

Berlin, 20. September 2024

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

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

## Stellungnahme

# zu den Entwürfen eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirt- schaftsrechts im Bereich der End- kundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung sowie ei- ner Verordnung zur Änderung der Marktstammdatenregisterverord- nung

## Referentenentwürfe vom 27. August 2024 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 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, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Vorbemerkung und Zusammenfassung .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Vorgeschlagene Änderung des EnWG .....</b>	<b>11</b>
2.1	Änderungen im EnWG zu Endkundenmärkten .....	11
2.2	Gemeinsame Energienutzung – „Energy Sharing“, § 42c EnWG-E .....	18
2.3	Änderungen im EnWG zur Netz- und Systemsicherheit.....	24
2.4	Änderungen im EnWG zum Netzanschluss und zur Netznutzung .....	30
2.5	Änderungen in EnWG und NABEG zum Anlagenzulassungsrecht.....	46
<b>3</b>	<b>Vorgeschlagene Änderungen im EEG .....</b>	<b>49</b>
3.1	Änderungen beim Netzanschlussverfahren, § 8 EEG .....	49
3.2	Reservierungsverfahren, § 8a EEG .....	55
3.3	Änderungen bei den Solarstromanlagen .....	55
3.4	Änderungen im EEG bei Windenergieanlagen an Land .....	57
3.5	Änderungen bei den Sanktionen nach § 52 EEG 2023 .....	63
3.6	Änderungen bei den Übergangsregelungen in § 100 EEG 2023 .....	63
<b>4</b>	<b>Änderungen im § 19 Abs. 3 EnFG-E.....</b>	<b>64</b>
<b>5</b>	<b>Anmerkungen zum Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Marktstammdatenregisterverordnung.....</b>	<b>66</b>
<b>6</b>	<b>Zusätzliche Änderungsvorschläge des BDEW für das EnWG und das MsbG</b>	<b>67</b>
6.1	Übergangsregelung für Härtefälle zum Netzanschluss von Biogasanlagen bis zum Außerkrafttreten der GasNZV .....	67
6.2	Rechnungs- und Informationszeiträume, § 40b EnWG.....	68
6.3	Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung, § 42b EnWG .....	69
6.4	Gesetzliche Regelung zu Bidirektionalem Laden.....	70
6.5	Zulassungsbeschleunigung von Wasserfernleitungen .....	71

6.6	Ergänzende Vorschläge zur Beschleunigung des Netzausbaus insbesondere in den Verteilernetzen .....	72
6.7	Vorschlag zur Anpassung der Offshore-Realisierungsfristen nach § 81 WindSeeG 2023 und § 17d EnWG .....	72
6.8	Zusätzliche Änderungsvorschläge des BDEW für EEG .....	76
6.9	Zusätzliche Änderungsvorschläge für Windenergieanlagen an Land .	93
6.10	Weitere Änderungen im EnFG.....	101

## 1 Vorbemerkung und Zusammenfassung

Gerne nimmt der BDEW die Gelegenheit wahr, zum „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung“ Stellung zu nehmen.

Wir begrüßen es sehr, dass das BMWK die nationale Umsetzung der europäischen Richtlinien zügig angeht und konkrete Regelungsvorschläge konsultiert. Der BDEW unterstützt alle Regelungen, die es der Energiewirtschaft ermöglichen, die Herausforderungen der Energiewende zu meistern. Der BDEW unterstützt insbesondere alle Maßnahmen, die dem schnellen Ausbau und sicheren Betrieb des deutschen Stromnetzes dienen. Wir unterstützen auch transparente Netzanschlussprozesse und alle Maßnahmen, die eine Beschleunigung der Netzanschlussprozesse herbeiführen. Angesichts der schon in den vergangenen Gesetzespaketen zu verzeichnenden hohen Frequenz von gesetzlichen Neuregelungen ist allerdings besonderes Augenmerk auf die (zeitliche) Umsetzbarkeit der Vorschläge zu legen.

Der vorliegende Referentenentwurf ist umfangreich und umfasst Vorschläge, die verschiedene Bereiche der Energieversorgung betreffen. Zum Teil sind die Regelungen sehr komplex und von hoher Regelungstiefe geprägt. Es bedarf daher der sorgfältigen Prüfung und Rückkopplung mit den Unternehmen.

Die Erstellung einer dem Thema angemessen fundierten Stellungnahme unter Beteiligung der betroffenen Unternehmen in den Verbandsgremien war in der vom BMWK gesetzten Zweiwochenfrist nicht möglich. Der BDEW fordert die Ministerien mit Nachdruck und zum wiederholten Male dazu auf, künftig auskömmlich bemessene Fristen für die Erarbeitung von Stellungnahmen vorzusehen.

Zusammenfassend bewertet der BDEW den Entwurf wie folgt:

- **Endkundenmärkte:** Die Regelungen zu den Festpreisverträgen sind grundsätzlich zu begrüßen, benötigen allerdings noch weitere Klarstellungen, um in der Umsetzung Rechtssicherheit zu schaffen. Die Intention der Regelungen zur Absicherung der Energiebelieferung von Strom betrachtet der BDEW als zielführend. Allerdings muss sichergestellt werden, dass der Wettbewerb nicht beeinträchtigt wird und nicht über die unionsrechtlichen Vorgaben hinaus andere Commodities wie Gas betroffen sind. Abwendungsvereinbarungen außerhalb der Grundversorgung führen zu einer unangemessenen Belastung der Energielieferanten und verfehlen ihren Zweck, die Anzahl der Liefer sperren wegen Nichtzahlung zu reduzieren.

- **Priorisierung und Fokussierung auf energiewenderelevante Themen:** Der Netzan-schluss von Erneuerbaren Energien Anlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen hat in den letzten Jahren exponentiell zugenommen. Die Netzbetreiber schließen täg-lich in Rekordzahlen neue Anlagen an das Netz an. Gleichzeitig verbessern sie sukzes-sive ihre Verfahren und optimieren sie. Gleichwohl ist noch einiges zu tun. Projektierer erwarten eine schnellere **Prognose** für den Netzan-schluss und Netzbetreiber müssen gerade bei den Verfahren in der Masse entlastet werden. Wichtig ist hier, dass die ent-scheidenden Themen fokussiert und praxisgerecht angegangen werden. Standardisie-rung muss da erfolgen, wo sie Sinn ergibt und Mehrwert stiftet. Gleichzeitig ist sicher-zustellen, dass Innovation und die notwendige Flexibilität erhalten bleiben. Last but not least ist immer auf die praktische Umsetzbarkeit zu achten. Niemand will Regelun-gen, die nicht oder nicht rechtzeitig umgesetzt werden können.

Vor diesem Hintergrund sieht der BDEW insbesondere die Detailregelungen zu Abwick-lung und Verfahren bei Netzan-schluss- und Netzzugang kritisch. Sie ähneln in einigen Fällen eher einem Lastenheft oder einer Leistungsbeschreibung und entfernen sich von dem gesetzlichen Auftrag, Rahmenbedingungen zu definieren. Dies schafft ein hohes Risiko, dass die Umsetzung in die Praxis nicht zeitgerecht erfolgen kann und sich durch die Inanspruchnahme der begrenzten Ressourcen in den Unternehmen bestehende Kernprozesse sogar verlangsamen. Der Gesetzgeber ist aus Sicht des BDEW aufgefor-dert, sich auf die Regelungen zu fokussieren, die zur Lösung der energiewenderelevanten Themen notwendig und machbar sind. Dies lässt der Entwurf in einigen Regelun-gen deutlich vermissen.

- **Netzan-schlussverfahren:** Der BDEW unterstützt das Ziel, den Netzan-schluss zu digitali-sieren, für alle Beteiligten zu beschleunigen und zu vereinfachen. Im EnWG muss der Gesetzgeber aber den Fokus auf wesentliche energiewirtschaftliche Eckpunkte be-schränken. Legislatives Mikromanagement ist kein Garant für Erfolg, sondern ein Ri-siko, die Prozesse zu verlangsamen.  
Eine Ausgestaltung im Detail kann sachgerecht und zielorientiert sein, sie muss aber - wie in den Binnenmarkt Richtlinien vorgesehen - durch die unabhängige Behörde erfol-gen, nämlich die BNetzA. Der Gesetzgeber würde mit den vorgeschlagenen Vorschrif-ten starre administrativ-technische Details zum Netzan-schluss regeln, die zum einen europarechtswidrig sind und zum anderen nicht zur gewünschten Beschleunigung füh-ren. Nicht europarechtskonforme Regelungen sind rechtlich angreifbar und führen zu einer Phase der Unsicherheit. Die Behörde hingegen kann passende Vorgaben und Zeiträume bestimmen, die die jeweiligen Herausforderungen berücksichtigen.

Kurze Umsetzungsfristen führen im Übrigen nicht zu einer Beschleunigung, insbesondere wenn sie zu kurz sind und die notwendige Differenzierung wie etwa im Projektgeschäft beim Netzanschluss von größeren EEG-Anlagen vermissen lassen. Für den schnellen Netzanschluss deutlich hilfreicher wäre es, wenn die Netzbetreiber im EnWG und im EEG das Recht erhielten, flexible Netzanschlussvereinbarungen abzuschließen. Hierzu fehlt jede Aussage im Referentenentwurf.

- **Automatisierte unverbindliche Auskunft zum Netzanschluss:** Die Grundidee des § 17a EnWG-E ist verständlich, in ihrer Ausgestaltung aber viel zu detailliert und so nicht umsetzbar, insbesondere nicht in dem vorgegebenen Zeitrahmen. Wir empfehlen dringend, die nähere Ausgestaltung der Branche und der zuständigen BNetzA zu überlassen. Nur so ist eine praxismgerechte und damit erfolgreiche Umsetzung sicherzustellen.
- **Gemeinsame Energienutzung (Energy Sharing):** Die Vorgaben zur Gemeinsamen Energienutzung sollten in ihrem Umfang auf das beschränkt werden, was gemäß den Vorgaben der Strombinnenmarkttrichtlinie zwingend erforderlich ist und auch hier sollte der Gesetzgeber keine unnötigen Detailvorgaben zur Umsetzung und Abwicklung in der Praxis treffen. Kosten und Aufwand müssen auch beim Energy Sharing dort anfallen, wo der Nutzen entsteht. Die Abrechnung der Netzentgelte, Steuern und Abgaben durch die Stromlieferanten, obwohl diese an dem Modell wirtschaftlich nicht beteiligt sind, ist unzumutbar und im rechtlichen Sinne unverhältnismäßig. Das Recht zur gemeinsamen Energienutzung sollte räumlich nicht über das Bilanzierungsgebiet hinaus gehen.
- **Internetplattform für Netzzugang und weitere Anwendungen:** Kosten und Nutzen einer Internetplattform zur weiteren Digitalisierung von Netzzugang und Netzanschluss sowie zur Abwicklung des Energy Sharings müssen im Sinne einer effizienten Umsetzung vor gesetzlichen Detailfestlegungen mit der Branche besprochen werden. Dabei ist zu bedenken, dass ein Eingriff in bestehende Abläufe und Prozesslandschaften zu Verzögerungen an anderen Stellen führen kann. Mit Blick auf Kosten und Nutzen ist zudem zu klären, welcher Akteur am sinnvollsten für Aufbau und Betrieb der Plattform verantwortlich sein sollte.
- **Lieferantenwechsel in 24h-Gas:** Die durch das im Sommer 2024 verabschiedete EU-Gaspaket bzw. dem EnWG aufgeführte Umsetzungsfrist 1.1.2026 ist nicht realisierbar. Die Regelungen erfordern zunächst eine Anpassung der BNetzA-Festlegungen zu GaBi-Gas und GeLi Gas. Im Dialog zwischen BNetzA und BDEW sollten Lösungen entwickelt

werden, die sowohl die Umsetzung der EU-Vorgaben als auch die wirtschaftlichen Anforderungen an die Unternehmen der Sparte Gas berücksichtigen.

