliche Saldierung des Speicher-Inputs und -Outputs, differenziert nach der Herkunft und der Verwendung des Stroms, sowie die messtechnische Erfassung dieser verschiedenen Strommengen gestaltet sich in der praktischen Umsetzung äußerst aufwändig. Insbesondere im Haushalt bei der Erbringung von Flexibilität durch Heimspeicher hat sich die Vorschrift als messtechnisch nicht umsetzbar erwiesen. Aus diesem Grund ist der § 61I EEG 2017 in seiner heutigen Form gerade nicht geeignet, das Verbot der Doppelbelastung von gespeichertem Strom bei Aktiven Kunden umzusetzen, (Art. 15 Abs. 5 Ziffer b) Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie), und muss bis zum 01.01.2021 angepasst werden.

Überdies bestehen Unklarheiten bezüglich der Strommengen- und der Füllstandserfassung sowie der Abläufe und der Verantwortlichkeiten der beteiligten Akteure bei der Umsetzung der Regelung. Es wird deshalb eine Änderung der gesetzlichen Regelung vorgeschlagen, die auf die Saldierung verzichtet und dadurch erhebliche Vereinfachungen bei der Abwicklung der EEG-Umlageerhebung bei Speichern bewirken kann – ohne dass damit das EEG-Umlageaufkommen verringert würde.

#### **7.2.2.1 Lösungsvorschlag: Änderung des § 61I EEG 2017**

Der BDEW schlägt vor, § 61I Abs. 1 und Abs. 1a EEG 2017 wie folgt zu fassen:

*„(1) Für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht wird, entfällt der Anspruch auf die Zahlung der EEG-Umlage. Für Strom, der diesem Stromspeicher entnommen wird, ist EEG-Umlage nach den allgemeinen Vorschriften zu zahlen. Der Anspruch auf die EEG-Umlage nach Satz 2 entfällt nach § 61a oder verringert sich nach §§ 61b bis 61g in einem Kalenderjahr dabei nur in der Höhe und in dem Umfang, wie – ungeachtet des Satzes 1 – auch für die entsprechenden, vom Stromspeicher verbrauchten Strommengen die Voraussetzungen für ein Entfallen oder eine Verringerung nach diesen Vorschriften erfüllt wären, höchstens jedoch auf die Höhe der EEG-Umlage nach Satz 2. Werden in dem Stromspeicher Strommengen verbraucht, für die nach den allgemeinen Vorschriften unterschiedlich hohe Ansprüche auf Zahlung der EEG-Umlage bestehen, berechnet sich*

*die EEG-Umlage nach Satz 3 in dem Verhältnis der unterschiedlichen Strommengen zueinander. Die für die Anwendung der Sätze 1 bis 4 relevanten Strommengen sind durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen zu erfassen.*

*(1a) Absatz 1 Satz 1 gilt nicht, soweit dem Speicher die zur Zwischenspeicherung genutzte Energieform nicht unmittelbar zur Stromerzeugung wieder entnommen wird.“*

§ 61I Abs. 1b entfällt.

### **Begründung:**

Die vorgeschlagene Änderung dient der Vereinfachung der Abwicklung der EEG-Umlageerhebung bei der Zwischenspeicherung. Die bislang vorgeschriebene Saldierung der Strommengen (Speicher-Input/-Output und -Verlust) entfällt. Stattdessen wird der Input vollständig von der EEG-Umlage befreit und nur die Entnahmen aus dem Speicher werden nach den allgemeinen Vorschriften (§§ 60 bis 61g EEG 2017) mit der EEG-Umlage belegt, wobei zur Verhinderung von Umgehungen der Umlagepflicht besondere Anforderungen an etwaige Befreiungen/Verringerungen gestellt werden. So können Verringerungen bzw. Befreiungen nach §§ 61a bis 61g EEG 2017 für den Speicher-Output in einem Kalenderjahr nur in der Höhe und in dem Umfang in Anspruch genommen werden, wie die entsprechende Input-Menge einer Befreiung bzw. einer Verringerung unterlegen hätte.

