

Deutscher Bundestag  
19. Wahlperiode  
Ausschuss für Wirtschaft und Energie  
  
Ausschussdrucksache 19(9)1096  
3. Juni 2021

**bdeu**  
Energie. Wasser. Leben.

Berlin, 2. Juni 2021

BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[www.bdeu.de](http://www.bdeu.de)

## Stellungnahme

# **anlässlich der öffentlichen Anhörungen des Ausschusses für Wirtschaft und Energie im Deutschen Bundestag zu energiepolitischen Themen am 7. Juni 2021**

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

## **Inhalt**

<b>1.</b>	<b>EEG-Sofortmaßnahmengesetz (SofMG).....</b>	<b>3</b>
1.1.	Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren / auf Repowering .....	3
1.2.	Endogene Reduzierung führt zu Verunsicherung .....	4
1.3.	Keine weitere Verschärfung der „Vier-Stunden-Regelung“ bei negativen Preisen.....	5
<b>2.</b>	<b>Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag zum Gesetzentwurf 19/27453 der Bundesregierung bezüglich EEG 2021, EEV sowie KWKG 2020 („EEG-Novelle“) .....</b>	<b>5</b>
2.1.	Ausgeförderte Anlagen.....	5
2.2.	Netzanschluss .....	7
2.3.	Technische Anforderungen.....	7
2.4.	§ 36k EEG 2021 - Kommunale Beteiligung an Windenergieanlagen .....	10
2.5.	Pflicht zur Führung eines sortenreinen Bilanzkreises .....	12
2.6.	Gemeinsame Messung von Erzeugungsanlagen.....	14
2.7.	Ausschreibungsbedingte Förderung.....	16
2.8.	Gesetzliche Förderung.....	17
2.9.	EEG-Umlagepflicht .....	19
2.10.	Streichung der Fristen für Rechtsverordnungen (§ 96 Abs. 4 EEG 2021) .....	24
2.11.	Umsteller-Anlagen in den Übergangsregelungen in § 100 Abs. 1 EEG 2021.....	25
2.12.	Energiewirtschaftlicher und juristischer Korrekturbedarf im KWKG 2020 .....	25
<b>3.</b>	<b>Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (BT-Drs. 19/29793).....</b>	<b>28</b>
<b>4.</b>	<b>Gesetze zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht („EnWG-Novelle“) .....</b>	<b>36</b>
<b>5.</b>	<b>Messstellenbetriebsgesetz (MsbG).....</b>	<b>38</b>

## **Vorbemerkung:**

Der BDEW bedankt sich für die Gelegenheit, im Rahmen der Sachverständigenanhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie im Deutschen Bundestag zu den aufgeführten Gesetzgebungsvorhaben Stellung zu nehmen. Der BDEW hat sich im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens frühzeitig mit schriftlichen Stellungnahmen im Rahmen der Verbändekonsultationen sowie zu den entsprechenden Kabinettentwürfen geäußert. Anstehend sind die wesentlichen Punkte noch einmal aktualisiert zusammengefasst.

## **1. EEG-Sofortmaßnahmengesetz (SofMG)**

Vor dem Hintergrund der Neuausrichtung der europäischen Klimaschutzpolitik („fit for 55“) sowie der aktuellen Novelle des Bundesklimaschutzgesetzes sieht es der BDEW als notwendig an, die Ausbaupfade im EEG 2021 umfassend zu erhöhen. Der BDEW unterstützt daher Maßnahmen, die frühzeitig die anstehende Novelle des Klimaschutzgesetzes mit konkreten Umsetzungsmaßnahmen unterlegen.

Die Erhöhung der Ausschreibungsvolumina für Windenergie an Land und Photovoltaik in den kommenden zwei Jahren kann in diesem Zusammenhang eine Übergangsregelung bis zur Bildung einer neuen Bundesregierung mit entsprechender Mehrheit im Deutschen Bundestag sein. Darüber hinaus fordert der BDEW ein umfassendes Maßnahmenpaket für die Erreichung der klimapolitischen Ziele.

Im Zusammenhang mit dem forcierten Ausbau der Erneuerbaren Energien schlägt der BDEW vor dem Hintergrund der Entschließung des Deutschen Bundestages zum EEG 2021 folgende Maßnahmen vor:

### **1.1. Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren mit besonderem Blick auf Repowering**

Der BDEW sieht in der Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren ein ganz wesentliches Instrument zur Zielerreichung des Ausbaus Erneuerbarer Energien und zur volkswirtschaftlichen Kosteneffizienz beim Förderbedarf. Der BDEW hat dazu bereits entsprechende Änderungsvorschläge mit seiner Stellungnahme zum Entwurf für ein Gesetz zur Änderung des EEG vom 23.09.2020 (EEG 2021) unterbreitet.

Der BDEW schlägt ein Maßnahmenpaket vor, das ein erleichtertes Repowering in den Bereichen Planungsrecht, Naturschutzrecht und Immissionsschutzrecht vorsieht. Erleichterungen sollten dann gelten, wenn die Realisierung des Repowering-Vorhabens – etwa durch eine Reduzierung der Anlagenzahl oder aufgrund geringerer Wirkungen der Ersatzanlagen – Verbesserungen gegenüber der bestehenden Situation für betroffene Anwohner oder andere Schutzgüter mit sich bringt. Für den Vollzug des artenschutzrechtlichen Tötungsverbot sollte daher klargestellt werden, dass nur die zusätzlich durch das Repowering-Vorhaben verursachte

Risikoerhöhung für die Zulässigkeit des Vorhabens relevant ist. Im Planungsrecht sollte Repowering in Form eines Abwägungsbelangs in den Vorgaben zur planerischen Steuerung von Windenergieanlagen ergänzt werden. Zudem schlägt der BDEW kurzfristig unter engen Voraussetzungen einen planungsrechtlichen Bestandsschutz bestehender Standorte vor. Auch im Immissionsschutz sollte der Verbesserungsgedanke zum Tragen kommen. Hierfür sollte durch eine Anwendbarkeit der Regelungen der immissionsschutzrechtlichen Änderungs-genehmigungen das bestehende Instrument der Verbesserungsgenehmigung für Repowering-Vorhaben nutzbar gemacht werden.

## **1.2. Endogene Reduzierung führt zu Verunsicherung**

Wir lehnen das in § 28 Abs. 6 EEG 2021 fixierte Instrument der „endogenen Reduzierung“ der Ausschreibungsmengen für Windenergie an Land ab. Es kann nicht Mittel der Wahl sein, unterzeichneten Ausschreibungen zu begegnen, indem die auszuschreibenden Mengen reduziert werden. Im Vordergrund sollten vielmehr Verbesserungen im Planungs- und Genehmigungsrecht stehen, damit den Ausschreibungsvolumina auch eine angemessen gefüllte Projektpipeline gegenübersteht. Die „endogene Reduzierung“ führt hingegen in schwierigen Zeiten dazu, dass der Wettbewerb und der Investitionswille weiter geschwächt statt gestärkt und damit weitere Arbeitsplätze in der Windbranche gefährdet werden. Dieser Effekt ist auch in der Literatur zum Ausschreibungsdesign deutlich belegt (vgl. bspw. [ZEW-Kurzexpertise 19-06](#))

Die hohen Preise, die in den letzten Ausschreibungen erzielt wurden, wirken sich positiv auf die Entwicklung zusätzlicher Windenergie-Projekte an benachteiligten Standorten aus. Diese Anlagen sind wirtschaftlich auf eine Bezuschlagung nahe Höchstpreis angewiesen. Die Planung dort wird aber nicht stattfinden, wenn absehbar ist, dass die Wahrscheinlichkeit sinkt, dass ein an den Höchstpreis angenähertes Gebot bezuschlagt wird.

Sollte kein politischer Wille bestehen, die Forderung nach einem Verzicht auf die endogene Mengensteuerung im Rahmen der anstehenden EnWG-Novelle umzusetzen, so begrüßen wir zumindest die Einführung einer zeitnahen Nachholung der wegfallenden Ausschreibungsvolumina und die einmalige Anhebung des Ausschreibungsvolumens im Jahr 2022. Die angestrebte Änderung des **§ 28 Abs. 3 EEG 2021**, wodurch die Neuausschreibung nicht bezuschlagter Ausschreibungsvolumina im Folgejahr und nicht erst nach drei Jahren vorgesehen ist, entspricht der Forderung des BDEW, da eine Nachholung erst drei Jahre später aus energiewirtschaftlicher Sicht zu spät und unbegründet wäre. Um unnötige Projektverzögerungen und -kosten zu vermeiden wäre es allerdings sinnvoll, wenn der vierte jährliche Ausschreibungstermin, welcher nach aktueller Formulierungshilfe als Nachholtermin für nicht bezuschlagte Mengen am 01.12.2022 und 2023 eingeführt werden soll, als regulärer Termin verstetigt wird.

Begrüßt wird vom BDEW, dass nun auch die BImSchG-Genehmigungen für Windenergieanlagen an Land berücksichtigt werden, die innerhalb der vierwöchigen Abstandsfrist nach § 36 Abs. 1 Satz 2 EEG 2021 zum Gebotstermin im Marktstammdatenregister gemeldet worden waren. Allerdings ist es essenziell, dass die endgültige Ausschreibungsmenge

schnellstmöglich veröffentlicht wird. Nach dem derzeitigen § 36 Abs. 4 darf die Bundesnetzagentur das Ausschreibungsvolumen bis spätestens zwei Wochen vor dem Gebotstermin korrigieren. Diese extreme Kurzfristigkeit erschwert die unternehmensinterne Investitionsfreigabe erheblich. Abzulehnen ist zudem die Verlagerung nicht bezuschlagter Ausschreibungsvolumina in die Innovationsausschreibung, wo sie nicht mehr für den Ausbau der Windenergie an Land sorgen. Damit geht der Anreiz verloren, speziell bei der Windenergie an Land auf eine Verbesserung der Genehmigungssituation hinzuwirken.

### **1.3. Keine weitere Verschärfung der „Vier-Stunden-Regelung“ bei negativen Preisen**

Wir sprechen uns gegen eine weitere Reduzierung des Zeitraumes im Rahmen der so genannten „Vier-Stunden-Regelung“ unter die im EEG 2021 enthaltenen vier Stunden aus, solange kein Vorschlag für einen Anreiz zur flexibleren Nachfragesteuerung und Nutzung des Erneuerbare-Energien-Stroms in Zeiten negativer Preise besteht. In einem ersten Schritt sollte die bisherige Regelung „Nutzen statt Abregeln“ in § 13 Abs. 6a EnWG fortgeschrieben und Spannungsebene übergreifend ausgeweitet werden. Eine Reform der Abgaben- und Umlagen-Systematik ist ebenfalls als Anreizinstrument sinnvoll, sodass künftig Strom in Zeiten negativer Preise für Anwendungen in den Sektoren Wärme und Verkehr genutzt werden kann.

## **2. Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag zum Gesetzentwurf 19/27453 der Bundesregierung bezüglich EEG 2021, EEV sowie KWKG 2020 („EEG-Novelle“)**

Der BDEW unterstützt die aktuelle Initiative der Bundesregierung zur Korrektur des EEG 2021 und des KWKG 2020 ausdrücklich. Am 22.04.2021 hat der BDEW dazu eine [Stellungnahme](#) zu der vom Kabinett verabschiedeten Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag zum EnWG veröffentlicht. Darüber hinaus sieht der BDEW aber auch noch weiteren juristischen Änderungsbedarf im EEG 2021.

### **2.1. Ausgeförderte Anlagen**

Aktuell ist eine Inanspruchnahme der „geförderten Anschlussregelung“ für ausgeförderte Windenergieanlagen nach [§ 23b Abs. 2 EEG 2021](#) nur möglich, wenn der Anlagenbetreiber den Strom an den Anschluss-Netzbetreiber verkauft. Dies soll auch ausweislich der vorliegenden Formulierungshilfe der Bundesregierung nicht geändert werden. Durch diese Prämisse wird aber die **Direktvermarktung** des Stroms aus diesen Anlagen behindert. Der BDEW tritt daher dafür ein, dass dieser Aufschlag auf den Marktpreis nicht nur bei Verkauf des Stroms an den Netzbetreiber gewährt wird, sondern auch im Falle der Direktvermarktung gewährt werden soll. Anderenfalls würden diejenigen Betreiber bestraft werden, die frühzeitig ein „Green PPA“ abgeschlossen haben.

Der BDEW begrüßt außerdem die juristisch rechtssichere Ausgestaltung dieser Förderung in § 23b EEG 2021 nach Maßgabe des Regierungsentwurfs der Formulierungshilfe. Er gibt jedoch zu bedenken, dass ein Netzbetreiber, an den die Erklärung nach § 23b Abs. 3 ff. EEG 2021 i. d. F. des Entwurfs der Formulierungshilfe weiter gegeben werden wird, diese nicht auf **inhaltliche Richtigkeit** prüfen, sondern sie nur zur Kenntnis nehmen kann. Dies betrifft insbesondere die Frage, ob der Anlagenbetreiber oder mit ihm verbundene Unternehmen weitere Beihilfen in Anspruch genommen haben. Hinzu kommt, dass die betroffenen Anlagenbetreiber und mit diesen verbundene Unternehmen häufig nicht auf ein Netzgebiet begrenzt sind, sondern bundesweit agieren. Dementsprechend kann dem Netzbetreiber nicht die letztendliche Prüfungspflicht für Umstände auferlegt werden, die er nicht sachlich prüfen kann. Insoweit muss ein anderer, sicherer Mechanismus gefunden werden, durch den dasselbe Ziel erreicht wird. Erforderlich wäre insoweit ein Nachweis, der die entsprechende Sachlage hinreichend bestätigt. Denkbar ist hier eine Bestätigung durch die BNetzA oder das BAFA. Wenn beide Behörden die Prüfung des entsprechenden Sachverhalts ablehnen, ist nach Auffassung des BDEW aber ein Testat über die Angaben des Anlagenbetreibers am sinnvollsten.

Außerdem erscheint dem BDEW **die Frist 31. Dezember 2021** nach § 23b Abs. 3 Satz 1 Nr. 1 EEG i. d. F. vom Regierungsentwurf der Formulierungshilfe nicht praktikabel. Die entsprechende Meldung muss sämtliche Anlagen desselben Betreibers oder der mit ihm verbundenen Unternehmen umfassen. Für diese Anlagen kann aber am 31. Dezember 2021 noch gar keine entsprechende Aufstellung an den Netzbetreiber gegeben worden sein, weil diese Aufstellung letztlich auch von den Förderungen des 4. Quartals 2021 abhängt, was wiederum eine Auslesung zum 31. Dezember 2021 erfordert. Dementsprechend muss die Frist auf die ansonsten übliche Frist des 28. Februar 2022 nach § 71 EEG 2021 verlegt werden.