- **Redispatch:** BDEW begrüßt die Anpassungen und Ergänzungen in § 14 EnWG-E, mit denen der bilanzielle Ausgleich auf Verteilernetzebene in einer Übergangsphase ausgesetzt werden soll. Dadurch wird in den kommenden Jahren die Möglichkeit für ein schrittweises Vorgehen zur Schaffung eines verteilnetzweit umsetzbaren und effizienten Redispatch 2.0 geschaffen. Im Detail sieht der BDEW aber noch Nachbesserungsbedarf.

Darüber hinaus vermisst der BDEW eine Reihe an Regelungen, die zusätzlich Eingang in den vorliegenden Entwurf finden sollten:

### Im EnWG

- **Netzanschluss von Biogasanlagen gemäß der GasNZV:** Der BDEW spricht sich für eine Regelung als „Sofortmaßnahme“ aus, die eine Übergangslösung für Härtefälle bei Netzanschlussbegehren von Biogasanlagen bis Ende 2025 beinhaltet. Damit soll kurzfristig eine pragmatische Lösung für Einzelfälle geschaffen werden, die in atypischer Weise vom gesetzlich vorgesehenen Normalfall erheblich abweichen. Danach soll die BNetzA zur Vermeidung volkswirtschaftlichen Schadens auf Antrag des Netzbetreibers eine Abweichung von den aktuellen Regelungen der GasNZV ermöglichen.
- **Flexibler Netzanschluss:** Rechtliche Rahmenbedingungen für die Ermöglichung flexibler Netzanschlussvereinbarungen nach Art. 6a StromBMRL.

**Vertragslose Kunden in der Mittelspannung/Mitteldruck:** Der BDEW hat einen Vorschlag zur Schließung der bestehenden gesetzlichen Lücke erarbeitet, der in diese Novelle aufgenommen werden sollte.

- **Bidirektionales Laden:** Es sind die gesetzlichen Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass über das bidirektionale Laden Fahrzeugbatterien als Stromspeicher dem Stromnetz Flexibilität zur Verfügung stellen können. Es bedarf dazu sowohl einer Regelung hinsichtlich der einzuhaltenden technischen Anforderungen der an das Stromnetz angeschlossenen bidirektionalen Wallboxen und Elektrofahrzeuge als auch eines Anspruchs der Fahrzeugnutzerinnen und -nutzer auf die massengeschäftstaugliche Übermittlung der Daten zum Zwecke der Nutzung für den Energiemarkt.

- **Anpassung der Offshore-Realisierungsfristen nach § 81 WindSeeG und § 17d EnWG:** Der BDEW unterstützt die ambitionierten Ausbauziele für die Offshore-Windenergie. Um diese erreichen zu können, besteht allerdings dringender Anpassungsbedarf an den Realisierungsfristen nach § 81 WindSeeG und § 17d EnWG. Die derzeitigen gesetzlichen Vorgaben stehen einer sinnvollen Umsetzung der notwendigen Schritte für die rechtzeitige Fertigstellung zunehmend größerer Offshore-Windparks und -Netzanbindungssysteme – unter anderem aus planerischen und technischen Gründen – entgegen. Aus diesem Grund hat der [BDEW einen konkreten Anpassungsvorschlag unter Beteiligung der Offshore-Windpark-Betreiber und ÜNB entwickelt](#), um die Planbarkeit im Realisierungsprozess für alle Beteiligten zu stärken und ungewollte Verzögerungen bei der Fertigstellung der Anlagen vermeiden zu können.

### Im EEG

- **PV-Lastspitzen:** EEG-rechtliche Anpassungen zum Thema „PV-Lastspitzen“. Dazu hat der BDEW in seinem [Positionspapier](#) Vorschläge zu dringenden Kurzfristmaßnahmen gemacht.
- **Verbesserung der Direktvermarktung:** Maßnahmen zur Verbesserung der Direktvermarktung müssen die Absenkung der Schwelle für die verpflichtende Direktvermarktung flankieren, um die Direktvermarktung in diesem kleineren Anlagensegment überhaupt umsetzbar zu machen.
- **Übergangsregelungen des EEG:** Gerade hinsichtlich Änderungen durch das „Solarpaket I“ muss der Gesetzentwurf noch Klarstellungen zum zeitlichen Anwendungsbereich enthalten, z.B. hinsichtlich der Anwendbarkeit der „Folge-Ausfallvergütung“ von null und der Privilegierung nach § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1a i.V. mit § 100 Abs. 21 EEG 2023 für „Garten-PV-Anlagen“.
- **Kommunale Beteiligung nach § 6 EEG und § 22b EEG 2023:** Die Erstreckung der kommunalen Beteiligung auf die „tatsächlich erzeugte Strommenge“ ist allein deshalb bereits problematisch, weil diese Strommenge überwiegend mit nicht geeichten Messeinrichtungen oder gar nicht messtechnisch erfasst wird, anders als die in das Netz eingespeiste Strommenge. Da die Differenz zwischen erzeugter und eingespeister sowie geförderter Strommenge nach dem Referentenentwurf nicht nach § 6 Abs. 5 EEG 2023 erstattungsfähig sein soll, spricht sich der BDEW gegen diese Änderung aus, und für eine Beschränkung in § 6 Abs. 2 und 3 EEG 2023 auf die tatsächlich **in das Netz eingespeiste** Strommenge.

- **Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung (BNK):** In der Praxis zeigt sich, dass sowohl Verfahrensprozesse als auch die Verfahrensdauer bzgl. der Erteilung der luftrechtlichen Zustimmungen bei den unterschiedlichen Landesluftfahrtbehörden in den Bundesländern teilweise erheblich voneinander abweichen. Weiterhin kommt es ab dem 1. Januar 2025 für den Nachweis der Funktionsfähigkeit der BNK am Standort des Luftfahrthindernisses zu einer Verfahrenskonzentration bei den Baumusterprüfstellen. Diese sind weder personell ausreichend ausgestattet noch stellt eine gesetzliche Bearbeitungsfrist ein zügiges Verfahren sicher. Da Anlagenbetreiber überlange Behördenprozesse nicht zu vertreten haben, muss § 9 Abs. 8 sowie § 52 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2023 zukünftig auf die Antragstellung bei der Baumusterprüfstelle und nicht auf die Inbetriebnahme der Einrichtungen abstellen.
- **Ökologische Mindestanforderungen an PV-Freiflächenanlagen:** Der BDEW begrüßt die geringfügigen Klarstellungen im Gesetzentwurf hinsichtlich des sachlichen Anwendungsbereichs der Anforderungen und der Nachweisführung bei Anlagen in der gesetzlichen Förderung als ersten Schritt in die richtige Richtung, fordert aber deutlich weitergehende Änderungen und Klarstellungen, s. [„Stellungnahme zu den naturschutzfachlichen Mindestkriterien bei PV-Freiflächenanlagen in Verbindung mit dem BMWK-Leitfaden“](#) des BDEW vom 27. August 2024.

Der BDEW weist zudem nachdrücklich darauf hin, dass es kurzfristig ebenfalls **Regelungen zur Umsetzung des überarbeiteten Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpakets** bedarf. Dabei handelt es sich um grundlegende Weichenstellungen für die Schaffung eines rechtssicheren und möglichst umfassenden Rahmens für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft und der Dekarbonisierung des Gasmarkts sowie der Umsetzung der Wärmewende. Insbesondere betrifft dies

- die Umsetzung der Entflechtungsvorgaben für Wasserstoffnetzbetreiber,
- die Planung der Gas- und Wasserstoffverteilernetze sowie
- die Einführung einer Grandfathering-Regelung sowie eine gesetzliche Entscheidung bezüglich der Regulierung des Zugangs zu Wasserstoffspeichern.

Der BDEW setzt sich nachdrücklich dafür ein, dass diese Handlungsfelder zeitnah in das nationale Recht überführt werden, damit die Energiewirtschaft die Instrumente in die Hand bekommt, die sie für eine erfolgreiche Transformation ihrer Infrastrukturen benötigt. Nur so kann für alle beteiligten Akteure, nicht zuletzt auch die Netznutzer, langfristig Planungs- und Investitionssicherheit und damit Vertrauen in das Gelingen der Energiewende geschaffen

werden. Sehr positiv ist vor diesem Hintergrund zu bewerten, dass der Entwurf eine Übergangsregelung für die vorläufige Zertifizierung von Wasserstofffernleitungsnetzbetreibern enthält.

Außerdem müssen für eine erfolgreiche Beschleunigung des Smart-Meter Rollouts insbesondere bei Erneuerbaren-Energien-Anlagen zügig Anpassungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen im **Messstellenbetriebsgesetz** erfolgen, um die Umsetzung Anfang 2025 sicherzustellen. Die Maßnahmen sollten vor allem einfach und unbürokratisch sein, Flexibilität zulassen und die Wirtschaftlichkeit des Rollouts gewährleisten. Der BDEW erwartet zeitnah konkrete Vorschläge und wird diese ausführlich kommentieren.

Nachfolgend nimmt der BDEW zu den vorgeschlagenen Regelungen im Detail Stellung und weist auf weiteren dringenden Änderungsbedarf im EnWG und EEG hin.

## **2 Vorgeschlagene Änderung des EnWG**

### **2.1 Änderungen im EnWG zu Endkundenmärkten**

#### **2.1.1 Anzeige der Energiebelieferung / Absicherungsstrategien bei Änderungen des Energieangebots, § 5 Abs. 4a EnWG-E**

Der BDEW sieht die vorgeschlagene Regelung zu den Absicherungsstrategien als grundsätzlich sinnvoll an. Sie dient dem Schutz der Kunden vor unseriösen Anbietern und damit letztlich auch dem Wettbewerb. Durch Anbieter, die keine Maßnahmen ergreifen, um das Risiko des Ausfalls der Belieferung der eigenen Kunden zu vermeiden, kann der Wettbewerb beeinträchtigt werden. Hier kann ausnahmsweise ein regulatorischer Eingriff in den Wettbewerbsmarkt notwendig und sachgerecht sein. Dabei ist darauf zu achten, dass marktseitige Anreize und Wettbewerb nicht durch zu starke Vorgaben zum Hedging oder die Einengung der möglichen Preisvolatilität behindert werden. Wichtig ist dabei mit anderen Worten, dass die Einschätzung der Angemessenheit solcher Risikostrategien nicht einseitig, sondern transparent und auf Basis bestehender wettbewerbsneutraler Kriterien erfolgt.

Die Neuregelung des § 5 Abs. 4a ENWG-E geht hinsichtlich des Anwendungsbereichs jedoch über die bloße Umsetzung der unionsrechtlichen Vorgaben hinaus, da nicht nur Stromlieferanten einbezogen sind, sondern auch Gaslieferanten (nach § 3 Nr. 15 c EnWG). Für diese Ausweitung sieht der BDEW keinen Grund, auch in der novellierten Gasbinnenmarktrichtlinie und –verordnung ist keine Forderung dazu ersichtlich, dies hängt auch mit der Speicherbarkeit der Commodity zusammen. Zudem wurden bereits Regelungen in der Kooperationsvereinbarung Gas als Sicherungsmaßnahmen ergriffen, so dass kein Regelungsbedarf besteht.