Der Speicherverlust ist weiterhin befreit, weil er in der nach § 61I Abs. 1 Satz 2 grundsätzlich EEG-umlagepflichtigen Strommenge von vornherein nicht enthalten ist. Eine gesonderte Erfassung bzw. Ermittlung des Speicherverlustes anhand einer Verrechnung von Speicherfüllständen zu Beginn und Ende von Saldierungsperioden sowie der innerhalb dieser Perioden geflossenen In- und Output-Mengen ist deshalb entbehrlich. Auch die Einspeisung in das Netz ist als solche von der EEG-Umlage befreit. EEG-Umlage fällt nach den allgemeinen Vorschriften (§§ 60 bis 61g EEG 2017) erst an, wenn und soweit der Strom letztverbraucht wird.

Wenn der Speicher mit Strommengen beladen wird, für die eine unterschiedlich hohe EEG-Umlage zu zahlen ist, sind diese Anteile auch bei der Berechnung der EEG-Umlage für den Speicher-Output zu berücksichtigen. Die EEG-Umlage für den Output berechnet sich dann gemäß dem Verhältnis dieser unterschiedlichen Strommengen zueinander.

Die vorgeschlagene Vorgabe zu den messtechnischen Anforderungen kann alternativ durch einen Verweis auf die neuen §§ 62a und b EEG 2017 ersetzt werden.

Wird dem Stromspeicher die zur Zwischenspeicherung genutzte Energieform nicht zur Stromerzeugung, sondern zu sonstigen Verwendungszwecken entnommen, z. B. in Form von Wasserstoff zur stofflichen Verwertung oder als Druckluft zur Verwendung als solche und nicht zur Stromerzeugung, muss gemäß des vorgeschlagenen Absatzes 1a für den entsprechenden Input die EEG-Umlage nach den allgemeinen Vorschriften gezahlt werden, denn anderenfalls käme es insoweit zu einer vollständigen EEG-Umlagebefreiung.

Die Regelung zur Erzeugung von Speichergas in § 61I Abs. 2 bleibt bestehen.

Der bisherige **§ 61I Abs. 1b** kann entfallen, da die Regelungen aufgrund der neuen Regelungssystematik des Absatzes 1 entbehrlich sind bzw. darin aufgehen.

Der bisherige **§ 61I Abs. 4** kann entfallen, da für die EEG-Umlagepflicht des Speicherbetreibers die allgemeinen Vorschriften gelten und damit auch § 61i EEG 2017 greift.

**Hinweis:**

Eine weitergehende Begründung der vorgeschlagenen Änderungen des § 61I EEG 2017 und der erforderlichen Folgeänderungen (s.u.) kann der Stellungnahme entnommen werden, die der BDEW zu einzelnen energierechtlichen Regelungsentwürfen des BMWi (Energiesammelgesetz) am 12.10.2018 abgegeben hat.

**Folgeänderungen im EEG 2017**

Infolge der Änderung des § 61I EEG 2017 wäre § 74 Abs. 2 Satz 3 wie folgt anzupassen:

*„Die zur Beladung eines Stromspeichers im Sinn des § 61I gelieferten Strommengen sowie die von einem Stromspeicher im Sinn des § 61I erzeugten und an einen Letztverbraucher gelieferten Strommengen sind gesondert anzugeben.“*

§ 74a Abs. 2 Satz 5 wird wie folgt gefasst:

*„Die von einem Stromspeicher im Sinn des § 61I erzeugten und selbst verbrauchten Strommengen sind gesondert anzugeben.“*

**7.2.2.2 Folgeänderungen im KWKG**

In der Folge der vorgeschlagenen Änderung des § 61I EEG 2017 wäre § 27b KWKG wie folgt zu fassen:

*„§ 27b KWKG-Umlage bei Stromspeichern*

- (1) Für Strom, der dem Netz zur Beladung eines elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeichers zum Zweck der Zwischenspeicherung entnommen wird, besteht der Anspruch auf die KWKG-Umlage nach § 26 gegenüber dem Betreiber des Stromspeichers und nur für den Stromanteil, der der Entnahme aus dem Stromspeicher zur Versorgung von Letztverbrauchern ohne Rückeinspeisung in das Netz entspricht. Wird der Stromspeicher auch mit Strom beladen, der nicht aus dem Netz entnommen wird, ist der nach Satz 1 KWKG-umlagepflichtige Stromanteil unter Berücksichtigung des Anteils der dem Netz entnommenen an der gesamten zur Beladung des Speichers genutzten Strommenge zu berechnen.*
- (2) Der zur Zahlung der KWKG-Umlage Verpflichtete muss dem Netzbetreiber die für das folgende Kalenderjahr prognostizierten umlagepflichtigen Strommengen, aufgeschlüsselt nach Kalendermonaten und bis zum 31. März des auf die Begrenzung folgenden Jahres elektronisch die im vorangegangenen Kalenderjahr umlagepflichtigen tatsächlichen Strommengen mitteilen. Sofern eine Weiterleitung der umlagepflichtigen Strommengen an nach § 27 oder § 27c begünstigte Abnahmestellen erfolgt, sind diese Strommengen unter Angabe der jeweiligen Abnahmestelle getrennt auszuweisen und auch dem Übertragungsnetzbetreiber mitzuteilen.*

- (3) *Der Netzbetreiber hat Anspruch auf monatliche Abschlagszahlungen, deren Höhe sich aus den nach Absatz 2 prognostizierten und mitgeteilten Daten ergibt. Der Netzbetreiber hat die Jahresendabrechnung, in der Abweichungen zwischen den prognostizierten und den tatsächlichen Werten auszugleichen sind, bis zum [Datum zur weiteren Festlegung] des Folgejahres gegenüber dem Letztverbraucher durchzuführen. Zahlungsansprüche aus der Jahresendabrechnung nach Satz 2 zugunsten oder zulasten des Netzbetreibers müssen innerhalb von zwei Monaten nach der Endabrechnung ausgeglichen werden.*
- (4) *Wird der Stromspeicher von einem stromkostenintensiven Unternehmen an einer Abnahmestelle mit nach § 64 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes begrenzter EEG-Umlage betrieben, ist abweichend von Absatz 1 für den Anspruch auf die KWKG-Umlage für den Stromanteil, der der Entnahme aus dem Stromspeicher ohne Rückeinspeisung in das Netz eines Netzbetreibers zur Versorgung von Letztverbrauchern entspricht, § 27 maßgeblich. Absatz 1 Satz 2 ist entsprechend anzuwenden.*
- (5) *Wird der Stromspeicher von einer Schienenbahn nach § 3 Nummer 40 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes an einer Abnahmestelle mit nach § 27c begrenzter KWKG-Umlage betrieben, ist abweichend von Absatz 1 für den Anspruch auf die KWKG-Umlage für den Stromanteil, der der Entnahme aus dem Stromspeicher ohne Rückeinspeisung in das Netz eines Netzbetreibers zur Versorgung von Letztverbrauchern entspricht, § 27c maßgeblich. Absatz 1 Satz 2 ist entsprechend anzuwenden.*
- (6) *Zur Ermittlung der Ansprüche nach den Absätzen 1 bis 5 sind mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen einzusetzen.“*

**Begründung:**

Die Änderung des § 27b KWKG ist eine notwendige Folge der vorgeschlagenen Änderung des § 61I Abs. 1 EEG 2017. Ein Verweis auf § 61I EEG 2017, wie er bislang in § 27b KWKG geregelt ist, kommt bei der Neufassung der Regelung aus systematischen Gründen nicht mehr in Betracht. Denn in der vorgeschlagenen neuen Fassung des § 61I Abs. 1 EEG 2017 wird nun nur noch der Output aus dem Speicher mit EEG-Umlage belegt; die Beladung des Speichers ist umlagefrei. Zöge man diese Regelung auch für den KWKG-Zuschlag heran, hätte dies zur Folge, dass für zwischengespeicherten Strom in aller Regel gar kein KWKG-Zuschlag mehr zu zahlen wäre, denn Anknüpfungspunkt für die Zahlungspflicht nach dem KWKG ist die Entnahme von Strom aus dem Netz und nicht, wie bei der EEG-Umlage, der Letztverbrauch von Strom, der nach Entnahme aus einem Speicher auch innerhalb einer Kundenanlage stattfinden kann. Es ist deshalb eine gesonderte Regelung zur KWKG-Umlage bei der Zwischenspeicherung zu treffen. Der BDEW-Vorschlag gewährleistet, dass durch das Zwischenspeichern von Strom nicht doppelt KWKG-Umlage zu zahlen ist. Außerdem ist ebenso wie bei der EEG-Umlage für den Speicherverlust sowie für den aus dem Speicher wieder in das Netz zurückgespeisten Strom keine KWKG-Umlage zu zahlen. Anknüpfungspunkt für die KWKG-Umlagepflicht ist weiterhin die Entnahme aus dem Netz. Jedoch ist auf diesen Strom nur in dem Umfang KWKG-Umlage zu zahlen, wie er nicht wieder in das Netz zurückgespeist wird oder dem Speicher als Speicherverlust nicht wieder entnommen werden