Hiermit zusammen hängen die vorgesehenen **Mitteilungspflichten nach den §§ 69, 72 und 73 EEG 2021**: Der BDEW begrüßt die in Art. 1 Nr. 22 bis 24 der Formulierungshilfe vorgesehenen Mitteilungspflichten zur Klarstellung und deren Präzisierung durch den Regierungsentwurf der Formulierungshilfe. Er gibt jedoch zu bedenken, dass Verteilnetzbetreiber die in Art. 1 Nr. 22 vorgesehene Mitteilungspflicht nur und erst dann erfüllen können, wenn die entsprechende Erklärung ihnen vom Anlagenbetreiber vorgelegt worden ist. Die Regelung muss aber noch wie folgt geändert werden:

*„Netzbetreiber, die nicht Übertragungsnetzbetreiber sind, müssen ihrem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber bis zum 31. Mai 2022 die Inhalte aller **bei ihnen bis zum Zeitpunkt der Testierung ihrer Endabrechnungen eingegangenen Erklärungen nach § 23b Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 übermitteln.**“*

## 2.2. Netzanschluss

### 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 2021 auch auf Dauer durchzusetzen. Um diese Durchsetzung zu erleichtern, sollte dem Anschlussnetzbetreiber ein Recht auf Gewährung des Zutritts in § 10 Abs. 2 EEG 2021 zur Überprüfung und ggf. Sperrung des Anschlusses nach dem Vorbild des § 21 NAV an die Hand gegeben werden:

Änderungsvorschlag § 10 Abs. 2 Satz 2 EEG 2021 (neu):

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

### Netzanschluss für kleine Anlagen

In § 8 Abs. 5 Satz 2 EEG 2021 sollte eine Klarstellung aufgenommen werden, ob und unter welchen Bedingungen ggf. eine Anlagenzusammenfassung stattfindet, wenn bereits Bestandsanlagen an demselben Anschlusspunkt einspeisen oder wenn Anschlussbegehren gleichzeitig für mehrere Anlagen unterhalb der Leistungsgrenze von 10,8 kW auf demselben Grundstück gestellt werden.

## 2.3. Technische Anforderungen

§ 9 EEG 2021 war bereits im Gesetzgebungsverfahren sehr umstritten. Erst am 17. Dezember 2021 wurde die finale Fassung beschlossen, die sich deutlich von der Fassung des Regierungsentwurfs zum EEG 2021 unterschied. Dabei sind folgende Wertungswidersprüche und redaktionelle Fehler entstanden. Die aktuelle Neufassung widmet sich nur einem von mehreren anzupassenden Aspekten.

### § 9 Abs. 2 EEG 2021

In § 9 Abs. 2 Satz 1 EEG 2021 führt die Formulierung „bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems“ zu der Frage, um was für ein intelligentes Messsystem es sich handelt. Aus der Zusammenschau mit Absatz 1 wird zwar deutlich, dass es sich um ein Messsystem nach Absatz 1 mit durch das BSI festgestellten Funktionalitäten handeln sollte. Das intelligente Messsystem ist aber im Messstellenbetriebsgesetz definiert und meint „eine über ein Smart-Meter-Gateway in ein Kommunikationsnetz eingebundene moderne Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit

widerspiegelt und den besonderen Anforderungen nach den §§ 21 und 22 genügt, die zur Gewährleistung des Datenschutzes, der Datensicherheit und Interoperabilität in Schutzprofilen und Technischen Richtlinien festgelegt werden können,“ (§ 2 Nr. 7 MsbG). Ob die Funktionalitäten nach § 9 Abs. 1 i. V. m. § 84a EEG 2021 vorliegen, ist dafür unerheblich, sondern eine Sonderanforderung des EEG. Eine Auslegung, die nach dem Wortlaut lediglich auf das Vorhandensein eines intelligenten Messsystems, also eines zertifizierten Messsystems abstellt, würde dazu führen, dass nach Einbau eines solchen, noch nicht für Erzeugungsanlagen zertifizierten Messsystems **keinerlei Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit oder Sichtbarkeit** bestehen würden.

#### **Änderungsvorschlag § 9 Abs. 2 Satz 1 EEG 2021 (neu):**

**„Bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems nach Absatz 1 und unbeschadet weiterer Vorgaben im Zusammenhang mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Sinn von § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes müssen Betreiber von (...)“**

Die in der Formulierungshilfe in § 9 Abs. 2 Satz 1 EEG 2021 erfolgte Anpassung begrüßt der BDEW sehr, da nunmehr klargestellt wird, **dass Anlagen über 100 kW auch die Abrufung der Ist-Einspeisung durch den Netzbetreiber ermöglichen müssen**. Diese Anforderung muss durch entsprechende Übergangsvorschriften ergänzt werden: Zum einen sollte § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EEG 2021 rückwirkend zum 1. Januar 2021 in Kraft treten und eine Übergangszeit für die Realisierung, etwa 2 Kalendermonate nach Inkrafttreten des Änderungsgesetzes insgesamt, eingeführt werden. Flankierend dürfte die Sanktionsvorschrift des § 52 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EEG 2021 für den Anwendungsbereich des neuen § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EEG 2021 auch erst zu diesem späteren Zeitpunkt anwendbar sein.

Unklar bleibt aber, welche Verpflichtungen Anlagen, die seit dem 1. Januar 2021, aber vor einer entsprechenden BSI-Markterklärung nach Absatz 1 in Betrieb genommen wurden und werden, nach einer BSI-Markterklärung nach Absatz 1 zu erfüllen haben. Denn § 9 Abs. 1 Satz 1 EEG 2021 stellt ausweislich seines Wortlauts „ihre ab diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen Anlagen“ diese Anforderungen nur an Anlagen, die ab der BSI-Markterklärung in Betrieb genommen wurden, nicht an solche, die zwischen dem 1. Januar 2021 und der entsprechenden BSI-Markterklärung in Betrieb genommen wurden. Für diese Anlagen würde ohne Anpassung keine Abrufung der Ist-Einspeisung und ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung über ein intelligentes Messsystem erfolgen müssen.

#### **Änderungsvorschlag § 9 Abs. 2 Satz 3 EEG 2021 (neu):**

**„Sobald die Anlagen nach Satz 1 Nummer 1 und Nummer 2 nach dem Messstellenbetriebsgesetz mit einem intelligenten Messsystem nach Absatz 1 ausgestattet werden, sind in den Fällen des Satz 1 Nummer 1 die Absätze 1 und 1b und in den Fällen des Satz 1 Nummer 2 die Absätze 1a und 1b anzuwenden.“**

Jedenfalls muss deutlich werden, dass nach Ausstattung mit intelligenten Messsystemen und entsprechender BSI-Markterklärung die Anforderungen des Absatz 1 für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2021 aber vor Markterklärung ebenfalls gelten.



Die Pflicht zur Ausstattung mit technischen Einrichtungen nach Absatz 1 unmittelbar ab Inbetriebnahme, ist praktisch nicht umsetzbar, wenn das Veröffentlichungsdatum der BSI-Markterklärung und die Inbetriebnahme zeitgleich erfolgen. Daher sollte hier – wie in § 10b Abs. 2 Satz 1 für die technischen Einrichtungen bei der Direktvermarktung EEG 2021 – zumindest eine Karenzfrist von einem Kalendermonat gewährt werden.

#### **Änderungsvorschlag § 9 Abs. 1 Satz 1 EEG 2021 (neu):**

*„Vorbehaltlich abweichender Vorgaben einer Verordnung nach § 95 Nummer 2 müssen Betreiber von Anlagen und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 Kilowatt und Betreiber von Anlagen, die hinter einem Netzanschluss betrieben werden, hinter dem auch mindestens eine steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes betrieben wird, **ihre nach dem Ablauf des ersten Kalendermonats** ab dem Zeitpunkt, zu dem das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik die technische Möglichkeit nach § 30 des Messstellenbetriebsgesetzes in Verbindung mit § 84a Nummer 1 und 2 feststellt, ~~ihre ab diesem Zeitpunkt~~ in Betrieb genommenen Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, die notwendig sind, damit über ein Smart-Meter-Gateway nach § 2 Nummer 19 des Messstellenbetriebsgesetzes Netzbetreiber oder andere Berechtigte jederzeit entsprechend der Vorgaben in Schutzprofilen und Technischen Richtlinien nach dem Messstellenbetriebsgesetz (...)“*

Schließlich möchte der BDEW darauf hinweisen, dass künftig das Redispatch nach § 13a EnWG in der ab 1. Oktober 2021 geltenden Fassung im Gegensatz zum Einspeisemanagement nach § 14 EEG auf die Fernsteuerung der Erzeugung/Wirkleistung (anstelle der Netzeinspeisung) durch den Netzbetreiber abzielt. Daher benötigt der Netzbetreiber, insbesondere in Eigenversorgungskonstellationen, auch die Ist-Erzeugungsdaten der Anlage. Folglich müssen Anlagenbetreiber perspektivisch zumindest bei Überschusseinspeisung neben einer Messeinrichtung zur Erfassung der Ist-Einspeisung auch zusätzlich eine Messeinrichtung zur Erfassung der Ist-Erzeugung einbauen müssen.

#### **§ 10b Abs. 2 Nr. 2 und 3 2021 – Anwendung auch auf ausgeförderte Anlagen**

Der BDEW geht davon aus, dass die Erleichterungen hinsichtlich Messung und Bilanzierung sowie Fernsteuerung durch den Direktvermarkter bei Volleinspeisung aus Anlagen bis 100 kW in der Direktvermarktung auch für ausgeförderte Anlagen gelten. Denn die Definition der „Anlage“ umfasst auch ausgeförderte Anlagen, für die das EEG 2021 lediglich förderseitig und ggf. bilanzierungsseitig besondere Vorgaben macht. Dies wird in der Rechtspraxis allerdings teilweise angezweifelt. Wird § 10b EEG 2021 ohnehin geändert, sollte hier eine klarstellende Anmerkung in die Begründung eingefügt werden.

#### **§ 10b Abs. 2 Nr. 2 und 3 EEG 2021 – Anwendung nicht nur bei Volleinspeisung**

Bei Volleinspeisung aus Anlagen bis 100 kW in der Direktvermarktung sieht § 10b (2) Nr. 2 u. Nr. 3 EEG 2021 – wie oben beschrieben – bereits Erleichterungen hinsichtlich Messung und

Bilanzierung sowie Fernsteuerung durch den Direktvermarkter vor. Diese Erleichterungen sind zur Unterstützung der Direktvermarktung als vorzugswürdige Vermarktungsoption auch bei Anlagen zu gewähren, die sich nicht in der Volleinspeisung befinden. Der BDEW weist allerdings darauf hin, dass bereits die gesetzliche Vorgabe in § 10b Abs. 2 Nr. 3 EEG 2021 bei Volleinspeisern derzeit in der Praxis nur schwer umsetzbar ist, weil entsprechende Marktprozesse noch fehlen, ebenso wie passende Bilanzierungsprofile. Insofern müssten ausreichende Übergangsfristen vorgesehen werden.

Kleinanlagenbetreiber können sowohl während als auch nach der Förderphase zwischen den Veräußerungsformen des § 21b EEG 2021 frei wählen. Dabei ergibt sich allerdings aus den erhöhten mess-/und steuerungstechnischen Vorgaben des § 10b EEG 2021 (Ist-Wert-Auslesung/Fernsteuerung/ ¼ h Messung) insbesondere für Kleinanlagen bis 100 kW eine Diskriminierung. Für diese Anlagen ist ein Wechsel in die Veräußerungsform nach § 20 bzw. § 21a EEG 2021 (geförderte/sonstige Direktvermarktung) im Vergleich zur Einspeisevergütung nach § 21 EEG 2021 mit erhöhten Anforderungen verbunden. Dies steht letztlich einer Marktintegration entgegen. Die vorgeschlagene Anpassung dürfte auch eher die Anforderungen nach Artikel 4 Nr. 2 der EU-Richtlinie, zu der Forderung nach „Anreize(n) für die marktbasierende und marktorientierte Integration“ erfüllen, wobei „unnötige Wettbewerbsverzerrungen auf den Elektrizitätsmärkten zu vermeiden“ sind. Dieser Grundsatz der EU-Richtlinie umfasst hierbei explizit auch Kleinanlagen.

#### **2.4. § 36k EEG 2021 - Kommunale Beteiligung an Windenergieanlagen**

Diese Regelung enthält zahlreiche Ungenauigkeiten, die die Anwendung der Regelung erheblich erschweren und daher kontraproduktiv bei der Akzeptanz der Regelung in der Praxis wirken können:

Zum einen ist unklar, ob die **Betroffenheit der Gemeinden** durch die „immissionsschutzrechtliche Betroffenheit“ definiert wird und der „Umkreis von 2.500 Metern“ letztlich nur die Betroffenheit jenseits dieser Grenze ausschließt (so der Gesetzeswortlaut) oder ob jegliche Gemeinde innerhalb des Umkreises von 2.500 Metern als betroffen gilt, unabhängig davon, ob sie immissionsschutzrechtlich betroffen ist oder nicht (so die Begründung zu dieser Regelung in BT-Drs. 19/25326, S. 18). Sowohl aus Netz- als auch aus Anlagenbetreibersicht ist letztere Regelung klar zu priorisieren. Die pauschale Betroffenheit innerhalb eines 2.500-Meter-Radius führt zu einem minimal möglichen Aufwand bezogen auf Nachweis und Prüfung der Betroffenheit. Gleichzeitig ist dies mit Blick auf das Ziel der Akzeptanzsteigerung sinnvoll, da Gemeinde und Anwohner einfach nachvollziehen können, ob eine kommunale Beteiligung möglich ist oder nicht. Im Übrigen würde eine Prüfung der Betroffenheit – wie nach dem aktuellen Wortlaut vorstellbar – eine inhaltliche Ausgestaltung erfordern, die mit juristischen Risiken ebenso wie mit Transaktionskosten einhergeht und somit die Akzeptanz gefährden kann.

Zum anderen ist unklar, auf welcher Grundlage sich der **Umkreis von 2.500 Metern** berechnet. Hier sollte wie in § 249 Abs. 3 BauGB die „Mitte des Mastfußes der Windenergieanlage“ verwendet werden.

Außerdem geht der BDEW davon aus, dass die **Aufteilungsvorgaben nach § 36k Abs. 1 Satz 3 EEG 2021** bindend sind und Beteiligte nicht hiervon abweichen dürfen – auch angesichts der ansonsten möglicherweise nicht anwendbaren Ausnahmen von der Strafbarkeit nach §§ 331 und 334 StGB. Sollte der Gesetzgeber etwas anderes beabsichtigen, sollte dies im Gesetzeswortlaut klargestellt werden.