#### **2.1.2 Neue Vorgaben für Bündelangebote, § 41 Abs. 1 S. 3 und 4 EnWG-E**

Dem Versorger muss es bei Bündelprodukten auch möglich sein, nur einen Gesamtpreis anzugeben und nicht die Produkte jeweils mit Einzelpreisen anzubieten. Aufgrund der vorgesehenen einzelnen Kündigungsmöglichkeit ist dies jedoch nicht möglich. Gerade über Mischkalkulationen, die in einem Gesamtpreis aufgehen, können Preisvorteile an Verbraucher weitergegeben werden. Auch die Vorgabe, die Vertragsbestandteile einzeln kündigen zu können, kann zu Preisnachteilen für den Verbraucher führen. Gerade durch die Bündelung von Leistungen und einer einheitlichen Laufzeit ohne separate Kündigungsmöglichkeit hat der Versorger Planungssicherheit und kann hierdurch Preisvorteile an den Verbraucher weitergeben. Auch unter EU-rechtlichen Vorgaben ist - anders als in der Begründung ausgeführt - eine getrennte Kündigungsmöglichkeit der Verträge nicht zwingend vorgeschrieben. Nach Art. 11 Abs. 3 EU-Gasbinnenmarktrichtlinie ist die Möglichkeit einer kostenfreien Beendigung des Vertrages vorzusehen, aber nicht die getrennte Kündigung jedes einzelnen der gebündelten Produkte. Die

einzelne Kündigungsmöglichkeit würde im Ergebnis die Kalkulationsgrundlagen des gesamten gebündelten Produkts verändern und zu einem ungerechtfertigten wirtschaftlichen Risiko des Lieferanten führen. Die Regelung sollte daher an die Vorgaben der Richtlinie angepasst werden.

### **2.1.3 Kostenwälzung von nicht beeinflussbaren Kostenbestandteilen, § 41 Abs. 6 EnWG-E**

BDEW begrüßt, dass nunmehr auch die unveränderte Weitergabe von gesunkenen Netzentgelten und Messentgelten in die Regelung des § 41 Abs. 6 EnWG-E aufgenommen wurden und damit kein Sonderkündigungsrecht zugunsten des Kunden auslöst. Allerdings sollte die Regelung auch für veränderte Konzessionsabgaben und Energiesteuer Gültigkeit haben, die ebenfalls von Vertrieb und Netz nicht beeinflussbar sind und als reiner Durchlaufposten an die Kunden weitergegeben wird. Das gleiche gilt für die unveränderte Weitergabe von Kostenerhöhungen der nicht beeinflussbaren Kostenbestandteile. Auch in diesen Fällen hat der Lieferant keine von ihm veranlasste Preisänderung vorgenommen, sondern lediglich die staatlich oder regulatorisch veranlassten Kostenbestandteile unverändert weitergereicht, was im Ergebnis kein Sonderkündigungsrecht des Kunden rechtfertigt.

#### **BDEW-Formulierungsvorschlag**

§ 41 Abs. 6 EnWG-E sollte wie folgt geändert werden:

*„Bei unveränderter Weitergabe von umsatzsteuerlichen Mehr- oder Minderbelastungen, die sich aus einer gesetzlichen Änderung der geltenden Umsatzsteuersätze ergeben sowie bei unveränderter Weitergabe von **Mehr- oder** Minderbelastungen aufgrund einer **Absenkung Änderung** des Saldos der Kalkulationsbestandteile nach § 40 Absatz 3 Nummer 3 **1 bis 5**, bedarf es keiner Unterrichtung nach Absatz 5 Satz 1 und 2; dabei entsteht kein außerordentliches Kündigungsrecht nach Absatz 5 Satz 4.“*

### **2.1.4 Festpreisverträge, § 41a Abs. 4-6 EnWG-E**

Den Vorgaben der Strombinnenmarktrichtlinie entsprechend werden Stromlieferanten mit mehr als 200.000 Kunden verpflichtet, Festpreisverträge anzubieten, in denen der Preis in Bezug auf den Versorgeranteil über einen Zeitraum von mindestens 12 Monaten stabil bleibt. Derartige Verträge sind bereits aktuell weit im deutschen Endkundenmarkt verbreitet, was letztendlich bestätigt, dass die Stromlieferanten bei entsprechender Nachfrage auch ohne gesetzliche Verpflichtungen den Erwartungen ihrer Kunden entgegenkommen. Die automatische Weitergabe von Kostenänderungen der vom Vertrieb nicht beeinflussbaren Kostenbestandteile wie Steuern, Abgaben, Umlagen, Netz- und Messentgelte erfolgt üblicherweise in der Abrechnung und begründet für den Kunden kein Sonderkündigungsrecht, weil es sich nicht um eine einseitige Preisänderung handelt. Darauf weist auch § 41a Abs. 4 Satz 3 EnWG-E hin, der

hierfür ein Sonderkündigungsrecht nach § 41 Abs. 5 Satz 4 EnWG ausschließt. Allerdings sind auch die übrigen Regelungen des § 41 Abs. 5 EnWG nicht anwendbar, weil es sich nicht um eine einseitige Preisanpassung (sog. Preisvorbehaltsklausel) handelt, sondern um eine bei Vertragsbeginn vereinbarte automatische Preisänderung (sog. Kostenelementeklausel). Um keine Missverständnisse entstehen zu lassen, sollte daher klargestellt werden, dass im Falle der Weitergabe der vertriebslich nicht beeinflussbaren Kostenbestandteile § 41 Abs. 5 EnWG keine Anwendung findet.

Statt einer automatischen Weitergabe der Kostenänderungen nach Satz 2 sind auch einseitige Preisänderungen auf Grundlage eines einseitigen Preisanpassungsrechtes üblich, wobei sich der Lieferant verpflichtet für eine Zeitraum von 12 oder mehr Monaten von seinem Preisanpassungsrecht in Bezug auf den Versorgeranteil kein Gebrauch zu machen. (sog. Preisvorbehalt mit Preisgarantie). Für die vertragliche Umsetzung des Festpreisvertrages im Sinne des § 41a Abs. 4 EnWG-E macht es keinen Unterschied, ob eine automatisierte Kostenelementeklausel oder ein einseitiger Preisvorbehalt mit Preisgarantie Anwendung findet. Um den Lieferanten in der Vertragsgestaltung keine unnötigen Beschränkungen aufzuerlegen, sollte klargestellt werden, dass beide Varianten möglich sind.

#### **BDEW-Formulierungsvorschlag**

§ 41a Abs. 4 Satz 3 EnWG-E sollte wie folgt geändert werden:

*„Im Falle einer **einseitigen Weitergabe** der Änderungen von Kostenbelastungen nach Satz 2 **auf Grundlage eines einseitigen Preisanpassungsrechtes** ist § 41 Absatz 5 Satz 4 nicht anwendbar. **Im Falle einer automatischen Weitergabe der Änderungen von Kostenbelastungen nach Satz 2 auf Grundlage einer Kostenelementeklausel ist § 41 Absatz 5 nicht anwendbar.**“*

Typischerweise werden Stromlieferverträge für eine unbestimmte Zeit als Dauerschuldverhältnis geschlossen, während bei Festpreisverträgen für die ersten 12 Monate der Erstlaufzeit (ggf. auch für einen längeren Zeitraum) eine Preisgarantie vereinbart wird. Im Einklang mit den AGB-rechtlichen Vorgaben nach § 309 Nr. 9 BGB, wird der Vertrag üblicherweise so lange fortgeführt, bis eine der beiden Parteien von ihrem ordentlichen Kündigungsrecht Gebrauch macht. Der Stromliefervertrag ist nach Ablauf der Erstvertragslaufzeit jederzeit mit Monatsfrist kündbar. Aufgrund der unbestimmten Vertragslaufzeit darf dem Stromlieferanten nach Ablauf der Preisgarantie daher nicht das Recht zur einseitigen Preisänderung verboten werden. Ansonsten müsste der Vertrag im Falle einer notwendigen Vertragsänderung jedes Mal mit einer Änderungskündigung angepasst werden, was die Vertragsparteien gerade nicht wollten. Insofern ist die Formulierung in § 41a Abs. 4 letzter Satz EnWG-E zu weit gefasst und darf

das Verbot zur einseitigen Vertragsänderung nur auf den Zeitraum der Preisgarantie beschränken und nicht auf die gesamte Vertragslaufzeit.

Weiterhin muss eine außerordentliche Vertragskündigung wegen erheblicher Vertragspflichtverletzungen (z.B. Nichtzahlung) möglich sein. Deshalb sollte lediglich die Möglichkeit einer ordentlichen Kündigung ausgeschlossen sein.

#### **BDEW-Formulierungsvorschlag**

##### **§ 41a Abs. 4 Satz 4 EnWG-E**

*„Der Stromlieferant darf den Vertrag nach Satz 1 während der vereinbarten **Preisgarantie Laufzeit** nicht einseitig ändern und im Grundsatz frühestens zum Ablauf der Vertragslaufzeit **ordentlich** kündigen.“*

Aus gleichem Grund ist die Definition des Festpreisvertrages in § 3 Ziff. 19a EnWG-E ungenau, weil im Falle unbefristeter Stromlieferverträge nicht auf den Zeitraum der Preisgarantie abgestellt wird, sondern auf die Vertragslaufzeit.

#### **BDEW-Formulierungsvorschlag**

§ 3 Ziff. 19a EnWG-E sollte wie folgt formuliert werden:

*„19a Festpreisvertrag  
ein Energieliefervertrag mit einem Letztverbraucher, bei dem die Vertragsbedingungen einschließlich des Preises **für die Erstlaufzeit des Vertrages von mindestens 12 Monaten** ~~die vereinbarte Vertragslaufzeit~~ von dem Energielieferanten mindestens für den von ihm beeinflussbaren Versorgeranteil garantiert werden, wobei der vereinbarte Preis auch unterschiedliche, beispielsweise zeitvariable Preiselemente enthalten kann.“*

Nach § 41a Abs. 6 EnWG-E ist der Kunde über die wesentlichen Vertragsbestandteile bei Abschluss des Vertrages sowie bei Vertragsverlängerungen über die wesentlichen Bestandteile des Stromliefervertrages zu informieren. Da sich die auf unbestimmte Zeit abgeschlossenen Stromlieferverträge aus AGB-rechtlichen Gründen (§ 309. Nr. 9 BGB) nach Ablauf der Vertragslaufzeit automatisch um jeweils einen weiteren Monat verlängern, ist bereits aus faktischen Gründen eine Informationspflicht bei Vertragsverlängerung nicht praktikabel. Abgesehen davon wird eine monatliche Information über die insoweit unveränderten Vertragsbedingungen auch keinen Sinn ergeben.

### **BDEW-Formulierungsvorschlag**

§ 41a Abs. 6 Satz 1 EnWG-E sollte wie folgt formuliert werden:

*„Vor dem Abschluss ~~oder der Verlängerung~~ eines Vertrages nach den Absätzen 2 oder 4 ist dem Letztverbraucher eine knappe, leicht verständliche und klar gekennzeichnete Zusammenfassung der wichtigsten Vertragsbedingungen zur Verfügung zu stellen, [...]“*

### **Bürokratieabbau bei Informationspflichten**

Hinsichtlich der Informationspflichten ist darauf hinzuweisen, dass die Pflichtangaben nach § 41a Absatz 7 EnWG-E aus redaktionellen Gründen gestrichen werden können, weil die Informationspflichten bereits in Absatz 6 vollständig abgebildet sind.