kann. Damit reduziert sich die KWKG-Umlagepflicht auf den Stromanteil, der dem Speicher zum Zweck der Versorgung von Letztverbrauchern entnommen wird.

### **7.2.3. Vorschlag zur EEG-Umlage bei Elektromobilität**

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 tatsächliche 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.

Folgende Kernpunkte bilden das vom BDEW vorgeschlagene EEG-Umlagesystem bei Elektromobilität und Konstellationen mit anderen mobilen Verbrauchseinrichtungen mit Stromspeichern:

- Der relevante Letztverbrauch im EEG für Elektromobilitätskonstellationen ist wie auch im EnWG der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile.
- Der Letztverbraucherbegriff im KWKG wird entsprechend angepasst.
- Auf diesen Strombezug fällt die volle EEG-Umlage an, es sei denn, der Betreiber des Ladepunktes kann EEG-Umlageprivilegien unter Anwendung des ursprünglichen Letztverbraucherbegriffes geltend machen.
- Geschäftsmodelle, die eine Drittbeflieferung voraussetzen (Direktvermarktung, Mieterstrom) und sich am ursprünglichen Letztverbraucherbegriff orientieren, sollen nicht verhindert werden.
- Der Verbrauch von Strom im Elektromobil bzw. in mobilen Verbrauchsgeräten mit Stromspeichern ist nicht EEG-umlagerelevant. Relevant ist allein der Strombezug der Ladepunkte (Elektromobile) bzw. das Aufladen des Speichers (mobile Verbrauchseinrichtung).
- Auf die rückgespeisten Strommengen fällt in Eigenversorgungskonstellationen und bei Einspeisung in ein Netz befristet bis Ende 2022 keine EEG-Umlage an (spätere Evaluierung erforderlich).
- Perspektivisch soll ein System entwickelt werden, das verhindert, dass auf dieselben Strommengen zweimal EEG-Umlage erhoben wird – einmal beim Aufladen des Elektromobils/der mobilen Verbrauchseinrichtung mit Speicher und das zweite Mal bei Stromverbräuchen zeitgleich mit der Rückspeisung.
- Die Regelungen gelten bereits für die Endabrechnung des Kalenderjahres 2020.

### 7.2.3.1 Formulierungsvorschläge EEG

#### § 3 Nr. 33 EEG 2017

„‘Letztverbraucher‘

- a) *jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht;*
- b) *der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile gilt als Letztverbrauch im Sinne dieses Gesetzes und der aufgrund dieses Gesetzes erlassenen Verordnungen;*
- c) *das Aufladen des Speichers eines Elektromobils bei Bezug von Strom über einen Ladepunkt sowie der übrige Stromverbrauch bei Betrieb des Elektromobils gilt nicht als Letztverbrauch;*
- d) *Buchstabe c 2. Variante gilt für andere mobile Verbrauchseinrichtungen mit Stromspeicher entsprechend; dies gilt nicht, soweit Strom von außerhalb der Verbrauchseinrichtung bezogen und zum Aufladen des Speichers verwendet wird;*
- e) *Schienenfahrzeuge sind keine Elektromobile im Sinne dieses Gesetzes.“*

#### § 3 Nr. x EEG 2017:

*„Mobile Verbrauchseinrichtung mit Stromspeicher: eine Verbrauchseinrichtung mit Stromspeicher, die ohne Leitungsanbindung betrieben werden kann, wobei der Stromspeicher bestimmungsgemäß nur das Verbrauchsgerät unmittelbar versorgen kann.“*