Darüber hinaus ist unklar, wie dieser Aufteilungsmaßstab anzuwenden ist bei

- › Gemeinden, die „betroffen“ im Sinne der Regelung sind, aber im **angrenzenden Ausland** liegen, und
- › Belegenheit der Windenergieanlagen auf **gemeindefreien Flächen** oder bei Belegenheit von gemeindefreien Flächen innerhalb der 2,5 km um die Anlage herum.

Außerdem sollte der Sicherheit halber auch noch **§ 108e des Strafgesetzbuchs** (StGB) (Bestechung und Bestechlichkeit von Mandatsträgern) in § 36k Abs. 2 EEG 2021 genannt werden.

Schließlich können Anlagenbetreiber nach Absatz 3 der Regelung nur die „Erstattung des im Vorjahr geleisteten Betrages“ verlangen. Dies bedeutet auch im Falle von Abschlagszahlungen, dass die Anlagenbetreiber die Beträge aufgrund der notwendigen Endabrechnung im Folgejahr der Einspeisung erst im zweiten Jahr nach der Einspeisung erstattet verlangen dürfen. Der Begriff „Betrag“ in Absatz 3 ist inhaltsgleich zu dem nach Absatz 1 Satz 1, d. h. dass der Bildung des Betrages die eingespeiste sowie die fiktive Strommenge nach Anlage 2 Nr. 7.2 EEG 2021 zugrunde liegt. Dies trifft aber auf Abschlagszahlungen nicht zu. Daher muss Absatz 3 entsprechend angepasst werden, um nicht zu lange Zahlungsaufschübe zu generieren.

#### **Die Regelung sollte daher wie folgt angepasst werden:**

„(1) Betreiber von Windenergieanlagen an Land, die einen Zuschlag für ihre Anlage erhalten, **dürfen betroffenen** Gemeinden, ~~die von der Errichtung der Windenergieanlage betroffen sind,~~ Beträge durch einseitige Zuwendung ohne Gegenleistung von insgesamt 0,2 Cent pro Kilowattstunde für die tatsächlich eingespeiste Strommenge und für die fiktive Strommenge nach Anlage 2 Nummer 7.2 anbieten. **Als Nicht-als** betroffen **im Sinne des Satzes 1** gelten Gemeinden, deren Gemeindegebiet sich ~~nicht~~ zumindest teilweise innerhalb eines um die Windenergieanlage gelegenen Umkreises von 2 500 Metern **um den Mittelpunkt des Mastfußes der Windenergieanlage** befindet. Sind mehrere Gemeinden betroffen, ist die Höhe der angebotenen Zahlung pro Gemeinde anhand des Anteils ihres jeweiligen Gemeindegebiets an der Fläche des Umkreises aufzuteilen, so dass insgesamt höchstens der Betrag nach Satz 1 angeboten wird. **Liegen gemeindefreie Flächen oder Flächen von Gemeinden außerhalb des Geltungsbereiches dieses Gesetzes in dem Umkreis von 2.500 Metern nach den Sätzen 2 und 3, sind diese Flächen weder betroffen im Sinne des Satzes 1, noch zählen diese Flächen bei der Aufteilung nach Satz 3 mit.**

(2) Vereinbarungen über Zuwendungen nach Absatz 1 bedürfen der Schriftform und dürfen bereits vor der Genehmigung der Windenergieanlage nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz geschlossen werden. Sie gelten nicht als Vorteil im Sinn der §§ 108e und 331 bis 334 des Strafgesetzbuchs. Satz 2 ist auch für Angebote zum Abschluss einer solchen Vereinbarung und für die darauf beruhenden Zuwendungen anzuwenden.

(3) Sofern Betreiber Zahlungen nach Absatz 1 leisten, können sie die Erstattung des **für das vorangegangene Kalenderjahr im Vorjahr** geleisteten Betrages im Rahmen der Endabrechnung vom Netzbetreiber verlangen. **Satz 1 ist entsprechend anzuwenden, wenn fiktive Strommengen nach Anlage 2 Nummer 7.1 erst in einem auf das Jahr der Einspeisung folgenden Kalender festgestellt worden sind.**“

## 2.5. Pflicht zur Führung eines sortenreinen Bilanzkreises

§ 20 Nr. 3 EEG 2021 enthält die Pflicht zur "sortenreinen" Bilanzierung als Anspruchsvoraussetzung zum Erhalt der Marktprämie.

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

Zudem ist die Sanktion, Nichtentstehen des Anspruchs auf die Marktprämie für den **gesamten** bilanzierten Strom, im Vergleich zu anderen Sanktionen im EEG recht hoch. Mit Blick auf ausgeförderte EEG-Anlagen, die in die sonstige Direktvermarktung wechseln (müssen), drohen bei einem Beibehalten der Norm zahlreiche vermeidbare Streitigkeiten, wenn diese weiter in den Marktprämienbilanzkreis einspeisen. Diese Problematik ist insbesondere für ausgeförderte Anlagen relevant. Ob die im EEG 2021 vorgesehene automatische Zuordnung allerdings auch dann greift,<sup>1</sup> wenn die Anlage vorher in einem Lieferanten-Bilanzkreis bilanziert wurde, ist zumindest rechtlich strittig.<sup>2</sup> **Die von der BNetzA vertretene Auffassung sollte für Nicht-Windenergieanlagen ab 100 kW durch eine rückwirkend angeordnete Null-Vergütung bei Aufnahme in den Netzbetreiber-EEG-Bilanzkreis flankiert werden.**

---

<sup>1</sup> § 21c Abs. 1 Satz 3 EEG 2021.

<sup>2</sup> Die Bundesnetzagentur ist der Auffassung, dass durch die automatische Zuordnung in § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2021 diese Problematik gelöst wurde ([Hinweis 1/2021](#)).

Der BDEW fordert daher weiter die Streichung der in § 20 Nr. 3 EEG 2021 enthaltenen Pflicht zur "sortenreinen" Bilanzierung als Anspruchsvoraussetzung zum Erhalt der Marktprämie. Allerdings wird zur Kontrolle der Zahlungen im Verhältnis VNB-ÜNB die Sortenreinheit weiterhin benötigt. Sollten sich hier keine alternativen Lösungswege aufzeigen, regen wir zumindest eine Abschwächung und Begrenzung der Sanktion auf den falschbilanzierten Strom an.

Ohne eine Streichung von § 20 Nr. 3 EEG 2021 muss jedenfalls für die Fälle, in denen geförderte und ausgeförderte Anlagen über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt einspeisen, hinsichtlich der Sortenreinheit eine tatbestandliche Lösung gefunden werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass diese Anlagen zweimal nachgerüstet werden müssten. Wichtig ist festzuhalten, dass es hier um die Mess- und Abrechnungskonstellationen für Anlagen geht, die ohnehin nur noch für einen kurzen Zeitraum wirtschaftlich betrieben werden können. Es sollte nicht am Messkonzept liegen, dass solche Anlagen vor Ablauf ihrer wirtschaftlichen Lebensdauer aus der Erzeugung ausscheiden.

Die Lösung könnte in einer übergangsweisen gesetzlichen Fiktion bestehen. Für die gemeinsame Bilanzierung und Abrechnung von förderfähigen und ausgeförderten Anlagen über eine Marktlokation wird in § 20 Nr. 3 EEG 2021 gesetzlich fingiert, dass die Einstellung dieses Stroms in den Marktprämien-Bilanz- oder Unterbilanzkreis nicht von dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist.

**Demzufolge schlagen wir folgende Anpassung des Regierungsentwurfs durch Einfügung eines neuen Satzes 2 nach § 20 Nr. 3 lit. b EEG 2021 (neu) vor:**

**„Speisen ausgeförderte Anlagen und Anlagen, deren Strom in der Veräußerungsform der Marktprämie direkt vermarktet wird, über eine gemeinsame Messeinrichtung ein, gilt bis zur Ausstattung der betroffenen Anlagen mit einem intelligenten Messsystem nach dem Messstellenbetriebsgesetz, längstens aber bis zum 31. Dezember 2022, die Einstellung des Stroms aus den ausgeförderten Anlagen in den Bilanz- oder Unterbilanzkreis als nicht von dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten.“**

#### **Begründung:**

Damit ausgeförderte Anlagen bei einer gemeinsamen Messung und Bilanzierung mit noch förderfähigen Anlagen nicht zum 1. Januar 2021 aufgrund des bevorstehenden Rollouts für nur kurze Zeit mit geeichten Messeinrichtungen ausgerüstet werden müssen, müssten ausgeförderte und noch förderfähige Anlagen eine gemeinsame Marktlokation bilden können. Damit die Marktprämie für die noch förderfähigen Strommengen erhalten bleibt, ist zwingend eine Anpassung in § 20 Nr. 3 EEG 2021 vorzunehmen.

Die gesetzliche Fiktion des „Nicht-vertreten-müssens“ für die gemeinsame Bilanzierung und Abrechnung von ausgeförderten und noch förderfähigen Anlagen, mit der zeitlichen Befristung bis zur Ausrüstung mit einem intelligenten Messsystem bzw. längstens 2 Jahre, stellt

einen Kompromiss zur Forderung der vollständigen Streichung des Erfordernisses der Sortenreinheit dar.

## 2.6. Gemeinsame Messung von Erzeugungsanlagen

Änderungsvorschlag zu § 21b Abs. 2 EEG 2021:

„Anlagenbetreiber dürfen den in ihren Anlagen erzeugten Strom prozentual auf verschiedene Veräußerungsformen nach Absatz 1 aufteilen; in diesem Fall müssen sie die Prozentsätze nachweislich jederzeit einhalten. **Der prozentualen Aufteilung darf auch für die Bilanzierung § 24 Absatz 3 zu Grunde gelegt werden.** Satz 1 ist nicht ~~für die Ausfallvergütung und nicht~~ für den Mieterstromzuschlag nach § 21 Absatz 3 anzuwenden.“

### Begründung:

§ 24 Abs. 3 Satz 1 EEG 2021 lässt die Abrechnung von Strom aus mehreren Anlagen, die gleichartige Erneuerbare Energien (EE) oder Grubengas einsetzen, über eine gemeinsame Messeinrichtung zu, um die Abrechnung und Bilanzierung zu vereinfachen und zu vergünstigen bzw. – soweit bereits gelebt – rechtssicher zu gestalten. Diese Aufteilung wird durch die BNetzA als zulässig erachtet und in der aktuellen Version der Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen dargestellt.<sup>3</sup> Die entsprechende rechtliche Grundlage sollte in § 21b Abs. 2 und 24 Abs. 3 EEG 2021 unmissverständlich zu finden sein, um Auseinandersetzungen darüber zu vermeiden.

### Änderungsvorschlag § 24 Abs. 3 EEG 2021:

„Anlagenbetreiber können Strom aus mehreren Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, über eine gemeinsame Messeinrichtung **bilanzieren** und abrechnen. In diesem Fall sind für **die Bilanzierung und** die Berechnung der Einspeisevergütung oder Marktprämie bei mehreren Windenergieanlagen an Land die Zuordnung der Strommengen zu den Windenergieanlagen im Verhältnis des jeweiligen Referenzertrags nach Anlage 2 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung für Windenergieanlagen an Land, deren anzulegender Wert durch § 46 bestimmt wird, und des jeweilig zuletzt berechneten Standortertrags nach Anlage 2 Nummer 7 für Windenergieanlagen an Land, deren anzulegender Wert durch § 36h bestimmt wird, maßgeblich;

---

<sup>3</sup> Gem. Beschluss BK6-20-160 vom 21.12.2020.

**müssten hiernach im Falle einer gemeinsamen Messeinrichtung verschiedener Windenergieanlagen sowohl der Standortertrag als auch der Referenzertrag zu Grunde gelegt werden, ist für diese gemeinsame Messung nur der jeweilige Referenzertrag sämtlicher Windenergieanlagen maßgeblich**; bei allen anderen Anlagen erfolgt die Zuordnung der Strommengen im Verhältnis zu der installierten Leistung der Anlagen.“

### **Begründung:**

Durch den Zusatz zur Bilanzierung von Strommengen ist ausdrücklich nicht nur die gemeinsame Messung zu Zwecken der Abrechnung, sondern auch zu Zwecken der Bilanzierung aufgenommen. Diese gesetzliche Anpassung flankiert die Anpassung in § 21b Abs. 2 EEG 2021. Dass für die gemeinsam abgerechneten Strommengen eine EEG-Förderung geltend gemacht werden kann, ist somit für die Aufteilung nicht Voraussetzung. So können auch geförderte und nicht geförderte Anlagen gemeinsam gemessen und (anteilig) bilanziert werden. Die Zuordnung der Energiemengen zu den einzelnen Anlagen darf im Vergleich zu installierten Untermessungen nicht wesentlich verfälscht werden.

Neben einer gesetzlichen Lösung für die gemeinsame Abrechnung von förderfähigen und ausgeförderten Anlagen fordert der BDEW auch bei gemeinsamer Messung in heterogenen Windparks eine gesetzliche Anpassung des § 24 Abs. 3 EEG 2021. Nach § 24 Abs. 3 EEG 2021, wie bereits bei § 24 Abs. 3 EEG 2017, ist im Falle einer gemeinsam gemessenen Stromeinspeisung aus mehreren Windenergieanlagen als Aufteilungsgrundlage bei gesetzlich geförderten Windenergieanlagen der Referenzertrag und für per Ausschreibung geförderte Anlagen der Standortertrag zu verwenden. Allerdings liegt bei Windenergieanlagen im Binnenland der Standortertrag erfahrungsgemäß ca. 20 bis 25 Prozent unter dem Referenzertrag. Bestehen nun Windparks sowohl aus gesetzlich geförderten als auch aus per Ausschreibungszuschlag geförderten Windenergieanlagen ("gemischte Windparks"), kommt es durch den unterschiedlichen gesetzlichen Aufteilungsmaßstab zu einer nicht unerheblichen Verschiebung von Strommengen zwischen den Anlagen. Dies kann zu einer Überförderung der gesetzlich geförderten Anlagen führen, da diese aufgrund des Stichtags 1. Januar 2017 bzw. der Übergangsregelung in § 22 EEG 2017 häufig mit einem höheren anzulegenden Wert gefördert werden. § 24 Abs. 3 EEG 2021 müsste dann insoweit geändert werden, dass das Sammelmessergebnis bei „gemischten Windparks“ nur nach Maßgabe der jeweiligen Referenzerträge aufgeteilt werden darf.