Grundsätzlich ist anzumerken, dass die Informationspflichten zu den Vertragsinhalten über das gebotene Maß hinausschießen und zu erheblichen Mehrkosten führen, ohne dass der Kunde hiervon in irgendeiner Weise profitieren könnte. Bereits nach geltender Rechtslage beinhaltet § 41 Abs. 1 EnWG-E eine umfangreiche Liste, was alles Inhalt von Energielieferverträgen sein muss. Für Fernabsatzverträge und Verträge außerhalb von Geschäftsräumen gilt zudem § 312d BGB in Verbindung mit § 246a EGBGB, der zahlreiche Informationspflichten normiert. Im elektronischen Geschäftsverkehr gibt es daneben noch die Pflichten aus § 312i BGB. Zudem ist in der Werbung und auf der Internetseite § 41 Abs. 3 EnWG zu beachten. Nunmehr ist für Festpreisverträgen und bei dynamischen Verträgen vor Vertragsschluss eine Art Informationsblatt vorgesehen, auf dem die aufgezählten umfangreichen Informationen enthalten sind. Ein zusätzliches Informationsblatt o.ä., das auch die unterschiedlichen Netzentgelte des jeweiligen Netzgebiet ausweisen und daher für jedes Netzgebiet unterschiedlich ausfallen dürfte, würde bei Versorgern einen nicht unerheblichen (bürokratischen) Aufwand verursachen, der nach Auffassung des BDEW in keinem Verhältnis zum Nutzen steht, da der Kunde über die Vertragsformulare oder die Online-Bestellstrecke ja ohnehin alle Informationen erhält. Sofern einzelne Informationen aus dem geplanten § 41a Abs. 6 EnWG-E bisher noch nicht Pflichtinhalt von Verträgen sind, könnte dies in § 41 Abs. 1 EnWG ergänzt werden.

#### **2.1.5 Regelungen zur Versorgungsunterbrechung, § 41f EnWG-E**

Mit dem neuen § 41f EnWG-E werden gesetzliche Vorgaben für Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung der Energierechnung bei der Belieferung von **Haushaltskunden** außerhalb der Grundversorgung eingeführt, die sich inhaltlich im Wesentlichen an den Regelungen des § 19 Strom- und GasGVV orientieren.

## **Kein Abwendungsvereinbarung für Belieferungen außerhalb der Grundversorgung**

Eine Gleichschaltung der Regelungen zur Versorgungsunterbrechung für Belieferungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung ist nach Auffassung des BDEW nicht zielführend und aus europarechtlichen Gründen im Zusammenhang mit der Umsetzung des Strom- und Gasbinnenmarkttrichtlinien auch nicht erforderlich. Dies betrifft insbesondere die Einführung der Abwendungsvereinbarung (Ratenzahlungsvereinbarung) für die Belieferungen außerhalb der Grundversorgung.

Eine Übernahme der Regelungen ist schon deshalb nicht erforderlich, weil betroffene Haushaltskunden jederzeit das Recht haben, in die Grundversorgung zu wechseln, um von den Verbraucherschützenden Regelungen der Strom- und Gasgrundversorgung zu profitieren. Außerhalb der Grundversorgung sollten hingegen die allgemeinen rechtlichen Grundlagen, insbesondere das AGB-Recht genügen, um die Belange des Verbraucherschutzes ausreichend zu berücksichtigen. Die vertragsrechtliche Grundlage für die Versorgungsunterbrechung sind die grundsätzlich jedem Vertragspartner nach dem Bürgerlichen Gesetzbuch (BGB) zustehenden Zurückbehaltungsrechte bzw. Leistungsverweigerungsrechte (§§ 273, 321 BGB) für den Fall, dass der andere Vertragspartner seine vertraglichen Zahlungsverpflichtungen nicht erfüllt. Auch aus anderen Branchen, selbst aus dem Bereich der Daseinsvorsorge, sind keine gesetzliche Vorgaben bekannt, die das Angebot von Ratenzahlungsvereinbarungen voraussetzen, bevor das Zurückbehaltungsrecht geltend gemacht werden kann. Diesbezüglich haben die Strom- und Gas-GVV ein Alleinstellungsmerkmal.

Die nunmehr zweijährige Praxiserfahrung seit der Einführung der Abwendungsvereinbarung in der Grundversorgung hat zudem gezeigt, dass die Abwendungsvereinbarung kaum geeignet ist, eine Liefersperrung zu verhindern. In den meisten Fällen führt sie lediglich zu einer zeitlichen Verzögerung der Versorgungsunterbrechung. In der Praxis wird nur ein sehr kleiner Teil der vereinbarten Abwendungsvereinbarungen vollständig erfüllt. Der ganz überwiegende Teil der Vereinbarungen wird nach der ersten oder zweiten Ratenzahlung abgebrochen. Im Ergebnis führt die Abwendungsvereinbarung dazu, dass die rückständigen Forderungen des Haushaltskunden weiter ansteigen, ohne dass eine tatsächliche Lösung in Sicht ist. Insofern bleibt es dabei, dass Lösungen zur Verhinderung von Liefersperrungen grundsätzlich im Sozialrecht zu suchen sind und nicht im Energierecht zu finden sind.

Für Belieferungen außerhalb der Grundversorgung kommt nunmehr erschwerend hinzu, dass bei einem bundesweiten Vertrieb die Organisation von Abwendungsvereinbarungen noch deutlich aufwendiger ist als bei einer regionalen Versorgung im Rahmen der Grundversorgung. Dies haben auch die Erfahrungen mit § 118b EnWG aus dem letzten Jahr bestätigt, als der Gesetzgeber zur Bewältigung der Energiekrise die Regelungen des § 19 Strom- und Gas

GVV auf Belieferungen außerhalb der Grundversorgung befristet bis zum 30.04.2024 übertragen hat.

Vor diesem Hintergrund schlägt BDEW vor, die Vorgaben zur Abwendungsvereinbarung auf die Grundversorgung zu beschränken.

#### **BDEW-Formulierungsvorschlag:**

§ 41f Abs.4 Satz 3 EnWG sollte wie folgt geändert werden:

„Ergänzend ist auf die Pflicht des **Grundversorgers bei der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung** ~~Energielieferanten~~ nach Absatz 6 hinzuweisen, dem Haushaltskunden auf dessen Verlangen innerhalb einer Woche sowie unabhängig von einem solchen Verlangen spätestens mit der Ankündigung der Unterbrechung eine Abwendungsvereinbarung anzubieten und dem Haushaltskunden ein standardisiertes Antwortformular zu übersenden, mit dem der Haushaltskunde die Übersendung einer Abwendungsvereinbarung anfordern kann.“

§ 41f Abs.6 Satz 1 EnWG sollte wie folgt geändert werden:

„(6) **Bei einer Belieferung im Rahmen der Grundversorgung ist** der betroffene Haushaltskunde ~~ist~~ ab dem Erhalt einer Androhung der Unterbrechung nach Absatz 2 Satz 1 berechtigt, von dem Energielieferanten die Übermittlung des Angebots für eine Abwendungsvereinbarung zu verlangen. [...]“

#### **Verbraucherbeschwerden zur Liefersperre bei der Schlichtungsstelle unterbrechen nicht den Sperrprozess**

In der Gesetzesbegründung zu § 41f EnWG wird darauf hingewiesen, dass Verbraucherbeschwerden zur Liefersperre, die Gegenstand eines Verfahrens bei der Schlichtungsstelle Energie nach § 111a EnWG als schlüssig beanstandete bzw. streitige Forderungen im Sinne des § 41f Abs. 3 EnWG zu beurteilen seien und im Ergebnis eine Versorgungsunterbrechung verhindern würden.

Dieser Hinweis ist rechtlich unzutreffend. Nach der geltenden Rechtslage gemäß § 19 Abs. 2 Strom- und GasGVV, die in 41f Abs. 3 EnWG unverändert übernommen werden soll, gilt, dass eine Versorgungsunterbrechung wegen rückständiger Forderungen ausgeschlossen ist, die der Kunde form- und fristgerecht und schlüssig beanstandet hat. Nach BGH-Rechtsprechung (BGH 21.11.2012, VIII ZR 17/12; BGH, 07.02.2018, VIII ZR 148/17) ist das der Fall, wenn dem Kunden ein Zurückbehaltungsrecht nach § 17 Strom/GasGVV zusteht, weil die Abrechnung die

Möglichkeit eines offenkundigen Fehlers beinhaltet oder eine Verbrauchsverdoppelung vorliegt und eine entsprechende Zählerüberprüfung beauftragt wurde. Das bloße Behaupten eines Rechnungsfehlers begründet hingegen kein Zurückbehaltungsrecht des Kunden und kann damit auch die Sperrung wegen Zahlungsrückständen nicht verhindern. Das gleiche gilt für die Verbraucherbeschwerde im Sinne des § 111a bzw. 111b EnWG, die ebenfalls kein Zurückbehaltungsrecht zu Gunsten des Verbrauchers auslöst und vor allen Dingen nicht schlüssig sein muss.

Zur Vermeidung von Missverständnissen schlägt BDEW die ersatzlose Streichung der Gesetzesbegründung an dieser Stelle vor.

### **2.1.6 Verbrauchsschätzung, § 40 Abs. 2 Satz 2 EnWG (redaktioneller Hinweis)**

In redaktioneller Hinsicht weist BDEW darauf hin, dass der in Änderungsnummer 34b vorgesehene Einschub nicht in § 40 EnWG, sondern in § 40a Abs. 2 EnWG gehört, wie es in der Gesetzesbegründung auch zutreffend beschrieben wird.

### **2.2 Gemeinsame Energienutzung – „Energy Sharing“, § 42c EnWG-E**

Die geplante Regelung soll die Vorgaben zur gemeinsamen Nutzung von Energie aus erneuerbaren Anlagen in Artikel 15a der novellierten Strombinnenmarkttrichtlinie (Energy Sharing) umsetzen. Dies soll Letztverbrauchern die Teilhabe am Energiemarkt weiter vereinfachen und ist vor diesem Hintergrund grundsätzlich positiv. Im Positionspapier [“Rahmenbedingungen für Energy Sharing: Akzeptanz stärken, Investition anregen”](#) vom 2. Juli 2024 hatte der BDEW bereits ausführliche Vorschläge für eine Ausgestaltung von “Energy Sharing” in Deutschland unterbreitet. Darin enthaltene Positionen spiegeln sich u.a. in der Bewertung zu § 42c EnWG-E wider. Festzuhalten ist dabei, dass es Privatpersonen ermöglicht werden soll, ohne administrativen Aufwand an den energiewirtschaftlichen Prozessen teilzunehmen. Gleichzeitig ist aber sicherzustellen, dass diese Nutzende auch die entstehenden Kosten zu tragen hat. Dies ist mit dem vorliegenden Entwurf noch nicht ausreichend gewährleistet und muss noch mit der Branche im Sinne einer effizienten Umsetzung ausgearbeitet werden. Aus Sicht des BDEW sollten für die Umsetzung hinsichtlich der Machbarkeit und auch Priorisierung im Verhältnis zu anderen wichtigen Aufgaben für die Energieversorgung folgende Leitlinien gelten:

- Richtliniengetreue Umsetzung hinsichtlich des Umfangs
- Ausschöpfen der Frist für die Umsetzung in das EnWG
- Schaffung einer Festlegungsbefugnis der BNetzA für die Umsetzung und Abwicklung des Energy Sharings in der Praxis

### 2.2.1 Richtliniengetreue Umsetzung: Priorisierung und Frist

Die Umsetzung geht insbesondere mit Blick auf den Zeitpunkt der Anwendung und des Umfangs deutlich über die Mindestanforderungen aus der Richtlinie hinaus. Die Spielräume, die Art. 15a Strombinnenmarktlinie der nationalen Umsetzung insbesondere hinsichtlich des Zeitpunkts der Umsetzung überlässt, sollten dringend genutzt werden, um der Praxis Gelegenheit zur Implementierung der erforderlichen effizienten **Prozesse für die Abwicklung von Netzzugang und Bilanzierung** und für deren Erprobung zu geben.

Hintergrund ist, dass § 42c EnWG-E die Komplexität der Abwicklung insbesondere für Netz- und Messstellenbetreiber sowie Reststromlieferanten im Vergleich zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung erheblich steigert, da die Lieferung über das Netz erfolgen soll.