#### § 60b EEG 2017: EEG-Umlage für Ladepunkte für Elektromobile

*„<sup>1</sup> Auf den Letztverbrauch von Ladepunkten für Elektromobile fällt EEG-Umlage in voller Höhe an. <sup>2</sup> Sofern der Letztverbraucher unter Ausschluss des § 3 Nummer 33 Buchstabe b für Strommengen zur Beladung eines Elektromobils eine entfallene, verringerte oder begrenzte EEG-Umlage nach den §§ 61a bis g, 63 bis 64 oder 103 geltend macht, verringert sich der Anspruch auf die EEG-Umlage nach Satz 1 für diese Strommengen entsprechend. <sup>3</sup> Auf die Strommenge, die in einem Elektromobil erzeugt und außerhalb dieses Elektromobils verbraucht wird, entfällt die EEG-Umlage, sofern und soweit eine Eigenversorgung vorliegt.“*

#### § 20 Abs. 1 Sätze 3 und 4 EEG 2017

*„<sup>3</sup>Die Marktprämie kann abweichend von Satz 1 Nummer 1 auch für an Ladepunkten für Elektromobile bezogene Strommengen in Anspruch genommen werden, die bei Anwendung des § 3 Nummer 33 Buchstabe b keine Veräußerung von Strom an Dritte, sondern einen Verbrauch von Strom durch dieselbe natürliche oder juristische Person darstellen. <sup>4</sup>§ 60b Satz 2 ist nicht anzuwenden.“*

#### § 21 Abs. 3 EEG Sätze 2 und 3 EEG 2017

*[Sätze danach verschieben sich]*

*„Ein Mieterstromzuschlag kann auch für an Ladepunkten für Elektromobile bezogene Strommengen in Anspruch genommen werden, die bei Anwendung des § 3*

*Nummer 33 Buchstabe b als Eigenversorgung gelten. § 60b Satz 2 ist nicht anzuwenden.“*

### **§ 61 I (BDEW-Entwurf) Absatz 1b (neu)**

*„Der Stromspeicher in einer mobilen Verbrauchseinrichtung mit Speicher gilt nicht als Stromspeicher nach den Absätzen 1 und 1a.“*

oder

### **§ 61I Absatz 1d EEG 2017 (neu)**

*„Der Stromspeicher in einer mobilen Verbrauchseinrichtung mit Speicher gilt nicht als Stromspeicher nach den Absätzen 1 bis 1c.“*

### **§ 104 Absatz 9 EEG 2017**

*„<sup>1</sup> § 3 Nummer 33 Satz 1 Buchstabe b, c und d, § 3 Nummer x, § 20 Absatz 1 Satz 3 und 4, § 21 Absatz 3 Satz 2 und 3, § 60b und § 61I Absatz 1b [oder 1d] gelten auch für die Endabrechnung der EEG-Umlage für das Kalenderjahr 2018.<sup>2</sup> § 60b Satz 3 gilt bis zum 31.12.2022.“*