### **Änderungsvorschlag § 53 Abs. 1 Satz 2 EEG 2021:**

„Der Wert nach Satz 1 verringert sich um die Hälfte für Strom aus ausgeförderten Anlagen, die mit einem intelligenten Messsystem [einfügen: gem. § xxx / mit xx Funktionalitäten] ausgestattet sind.“

Auch an dieser Stelle wird durch die Formulierung „mit einem intelligenten Messsystem“ nicht deutlich, ob es sich um irgendein zertifiziertes Messsystem handeln kann, oder ob es sich um Messsysteme handeln muss, für die das BSI für die konkreten Erzeugungsanlagen eine Markterklärung ausgesprochen hat.

## **2.7. Ausschreibungsbedingte Förderung**

### **Solaranlagen**

Der BDEW begrüßt die in Art. 1 Nr. 13 bis 16 des Regierungsentwurfs der Formulierungshilfe vorgesehene Änderung. Er regt aufgrund entsprechender Praxisfälle an, klarzustellen, zu welchem Zeitpunkt ein Satzungsbeschluss für ausschreibungspflichtige Solaranlagen, bei denen für die EEG-Förderung ein Bebauungsplan die Aufstellfläche abdecken muss, vorliegen muss. Dies muss bei Solaranlagen in der gesetzlichen Förderung der Zeitpunkt der Errichtung der Anlage sein (§ 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG 2021), hilfsweise nach § 48 Abs. 1 Satz 2 und 3 EEG 2021 auch ein späterer Zeitpunkt mit den dort genannten Einschränkungen. Diese Prämisse fehlt aber im Rahmen von § 37 bzw. §§ 38 und 38a EEG 2021 für Solaranlagen in den EEG-Ausschreibungen. Daher ist aktuell fraglich, ob der Satzungsbeschluss bereits zum Zeitpunkt der Antragstellung auf Zahlungsberechtigung vorliegen muss, wofür der zeitliche Förderrückbezug nach § 38a Abs. 2 Satz 2 EEG 2021 spricht, oder ob der Satzungsbeschluss wie im Falle von § 48 Abs. 1 Satz 2 und 3 EEG 2021 noch nachgeholt werden kann und darf.

### **Windenergieanlagen**

In § 36j EEG 2021 sollte klargestellt werden, dass Zusatzgebote auch vor Inbetriebnahme der entsprechenden Anlagen abgegeben werden können. Dies entspricht dann auch der grundlegenden Systematik der EEG-Ausschreibungen, dass Gebote grundsätzlich nicht erst nach Inbetriebnahme der korrespondierenden Anlagen abgegeben werden dürfen, und es entsteht ein grammatikalischer Gleichklang innerhalb der Regelung, die in ihrem letzten Teilsatz nicht nur die tatsächlich *durchgeführte* Erhöhung (Inbetriebnahme) sondern auch die *geplante* Erhöhung nennt.

Außerdem muss das Verhältnis von § 36j Abs. 1 zu § 22 Abs. 2 EEG 2021 klargestellt werden. Nach BDEW-Verständnis ist ein Betreiber einer Windenergieanlage befugt, die bezuschlagte Leistung der Anlage nach § 22 Abs. 2 Satz 1, 2. Halbsatz, EEG 2021 um bis zu 15 Prozent zu überschreiten. Unklar bleibt dann allerdings, ob er bei einer Überschreitung um mehr als 15 Prozent ein Zusatzgebot für den vollständigen Überschreibungsbetrag oder nur für den Betrag jenseits der 15 Prozent abgeben muss.



## **§ 36j Abs. 1 EEG 2021 sollte daher wie folgt angepasst werden:**

*„Abweichend von § 36c können Bieter einmalig Gebote für bezuschlagte Windenergieanlagen an Land ~~nach deren Inbetriebnahme~~ abgeben, wenn die installierte Leistung der Anlagen um mehr als 15 Prozent erhöht wird oder werden soll (Zusatzgebote); in diesem Falle ist § 22 Absatz 2 Satz 1, 2. Halbsatz, bis zu einer installierten Leistung von 15 Prozent anzuwenden, so dass das Zusatzgebot nur für den überschießenden Betrag abgegeben werden muss.“*

## **2.8. Gesetzliche Förderung**

### **2.8.1. Biomasse**

#### **Kleingülleanlagen nach § 44 EEG 2021**

Der BDEW begrüßt, dass die Problematik der Förderung für Kleingülleanlagen nach § 44 EEG 2021 bis zu einer installierten Leistung von 150 kW einschl. der Förderbeschränkung oberhalb einer Bemessungsleistung von 100 kW nach § 44c Abs. 1 EEG 2021 durch den Gesetzgeber gelöst worden ist. Allerdings fehlt eine Lösung für Bestandsanlagen nach § 44 EEG 2017. Hier hat der BDEW allein im süddeutschen Bereich eine zweistellige Zahl von Anlagen identifiziert, die die 75 kW Bemessungsleistung in 2020 überstiegen haben und bei denen folglich juristisch fraglich ist,

- › wie überhaupt die Förderung oberhalb einer Bemessungsleistung von 75 kW nach § 44 EEG 2017 und
- › wie das Verhältnis der Regelung zur 100 kW-Schwelle nach § 44c Abs. 1 EEG 2017 ist.

#### **Flexibilitätsprämie und -zuschlag nach §§ 50a und 50b EEG 2021**

Gemäß § 50a Abs. 1 Satz 2 EEG 2021 verringert sich der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag nach § 50a Abs. 1 Satz 1 EEG 2021

*„für die Anlagenbetreiber, die für ihre Anlage die Flexibilitätsprämie nach § 50b dieses Gesetzes oder nach der für sie maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Anspruch genommen haben, auf 65 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und Jahr, die gegenüber der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zusätzlich flexibel bereitgestellt wird.“*

Diese Regelung hatte der Deutsche Bundestag in den Regierungsentwurf des EEG 2021 eingefügt und wie folgt begründet:<sup>4</sup>

*„Mit der Änderung von § 50a EEG 2021 wird der Flexibilitätszuschlag für frühere Bezieher der Flexibilitätsprämie beschränkt. Sowohl der Flexibilitätszuschlag als auch die Flexibilitätsprämie sollen die Anlagenbetreiber entschädigen für Investitionsmehrkosten, welche die Anlagenbetreiber durch die Einhaltung der jeweiligen Flexibilitätsanforderungen haben. So erhalten den Flexibilitätszuschlag auch Bestandsanlagen, die erfolgreich an der Ausschreibung für eine 10-jährige Anschlussförderung teilgenommen haben. Haben diese Bestandsanlagen jedoch bereits vorher die Flexibilitätsprämie erhalten, sind die Investitionskosten bereits für bis zu 50 Prozent flexibel bereitgestellter Leistung zum Zeitpunkt der Inanspruchnahme der Anschlussförderung amortisiert. Hier bedarf es für die richtige Anreizsetzung Anpassungen, um Mitnahmeeffekte und eine Doppelförderung für ein und dieselbe Leistung zu verhindern.“*

Die im Gesetzeswortlaut und in der Begründung verwendeten Begriffe „(zusätzlich) flexibel bereitgestellte Leistung“ existieren jedoch im Rahmen der Förderung der Flexibilitätsprämie nicht. Dementsprechend ist unklar, auf welche Leistung sich diese Begriffe beziehen. Dies erfordert eine gesetzgeberische Anpassung von § 50a Abs. 1 Satz 2 EEG 2021. Ohne eine solche Änderung kann diese Regelung nicht praktiziert werden, weil unklar ist, wie diese zusätzlich flexibel bereitgestellte Leistung und damit auch der Abzugsbetrag, der der Regelung innewohnt, bestimmt wird.

Der BDEW verweist insoweit auf die [Vorschläge](#) des „Runden Tisches bei der Clearingstelle EEG/KWK“ zur Anpassung der Regelung“.

### **Nachweisführung bei Biomasseanlagen nach dem EEG 2021**

Das EEG 2021 enthält gerade bei Biomasseanlagen diverse Nachweispflichten, die gesetzlich konkretisiert werden müssten:

- › § 44c Abs. 3 EEG 2021: Nachweis, dass keine kosteneffiziente Möglichkeit zur Nutzung als hocheffiziente KWK-Anlage besteht; Vorschlag: Umweltgutachten,
- › § 44c Abs. 7 EEG 2021: Herstellerunterlagen für serienmäßig hergestellte Anlagen bis 2 MW: Diese müssen nun auch eine Bestätigung der Hocheffizienz enthalten, um von Gesetzes wegen berücksichtigt zu werden,
- › § 50 Abs. 3 EEG 2021: Die dort genannten Kriterien können vom Netzbetreiber, insbesondere bei Überschusseinspeisung, nicht überprüft werden; Vorschlag: Umweltgutachten.

---

<sup>4</sup> BT-Drs. 19/25326, S. 22.

### 2.8.2. Solarstrom – § 48 Abs. 5 EEG 2021

Der Deutsche Bundestag hatte am 17. Dezember 2020 beschlossen, die gesetzliche Förderung für Strom, der in Solaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 300 Kilowatt bis einschließlich 750 Kilowatt, die auf, an, oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand errichtet werden, erzeugt wird, nur für 50 % der erzeugten Strommenge bestehen zu lassen. Für den darüberhinausgehenden Anteil der erzeugten Strommenge verringert sich der Anspruch nach § 19 Abs. 1 EEG 2021 auf Null.

Trotz der in der Formulierungshilfe der Bundesregierung bereits vorgesehenen Anpassung dieser Regelung um das Kalenderjahr fehlt hier aber die Klarstellung, dass nach Abschluss des zeitlichen Bezugsrahmens nur die Arbeitsmengen der Erzeugung und der Einspeisung miteinander verglichen werden, und dass keine ¼-Stunden-seitige Betrachtung unterjährig stattfindet.

#### Die Regelung sollte daher wie folgt angepasst werden:

„(5) Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 und 2 besteht für Strom, der erzeugt wird in Solaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 300 Kilowatt bis einschließlich 750 Kilowatt, die auf, an, oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand errichtet werden, nur für 50 Prozent in einem Kalenderjahr **von dieser Anlage** erzeugten Strommenge. Für den darüberhinausgehenden Anteil der erzeugten Strommenge verringert sich der Anspruch nach § 19 Absatz 1 auf null, **soweit dieser Anteil in das Netz eingespeist wird.**“

## 2.9. EEG-Umlagepflicht

### 2.9.1. Kraftwerkseigenverbrauch innerhalb von Windparks / EEG-umlagerechtliche Herausforderungen bei Windparks

Eine gesetzgeberische Lösung der nachfolgend dargestellten Problematik ist essenziell für die rechtssichere Abwicklung der EEG-Umlage in den genannten Konstellationen und der Vermeidung von Rechtsstreitigkeiten insbesondere für zurückliegende Sachverhalte.

### 2.9.2. Entfallen der EEG-Umlage bei Kraftwerkseigenverbrauch für Leitungs- und Umlaufverluste

In reinen EE-Erzeugungssachverhalten (Beispiel: Windparks) müssten sowohl in Eigenversorgungskonstellationen als auch in Konstellationen mit verschiedenen Anlagen-/Infrastrukturbetreibern Leitungs- und Trafoverluste als Kraftwerkseigenverbrauch nach § 61a Nr. 1 EEG 2021 eingeordnet werden können und damit EEG-umlagebefreit sein. Flankierend sollte eine Amnestieregelung für die Vergangenheit aufgenommen werden. Derzeit herrscht diesbezüglich keine eindeutige Rechtssicherheit und im schlimmsten Falle drohen erhebliche rückwirkende

Forderungen, da Leitungs- und Trafoverluste ca. 1-2 % der gesamten erzeugten Leistung ausmachen.

Hinsichtlich reiner Eigenversorgungskonstellationen bestand bislang in der Branche Einigkeit, dass Leitungs- und Umspannverluste in reinen Erzeugungssachverhalten (Eigenversorgung) nicht EEG-umlagererelevant sind oder – je nach Rechtsauffassung – unter den Tatbestand des Kraftwerkseigenverbrauchs nach § 61a Nr. 1 EEG 2021 fallen. Die Auslegung des Merkmals „Verbrauch in der Stromerzeugungsanlage oder in deren Neben- und Hilfsanlagen zur Erzeugung von Strom im technischen Sinn“ sollte nach der Gesetzesbegründung zum EEG 2014 an die stromsteuerrechtliche Auslegung des Kraftwerkseigenverbrauchs angelehnt werden. Auf Basis eines Urteils des FG Berlin-Brandenburg konnte bislang vertreten werden, dass eine Stromsteuerbefreiung für Trafo-/ Umspannverluste nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG als Verbrauch in notwendigen Neben- und Hilfsanlagen und damit Erscheinungsform des Kraftwerkseigenverbrauchs gewährt werden kann, wenn die Umspannung erforderlich ist, damit der Strom eingespeist werden kann. Denn die Herstellung des Stroms sei erst abgeschlossen, wenn der Strom dem Endverbraucher tatsächlich (durch Einspeisung) zur Verfügung gestellt wird. Der Bundesfinanzhof (BFH) sah dagegen in nächster Instanz die Verbräuche in Umspann- und Transformationsanlagen nicht als stromsteuerfrei an. Es ist daher zu befürchten, dass eine einheitliche Rechtsauffassung zu der Frage, ob diese Verbräuche unter § 61a Nr. 1 EEG 2021 gefasst werden können, zukünftig nicht mehr möglich ist. Der BDEW fordert den Gesetzgeber daher auf, präzisierend klarzustellen, dass in reinen Erzeugungssachverhalten Leitungs- und Umspannverluste von der EEG umlagebefreit sind und damit Rechtssicherheit herzustellen.

Da zudem 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).

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

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

#### **Formulierungsvorschlag für § 61a Satz 4 EEG 2021:**

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

### Formulierungsvorschlag für § 104 Abs. 12 EEG 2021:

**„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.“**

### Schätzweise Erfassung von EEG-umlagererelevanten Strommengen

In Fällen, in denen Schätzverfahren, wie etwa SCADA-Wertverfahren, bereits eine verlässliche Datengrundlage für die Erfassung von Strommengen vor einer möglichen Abgrenzung bietet, sollte es möglich sein, auf geeichte Erzeugungszähler zu verzichten. Dafür müsste die schätzweise Erfassung von Strommengen, die aktuell und noch für das Kalenderjahr 2020 durch die Übergangsvorschrift des § 104 Abs. 10 EEG 2021 ermöglicht wird, neben der schätzweisen Abgrenzung von Strommengen unter den Voraussetzungen des § 62b Abs. 2 EEG 2021 ebenfalls möglich sein. Dies gelte nur, wenn die Erzeugungszähler lediglich für die Erfassung der EEG-umlagererelevanten Strommengen genutzt würden, aber nicht für Bilanzierungszwecke.