Die Entwicklung der Marktkommunikationsprozesse zur Abwicklung des Netzzugangs und der Bilanzierung sind nach europäischem Recht grundsätzlich Aufgabe der BNetzA. Der BDEW spricht sich daher dafür aus, die Abwicklung der gemeinsamen Energienutzung (Energy Sharing) im Rahmen einer BNetzA-Festlegung auszugestalten. Dieses Vorgehen wäre europarechtskonform und würde deutlich mehr Flexibilität bieten, um es in bestehende Marktkommunikationsprozesse oder in bereits anstehende Marktkommunikationsprojekte (bspw. geplante Neuausrichtung der MaBiS-Abwicklung unter Nutzung der Hub-Technologie) sinnvoll zu integrieren. Insbesondere die zeitlichen Abhängigkeiten und Wechselwirkungen sind zwingend durch die BNetzA abzustimmen, sodass Synergieeffekte gehoben werden können.

Abzulehnen ist auch, dass einmal mehr die Netzbetreiber oder Lieferanten zusätzliche Aufgaben übernehmen sollen, die entweder anderen Marktteilnehmern zuzuordnen sind oder grundsätzlich durch staatliche Stellen zu erfüllen wären (wie schon bei Prüfungsanforderungen nach dem EEG, bei der Erlösabschöpfung aus den Preisbremsengesetzen, etc.). Da die Ressourcen sowohl bei den Vertrieben als auch bei den Verteilnetzbetreibern begrenzt sind, ist dringend eine Priorisierung nach Energiewenderelevanz und Kosten/Nutzen erforderlich. Aus diesem Grund ist auch die umfangreiche Zuweisung neuer Aufgaben an Netzbetreiber im Rahmen der gemeinsamen Energienutzung in § 20b EnWG-E nicht zielführend.

Vor allem vor dem Hintergrund, dass zeitnahe eine Vielzahl anderer Projekte mit IT-Relevanz umgesetzt werden müssen, ist eine Abwicklung von Energy Sharing im Massengeschäft in den genannten Fristen 2026 und 2028 nicht realisierbar.

Beispiele für die bereits bei den Energieversorgungsunternehmen laufenden Projekte mit hohem IT-Umsetzungsaufwand sind unter anderem:

- der Rollout von intelligenten Messsystemen,
- die Umstellung der Steuerung von Anlagen für den Verbrauch und die Einspeisung auf eine Steuerung über das intelligente Messsystem,

- die Beschleunigung und Digitalisierung des Netzanschlusses
- die Beschleunigung des Netzausbaus
- die Umsetzung des Redispatch
- die Umsetzung der Vorgaben zur Cybersicherheit ((NIS-2-Umsetzungs- und Cybersicherheitsstärkungsgesetz)
- die Umsetzung der Regelungen zum Lieferantenwechsel 24h Strom
- die Umsetzung von Gebäudestrommodellen und die Netzentgeltabrechnung nach § 14a EnWG (insb. Tarifmodell 3 ab 01.04.2025)

Unabhängig davon, dass die im Gesetz genannten Fristen für die Umsetzung nicht realistisch umsetzbar sind, weist der BDEW darüber hinaus darauf hin, dass die Fristen der Regelungen in § 20b EnWG-E zur Bereitstellung der Internetplattform ab spätestens 1. Juli 2026 gefordert und in § 42c Abs. 3 EnWG-E zur Sicherstellung einer gemeinsamen Nutzung von Energie innerhalb des Bilanzierungsgebietes ab dem 1. Juni 2026 nicht kompatibel sind.

### **2.2.2 Richtliniengetreue Umsetzung: Zuordnung von Aufgaben und der Finanzierung**

Die Regelungen sind für die Lieferanten des sogenannten „Reststroms“ nicht akzeptabel. Sie müssten infolge des Regelungsvorschlags (§ 42c EnWG-E) zusätzlich zu den bereits aus § 42b EnWG (Gemeinschaftlicher Gebäudeversorgung) folgenden Risiken weitere erhöhte Bilanzierungsrisiken tragen. Darüber hinaus steigen mit der Umsetzung des § 42c Abs. 6 EnWG-E die Inkasso- und Insolvenzrisiken bei zunehmend abnehmenden Residualliefermengen erheblich. Insgesamt werden zugunsten der gemeinsamen Energienutzer Aufgaben und Risiken auf die Reststromlieferanten verlagert, ohne dass eine Kompensation erfolgt. Im Ergebnis müssten alle anderen Kunden des Energielieferanten bzw. Grundversorgers den Mehraufwand tragen. Das ist nicht sachgerecht.

§ 42c Abs. 6 EnWG-E begründet einen **Anspruch des Letztverbrauchers gegenüber seinem Stromlieferanten**, die durch die gemeinsamen Energienutzung entstehenden Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte abzurechnen. Eine derartige Verpflichtung des Stromlieferanten, der an der gemeinsamen Energienutzung in keiner Weise vertraglich beteiligt ist und diesem auch keine Vorteile bringt, ist weder in Art. 15a der Strombinnenmarkttrichtlinie angelegt noch lässt sich aus sonstigen Rechtsgrundsätzen ableiten, dass Stromlieferanten ohne weitere Gegenleistung aufwendige Abrechnungen für Dritte abwickeln müssen.

Es ist im Übrigen auch nicht ersichtlich, weshalb die gemeinschaftlichen Energienutzer jedenfalls unter Nutzung eines Dienstleisters nicht in der Lage sein sollten, die Abrechnung der anfallenden Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte selbst zu organisieren. Die Verantwortlichkeiten sollten im Gesetz klar zugeordnet sein und nicht den Lieferanten oder Netzbetreibern aufgebürdet und so auf andere Kunden und Netznutzer umgelegt und sozialisiert

werden. Dies gilt sowohl hinsichtlich der Steuern und Abgaben als auch hinsichtlich der Netzentgelte. Darüber hinaus sollte auch klargestellt werden, wer das diesbezügliche Inkasso- und Insolvenzrisiko trägt, denn der Lieferant geht bereits jetzt für die eigene Lieferung mit Blick auf Netzentgelte und Umlagen in Vorleistung, d.h. der Ausfall der Zahlungen betrifft ein Vielfaches des reinen Vertriebsanteils (ca. 20 % am Strompreis).

Die Gesetzesbegründung weist zutreffend darauf hin, dass es sich hierbei um eine zusätzliche Dienstleistung des Stromlieferanten handelt. Sofern die Regelung nicht gänzlich gestrichen wird, sind zumindest die weiteren Voraussetzungen für einen Abrechnungsanspruch zu konkretisieren.

**Im Gesetzestext ist daher klarzustellen, dass hierfür ein zusätzliches Entgelt berechnet werden kann.**

Rechnet der Lieferant die Netzentgelte sowohl für den Reststrom als auch für die gemeinsam genutzte Energie ab, ist sicherzustellen, dass die Netznutzungsabrechnung für einen Letztverbraucher für einen Zeitraum nicht aufgeteilt wird. Dies bedeutet, entweder ist der Letztverbraucher oder der Lieferant Netznutzer.

Zudem entstehen Aufwendungen für die Messstellenbetreiber, die durch Anpassungen der entsprechenden Preisobergrenzen in einer Novellierung des MsbG sachgerecht abgebildet werden müssen. Insbesondere steigt die Zahl der Anwendungsfälle deutlich, bei denen neben der Ablesung auch eine teils komplexe Berechnung erfolgen muss, die wie bei den Fällen des Energy Sharings deutlich über den bisherigen Umfang hinaus gehen. Der BDEW geht davon aus, dass

- die Abrechnung von Netzentgelten, Steuern, Abgaben, Umlagen über Reststromlieferanten nicht unentgeltlich erfolgen muss und
- sich der erhöhte Aufwand auf Dauer in den Regelungen des MsbG widerspiegelt.

### **2.2.3 Anwendungsbereich und Regelungen zur Abwicklung**

In dem Recht zur gemeinsamen Nutzung von Energie über weite Strecken und mehrere Netzebenen sieht der BDEW zudem die Gefahr der Verschärfung aktueller und künftiger Netzengpässe, da es zu zusätzlichen Leistungsspitzen durch die Gemeinschaft der Letztverbraucher kommen kann.

Die **Einschränkung auf ein Bilanzierungsgebiet** ist vor dem Hintergrund einer handhabbaren Abgrenzung nachvollziehbar. Wenn dieses Gebiet zu groß wird, sind damit die oben genannten Nachteile verbunden. Die Definition des relevanten Gebietes sollte daher vor einer

endgültigen Festschreibung im Gesetz zuvor eingehend analysiert bzw. direkt über eine Festlegungskompetenz der BNetzA geregelt und in bestehende angepasste Marktkommunikationsprozesse sinnvoll integrieren werden.

Der BDEW steht der Erweiterung auf das angrenzende Bilanzierungsgebiet ab 1. Juni 2028 kritisch gegenüber, da dadurch der lokale Charakter verloren. Je größer der Umkreis wird, desto mehr birgt dies Abrechnungs- und Beschaffungs- sowie Prognoseherausforderungen für die Lieferanten. Darüber hinaus gehen mit einem zu groß gewählten der lokale Charakter sowie potenziell mögliche netzentlastende Effekte verloren.

Auch die verbindlich **Nutzung einer Internetplattform** sollte das Gesetz nicht vorsehen. Die Schaffung einer solchen Plattform ist in der vorgegebenen Zeit ohnehin nicht möglich (siehe dazu Ausführungen zu § 20b EnWG-E). Kosten und Nutzen z.B. einer Internetplattform zur weiteren Digitalisierung von Netzzugang und Netzanschluss sowie zur Abwicklung des Energy Sharings sollten vor einer Detailfestlegung mit der Branche besprochen werden und sind auf ihre Umsetzbarkeit in der Praxis zu prüfen. Dabei ist zu bedenken, dass ein Eingriff in bestehende Abläufe und Prozesslandschaften auch zu Verzögerungen an anderen Stellen führen kann. Mit Blick auf Kosten und Nutzen ist dann zu klären, welcher Akteur am sinnvollsten für Aufbau und Betrieb der Plattform verantwortlich sein sollte.

#### **2.2.4 Regelungen zu Dienstleistungen und beteiligten Anlagen**

Insbesondere bei der Regelung zu möglichen Dienstleistungen, die die gemeinsamen Energienutzer in Anspruch nehmen können, ist § 42c EnWG-E nur schwer verständlich und nachvollziehbar. In § 42 c Abs. 4 EnWG-E ist der Verweis nicht schlüssig. So verweist Nr. 2 auf § 20 Abs. 2 EnWG, der die Verweigerung des Netzzugangs durch den Netzbetreiber regelt. Gemeint ist vermutlich § 20 Abs. 1a bzw. Absatz 3 EnWG, der die Festlegungskompetenz der Regulierungsbehörde regelt. Auch der Verweis von § 42 c Abs. 7 EnWG auf Absatz 3 erscheint nicht schlüssig. Hier ist vermutlich Absatz 4 gemeint.

Grundsätzlich sollten rollenspezifische Ausgestaltungen und Vorgaben nicht im Gesetz, sondern im Rahmen einer BNetzA-Festlegung spezifiziert werden. Nur so können Konzepte in die praktische Umsetzung gebracht werden, die effiziente Lösungen ermöglichen. Mit Blick auf die praktische Umsetzung des Energy Sharings in den Vorgaben zur Marktkommunikation hat der BDEW sich bereits ausführlich mit entsprechenden Modellen beschäftigt und bringt diese Konzepte gerne im Rahmen einer BNetzA-Festlegung ein.