## **7.2.3.2 Begründung**

### **7.2.3.2.1 Letztverbrauchsbeginn**

Die Neuregelung des Letztverbrauchsbeginns führt zu einer Harmonisierung mit dem EnWG. Die Fiktion bezieht sich auf den für die Ermittlung der EEG-Umlagepflicht relevanten Ort. Letztverbraucher und damit maßgeblicher Schuldner ist daher derjenige, dem der Strombezug der Ladepunkte nach den allgemeinen Kriterien zuzurechnen ist. Dies ist der Betreiber des Ladepunkts, der das wirtschaftliche Risiko trägt und die tatsächliche Sachherrschaft über den Ladepunkt ausübt. Der Begriff „Elektromobil“ wird im EnWG, aus dem die Ursprungsregelung zum Letztverbraucherbeginn stammt, nicht legal definiert. Der Begriff ist nach dem Wortlaut und auch vom Zweck her weit zu verstehen, um die Abrechnungsschwierigkeiten für EVU für möglichst alle Fälle, in denen über Ladepunkte Elektrofahrzeuge aufgeladen werden, zu beseitigen. So sind sämtliche elektrisch betriebene Fahrzeuge erfasst (u. a. auch Elektrofahräder und -wasserfahrzeuge), die über einen Ladepunkt und nicht eine einfache Steckdose (s. u.) aufgeladen werden. Ladepunkte sind sowohl öffentliche Ladesäulen als auch sogenannte „Wallboxen“ in Kundenanlagen. In der Regel wird der Ladepunkt über eine separate Messeinrichtung verfügen. Dies ist aber nicht notwendig dafür, dass ein Ladepunkt vorliegt, sondern spielt erst im Rahmen des Nachweises für die Rückausnahme der vollen EEG-Umlagepflicht (§ 60b Satz 2 EEG des BDEW-Vorschlags) eine Rolle. Eine im Haus gebräuchliche Schutzkontaktsteckdose, über die verschiedene Verbrauchsgeräte versorgt werden können, stellt dagegen keinen Ladepunkt dar, weil ihr die Zweckbestimmung speziell für die Aufladung von Elektromobilen fehlt.

Nach Buchstabe c sind Letztverbräuche, die bei Betrieb innerhalb des Elektromobils durch Entladung der Batterie entstehen, für das EEG nicht als Letztverbräuche anzusehen und mit hin auch nicht für die EEG-Umlage relevant. Die Beladung des Speichers des Elektromobils

stellt ebenfalls keinen Letztverbrauch dar, sofern der relevante Letztverbrauch auf den Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile nach Buchstabe b vorverlagert ist. Sofern der Speicher des Elektromobils nicht über einen Ladepunkt aufgeladen wurde und die Fiktion nicht greift, fällt zwar auf die Einspeicherung im Grundsatz EEG-Umlage an, nicht aber auf den weiteren Verbrauch im Elektromobil.

Der Verbrauch von Strom in anderen mobilen Verbrauchseinrichtungen mit Stromspeichern stellt ebenfalls keinen EEG-relevanten Letztverbrauch dar (Buchstabe d). Die nur entsprechende Anwendung des Buchstaben c ist der Tatsache geschuldet, dass die Ladung des Speichers (Akku) über das Kabel EEG-umlagererelevant ist und als Letztverbrauch angesehen wird, da die Vorverlagerungsfiktion nach § 3 Nr. 33 Buchstabe b nur für Elektromobile bei Strombezug über den Ladepunkt, aber nicht für andere mobile Verbrauchseinrichtungen mit Speichern gilt. Insofern gelten die allgemeinen Vorschriften. Der weitere Verbrauch (zeitgleich mit der Entladung des Speichers) ist dagegen nicht EEG-umlagererelevant. Sofern allerdings während des Betriebs Strom von außerhalb der Verbrauchseinrichtung bezogen und zum Aufladen des Speichers verwendet wird, ist dieser Stromverbrauch EEG-umlagepflichtig (Bsp.: Strombezug über Oberleitungen).

Buchstabe e) dient der Klarstellung, dass Schienenfahrzeuge nicht unter den Begriff des Elektromobils fallen. Eine Einbeziehung der Schienenbahnen in den Vorschlag zur Neuregelung der EEG-Umlagepflicht bei Elektromobilen wäre auch nicht sachgerecht. Anders als bei Elektromobilen bestünden die oben beschriebenen Abwicklungs- und Abrechnungsschwierigkeiten für EVU im Bereich von Schienenbahnen im Falle eines Strombezugs eines Schienenfahrzeugs über einen Ladepunkt nicht. Die Abwicklung und Abrechnung der EEG-Umlage wie auch der netzbezogenen Umlagen erfolgt im Bereich von Schienenbahnen nach etablierten Prozessen, die auf die Schienenbahnunternehmen und die von ihnen betriebenen Schienenfahrzeuge als Letztverbraucher abstellen. Auch verfügen Schienenfahrzeuge – anders als Elektromobile – über die notwendigen, für eine Abrechnung erforderlichen Messdaten. Eine Vorverlagerung des Letztverbraucherbegriffs auf den Betreiber von Ladepunkten als fiktivem Letztverbraucher würde im Bereich von Schienenbahnen daher eher zu neuen Abwicklungs- und Abrechnungsproblemen führen, als solche – wie mit dem Neuvorschlag eigentlich beabsichtigt – zu beseitigen.