### Formulierungsvorschlag für § 62b Abs. 1 Satz 1 EEG 2021-E (neu):

**„Satz 1 ist für die Erfassung von Strommengen in reinen Erzeugungssachverhalten entsprechend anzuwenden.“**

### 2.9.3. EEG-Umlage bei Speichern

In § 61l Abs. 1b EEG 2021 sollte ein neuer Satz 4 aufgenommen werden, der die Anwendbarkeit der Regeln zur Messung und Schätzung von EEG-Umlagepflichten eindeutig klarstellt, um Rechtsstreitigkeiten zu vermeiden und die Abwicklung des Saldierungsmechanismus zu erleichtern:

### Änderungsvorschlag § 61l Abs. 1b Satz 4 EEG 2021 (neu):

**„Die Paragraphen 62 a und b sowie 104 Abs. 10 und 11 EEG 2021 sind entsprechend anzuwenden.“**

Verbesserungen für die rechtliche und wirtschaftliche Situation aktiver Speicherkunden, die am Markt mit Flexibilitäten oder Systemdienstleistungen teilnehmen (bivalente Speicherbetreiber) müssen über die Ansätze hinausgehen, die die BNetzA in ihrem [Evaluierungsbericht](#) zu § 61l EEG bereits aufzeigt. Kosten, Abwicklungsaufwand und die Rechtsunsicherheit in der Umsetzung für die Anwendbarkeit von Mess- und Schätzregeln oder bestimmter, einfacherer Messkonzepte, sind weiterhin zu hoch.

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

#### **§ 60 Abs. 1 EEG 2017 EEG-E:**

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

#### **2.9.4. EEG-Umlage bei E-Mobilität**

Für E-Mobilitäts-Sachverhalte, in denen sowohl der eigentliche EEG-Umlageschuldner als auch Dritte als Letztverbraucher mit unterschiedlichen EEG-Umlagesätzen anzusehen sind (bspw. bei Eigenversorgung und Drittbelieferung) und eine Bagatellzurechnung nach § 62a EEG 2021 nicht in Frage kommt, fordert der BDEW zudem, einen pauschalen EEG-Umlagesatz für E-Mobilitätskonstellationen einzuführen, der unter 100 Prozent liegt, bspw. 80 Prozent. Dies würde zu einer deutlichen Vereinfachung der Abrechnung und Abwicklung eines Sachverhalts mit ständig wechselnden Letztverbrauchern für alle Beteiligten führen. In der Praxis stellt die Unsicherheit, die volle EEG-Umlage für E-Mobilitätskonstellationen zahlen zu müssen, obwohl auch reduzierte EEG-Umlagesätze möglich wären (Eigenversorgungsprivilegien, Besondere Ausgleichsregelung), einen enormen Hemmschuh für den Ausbau von Ladeinfrastruktur dar.

Hierfür müsste ein neuer EEG-Umlage-Privilegierungstatbestand geschaffen werden, etwa in § 61l Abs. 5 EEG 2021. Der EEG-Umlageschuldner könnte dann zwischen einer aufwändigen sauberen messtechnischen Erfassung (§ 62b Abs. 1 EEG 2021), einer Zahlung der vollen EEG-Umlage auf sämtliche Strommengen (§ 62b Abs. 2 Nr. 1 EEG 2021), einer detaillierten Schätzung der Strommengen (§ 62b Abs. 2 Nr. 2 EEG 2021), und dem pauschalen EEG-Umlagesatz wählen. Der Pauschalsatz muss dabei hoch genug gegriffen sein, damit kein Missbrauch und Minderung des EEG-Umlagekontos eintritt.

### **2.9.5. Unternehmensbegriff bei EEG-Umlageermäßigungen für Wasserstoff-Herstellung**

Die aktuellen Regelungen in § 64a und § 69b EEG 2021 berücksichtigen Zweckgesellschaften als Betreiber von Elektrolyse-Einrichtungen nicht hinreichend:

Alle drei Begünstigungstatbestände in § 64a Abs. 1, 5 und 6 EEG 2021 greifen ihrem Wortlaut nach dann nicht, wenn der Betreiber der Elektrolyseanlage eine Gesellschaft ist, die allein zu diesem Zweck gegründet wird (sog. *Zweckgesellschaft*). Gleiches gilt für die Umlagebefreiung nach § 69b EEG 2021. Eine solche Zweckgesellschaft ist in der Energiewirtschaft für Erzeugungsanlagen allgemein üblich (vgl. z. B. Wind- oder Solarparks) und wird vor allem dann das Mittel der Wahl sein, wenn sich zwei oder mehr unabhängige Joint Venture-Partner zusammenschließen, um eine großvolumige Elektrolyseanlage als wesentlichen Teil eines Wasserstoffprojekts zu bauen und zu betreiben.

Eine solche Zweckgesellschaft wird aber in der Regel gerade nicht mit eigenem Personal ausgestattet und die Liefer- und Abnahmebeziehungen bestehen häufig vorrangig zum Konzern bzw. den jeweiligen Joint Venture-Partnern. Die für den Unternehmensbegriff – wie ihn das BAFA auch für § 64a Abs. 1 EEG 2021 voraussetzt – erforderliche organisatorische, personelle und wirtschaftliche Unabhängigkeit erfüllt eine Zweckgesellschaft daher in der Regel nicht.

Außerdem stellt eine Zweckgesellschaft aufgrund ihrer eigenen Rechtspersönlichkeit auch nicht bloß einen (selbstständigen oder nichtselbstständigen) Unternehmensteil im Sinne der Absätze 5 und 6 dar. Es ist auch nicht erkennbar, warum eine Privilegierung für (rechtspersönlich sowie wirtschaftlich und organisatorisch) unselbstständige Unternehmensteile gewollt ist, nicht jedoch für Zweckgesellschaften, die rechtspersönlich selbstständig, aber wirtschaftlich und organisatorisch eng in den Konzern eingebunden bzw. mit den Joint Venture-Partnern verbunden sind. Es ist auch nicht erkennbar, weshalb der Gesetzgeber in § 69b EEG 2021 keine den Abs. 5 und 6 des § 64a EEG 2021 entsprechenden Ausweitungen des Befreiungstatbestands auf selbstständige und unselbstständige Unternehmensteile vorgenommen hat. Da § 69b EEG 2021 lediglich eine Befreiung für Strom vorsieht, der für eine Wasserstoffelektrolyse eingesetzt wird, wäre ein Gleichlauf mit § 64a Abs. 6 EEG 2021 naheliegend, für welchen die organisatorische, personelle und wirtschaftliche Selbstständigkeit gerade nicht verlangt wird. Mit Blick auf die identische gesetzgeberische Zielsetzung wären auch die Argumente dieselben.

Um den Anwendungsbereich der §§ 64a und 69b EEG 2021 nicht unnötig um ein wichtiges Segment zu beschneiden und damit dem gesetzgeberischen Zweck nicht zu entsprechen, sollte daher

- › entweder die Unternehmensdefinition in **§ 3 Nr. 47 EEG 2021 wie folgt angepasst werden:**

„47. „Unternehmen“ jeder Rechtsträger, der einen nach Art und Umfang in kaufmännischer Weise eingerichteten Geschäftsbetrieb unter Beteiligung am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr nachhaltig mit eigener Gewinnerzielungsabsicht betreibt; **für eine Begrenzung nach § 64a oder eine Verringerung nach § 69b gilt als Unternehmen jeder Rechtsträger, der Wasserstoff herstellt.**“

- › oder **§ 64a Abs. 6 und § 69b Abs. 1 EEG 2021 wie folgt geändert werden:**

§ 64a Abs. 6 EEG 2021:

„(6) Unbeschadet von Absatz 5 sind die Absätze 1 bis 4 für einen nichtselbständigen Unternehmensteil **oder einen Rechtsträger, der die Anforderungen an ein Unternehmen im Sinne des § 3 Nr. 47 nicht erfüllt**, in dem Wasserstoff elektrochemisch hergestellt wird, entsprechend anzuwenden mit der Maßgabe, dass die Einrichtung zur Herstellung von Wasserstoff über mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen an allen Entnahmepunkten und Eigenversorgungsanlagen verfügt. Das Gesamtunternehmen muss nicht einer Branche der Anlage 4 zuzuordnen sein. Abweichend von Absatz 2 wird die EEG-Umlage für den Strom begrenzt, den die Einrichtung zur Herstellung von Wasserstoff verbraucht. Bei der Ermittlung der Bruttowertschöpfung werden die Aufwendungen und Erlöse zugrunde gelegt, die in unmittelbarem Zusammenhang mit der Wasserstoffherstellung stehen.“ [Unterstrichener Satzteil als Vorschlag für eine Ergänzung.]

§ 69b Abs. 1 EEG 2021:

„(1) Der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage verringert sich auf null für Strom, der ~~von einem Unternehmen~~ zur Herstellung von Grünem Wasserstoff unabhängig von dessen Verwendungszweck in einer Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff verbraucht wird, die, sofern in dieser Einrichtung Strom aus dem Netz verbraucht werden kann, über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist. Satz 1 ist nicht in Kalenderjahren anzuwenden, in denen bei dem Unternehmen die EEG-Umlage nach § 64a begrenzt ist.“

## **2.10. Streichung der Fristen für Rechtsverordnungen (§ 96 Abs. 4 EEG 2021)**

Dass die Frist für eine Rechtsverordnung nach § 93 EEG 2021 gestrichen werden soll, sieht der BDEW als unproblematisch an, wenn – wie in der Begründung vorgesehen – die Verordnung bereits erlassen ist, wenn das Änderungsgesetz in Kraft tritt.

Zur Streichung der Frist für eine Rechtsverordnung nach § 95 Nr. 2 EEG 2021 **spricht sich der BDEW nochmals ausdrücklich gegen eine Ausweitung von Ausstattung von Erzeugungsanlagen bis 7 kW mit intelligenten Messsystemen über das EEG 2021 sowohl für Bestands- als auch Neuanlagen aus** (vgl. auch die [BDEW-Stellungnahme zum EEG 2021-RegE](#), S. 43 ff.). Ggf.



bereits angedachte Ausweitungen der Pflichten nach § 9 EEG 2021 auf Erzeugungsanlagen in diesem Kleinst-Leistungssegment über eine Rechtsverordnung nach § 95 Nr. 2 EEG 2021 lehnen wir ab, da weder die Sichtbarkeit noch die Fernsteuerung dieser Anlagen für die Netzsicherheit erforderlich sind. Sofern sich in entfernter Zukunft diese Notwendigkeit ergeben sollte, kann die Bundesregierung dann von ihrer Verordnungsermächtigung Gebrauch machen. Hierfür dürfte die Streichung der Frist zielführend sein.

## **2.11. Berücksichtigung von Umsteller-Anlagen in den Übergangsregelungen in § 100 Abs. 1 EEG 2021**

§ 100 Abs. 1 EEG 2021 ordnet an, dass die bisherige Rechtslage weiterhin anzuwenden ist, für Strom aus Anlagen,

- › die vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind,
- › deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins vor dem 1. Januar 2021 ermittelt worden ist oder
- › die vor dem 1. Januar 2021 als Pilotwindenergieanlage an Land im Sinn von § 3 Nummer 37 Buchstabe b durch das Bundeswirtschaftsministerium oder als Pilotwindenergieanlage auf See im Sinn von § 3 Nummer 6 des Windenergie-auf-See-Gesetzes durch die Bundesnetzagentur festgestellt worden sind.

Die Inbetriebnahme in § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021 stellt auf die Definition in § 3 Nr. 30 EEG 2021 ab, also Inbetriebnahme ausschließlich mit EE. Hierdurch wird den Betreibern von KWK-Anlagen, die bislang noch nicht mit EE betrieben worden sind, aber im Rahmen von § 100 Abs. 3 EEG 2017 i. V. m. § 18 MaStRV wegen Stilllegung einer Bestands-EE-Anlage deren Leistung übernehmen wollen, diese Möglichkeit verschlossen. Im Sinne dieser Regelung wäre die Anlage dann nicht vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen.

Dementsprechend sollte § 100 Abs. 1 EEG 2021 durch folgenden Satz 2 ergänzt werden:

**„Als vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen gelten auch mit Biomethan betriebene Anlagen, wenn diese aufgrund von § 100 Absatz 3 Satz 2 bis 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der bis zum 31. Dezember 2020 geltenden Fassung die Kapazität von stillgelegten Biomethan-Anlagen nach dem 31. Dezember 2020 teilweise oder vollständig übernommen haben.“**

## **2.12. Energiewirtschaftlicher und juristischer Korrekturbedarf im KWKG 2020**

### **2.12.1. § 1 KWKG 2020 - Änderung des Anwendungsbereichs des KWK-Gesetzes**

Der Entwurf der Formulierungshilfe sieht vor, dass vom strombezogenen Anwendungsbereich auf einen anlagenbezogenen Anwendungsbereich gewechselt wird. Der BDEW lehnt dies jedenfalls in der nicht differenzierenden Form der Formulierungshilfe aus folgenden Gründen ab:

Ein Betreiber einer KWK-Anlage, die mit Fermenter-Biogas oder Biomethan betrieben wird und durch das EEG gefördert wird, dürfte aufgrund einer solchen Regelung nicht mehr ab dem Ende der gesetzlichen EEG-Förderdauer, aber auch nicht vor deren Ende, durch das KWK-Gesetz gefördert werden. Aus den Erfahrungen mit der Einführung der Nachhaltigkeitsanforderungen für Flüssigbiomasse-Anlagen heraus kann die Einführung der Nachhaltigkeitsanforderungen für Biogasanlagen durch die Novellierung der BioSt-NachV aber durchaus zu einem vorzeitigen Übergang aus der EEG-Förderung in eine KWKG-Förderung auf Basis von Erdgas führen.

Der BDEW sieht es daher als nötig an, dass die **geplante Änderung des § 1 Abs. 3 KWKG** zumindest noch wie folgt modifiziert wird:

**„KWK-Anlagen, die nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes finanziell gefördert werden, fallen nicht zeitgleich in den Anwendungsbereich dieses Gesetzes.“**

#### **2.12.2. § 6 KWKG – 1 kW-Grenze als Zuschlagsvoraussetzung für neue, modernisierte oder nachgerüstete KWK-Anlagen**

Der BDEW begrüßt, dass die seit dem 1. Januar 2021 in § 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 5 KWKG 2020 enthaltene Vorgabe gestrichen werden soll, dass alle KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 kW die Anforderungen in § 9 Abs. 1, 1a oder 2 EEG 2021 erfüllen und mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden müssen. Offenbar wurde die Anpassung dieser Regelung an die Vorgaben aus dem EEG 2021 für Erneuerbare-Energien-Anlagen versäumt, da es im EEG 2021 keine entsprechende, bis auf eine Leistung von 1 kW herunter gehende Verpflichtung gibt.