Der BDEW unterstützt in diesem Zusammenhang, dass § 42c Absatz 1 EnWG-E auf „**eine**“ **Anlage** zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien referenziert und geht davon aus,

dass die Formulierung „*können eine Anlage (...) betreiben oder an einer Vereinbarung darüber teilhaben*“ die gemeinsame Energienutzung auf eine Anlage je beteiligtem Letztverbraucher beschränkt.

Für die Feststellung, ob es sich um eine oder mehrere Anlagen handelt und wie die relevanten Leistungsgrenzen nach § 42c Abs. 7 EnWG-E ermittelt werden, sollte eine Klarstellung aufgenommen werden. Dabei bietet sich für die Frage, ob es sich um eine oder mehrere Anlagen handelt, die Bezugnahme auf den technischen Anlagenbegriff an. Eine Zusammenfassung ist nur bei Solaranlagen angezeigt, die hinter demselben Netzanschlusspunkt betrieben werden. Diese Zusammenfassung sollte für die Anlagen gelten, die hinter einem Netzanschluss für die Zwecke der gemeinsamen Energienutzung messtechnisch zusammengefasst werden sollen, d.h. auf die Anlagen, die für die gemeinsame Energienutzung berücksichtigt werden sollen.

### **2.2.5 Hinweise im Zusammenhang mit dem EEG**

Flankierende Änderungen im EEG 2023 für das „Energy Sharing“ fehlen bisher. Damit gelten die allgemeinen Grundsätze des EEG für die eingespeiste Strommenge, die ggf. nicht im Rahmen der Direktvermarktung für die gemeinsame Energiebenutzung abgenommen werden soll, wie bspw. für die anteilige Direktvermarktung, die Anmelde- und Wechselfristen nach § 21c EEG 2023 sowie das Doppelvermarktungsverbot.

Wir weisen zudem darauf hin, dass Teilnehmer der gemeinsamen Energienutzung gemäß Art. 15a Abs. StromBMR aktive Kunden sind und gemäß Art. 15 Abs. 2 (c) StromBMR das Recht haben, an Flexibilitätsmechanismen teilzunehmen. Die Einschränkung in § 42c Abs. 4 Nr. 2 EnWG-E auf Speicher, deren zwischengespeicherte Energie ausschließlich aus Erneuerbaren Energien stammen, bildet daher noch nicht die Aufhebung des Ausschließlichkeitsprinzips ab, die durch das Solarpaket in § 19 Absatz 3a und 3b EEG 2023 bereits vollzogen wurde. Allerdings sind diese Vorgaben aufgrund der noch fehlenden Festlegungen der BNetzA, für die der Gesetzgeber gestaffelte Fristen eingezogen hat, aktuell nicht umgesetzt. Neuregelungen für Speicher nach § 42c EnWG müssen jedenfalls mit den absehbaren Festlegungen nach § 19 Abs. 3a und b kompatibel sein.

### **2.2.6 Wechselfristen und -daten und Einhaltung eichrechtlicher Vorgaben**

Wie bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG, siehe hierzu unter 6.4)) fehlt auch hier eine Regelung, die die **Wechselfrist und das Wechseldatum** des Aufteilungsschlüssels der Energiemengen vorschreibt. Da der Aufteilungsschlüssel für Netzbetreiber, Messstellenbetreiber und Reststromlieferant äußerst relevant ist, muss er auch diesen Beteiligten mitgeteilt werden.

Der BDEW weist außerdem darauf hin, dass der Letztverbraucher nach Eichrecht eine nachvollziehbare Rechnung erhalten muss und diese mit Hilfe der Zählerstände und einfachen Rechenoperationen ermöglicht werden muss. Dies ist für die Netznutzungsabrechnung gewährleistet, wenn darüber die gesamte Energiemenge abgerechnet wird (siehe § 33 MessEG mit Anforderungen an das Verwenden von Messwerten)

#### **BDEW-Vorschlag:**

§ 42c EnWG-E sollte nicht in das EnWG aufgenommen werden. Hilfsweise schlägt der BDEW folgende Änderungen vor:

- Streichung von Absatz 3 Nr. 2
- Klarstellung bzw. Korrektur der Verweise in Absatz 4
- Klarstellung der Bedingungen für die Zusammenrechnung von Anlagen

Außerdem sollten § 42c Abs. 5 um einen Satz ergänzt und Abs. 6 EnWG wie folgt geändert werden:

**(5) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zur gemeinsamen Nutzung nach Absatz 1 teilen der zuständigen Stelle den in Absatz 2 Nummer 2 bezeichneten Aufteilungsschlüssel mit. Die BNetzA kann Näheres in einer Festlegung regeln.**

*(6) Ein mitnutzender Letztverbraucher kann von seinem Stromlieferanten **gegen Entgelt** verlangen, dass auch Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte, die auf verbrauchte Strommengen im Rahmen einer Vereinbarung nach Absatz 1 anfallen, über den bestehenden Stromliefervertrag abgerechnet werden, **soweit dies technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist.***

## **2.3 Änderungen im EnWG zur Netz- und Systemsicherheit**

### **2.3.1 Änderungen beim Redispatch 2.0, § 14 EnWG**

Gemäß den im Referentenentwurf vorgesehenen Änderungen in § 14 EnWG soll die Verpflichtung der Stromverteilernetzbetreiber (VNB) zur Bereitstellung des bilanziellen Ausgleichs und das Recht der VNB zur Abnahme des bilanziellen Ausgleichs von Redispatch-Maßnahmen in einer Übergangsphase bis zum 1. Januar 2032 grundsätzlich ausgesetzt werden. In dieser Phase soll die BNetzA gleichzeitig ermächtigt werden, den bilanziellen Ausgleich im Verteilernetz, auch teilweise, mit einer entsprechenden Festlegung zu regeln. Außerdem soll die BNetzA im Rahmen des finanziellen Ausgleichs des Anlagenbetreibers Regelungen auch für einen angemessenen Aufwendungsersatz schaffen. Diesen sollen die Anlagenbetreiber erhalten,

bei denen der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) und nicht der Netzbetreiber den bilanziellen Ausgleich bereitstellt.

Aus Sicht des BDEW gehen die Anpassung grundsätzlich in die richtige Richtung. Begrüßenswert ist insbesondere, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen des EnWG für den Redispatch 2.0 angepasst und flexibilisiert werden sollen. Dadurch wird in den kommenden Jahren die Möglichkeit für ein schrittweises Vorgehen in Richtung eines verteilnetzweit umsetzbaren und effizienten Redispatch 2.0 auf Basis von Erfahrungen und Kapazitäten der Branche geschaffen. In den Übertragungsnetzen funktioniert der bilanzierte Redispatch 2.0 bereits heute gut. Zudem können die geplanten Anpassungen, sobald auch die entsprechenden Festlegungen der BNetzA vorliegen, mehr Rechtssicherheit für den bilanziellen Ausgleich im Verteilernetz schaffen. Hier ist die BNetzA gefragt, durch die konkrete Ausgestaltung Rechts- und Praxissicherheit herzustellen. Sinnvoll ist auch das Ziel, Regelungen für einen angemessenen Aufwendersersatz zu schaffen, solange keine Bilanzierung durch den anfordernden Netzbetreiber erfolgt.

Allerdings bestehen auch noch Verbesserungsbedarfe:

- › Weitere Details hinsichtlich der schrittweisen Wiederaufnahme des bilanziellen Ausgleichs durch die Verteilernetzbetreiber soll die vorgesehene Festlegung der BNetzA enthalten, die mit dem Inkrafttreten des Gesetzes getroffen werden kann. Es muss vermieden werden, dass zeitweise rechtliche Unsicherheit in Bezug auf Bilanzierungsaufgabe entsteht. Dabei sollte ein Wechsel in den bilanziellen Ausgleich quartalsweise mit drei Monaten Vorlauf ermöglicht werden, um Flexibilität beim Roll-Out des Planwertmodells zu gewährleisten und gleichzeitig den notwendigen Vertragsanpassungen und administrativen Vorgängen der Anlagenbetreiber und Vermarktungsunternehmen Rechnung zu tragen. Ebenso braucht es Klarheit hinsichtlich der Höhe des hiermit im Zusammenhang stehenden finanziellen Ausgleichs.
- › Der BDEW empfiehlt, das Inkrafttreten der den Redispatch 2.0 betreffenden Gesetzesänderung auf den ersten Tag eines Kalenderjahres zu datieren (1. Januar 2025), da Vermarktungsverträge oftmals eine jährliche Laufzeit haben und eine unterjährige Änderung der Ansprüche auf bilanziellen Ausgleich bzw. angemessenen Aufwendersersatz nur mit erheblichem Aufwand in den Verträgen zwischen den Betreibern der Anlage und den Lieferanten bzw. Vermarktungsunternehmen umgesetzt werden können. Auch die Regelungen zum angemessenen Aufwendersersatz müssen frühestmöglich bekannt sein. Ausschließlich durch eine solche Regelung wird die rechtliche Unsicherheit des Anlagenbetreibers über die Höhe des finanziellen Ausgleichs ausgeschlossen.

- › Die geplante Anpassung schafft eine sinnvolle Übergangsphase und Spielräume für die BNetzA, praxisfeste und robuste Prozesse für die gesamte Branche zu etablieren. Der BDEW spricht sich dafür aus, bis Ende des Jahres 2030 die Umsetzung und Effektivität der gesamten gesetzlichen Übergangsregelung auf dem Weg zu einem flächendeckenden bilanziellen Ausgleich durch die Netzbetreiber zu evaluieren (und die Evaluierung nicht nur auf § 14 Abs. 1b Satz 4 EnWG-E zu beschränken, wie in § 14 Abs. 1b Satz 5 EnWG-E vorgesehen). Aus dieser Evaluierung könnten weitere notwendige rechtliche Weichenstellungen für die Zukunft des Redispatch 2.0 nach 2031 abgeleitet werden.

Darüber hinaus sollten aus Sicht des BDEW die folgenden Hinweise und Ergänzungsbedarfe berücksichtigt werden:

Die einseitige Nennung von „*wirtschaftlichen Vorteilen*“ in § 14 Abs. 1b EnWG-E bei der Bereitstellung des bilanziellen Ausgleichs durch den Bilanzkreisverantwortlichen ist nicht sachgerecht. Im Gegenteil ist nicht erkennbar, wann es überhaupt zu wirtschaftlichen Vorteilen im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen kommen könnte. In der Gesetzesbegründung (S. 85) wird genannt, dass dies im Falle von negativen Preisen oder positivem Redispatch der Fall sein könnte. Hier wird jedoch die Tatsache vernachlässigt, dass eine Anlage eine flexibel einsetzbare Option darstellt und durch die Redispatch-Maßnahme die Option entfällt, die Anlage, falls es wirtschaftlich sinnvoll ist, eigenständig bei negativen Preisen einzusenken oder bei positiven Preisen zu erhöhen. Weiterhin sieht der geplante § 14 Abs. 1b EnWG-E vor, dass die BNetzA im Rahmen ihrer Festlegungskompetenz insbesondere auch negative Anreize bei einer ineffizienten Bewirtschaftung einsetzen soll. Anreize können aus Sicht des BDEW eine wichtige Rolle auf dem Weg zur Verbesserung des Redispatch 2.0 spielen. Die Fokussierung auf allein negative Anreize ist jedoch nicht sachgerecht und sollte dringend gestrichen werden. Auch positive Anreize können effektive Instrumente darstellen und sollten in den Überlegungen der BNetzA Berücksichtigung finden können.