#### **7.2.3.2.2 Neuregelung der EEG-Umlagepflicht**

Auf den Letztverbrauch der Ladepunkte fallen einheitlich 100 Prozent EEG-Umlage an, es sei denn, es läge nach dem ursprünglichen Letztverbraucherbegriff (Letztverbraucher ist E-Mobilitätsnutzer) ebenfalls eine Privilegierung vor. Voraussetzung für eine EEG-Umlageprivilegierung ist damit, dass der Letztverbraucher nach § 3 Nr. 33 b) des Vorschlags sowohl Ladepunktbetreiber als auch Betreiber des Elektromobils ist und ein nach §§ 61a ff. EEG 2017 privilegierter selbsterzeugter Letztverbrauch gegeben wäre.

Mit dieser Regelung soll verhindert werden, dass bei Personenidentität von Anlagen- und Ladestützbetreiber ggf. EEG-Umlageprivilegien in Anspruch genommen werden können, obwohl es sich nach geltendem Recht um Drittbefieferungsfälle (Befieferung der Elektromobili-



tätsnutzer) handelt. Als Letztverbraucher angesprochen sind hier sowohl Eigenversorger/Eigenerzeuger, die sich auf EEG-Umlageprivilegien berufen möchten, als auch Unternehmen, die im Rahmen der „Besonderen Ausgleichsregelung“ eine begrenzte EEG-Umlage geltend machen können. Voraussetzung ist, dass die selbsterzeugte und an den Ladepunkt gelieferte Strommenge messtechnisch von den durch das EVU gelieferten Mengen abgegrenzt bzw. zugeordnet werden kann. Das EVU kann für seine Lieferung an den Ladepunktbetreiber aber in jedem Fall die EEG-Umlage berechnen.

Satz 3 lässt die EEG-Umlagepflicht für Strom, der in einem Elektromobil erzeugt wird und außerhalb dieses Elektromobils verbraucht wird (im Folgenden: Rückspeisung) dann entfallen, wenn eine Eigenversorgung vorliegt. Die Befreiung greift nach der Legaldefinition der Eigenversorgung in § 3 Nr. 19 EEG 2017 also nur, wenn der Strom im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit dem Rückspeisungspunkt (der Stromerzeugungsanlage) ohne Netzdurchleitung durch den Betreiber des Elektromobils (der Stromerzeugungsanlage) verbraucht wird (Personenidentität). Derzeit betrifft diese Regelung lediglich Pilotprojekte, bei denen eine Rückspeisung in eine Kundenanlage möglich ist. In diesen Fällen würde ohne eine explizite Regelung des Entfallens der EEG-Umlagepflicht bei direktem Verbrauch in der Kundenanlage die volle EEG-Umlage anfallen: EEG-Umlageverringerungen nach den §§ 61a bis g EEG 2017 kommen nicht in Frage, da als maßgebliche Stromerzeugungsanlage der Speicher des Elektromobils anzusehen wäre. Das Elektromobil wird aber weder eine Kleinanlage, eine Bestandsanlage oder eine EEG-Anlage sein. Für Letzteres wäre bspw. ein (lückenloser) Nachweis erforderlich, dass ausschließlich Strom aus Erneuerbaren Energien geladen wurde.

Daher soll in Fällen, in denen der Betreiber des Elektromobils entweder über den Preis an einer öffentlichen Ladesäule die EEG-Umlage finanziert hat oder EEG-umlageermäßigten oder -befreiten Eigenstrom getankt hat, eine Doppelbelastung mit der EEG-Umlage vermieden werden. Bei personenverschiedener Belieferung (z. B. bei Rückspeisung in eine fremde Kundenanlage) fällt dagegen nach § 60 EEG 2017 die volle EEG-Umlage an.