#### **2.12.3. § 5 KWKG - Anspruch auf Zuschlagszahlung für KWK-Anlagen und Förderung innovativer KWK-Systeme**

Der BDEW begrüßt, dass der Entwurf der Formulierungshilfe in § 35 Abs. 21 KWKG eine realitätsnähere Übergangsregelung für den neuen Schwellenwert für die ausschreibungspflichtigen KWK-Anlagen in § 5 KWKG einfügt.

#### **2.12.4. § 7a KWKG – Bonus für innovative erneuerbare Wärme (EE-Wärmebonus)**

Grundsätzlich begrüßt der BDEW, dass die Formulierungshilfe klarstellt, dass die Förderung nach § 7a KWKG auch für Anlagen gezahlt werden kann, die nicht in ein Wärmenetz einspeisen, sondern Wärme für „eine anderweitige Wärmebereitstellung“ erzeugen. Diese Klarstellung schafft mehr Flexibilität.

Der Gesetzgeber sollte die Gelegenheit nutzen und dringend notwendige Verbesserungen in den § 7a KWKG einbringen. So sollte die Förderung auch für bereits bestehende KWK-Anlagen gezahlt werden, die um eine neue EE-Wärme-Komponente ergänzt werden. Dies hatte der

BDEW bereits im Rahmen des Prozesses zum Kohleausstiegsgesetz gefordert und es ist dringend geboten, um die Fernwärme in bestehenden Wärmenetzen sukzessive zu dekarbonisieren. Dies ist einer von vielen wichtigen Bausteinen, um die Klimaziele für 2030 und 2050 im Gebäudesektor erreichen zu können.

#### **2.12.5. § 12 KWKG – Vorbescheid bei verbindlicher Bestellung oder BImSchG-Genehmigung für eine KWK-Anlage bis 31. Dezember 2026**

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die in § 12 KWKG 2020 vorgesehene Anpassung für die Vorbescheide angesichts von KWK-Anlagen, für die bereits zum 31. Dezember 2026 wesentliche Investitionsentscheidungen getroffen worden sind. Allerdings fehlt die Prämisse, dass entsprechenden Vorbescheide dann bis zum 31. Dezember 2026 auch beantragt worden sein mussten.

#### **Die Regelung sollte daher wie folgt formuliert werden:**

*„(1) Auf Antrag entscheidet das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle vor Inbetriebnahme von neuen KWK-Anlagen im Sinn des § 5 Absatz 1 Nummer 1 mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 10 Megawatt über die Frage der Zuschlagberechtigung durch schriftlichen oder elektronischen Vorbescheid. Die Bindungswirkung des Vorbescheides umfasst Höhe und Dauer der Zuschlagzahlung ab Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage gemäß der zum Zeitpunkt der Stellung des Antrags auf den Vorbescheid geltenden Fassung dieses Gesetzes, soweit die Voraussetzungen nach § 6 Absatz 1 Nummer 1 bis 5 sowie in den Fällen der §§ 7a bis 7c deren Voraussetzungen im Rahmen der Zulassung bestätigt werden und **bei einem bis zum 31. Dezember 2026 gestellten Antrag auf einen Vorbescheid bis zum 31. Dezember 2026 eine verbindliche Bestellung der KWK-Anlage oder im Fall einer Modernisierung eine verbindliche Bestellung der wesentlichen die Effizienz bestimmenden Anlagenteile im Sinn des § 2 Nummer 18 erfolgt ist oder für das Vorhaben bis zum 31. Dezember 2026 eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz in der jeweils geltenden Fassung vorgelegen hat.**“*

Darüber hinaus weist der BDEW jedoch darauf hin, dass diese Regelung noch nicht die Investitionssicherheit bietet, die insbesondere für den Bau von Anlagen gebraucht wird, die Kohle-KWK-Anlagen ersetzen. Der lange Vorlauf für Planung und Genehmigung führt dazu, dass nach wie vor eine erhebliche Planungsunsicherheit besteht. Daher bleibt die BDEW-Forderung bestehen, den beihilferechtlichen Vorbehalt der Geltung des Gesetzes nach dem 31. Dezember 2026 aufzuheben und die vom Bundestag beschlossene Verlängerung des KWKG bis Ende 2029 auch verlässlich und vollumfänglich wirksam werden zu lassen. Ansonsten sind in den nächsten Jahren Engpässe in der gesicherten Leistung zur Absicherung der Residuallast zu erwarten. Das Thema Versorgungssicherheit Strom und Wärme wird hier vernachlässigt.

Auch ist mit Blick auf den zeitlichen Vorlauf für den Bau größerer KWK-Anlagen die Jahresfrist gemäß § 12 Abs. 4 Nr. 1 KWKG auf drei Jahre zu erhöhen.

#### **2.12.6. § 20 Zulassung für den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen, Vorbescheid**

Mit der erneuten Einführung eines beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalts für Förderhöhen für Wärmenetze ab 15 Mio. Euro pro Unternehmen werden die Hürden für Investitionen in Wärmenetze wieder erhöht. Dies steht in direktem Gegensatz zu den erklärten Zielen der EU-Kommission und der Bundesregierung, die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Gebäudesektors schnell zu senken. Daher sollte dieser Genehmigungsvorbehalt in Abstimmung mit der EU-Kommission keinesfalls wieder eingeführt werden.

### **3. Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (BT-Drs. 19/29793)**

#### **Zusammenfassung:**

Der BDEW begrüßt das Vorhaben einer EEG-Umlagebefreiung von Elektrolyseuren als wichtigen Hebel für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft. Angesichts der notwendigen Mengen und der vorhandenen Potenziale steht die Erzeugung grünen Wasserstoffs in einem Spannungsfeld: Einerseits muss klar sein, dass die grundsätzliche Voraussetzung für die Produktion grünen Wasserstoffs die Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien ist. Andererseits sind die Bedingungen so zu setzen, dass der Hochlauf eines Wasserstoffmarktes regulatorisch und technologisch möglichst breit umgesetzt wird.

Die im Verordnungsentwurf der Bundesregierung aufgeführten Regelungen setzen vor diesem Hintergrund an mehreren Stellen einen zu engen Rahmen:

- › Der Nachweis der Nutzung von EE-Strom über **Herkunftsnachweise** greift auf ein etabliertes und bewährtes System der Nachweisführung zurück. Die Notwendigkeit, den Herkunftsnachweis verpflichtend mit einer zusätzlichen Angabe zur optionalen Kopplung (gekoppelte Herkunftsnachweise) nach § 16 Absatz 3 der HkRNDV zu versehen, sieht der BDEW jedoch sehr kritisch. Die unnötige Beschränkung auf diesen spezifischen Typ des Herkunftsnachweises lehnt der BDEW vor dem Hintergrund der damit einhergehenden Einschränkung für die Liquidität des Marktes für Herkunftsnachweise ab. Entsprechend wäre die Vorgabe des § 12i Absatz 2 b) EEV-E zu streichen.
- › Eine pauschale Obergrenze der Vollbenutzungsstunden führt nicht *per se* zu einem systemdienlichen Optimum. Daher sollte die Beschränkung mindestens auf die im Referentenentwurf enthaltenen 6000 Vollbenutzungsstunden angehoben, besser gestrichen werden (§ 12i Absatz 1 EEV-E).
- › Ebenfalls kritisch zu sehen ist die enge Begrenzung des Strombezugs aus dem benachbarten EU-Ausland auf maximal 15 Prozent. Hier sollte im Sinne des europäischen

Netzverbundgedankens und der regionalen Verflechtungen ein erhöhter EE-Strombezug aus dem EU-Ausland ermöglicht werden.

- › Die Optionen für eine EEG-Umlagebefreiung sollten unbedingt **wettbewerbsneutral** ausgestaltet sein. Daher verwundert es, dass die Anforderungen zur Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien für die Produktion von grünem Wasserstoff nach § 69b EEG 2021 nicht gleichermaßen für die Herstellung von Wasserstoff in stromkostenintensiven Unternehmen nach § 64a EEG 2021 gelten sollen.

Darüber hinaus weisen wir darauf hin, dass im Zusammenhang mit der Produktion von grünem Wasserstoff im Rahmen des § 64a oder § 69b EEG auch Projektgesellschaften als Betreiber entsprechender Elektrolyseure und damit als Unternehmen im Sinne der §§ 64a und 69b EEG 2021 zugelassen werden sollten. Falls nicht alle Unternehmenskriterien des einschlägigen BAFA-Merkblatts erfüllt werden können, darf dies aus BDEW-Sicht einer Anwendung dieser Regelung nicht entgegenstehen (Siehe auch Abschnitt II 9) "Unternehmensbegriff bei EEG-Umlageermäßigungen für Wasserstoff-Herstellung").

Die **Ausweitung der Flächenkulisse für Agri-PV** auf landwirtschaftlich genutzte Flächen für mehrjährige Kulturen und Dauerkulturen erhöht die Einsatzmöglichkeiten der Agri-PV und ist zu begrüßen. Der BDEW befürwortet außerdem die Anhebung der Ausschreibungsmengen für besondere Solaranlagen im Zuge der Innovationsausschreibungen von 50 MW auf 150 MW. Allerdings sollten das Ausschreibungsvolumen auf 250 MW und gleichzeitig die Grenze für Maximalgebote auf 30 MW angehoben werden.

Der BDEW begrüßt auch die in §§ 12a bis 12g EEV-E des Verordnungsentwurfs vorgesehene **Anschlussförderung von Güllekleinanlagen** als wertvollen und ökologisch sinnvollen Beitrag für den Weiterbetrieb dieser Anlagen im Zuge der Energiewende.

Unter Berücksichtigung der aktuell vier bei Bundesoberbehörden geführten Register, die Stromerzeugungsanlagen erfassen, aber untereinander nicht synchronisiert sind, erscheint es dem BDEW außerdem unbillig, dass die Netzbetreiber zur Lieferung von Daten zu Stromerzeugungsanlagen herangezogen werden sollen, die bislang nicht im **Marktstammdatenregister** eingetragen sind.

Der BDEW begrüßt schließlich, dass Art. 6 Nr. 1 des Verordnungsentwurfs die „**innovative erneuerbare Wärme**“ nach § 2 Nr. 12 KWKAusV auf Wärme aus dem gereinigten Wasser von Kläranlagen ausweiten soll. Um das Potenzial der Abwasserwärme möglichst umfassend auszunutzen, sollte sowohl hier als auch in § 7a KWKG 2020 die Wärmeentnahme aus dem Zulauf von Kläranlagen genutzt werden dürfen.

## **Zu den einzelnen zu ändernden Verordnungen bzw. zu den Regelungskomplexen:**

### **a. Anschlussförderung von Güllekleinanlagen**

Der BDEW begrüßt die in §§ 12a bis 12g EEV-E des Verordnungsentwurfs vorgesehene Anschlussförderung von Güllekleinanlagen als wertvollen und ökologisch sinnvollen Beitrag für den Weiterbetrieb dieser Anlagen im Zuge der Energiewende.

Der BDEW bittet hierbei um Prüfung, ob der Anspruch daran geknüpft werden sollte, dass die Lagerung der Gülle/des Gärrestes für bzw. aus diesen Anlagen in **geschlossenen Behältern** erfolgt. Ansonsten könnte die ökologische Wirkung verfehlt werden, da Methan- und Lachgasemissionen bei der offenen Lagerung entstehen und nur bei geschlossenen Endlagern (dichte Membranen) tatsächlich vermieden werden.

Hinsichtlich der **Fälligkeit nach § 12e EEV-E** weist der BDEW darauf hin, dass der Anspruch nicht eher fällig werden kann, als der 3-Monatszeitraum nach § 12d EEV-E abgelaufen ist. Wenn ein Anlagenbetreiber daher die Mitteilung nach § 12e EEV-E innerhalb des 3-Monatszeitraums nach § 12d EEV-E vornimmt, kann es erst nach Ablauf dieses Zeitraums zu einer Fälligkeit der Förderung kommen. Dies muss in **§ 12e Satz 1 EEV-E durch folgenden Teilsatz verdeutlicht werden:**

***„; die Fälligkeit nach Halbsatz 1 tritt nicht vor Ablauf des Zeitraums nach § 12d ein“.***

## **b. Herstellung von „grünem Wasserstoff“**

### **Anwendungsbereich und Vertrauensschutz (§ 12h EEV-E)**

Der BDEW hat stets betont, dass die Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien für die Wasserstoffproduktion grundsätzliche Voraussetzung für eine diesbezügliche Reduktion der EEG-Umlage sein sollte. Daher sollten auch mit dem Erlass der Rechtsverordnung zur Umsetzung des § 93 EEG 2021 entsprechende Anforderungen an den Strombezug sowohl für den § 69b EEG 2021 als auch für den § 64a EEG 2021 gelten. Neben der Ausweitung der Anforderungen an die Herstellung von grünem Wasserstoff auf die Regelungen zur Herstellung von Wasserstoff in stromkostenintensiven Unternehmen nach § 64a EEG 2021 sollte in einem zweiten Schritt der Einsatz Erneuerbarer Energien grundsätzlich technologieoffen gefördert werden. Die Möglichkeiten der EEG-Umlagebefreiung sollten daher nicht auf elektrochemische Herstellungsverfahren begrenzt, sondern auf weitere Verfahren zur Erzeugung klimaneutraler Gase, wie Biomethan oder Wasserstoff aus der Dekarbonisierung von Erdgas, anwendbar sein.

Der BDEW unterstützt den übergeordneten Grundsatz, dass die durch eine EEG-Umlagebefreiung oder anderweitige (Investitions-)Förderung etablierte Elektrolyseprojekte keine neuen Netzengpässe generieren oder bestehende verstärken sollen. Das Potenzial einer flexiblen Betriebsweise von Elektrolyseanlagen sollte daher im Rahmen der Unterstützung und Erbringung von Systemdienstleistungen weitgehend erschlossen werden. Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen für den Betrieb der Stromnetze ist jedoch weder auf Seiten der Erzeugung noch auf Seiten der Last ein Regelungsbestand des EEG 2021. Sie sollte daher auch nicht anlässlich der Definition von grünem Wasserstoff in den Regelungsumfang des EEG 2021 eingehen. Sollten mit Blick auf den systemdienlichen Betrieb von Einrichtungen zur Herstellung von grünem Wasserstoff weitere Aspekte – insbesondere in Bezug auf die Standortbestimmung dieser Einrichtungen wie die räumliche Nähe zu EE-Erzeugungspotenzialen, zu

geologischen Speichern zur Wasserstoffspeicherung und dem Zugang zu einer Wasserstoffinfrastruktur – im Rahmen der Weiterentwicklung der Anforderungen berücksichtigt werden, muss für alle Anlagen, die unter die Übergangsregelung fallen, Bestands- und Vertrauensschutz gesetzlich verankert werden.