#### **BDEW-Formulierungsvorschläge:**

§ 14 Absatz 1a und 1b EnWG-E sollte wie folgt geändert und folgender Absatz 1d zusätzlich in § 14 EnWG eingefügt werden:

*„(1a) Die Regulierungsbehörde regelt ~~erstmalig zum [1.7.2025]~~ durch eine **befristete** Festlegung nach § 29 Absatz 1, unter welchen Voraussetzungen § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2 für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen vor dem [31. Dezember 2031] Anwendung findet und ob der Anspruch auf angemessenen Aufwendersatz nach Absatz 1b entfällt. Die Regulierungsbehörde kann die Regelung insbesondere auf bestimmte Netzebenen, Anlagenarten und -größen sowie Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen beschränken, von der Zustimmung der Betreiber vorgelagerter*

Elektrizitätsversorgungsnetze oder anderer Beteiligter **A**abhängig machen. § 13j Absatz 5 Nummer 3 gilt entsprechend. Die Regulierungsbehörde kann für diesen Fall ferner einen bilanziellen Ausgleich für die Umsetzung von Aufforderungen nach Absatz 1c vorschreiben.“

(1b) § 13a Absatz 2 ist für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen **ab dem 01.01.2025** im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass der Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie als Bestandteil des finanziellen Ausgleichs einen angemessenen Aufwendungsersatz für ~~den bilanziellen Ausgleich der~~ **die** Maßnahme des Verteilernetzbetreibers erhält. ~~Wirtschaftliche Vorteile, die im Zusammenhang mit dem bilanziellen Ausgleich entstehen, erstattet der Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie dem Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes.~~ Die Regulierungsbehörde trifft durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 nähere Bestimmungen zur Höhe des angemessenen Aufwendungsersatzes **s** und der Bestimmung ~~der~~ wirtschaftlichen **r** Vorteile. Sie gibt insbesondere pauschale Bestimmungsmethoden, Maßgaben für eine effiziente Bewirtschaftung sowie **negative** Anreize **zur** ~~bei einer ineffizienten~~ Bewirtschaftung vor. Dieser Absatz ist nicht anzuwenden, wenn der Strom nach § 57 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vermarktet wird. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz evaluiert zum 1. Juli 2027 die Umsetzung und Wirkung der Maßgaben und Anreize nach Satz 4.

[...]

**(1d) Die Regulierungsbehörde legt dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz spätestens zum 31. Dezember 2030 einen Bericht über den Umsetzungsstand hinsichtlich der Vorgaben der nach Absatz 1a erlassenen Festlegung vor. Der Bericht soll auch eine Prognose über die zu erwartende weitere Umsetzung beinhalten. Die Regulierungsbehörde hat zur Erstellung des Berichts die Vertreter der Wirtschaft zu hören. Der Bericht soll auch Aussagen dazu enthalten, ob und aus welchen Gründen eine Verlängerung der nach Absatz 1a erlassenen Festlegung aus Sicht der Regulierungsbehörde notwendig wäre.**

### **2.3.2 Artikel 2 - Weitere Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes, Anpassung von § 14 EnWG**

Nach Artikel 2 des Referentenentwurfs sollen die Anpassungen des § 14 EnWG grundsätzlich wieder „rückgängig“ gemacht werden. Dabei ist allerdings die Streichung des §14 Abs. 1c Satz 3 EnWG nicht berücksichtigt worden. Darin wird der Anspruch des auffordernden Netzbetreibers auf Abnahme des bilanziellen Ausgleichs durch den aufgeforderten Netzbetreiber

geregelt. Auch diese Regelung sollte zu dem in Artikel 2 vorgesehenen Datum wieder in § 14 Abs. 1c EnWG aufgenommen werden.

### **2.3.3 Umrüstung einer Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie von Trägheit der lokalen Netzstabilität in § 13I EnWG-E**

Aus Perspektive der Systemsicherheit ist der Vorschlag im Referentenentwurf nachvollziehbar. Aus BDEW-Sicht ist jedoch entscheidend, dass die marktgestützte Beschaffung von Systemdienstleistungen mit den Kriterien Momentanreserve und Blindleistung nicht beeinträchtigt wird.

Ein Zwang zur Umrüstung auf rotierende Phasenschieberanlagen (rPSA) kann für Anlagenbetreiber mit erheblichen Nachteilen verbunden sein. Die umgerüstete Anlage würde bestehen bleiben und für einen Zeitraum von acht Jahren und darüber hinaus eine starke Einschränkung des Transformationsprozesses darstellen. Ein Rückbau der Anlage wäre für den Anlagenbetreiber nicht möglich, sodass die Flächen nicht für eine neue Nutzung, beispielsweise im Rahmen eines Transformationsprozesses, z.B. zur Realisierung von steuerbaren Erzeugungskapazitäten, zur Verfügung stünden. Technisch vergleichbare Alternativprojekte sollten daher Vorrang zur Umrüstung haben.

Die in § 13I Abs. 1 Nr. 2 EnWG-E angeführten anderen angemessenen Maßnahmen zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung sollten außerdem konkretisiert werden, um Rechtssicherheit zu schaffen.

In diesem Zusammenhang ist der Verweis auf die bestehenden Vergütungsregelungen der Netzreserve (§ 13c Abs. 3 EnWG, hier insbesondere Ziffer 4) ungenügend, da die langjährige Unterbindung von Alternativprojekten hinsichtlich einer Entschädigung des Anlagenbetreibers bislang nicht abgedeckt ist.

Zu befürworten ist, dass der Betreiber der umgerüsteten Erzeugungsanlage Anspruch auf die Erstattung der nachgewiesenen Kosten für die Umrüstung der Anlage und auch Anspruch auf eine entsprechende Vergütung hätte.

Anfallende Verlustenergie muss finanziell ausgeglichen werden.

Der BDEW fordert für den Fall einer aus Systemsicht zwingend notwendigen Umrüstung zu rPSA, dass der notwendige Bedarf durch den ÜNB zeitnah bei den betroffenen Anlagenbetreibern adressiert wird. Der geplante Zeitraum für die Antragstellung des ÜNB gegenüber der BNetzA (6 Monate vor Stilllegung der Anlage) wäre aus BDEW-Sicht zu knapp, um für

Anlagenbetreiber Planungs- und Genehmigungsschritte rechtzeitig zu beginnen. Aktuell liegen die Planungs-, Liefer- und Umbauzeiten bei zwei Jahren und länger. Darüber hinaus sind nach BDEW-Informationen für Kraftwerke in der Größenklasse von mehreren hundert MW bestimmte Anlagenteile für den Phasenschieberbetrieb (Kupplungen) bislang nicht verfügbar. Auch eine Umrüstung von Wind- und PV-Anlagen ist nicht ohne weiteres möglich. Zum einen wird diese Technik durch die Hersteller derzeit noch nicht angeboten, zum anderen wäre die Umrüstung mit einem immensen Arbeits- und auch Kostenaufwand verbunden.

Um nachteilige Auswirkungen und Störungen im Verteilernetz zu verhindern, wenn die Anlage dort angeschlossen ist, sollte zudem § 13I Abs. 1 EnWG-E ergänzt werden.

#### **BDEW-Formulierungsvorschlag:**

§ 13I Absatz 1 sollte um folgende Bedingung für das Umrüstungsverlangen ergänzt werden:

*“Ein Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung kann vom Betreiber einer in seiner Regelzone liegenden Erzeugungsanlage mit einer Nennleistung von 50 Megawatt oder mehr die Umrüstung dieser Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung verlangen (Umrüstungsverlangen), wenn*

*[...]*

**5. bei Anschluss der Anlage am Verteilernetz der Betrieb und die Fahrweise mit dem Anschlussnetzbetreiber abgestimmt wird.“**

#### **BDEW-Vorschlag**

Bei zwingend notwendiger Umrüstung müssen mindestens folgende Punkte aufgenommen werden:

- > Die Frist zur Antragsstellung gegenüber der BNetzA vor dem angezeigten Stilllegungszeitpunkt ist zu verlängern.
- > Bedarfe des Anlagenbetreibers, z.B. Flächennutzung nach Rückbau, Umnutzung o.ä. der stillzulegenden Anlage bzw. Anlagenteile zur Umsetzung des Transformationsprozesses müssen Berücksichtigung finden. Die Bereitstellung der benötigten rPSA durch technisch vergleichbare Alternativprojekte sollte bevorzugt werden.
- > Die marktliche Beschaffung und die Ausschreibungen von Systemdienstleistungen, wie Momentanreserve und Blindleistung, darf nicht beeinträchtigt werden. Für die

marktliche Beschaffung ist u.a. zügig für Planungs- und Rechtssicherheit durch die entsprechenden, aktuell noch laufenden BNetzA-Festlegungen zu sorgen.

## **2.4 Änderungen im EnWG zum Netzanschluss und zur Netznutzung**

### **2.4.1 Änderung in § 11 Abs. 3 EnWG-E und § 118 Abs. 54 EnWG-E**

Der BDEW begrüßt eine gesetzlich normierte Regelung, nach der die bisherigen Regelungen in § 5 GasNZV bzw. § 25a StromNZV weiter Anwendung finden, um eine Fortgeltung der bestehenden Praxis zu sichern. Das gilt auch für eine zusätzliche Möglichkeit des Verordnungsgebers, eine diesbezügliche neue Verordnungsermächtigung aufzunehmen. Der BDEW teilt die Auffassung, dass anderenfalls eine Regelungslücke entstünde, die Netzbetreiber einem unkalkulierbarem Haftungsrisiko aussetzen würde.

### **2.4.2 Detailregelungen zum Netzanschlussverfahren in § 17 Abs. 5 bis 7 EnWG-E**

Der BDEW unterstützt das Ziel, den Netzanschluss zu digitalisieren, für alle Beteiligten zu beschleunigen und zu vereinfachen. Im EnWG muss der Gesetzgeber aber den Fokus auf wesentliche energiewirtschaftliche Eckpunkte beschränken

Die angedachten Regelungen zum Netzanschlussverfahren in § 17 Abs. 6 und 7 EnWG-E weisen eine für das EnWG untypische Detailtiefe auf. In der vorliegenden Form dürften die Regelungen aufgrund ihrer administrativ-technischen Detaillierung insbesondere mit Blick auf die Absätze 6 und 7 **nicht europarechtskonform** sein. Nach der Rechtsprechung des EuGH sind die europäischen Netzzugangsregelungen von der unabhängigen Regulierungsbehörde auszugestalten und nicht von dem nationalen Gesetzgeber. Entsprechendes gilt für den Netzanschluss. Nicht europarechtskonforme Regelungen sind rechtlich angreifbar und führen zu einer Phase der Unsicherheit.

Die weitere Ausgestaltung von Netzanschlussregelungen, die Standardisierung und die Digitalisierung muss zudem sachgerecht und zielorientiert sein. Die BNetzA könnte dazu passende Vorgaben und Zeiträume bestimmen, die für unterschiedlich komplexe Fälle die jeweiligen Herausforderungen zielgenau zu berücksichtigen. Eine gesetzliche Regelung sollte das Ziel definieren und immer genug Flexibilität für die Praxis bieten, um dieses Ziel unter Berücksichtigung der tatsächlichen Sachlage umzusetzen. So sind zum Beispiel in Anschlussverfahren insbesondere für höhere Anschlussebenen der Mittel- und Hochspannung die Besonderheiten des Einzelfalls in die Betrachtung einzubeziehen.

Der in der aktuellen Praxis viel wesentlichere Punkt für die Beschleunigung von Netzanschlüssen ist, wie der Netzbetreiber mit knappen Netzkapazitäten umgehen kann. Mögliche

Priorisierungsentscheidungen für Nutzergruppen sind dabei politisch zu treffen. Hier ist der Gesetzgeber gefordert.