Perspektivisch wird es erforderlich, ein EEG-Umlagesystem zu entwickeln, das eine Gesamt-EEG-Umlagepflicht im Blick hat, abhängig von den jeweiligen Beladungen und Rückspeisungen bei Elektromobilen und mobilen Verbrauchseinrichtungen mit Speichern. Dies gilt insbesondere bei der Rückspeisung in ein Netz für die allgemeine Versorgung. Nach den allgemeinen Regeln fällt zwar auf Strommengen, die ins Netz eingespeist und entsprechend gemessen und bilanziert wurden, keine EEG-Umlage an, da diese an einen Letztverbrauch anknüpft.

#### **7.2.3.2.3 Weitere Änderungen im EEG**

Die weiteren vorgeschlagenen Änderungen zu den Mieterstrom- und Direktvermarktungsvorschriften sollen gewährleisten, dass die Änderung des Letztverbraucherbegriffs nicht dazu führt, dass Geschäftsmodelle, die auf einer Drittbeflieferung beruhen, bei E-Mobilitätsfällen zukünftig ausgeschlossen werden. Die Vorschläge zu § 61l EEG 2017 sollen das Ineinandergreifen der Regelungen klarstellen und sind auch im Zusammenhang mit dem BDEW-Vorschlag zu § 61l EEG 2017 zu sehen.

Eine ausführliche Begründung wird sich in einem in Kürze zu veröffentlichenden BDEW-Positionspapier zur EEG-Umlage bei E-Mobilität und § 61I EEG 2017 finden.

### **7.2.3.3 KWK-seitige Änderungen bei E-Mobilität**

Flankierend zu den im EEG vorgeschlagenen Änderungen sollte die Definition in § 2 Nr. 17 KWKG 2016 in Anlehnung an die Änderung der Definition im EEG wie folgt modifiziert werden:

#### **§ 2 Nr. 17 KWKG 2016**

*„‘Letztverbraucher‘ jede natürliche oder juristische Person (ist), die Strom verbraucht‘; der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile gilt als Letztverbrauch für den Anwendungsbereich von Abschnitt 6 im Sinne dieses Gesetzes und den aufgrund dieses Gesetzes erlassenen Verordnungen; Schienenfahrzeuge sind keine Elektromobile im Sinne des Teilsatzes 2,“*

Zur Gewährleistung eines gleichmäßigen Übergangs der Umlagebelastung auf den Ladesäulenbetreiber sollte an § 37 KWKG folgende Übergangsregelung angehängt werden:

*„(4) § 2 Nummer 17, Halbsatz 2, gilt auch für die Endabrechnung der KWKG-Umlage für das Kalenderjahr 2020.“*

Eine Ergänzung hinsichtlich der Umlagen nach §§ 27 bis 27c und § 36 Abs. 1 bis 3 KWKG 2016 (neu) ist hier wie bei den Umlagen nach StromNEV und Offshore nicht erforderlich, weil sich bei diesen Umlagen wiederum die Entstehung der Umlageschuld nach dem Ort der Netzausspeisung und dem dort vorhandenen Netznutzungsvertrag richtet. Dieser wird bei einer Ladestation vom Betreiber der Ladestation abgeschlossen worden sein. Wird der Ladepunkt von einer Person betrieben, die mit dem Netzbetreiber keinen Netznutzungsvertrag hat, z. B., weil sie nicht der Betreiber der nachfolgenden Kundenanlage ist, muss ggf. einzelvertraglich mit dem Netzbetreiber eine Lösung gefunden werden.

Die EEG-umlageseitigen Ergänzungen hinsichtlich des Stromverbrauchs innerhalb des Elektromobils sind beim KWK-Gesetz nicht erforderlich: Wenn der Strom aus dem Netz für die allgemeine Versorgung oder einem geschlossenen Verteilernetz entnommen wird, entsteht die Umlageschuld mit dieser Entnahme, unabhängig davon, wie der Strom dann in der Folge verwendet wird. Er kann insbesondere nicht durch eine Ausspeisung aus einem Speicher in einem Elektromobil und einer nachfolgenden Verwendung doppelt verbraucht werden, wie dies beim EEG möglich wäre.

### **7.3. 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 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.“**

#### **7.4. 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.

#### **7.5. 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.

#### **7.6. 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 CO<sub>2</sub>-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 Verschlankeung 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 Anteil-

len 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.