Die neuen Anforderungen an den systemdienlichen Betrieb der Einrichtungen zur Herstellung von grünem Wasserstoff, unverzüglich nachdem die Europäische Union die Anforderungen an Grünen Wasserstoff näher bestimmt hat, dürfen daher aus Gründen des **Vertrauensschutzes** keinesfalls zu Lasten der bis dahin getroffenen Investitionsentscheidungen gehen. Zu beachten ist auch, dass von der Investitionsentscheidung bis zur Inbetriebnahme oft 2 bis 3 Jahre vergehen können. Der Schutz der Investoren sollte sichergestellt werden. Hierfür bietet es sich an, als Anknüpfungspunkt für die Geltung der systemdienlichen Anforderungen auf eine nachweisliche Investitionsentscheidung, jedenfalls auf die Erteilung der BImSchG-Genehmigung abzustellen, statt auf die Inbetriebnahme. Alternativ könnte die Frist, zu der die neuen Anforderungen vorliegen sollen, um 2 bis 3 Jahre verlängert werden. Die Nachfolgeregelung sollte spätestens 18 Monate vor Ende der Übergangsregelung festgelegt sein, da ansonsten ein Fadenriss bei der Projektumsetzung droht.

Die notwendige **beihilferechtliche Genehmigung** muss so zügig in die Wege geleitet werden, dass zum vorgesehenen Inkrafttreten zum 1. Januar 2022 eine rechtssichere EEG-Umlagebefreiung möglich ist.

### **Anforderungen an grünen Wasserstoff (§ 12i EEG-E)**

Um eine systemdienliche Fahrweise anzureizen, sieht § 12i Absatz 1 EEG-E eine Obergrenze von 5.000 Vollbenutzungsstunden für die umlagebefreite Produktion von Grünem Wasserstoff vor. Pauschale Obergrenzen bei den Benutzungsstunden führen jedoch nicht automatisch zu einer Ausnutzung des systemdienlichen Optimums. So kann ein bedarfsgetriebener Betrieb mit Begrenzung der Vollbenutzungsstunden auch zu systemisch ungünstigen Zeiten stattfinden. Umgekehrt sind auch Konstellationen von EE-Anlagen und Elektrolyseuren denkbar, in denen das systemdienliche Betriebsoptimum des Elektrolyseurs oberhalb von 5.000 Vollbenutzungsstunden zu finden ist. Eine pauschale Begrenzung der Vollbenutzungsstunden ist daher abzulehnen und würde insbesondere zu Beginn des Markthochlaufs von Wasserstoff vor dem Hintergrund der gegenwärtig hohen Investitionskosten für Elektrolyseure ein zusätzliches Hemmnis für einen wirtschaftlichen Betrieb aufbauen. Wenn eine gesetzliche Obergrenze von Vollbenutzungsstunden für die umlagebefreite Produktion von Grünem Wasserstoff zwingend erforderlich sein muss, sollte diese keinesfalls unterhalb der im ursprünglichen Referentenentwurf des BMWi genannten 6.000 Vollbenutzungsstunden liegen.

Die Verordnung sieht vor, einen Strombezug aus Erneuerbaren Energien über das Stromnetz in Verbindung mit dem Erwerb einer entsprechenden Menge von EE-Herkunftsnachweisen zu ermöglichen. Dass der Strom dabei einerseits nachweislich aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Sinn des § 3 Nr. 21 EEG 2021 stammen muss und

andererseits sichergestellt werden muss, dass dieser keine Förderung nach dem EEG in Anspruch nimmt, ist richtig. Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass für die Nachweise **keine weiteren Angaben über die Beschaffenheit der einzelnen EE-Anlage** insbesondere in Bezug auf Alter, Inbetriebnahme oder Förderanspruch nach dem EEG vorausgesetzt werden.

Darüber hinaus begrüßt der BDEW die Möglichkeit, den EE-Strombezug auch außerhalb der deutschen Preiszone zu ermöglichen. Es ist auch richtig, dass dabei der Bezug aus Anlagen nur berücksichtigt werden kann, welche ihren Standort in einer Preiszone haben, die mit der Preiszone in Deutschland elektrisch verbunden ist. Das Festlegen einer Obergrenze von 15 Prozent schränkt die Nutzung von EE-Strom jedoch unnötig ein. Eine Ausweitung dieser Obergrenze ist daher angeraten, insbesondere mit Blick auf mögliche von der EU derzeit geprüften Offshore-Bidding-Zones.

### **Nachweisführung bei Stromlieferung über das Netz**

Herkunftsnachweise für Erneuerbare Energien nach § 30 der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV) stellen aus Sicht des BDEW ein sehr geeignetes Instrument zur Nachweisführung dar. Das Instrument stellt sicher, dass für die nachgewiesenen Strommengen keine EEG-Förderung in Anspruch genommen wurde. Außerdem wird durch die entsprechende Entwertung der Herkunftsnachweise eine Doppelvermarktung der Grünstromeigenschaften ausgeschlossen. Ein glaubhafter Strombezug nach § 93 EEG 2021 ist hiermit aus Sicht des BDEW hinreichend belegt.

Die Notwendigkeit, den Herkunftsnachweis verpflichtend mit einer zusätzlichen Angabe zur optionalen Kopplung nach § 16 Absatz 3 der HkRNDV zu versehen, sieht der BDEW nicht als gegeben. Im Gegenteil kann sich eine solche Verpflichtung kontraproduktiv für den avisierten Markthochlauf des grünen Wasserstoffs auswirken, da eine Weitergabe oder weitere Handelbarkeit des in dieser Form gekoppelten Herkunftsnachweises nicht vorgesehen ist. Die unnötige Beschränkung auf diesen spezifischen Typ des Herkunftsnachweises ist daher vor dem Hintergrund der damit einhergehenden Einschränkung für die Liquidität des Marktes für Herkunftsnachweise abzulehnen. Entsprechend ist die Vorgabe des § 12i Absatz 2 b) EEV-E zu streichen. Der BDEW betont in diesem Zusammenhang auch die offensichtliche Ungleichbehandlung zwischen Herkunftsnachweisen von Anlagen mit Standort im EU-Ausland nach § 12i Abs. 2 b) EEV-E, die nicht an eine Koppelung gebunden sind, und Herkunftsnachweisen von Anlagen mit Standort im Bundesgebiet, für die diese optionale Koppelung Voraussetzung ist.

In diesem Zusammenhang ist auch zu gewährleisten, dass sich der Elektrolyseur selbst mit EE-Strom aus eigenen Anlagen beliefern kann, und dass dies mit entsprechenden Herkunftsnachweisen nachgewiesen wird. Dies ist aktuell nicht möglich, da das System der Herkunftsnachweise darauf ausgelegt ist, dass diese vom EE-Anlagenbetreiber erstellt und von einem EltVU für eine Letztverbraucherbelieferung verwendet werden. Umso mehr muss das System dahingehend umgestellt werden, dass ein EE-Anlagenbetreiber, der sich aus EE-Anlagen selbst



beliefert, selbst zur Ausstellung und Entwertung dieser Herkunftsnachweise berechtigt sein muss. Hierauf hatte der BDEW auch in seiner [Stellungnahme zur laufenden EnWG-Novelle](#) hingewiesen.

### **Direktleitung**

Der BDEW weist darauf hin, dass das im EEG geltende Ausschließlichkeitsprinzip auch bei der EEG-Umlagebefreiung für die Herstellung von Wasserstoff zu einer Benachteiligung von Multi-Use-Speichern führt: Wird ein Speicher im Wege des Multi-Use betrieben, speichert er also auch einmal Netzstrom ein, dann „ergraut“ sämtlicher in dem Jahr gespeicherter EE-Strom im Speicher und darf dann nicht mehr zur Herstellung von grünem Wasserstoff verwendet werden. Bereits im Rahmen seiner [Stellungnahme zum Regierungsentwurf des EEG 2021](#) hat der BDEW angeregt, das Ausschließlichkeitsprinzip bei Speichern zu überdenken.<sup>5</sup>

### **Verbrauchsobjekt**

Die „Einrichtung zur Herstellung von grünem Wasserstoff“ muss auch die benötigten Nebenanlagen des Elektrolyseurs umfassen. Eine Begrenzung der Befreiung nur auf die Elektrolyse selbst ohne Einbezug der notwendigen Nebenanlagen wie Pumpen und Kompressoren konterkariert die Zielsetzung der Befreiung. Der BDEW regt eine entsprechende Klarstellung an.

### **Abwicklung der EEG-Umlage**

Der BDEW weist darauf hin, dass die **Nachweispflichten** durch ein Wirtschaftsprüferstat zu einem hohen finanziellen Aufwand beim Betreiber führen.

Der Ordnungsgeber sollte vereinfachte und einheitliche Nachweise für die Ersterhebung der angemessenen **Abschläge auf die EEG-Umlage** gemäß § 61j Abs. 3 EEG 2021 vorsehen. Andernfalls müsste der Elektrolyseur bzw. das Elektrizitätsversorgungsunternehmen im ersten Jahr nach Inbetriebnahme je nach Anwendungsfall ggf. die volle EEG-Umlage abführen, bevor nach Vorlage der Nachweise im Rahmen der Endabrechnung – frühestens nach dem 31. Mai des Folgejahres – eine vollständige Rückzahlung der EEG-Umlage erfolgen kann. Für das zweite Jahr nach Inbetriebnahme könnte der Netzbetreiber auf Grundlage der Endabrechnung

---

<sup>5</sup> Siehe S. 82, unten.

und der entsprechenden Nachweise für das Vorjahr dann entsprechend § 26 Abs. 1 Satz 2 EEG 2021 auf Abschlüsse auf die EEG-Umlage verzichten.

## **Weiteres**

Wir weisen darauf hin, dass im Zusammenhang mit der Produktion von grünem Wasserstoff im Rahmen des § 64a oder § 69b EEG auch Projektgesellschaften als Betreiber entsprechender Elektrolyseure und damit als Unternehmen im Sinne der §§ 64a und 69b EEG 2021 zugelassen werden sollten. Hierzu verweisen wir auf die vorstehenden Ausführungen in Abschnitt II 9) zur EEG-Umlagepflicht *“Unternehmensbegriff bei EEG-Umlageermäßigungen für Wasserstoff-Herstellung”*.

### **c. Änderung der Marktstammdatenregisterverordnung**

Gemäß dem einzufügenden § 13 Abs. 4 MaStRV-E sollen Netzbetreiber der BNetzA ihnen bekannte Stammdaten zu Marktakteuren, Einheiten, EEG- und KWK-Anlagen auf entsprechende Anforderung hin übermitteln müssen, auch wenn diese Daten nicht im Register erfasst sind, sofern diese Daten im Einzelfall für die Registerführung erforderlich sind. Der BDEW geht davon aus, dass es sich hierbei nicht um Anlagen handelt, für die die Fördersanktionen nach § 52 Abs. 1 bzw. 3 EEG 2021 oder Vorgängerregelungen, nach § 13a KWKG 2016/2020 oder nach § 23 MaStRV anzuwenden sind, da ansonsten aufgrund dieser Sanktionen davon auszugehen ist, dass die Betreiber dieser Anlagen diese alsbald nach Wirksamwerden der Sanktion registrieren werden.

Insoweit weist der BDEW darauf hin, dass die Daten den Netzbetreibern für diese nicht durch sie zu fördernden Anlagen nicht notwendigerweise vorliegen bzw. dass die Daten auch nicht notwendigerweise korrekt oder vollständig sein müssen, da Betreiber dieser Anlagen den zuständigen Netzbetreiber nicht zwingend über eine Inbetriebnahme entsprechender Anlagen oder eine Änderung der Daten zu diesen Anlagen informieren, z. B. über die Leistung der Anlagen. Außerdem ist es nach Ansicht des BDEW im Sinne einer Bürokratieverminderung deutlich sinnvoller, dass die aktuell parallel laufenden verschiedenen Register

- › beim BAFA zur Zulassung von KWK-Anlagen,
- › beim BLE zur nachhaltigen Stromerzeugung in EEG-Anlagen (NaBiSy),
- › beim UBA zur Ausstellung von Herkunftsnachweisen (Herkunftsnachweisregister) und
- › bei der BNetzA in Form des Marktstammdatenregisters

entsprechend synchronisiert werden, damit sämtliche der in den Registern registrierten Anlagen auch im MaStR erfasst werden.

Unter Berücksichtigung dieser Umstände erscheint es dem BDEW unbillig, dass die Netzbetreiber zur Lieferung entsprechender Daten herangezogen werden sollen. Der BDEW bezweifelt außerdem, dass dieser Inhalt der Verordnung von deren Ermächtigungsgrundlage gedeckt ist, und dass eine entsprechende Weitergabe der Daten datenschutzrechtlich zulässig ist.

#### **d. Änderung der Besondere-Ausgleichsregelung-Durchschnittspreis-Verordnung**

Der BDEW begrüßt die im Verordnungsentwurf vorgesehene Verlängerung der Übergangsregelung.

#### **e. Änderung der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung**

Hierzu wird auf die vorstehenden Darstellungen zu §§ 12h bis 12k EEG-E verwiesen.

#### **f. Änderung der Innovationsausschreibungsverordnung**

##### **§ 13 InnAusV**

Der BDEW begrüßt die Klarstellungen innerhalb des § 13 Abs. 2 InnAusV und die neue, sachdienliche und erforderliche Übergangsregelung in § 19 InnAusV-E.

Allerdings muss in § 13 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 InnAusV-E klargestellt werden, dass es sich bei der „**Nennleistung der Energiespeichertechnologie**“ nur um den Energiespeicher selbst handelt, aber nicht um den Wechselrichter des Energiespeichers. Dieser kann je nach Verfügbarkeit praktisch auch für eine größere Leistung geeignet sein, als für die des Speichers, z. B. weil der Anbieter nur bestimmte Leistungsgrößen im Angebot hat.

##### **§ 15 InnAusV**

Die Ausweitung der Flächenkulisse für Agri-PV auf landwirtschaftlich genutzte Flächen, auf denen mehrjährige Kulturen und Dauerkulturen angebaut werden, erhöht die Einsatzmöglichkeiten der Agri-PV und ist grundsätzlich zu begrüßen.

Der BDEW begrüßt außerdem die Anhebung der Ausschreibungsmengen für besondere Solaranlagen im Zuge der Innovationsausschreibungen von 50 MW auf 150 MW. Für einen Hochlauf innovativer PV-Konzepte ist aber aus unserer Sicht ein ambitioniertes Vorgehen notwendig. Daher schlägt der BDEW vor, das Ausschreibungsvolumen auf 250 MW und gleichzeitig die Grenze für Maximalgebote auf 30 MW (entsprechend der Maximalgrenze für Gebote für PV-Freiflächenanlagen) anzuheben. Durch die Möglichkeit größerer Projekte können die innovativen Konzepte mit geringerem Förderbedarf realisiert und damit die Markteinführung dieser Konzepte beschleunigt werden. Das erhöhte Ausschreibungsvolumen sollte zusätzlich zu den klassischen Innovationsausschreibungen und den Regelausschreibungen (für PV-Dach- und Freiflächenanlagen) ausgeschrieben und nicht von deren Ausschreibungsvolumina abgezogen werden. Die verpflichtende Anforderung für diese Ausschreibung zur Einreichung eines Gebotes als Anlagenkombination widerspricht dem Grundgedanken einer effizienten Flächennutzung durch solche Konzepte und sollte daher gestrichen werden.

#### **g. Änderung der KWK-Ausschreibungsverordnung**

Der BDEW begrüßt, dass durch die in Art. 6 Nr. 1 des Verordnungsentwurfs vorgesehene Ausweitung der „innovativen erneuerbaren Wärme“ nach § 2 Nr. 12 KWKAusV nun auch die Wärme aus dem gereinigten Wasser von Kläranlagen berücksichtigt wird. Allerdings greift diese Ausweitung ebenso zu kurz wie die Regelung in § 7a KWKG 2020. Um das Potenzial der Abwasserwärme möglichst umfassend auszunutzen, sollte in beiden Vorschriften auch die Wärmeentnahme aus dem Zulauf von Kläranlagen genutzt werden dürfen. Diese Öffnung würde höhere Temperaturniveaus für die Wärmeerzeugung zugänglich machen und damit die Wirtschaftlichkeit erhöhen, ohne dass ein Missbrauchspotenzial erkennbar wäre.

#### **4. IV. Gesetze zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht („EnWG-Novelle“)**

Der BDEW hat sich im Laufe des Gesetzgebungsvorhabens bereits umfassend mit einer ausführlichen Stellungnahme beteiligt. Der BDEW begrüßt die vorliegende überwiegend schlüssige Umsetzung der Strombinnenmarkttrichtlinie in nationales Recht, sieht aber an verschiedenen Punkten Änderungs- und/oder Klärungsbedarf. Im Fokus stehen dabei insbesondere folgende Punkte:

##### **Nutzen statt Abregeln (§ 13 Abs. 6a EnWG-E)**

In Zeiten drohender Netzüberlastung können zuschaltbare Lasten EE-Strom nutzen, der sonst zur Systemstabilisierung hätte abgeregelt werden müssen. Das Instrument ist im ehemaligen Netzausbaugebiet und auf der Übertragungsnetzebene bereits etabliert. Notwendig ist nun die Fortführung und Ausweitung der Regelung bundesweit auf andere Regionen und Netzebenen mit dauerhaftem Bedarf an „negativer Redispatch-Leistung“. Dies flankiert den voranschreitenden Ausbau Erneuerbarer Energien und trägt durch Sektorkopplung zur Dekarbonisierung und zur Flexibilisierung des Energiesystems bei. Dazu zählt auch, die Befristung der Maßnahme bis 2023 aufzuheben und bis mindestens 2030 zu verlängern, denn Sektorkopplung bleibt dauerhaft notwendiger und sinnvoller Teil der Energiewende.

##### **Entgeltbefreiung von Speichern (§ 3 Nr. 15c, § 118 Abs. 22 EnWG-E)**

Binnenmarkttrichtlinie und Binnenmarktverordnung sehen Regelungen vor, die sicherstellen sollen, dass Netzentgelte nicht zu einer Benachteiligung der Energiespeicherung führen. Technologiespezifische Ausnahmetatbestände und befristete Befreiungen stehen dem notwendigen Beitrag von Speichern für die Energiewende jedoch nach wie vor im Wege. Durch die Erweiterung des § 118 Abs. 6 EnWG lassen sich diese Nachteile beseitigen.

## Neue Pflichten Verteilernetzbetreiber (§§ 13-14e EnWG)

Die Verteilernetzbetreiber erhalten durch das Gesetz weitere Aufgaben wie die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen, die Vorlage von Netzausbauplänen und die Einrichtung und den gemeinsamen Betrieb einer Internetplattform. Den Verteilernetzbetreibern entstehen damit neue Kosten in erheblicher Höhe, die über die bisherigen Mechanismen der Anreizregulierungsverordnung nicht hinreichend erfasst werden. Die regulatorische Anerkennung dieser Kosten muss daher ergänzend klar geregelt werden. Bei der europarechtlich nicht gebotenen Schaffung einer gemeinsamen Internetplattform aller Verteilernetzbetreiber ist das Kosten-Nutzen Verhältnis nicht gegeben.

## Netzinvestitionen (§ 21 EnWG-E)

Die Strombinnenmarktrichtlinie sieht vor, dass die Investitionsbedingungen die „Lebensfähigkeit der Netze“ berücksichtigen sollen. Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass die Bundesregierung in ihrer Formulierungshilfe für einen entsprechenden Änderungsantrag diesen Sachverhalt aufgenommen hat.

## Verbraucherverträge (§ 41b EnWG)

Um rechtliche Unsicherheit bei elektronischen Vertragsabschlüssen auszuschließen, sollte die Erforderlichkeit **der Textform** bei Vertragsabschlüssen nach (§ 41b Abs. 1 EnWG-E) klarer abgegrenzt werden. Es bedarf einer Differenzierung zwischen telefonischen und elektronischen Vertragsabschlüssen, um Rechtssicherheit für Verbraucher und Energieversorgungsunternehmen zu gewährleisten und unnötige Bürokratie zu vermeiden. Darüber hinaus ist es aus Gründen der Rechtssicherheit dringend notwendig, für die verbraucherrechtlichen Regelungen eine handhabbare Übergangsfrist zu definieren. Die Umsetzung sollte zum nächsten marktüblichen Prozessanpassungstermin **zum 1. April oder zum 1. Oktober mit neunmonatigem Vorlauf nach Verkündung des Gesetzes erfolgen.**

## Regelungen zum Aufbau und Betrieb von Wasserstoffnetzen

Mit den Vorschlägen für eine Regelung des Aufbaus und Betriebs von Wasserstoffnetzen adressiert die Bundesregierung einen zentralen Aspekt der Nationalen Wasserstoffstrategie und eine wesentliche Voraussetzung für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft. Aus BDEW-Sicht muss es das Ziel sein, die vorhandene Gasinfrastruktur so weit wie möglich und nötig durch einen Transformationsprozess mit klimaneutralen Gasen auch in Zukunft für die Energiewende in allen Sektoren nutzbar zu machen. Der vorliegende Gesetzentwurf birgt

jedoch die Gefahr, durch fragmentarische Regelungen die Entwicklung der Gasinfrastruktur und die Integration von Wasserstoff erheblich zu erschweren und eine falsche Pfadabhängigkeit anzulegen.

- › Die Planung von Energienetzen ist immer langfristig angelegt und setzt einen sicheren Rahmen für Investitionsentscheidungen voraus. Dieser droht durch den vorliegenden Entwurf erheblich gefährdet zu werden. Die **Definition von Wasserstoff als Gas** im Sinne des EnWG wäre aus Sicht des BDEW der richtige Weg und würde auch die Finanzierung der Wasserstoffnetzinfrastruktur konsistenter machen und vereinfachen (§ 3 Nr. 19a EnWG).
- › Parallel zu den Gasnetzen entsteht durch den vorliegenden Entwurf ein Nebeneinander von regulierten und unregulierten Wasserstoffnetzen, deren Zusammenspiel unklar bleibt. Beim **verhandelten Netzzugang** drohen kleinteilige und unübersichtliche Strukturen, da eine Rechtsgrundlage für Branchenregelungen fehlt (§ 28o EnWG-E).
- › Bereits jetzt sollte dringend die **integrierte Systemplanung** aller Infrastrukturen ermöglicht werden.
- › Eine **gemeinsame Finanzierung** von Wasserstoff- und Gas-Netzinfrastrukturen ist vor dem Hintergrund, dass Erdgas perspektivisch durch klimaneutrale Gase (u. a. Wasserstoff) auch im Wärmemarkt ersetzt wird, sinnvoll und erscheint auch unionsrechtlich zulässig. Eine integrierte Markt Betrachtung und eine gemeinsame Finanzierung bei gleichzeitiger Inanspruchnahme der Wasserstoff- und Gas-Netzinfrastrukturen nutzt sowohl den Wasserstoffverbrauchern als auch den Gasverbrauchern. Der Startvorteil einer breiten Finanzierungsgrundlage erschließt so die Perspektive einer weit gefassten Nutzung von Wasserstoff in allen Sektoren und Netzebenen (§ 28k EnWG-E).

Positiv zu bewerten ist, dass an Regelungen zur Transformation des Gasnetzes zu einem Gas- und Wasserstoffnetz durch das BMWi gearbeitet und bis 2022 ein schlüssiges Konzept vorgelegt wird. Wichtig ist, dass mögliche Pfadabhängigkeiten durch die Regulierung im vorliegenden Entwurf möglichst minimiert werden.

## 5. V. Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)

Vor dem Hintergrund des Urteils des Oberverwaltungsgerichts Münster zur Markterklärung des Smart Meter Rollouts liegt eine Formulierungshilfe des BMWi vor. Diese adressiert die vom Gericht kritisierten Punkte hinreichend und sollte so umgesetzt werden.

Darüber hinaus bietet sich die Gelegenheit, einen Teil der Änderungen aus dem Referentenentwurf des Steuerbare-Verbrauchseinrichtungengesetz (SteuVerG) im MsbG bereits im Rahmen der EnWG-Novelle umzusetzen. Dies hilft, gesetzliche Unklarheiten bezüglich der Abrechnung des Messstellenbetriebs zu beseitigen und die Verantwortlichkeiten für die Steuerung von Anlagen bei Einsatz des SMGW zu verdeutlichen. Dieser Teil der Änderungen enthält wichtige Ergänzungen, etwa zur Begriffsbestimmung oder zur Bestimmung gemeiner Preisobergrenzen beim Zusammentreffen mehrerer Einbaufälle, die auch ohne die Änderungen des § 14a EnWG durch das SteuVerG umsetzbar sind und gebraucht werden.

Folgende Änderungen im MsbG schlägt der BDEW auf der Grundlage der Änderungsvorschläge des SteuVerG-E vor:

**1. § 2 Satz 1 wird wie folgt geändert:**

a) Nummer 1 wird wie folgt gefasst:

**„1. Anlagenbetreiber: der Betreiber von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz in der jeweils geltenden Fassung,“.**

b) In Nummer 8 wird das Wort „*Elektrofahrzeugnutzern*“ durch das Wort „**Elektromobilnutzern**“ ersetzt.

c) Nummer 18 wird wie folgt gefasst:

**„18. Schaltprofil: eine Einstellung zum Stromeinspeise- oder -entnahmeverhalten an Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und an steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach dem Energiewirtschaftsgesetz,“.**

d) Nach Nummer 22 wird folgende Nummer 22a eingefügt:

**„22a. Steuerungsvorgabe: Vorgabe eines berechtigten Marktakteurs zur Beeinflussung der Leistung fernsteuerbarer Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz oder steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach dem Energiewirtschaftsgesetz über statische oder dynamische Zeitfenster, Sollwerte, Sollwertfahrpläne oder Leistungsmaximalwertvorgaben,“.**

d) § 2 Nr. 8 sollte aus Sicht des BDEW wie folgt angepasst werden:

Letztverbraucher: ~~natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch oder für den Betrieb von Ladepunkten zur Versorgung von Elektrofahrzeugnutzern beziehen ein~~  
**Letztverbraucher im Sinne des § 3 Nr. 25 Energiewirtschaftsgesetz.**

**2. In § 3 Absatz 2 wird nach der Nummer 2 die nachfolgende Nummer 2a eingefügt:**

**„2a. sichere und diskriminierungsfreie Übermittlung der Steuerungsvorgabe eines berechtigten Marktakteurs über das Smart-Meter-Gateway, wobei einer Steuerungsvorgabe des Netzbetreibers Vorrang einzuräumen ist,“.**

3. In § 8 Absatz 1 werden die Wörter „von Mess- und Steuereinrichtungen“ durch die Wörter „von Messeinrichtungen“ ersetzt.

4. § 31 wird wie folgt geändert:

b) Absatz 5 wird wie folgt gefasst:

„(5) Sind bei einem Anschlussnutzer mehrere Zählpunkte innerhalb eines Gebäudes mit intelligenten Messsystemen auszustatten, gelten die Vorgaben aus den Absätzen 1 bis 3 mit der Maßgabe, dass dem Anschlussnutzer für den Messstellenbetrieb insgesamt nicht mehr als die höchste fallbezogene Preisobergrenze zuzüglich 23 Euro brutto jährlich für eine zweite und sodann jede weitere moderne Messeinrichtung jährlich in Rechnung gestellt werden darf. Entsprechendes gilt, wenn ein Zählpunkt von mehr als einem Anwendungsfall der Absätze 1 bis 3 erfasst wird.“

5. § 35 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 Satz 2 Nummer 6 wird wie folgt gefasst:

„in den Fällen des § 40 und unter den dort genannten Voraussetzungen die informationstechnische Anbindung von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach dem Energiewirtschaftsgesetz und die informationstechnische Anbindung von Messeinrichtungen für Gas und“.

b) In Absatz 2 Satz 2 wird Nummer 3 gestrichen. Die bisherige Nummer 4 wird Nummer 3 und die bisherige Nummer 5 wird Nummer 4.

6. An § 38 wird folgender Satz 5 angefügt:

„Satz 1 bis 3 gelten in den Fällen des § 33 Absatz 1 entsprechend für den wettbewerblichen Messstellenbetreiber.“

7. § 40 Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(1) Wird oder ist mindestens ein Zählpunkt eines Anschlussnutzers innerhalb eines Gebäudes mit einem Smart-Meter-Gateway ausgestattet, haben grundzuständige Messstellenbetreiber für eine informationstechnische Anbindung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach dem Energiewirtschaftsgesetz, Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz



**oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und von modernen Messeinrichtungen an das Smart-Meter-Gateway zu sorgen, soweit diese Anbindung technisch möglich ist. Hinsichtlich der Kosten für die informationstechnische Anbindung von modernen Messeinrichtungen an das Smart-Meter-Gateway findet § 31 Absatz 5 Anwendung.“**