Insbesondere in Ballungsräumen stellen begrenzte Netzkapazitäten immer häufiger ein Hindernis bei der Erreichung sämtlicher ambitionierter gesetzlicher Ziele dar (Nutzungskonkurrenzen). So können die Kapazitätsanforderungen zur Defossilisierung der Fernwärme (Großwärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen) mit den Anforderungen der Verkehrswende (Ladepunkte oder anderen Energiewendeanlagen) oder auch Rechenzentren in Konkurrenz treten. Hier ist eine politische Zielsetzung hinsichtlich einer möglichen Reihenfolge für die Gewährung von Netzanschlusskapazität sinnvoll und erforderlich. Dabei der eine Orientierung unter anderem am Wärmeplanungsgesetz erfolgen könnte.

Der BDEW fordert den Gesetzgeber daher auf:

- sich im EnWG auf wesentliche energiewirtschaftliche Vorgaben zu fokussieren und sich möglichst eng an der Strombinnenmarktverordnung (EU) 2019/942 vom 13. Juni 2024 zu orientieren und
- Vorgaben zur Flexibilisierung des Netzanschlusses und zur Priorisierung bei der Umsetzung von Netzanschlüssen in Engpasssituationen für Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen zu schaffen.

### **§ 17 Abs. 5 EnWG-E**

Der Netzbetreiber muss nach der vorgeschlagenen Regelung innerhalb von drei Monaten nach Eingang des Netzanschlussbegehrens klare und transparente Informationen über den Status und die weitere Bearbeitung des Begehrens zur Verfügung stellen. Diese Regelung unterstützt der BDEW inhaltlich. Sie gibt dem Netzanschlussverfahren eine grobe Struktur, wie sie auch seit diesem Sommer auf europäischer Ebene für die Übertragungsnetzbetreiber unmittelbar (Art. 50 (4a) der Strombinnenmarktverordnung. Dort heißt es:

*„Übertragungsnetzbetreiber stellen den Netznutzern auf transparente Weise klare Informationen über den Status und die Bearbeitung ihrer Netzanschlussanträge, einschließlich gegebenenfalls Informationen über flexible Netzanschlussverträge, bereit. Sie übermitteln diese Informationen innerhalb von drei Monaten ab der Antragstellung. Wird der beantragte Anschluss weder gewährt noch endgültig verweigert, übermitteln Übertragungsnetzbetreiber regelmäßig, mindestens jedoch vierteljährlich, aktualisierte Informationen zu dem Anschlussantrag.“*

Eine inhaltlich identische Regelung findet sich für Verteilnetzbetreiber in der jüngst novellierten Strombinnenmarktlinie 2024/1711 in Art. 31 Absatz 3. Diese Regelung ist in nationales Recht umzusetzen und daran sollte sich die Regelung im Gesetz in ihrem Umfang orientieren.

§ 17 Absatz 5 EnWG-E sieht sinnvollerweise auch vor, dass die Netzbetreiber die Möglichkeit zur Verfügung stellen, Anschlussbegehren und Dokumente für alle (und damit auch für größere) Anlagen über ihre Internetseite oder „durch andere geeignete elektronische Medien“ zu übermitteln. Aus Sicht des BDEW wäre eine Umsetzung auch über das Netzanschlussportal des Netzbetreibers sinnvoll aber auch mit dem Wortlaut vereinbar.

### **§ 17 Abs. 6 und 7 EnWG-E**

Die Regelungen in **§ 17 Absatz 6 und 7 EnWG-E** sind dagegen aus Sicht des BDEW nicht und schon gar nicht in dem genannten Zeitrahmen umsetzbar. Dies gilt insbesondere, wenn auch alle anderen neuen und bereits bestehenden Anforderungen an die Netzbetreiber weiter mit Hochdruck bearbeitet werden sollen. Es wird daher empfohlen, sinnvolle Spezifizierung der Branche zu übertragen und hilfsweise eine Festlegungsermächtigung für die BNetzA einzuführen. So können effiziente Standardisierungen für die Praxis erfolgen.

Sollte an den Detailregelungen festgehalten werden, ist auf Folgendes hinzuweisen:

#### **Standardisierung für alle Anlagen im Verteilnetz bis Januar 2026 nicht erreichbar**

§ 17 Absatz 6 EnWG-E sieht die Standardisierung aller Anforderungen aller Anlagengrößen und Anlagentypen von Hochspannung bis Niederspannung für alle Netzkonstellationen und eine darauf basierende Abwicklung des Anschlussprozesses vor. Schon die Standardisierung wird in diesem Zeitrahmen nicht möglich sein. Daher wird auch die Umsetzung in die Prozesse bei den Netzbetreiber nicht erfolgen können.

Kritisch ist zudem, dass die Regelung keine Unterscheidung zwischen Anlagen und Spannungsebenen trifft. Eine zielführende flexible Handhabung komplexer Fälle wird damit verhindert. Gerade in den höheren Spannungsebenen mit häufigem Projektgeschäft sind andere Anforderungen an das Netzanschlussverfahren zu stellen als etwa in einem Massenprozess in der Niederspannung. Ein Übermaß an Standardisierung ist hier nicht hilfreich, sondern kontraproduktiv.

## Regelung der Ablaufdetails zum Netzanschlussprozess im Gesetz

Grundsätzlich erscheint es sinnvoll, den Netzanschlussprozess übersichtlich und transparent zu gestalten, wo dies noch nicht der Fall ist. Das setzt voraus, dass die Anschlusspetenten wissen, welche Unterlagen sie beibringen müssen, um eine schnellstmögliche Prüfung zu ermöglichen.

Fehlende Informationen sollten vom Netzbetreiber beim Anschlussbegehrenden unverzüglich nachgefordert werden, dann ggf. innerhalb einer zweiwöchigen Frist. Dies liegt bereits im eigenen Interesse des Netzbetreibers, der die Prüfung bereits begonnen hat und sie zeit- und kostenschonend abschließen will. Insbesondere, wenn die Regelung auf alle denkbaren Anschlüsse von Hoch- bis Niederspannung angewendet werden soll, müsste der Ablauf allerdings flexibler gestaltet sein, weil die Anschlüsse unterschiedlich komplex sind.

Die vorgeschlagene zweiwöchige Reaktionsfrist für den Netzbetreiber, auf **alle fehlenden oder zusätzlich erforderlichen Informationen** des Anschlussbegehrenden hinzuweisen, ist **nicht praxisgerecht**, wenn sie ohne Ausnahme für alle Arten von Netzanschlussbegehren und alle möglicherweise erforderlichen Informationen und auch inhaltlich nicht korrekte oder unvollständige Unterlagen gelten soll.

Die weitergehende Prüfung der mit dem Anschlussbegehren vorgelegten Unterlagen auf darin noch fehlende Informationen ist in der Praxis nicht strikt zu trennen von einer ersten inhaltlichen Sichtung und Prüfung. Gerade im Projektgeschäft greifen die Sichtung der Unterlagen und die inhaltliche Prüfung des konkreten Einzelfalles aber in großen Teilen ineinander. Dies gilt jedenfalls, wenn die Sichtung der Unterlagen über eine Prüfung hinaus geht, ob Unterlagen fehlen, deren Erforderlichkeit offensichtlich ist und eher ihre Qualität betreffen.

Eine automatisierte umfassende Prüfung der Netzanschlussunterlagen auf ihre inhaltliche Vollständigkeit und Qualität ist in den meisten Fällen nicht möglich. Oft sind beispielsweise Lagepläne oder andere technische Dokumente sind zum Teil nicht einfach nachvollziehbar oder in nicht ausreichender Qualität vorgelegt. In diesen Fällen sind individuelle Nacharbeiten erforderlich.

### **BDEW-Vorschlag:**

§ 17 Absatz 6 und 7 EnWG-E sollten gestrichen werden. Die Regelungen sind nicht umsetzbar und schwer verständlich. Sie fallen in den Zuständigkeitsbereich der BNetzA und sind von ihr zu treffen. Der Gesetzgeber:

- könnte einen Auftrag zur Festlegung entsprechender Regelungen an die BNetzA erteilen und darin Eckpunkte regeln und

- muss Regelungen zum Flexiblen Netzanschluss und zum Umgang mit Netzanschlüssen in Netzengpasssituationen zeitnah treffen.

### 2.4.3 Unverbindliche Netzanschlussauskunft nach § 17a EnWG-E:

Anschlussbegehrende sollen über die Bereitstellung digitaler Lösungen früher und einfacher Informationen zum geplanten Netzanschluss erhalten können. Auch dieses Ziel unterstützt der BDEW.

Aber auch in diesem Punkt sollte sich das EnWG auf europarechtlich vorgegebene und umzusetzende Punkte beschränken. Im Ergebnis steht die vorgeschlagene Regelung nach Auffassung des BDEW der Umsetzung der Binnenmarktverordnung allerdings sogar entgegen. Art. 57 verpflichtet die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zur Zusammenarbeit, um übereinstimmende Informationen über Anschlüsse und Kapazitäten zu veröffentlichen. Eine detailreiche Regelung im EnWG würde dem vorgreifen und ggf. entgegenstehen.

Außerdem ist es mit Blick auf die Einführung neuer Aufgaben der Netzbetreiber wichtig, zeitlich und hinsichtlich des Umfangs zu priorisieren. Allein dieser Gesetzesvorschlag schlägt eine Reihe neuer und möglichst sofort umzusetzender Aufgaben vor. Wie bei der Ausgestaltung des Anschlussverfahrens in § 17 Absatz 5 bis 7 EnWG-E ist auch hier festzuhalten, dass die konkrete Ausgestaltung der zuständigen und sachnäheren Behörde, der BNetzA, überlassen bleiben kann und muss.

Der Referentenentwurf scheint sich an einigen bei Netzbetreibern bereits existierenden Systemen zur unverbindlichen Netzauskunft zu orientieren. Allerdings geht der vorliegende Vorschlag weit über die Funktionen dieser schon existierenden Lösungen hinaus. In dem im Referentenentwurf geforderten Umfang **kann die unverbindliche Netzauskunft derzeit kein VNB umsetzen**. Einzelne VNB besitzen ähnliche Tools mit deutlich vereinfachter Funktion, die nur einspeiseseitige Anschlussbegehren erfasst und die Hochspannungsebene regelmäßig nicht berücksichtigt. Eine entsprechende automatisierte Lösung wäre also eine Neuentwicklung. Auch existierende automatisierte Lösungen in ihrem bestehenden Umfang lassen sich nicht einfach auf alle Netzbetreiber übertragen. Die Einbindung in die IT-Systeme ist nicht überall gleich und auch die Anforderungen in einzelnen Netzgebieten sind ganz unterschiedlich.

Die Umsetzung ist in dem genannten Zeitraum von zwei Jahren nicht möglich. Es stellt sich auch die Frage, ob der Aufwand für die Umsetzung in dem vorgesehenen Umfang tatsächlich in einem angemessenen Verhältnis zu dem möglichen Nutzen steht.

Darüber hinaus sieht der BDEW diesen Punkt derzeit auch deswegen nicht als entscheidungsreif an, weil auf europäischer Ebene, die zur Verfügung zu stellenden Informationen erst noch abgestimmt werden. Die Regelungen erfolgen hier häufig ebenfalls auf Verordnungsbasis bzw.

über die europäischen Networkcodes. Es ist zu erwarten, dass sie sogar direkt verbindlich werden. Dann wären ohnehin weitere Änderungen erforderlich.

Um solche Tools in ein in der Breite nutzbares Modell umzusetzen, sollten sie sich hinsichtlich ihres Umfangs in einem ersten Schritt an den bestehenden Marktösungen orientieren, die bisher einen deutlich geringeren Umfang haben und proprietär auf einzelne Netzbetreiber zugeschnitten sind. In einem zweiten Schritt erst kann der Funktionsumfang sukzessive erweitert werden.

Im Einzelnen:

### **Umfang der der unverbindlichen Auskunft**

Im Zielbild sollte stets der **technisch und wirtschaftlich sinnvollste Netzverknüpfungspunkt zuzüglich zweier Alternativen** ausgewiesen werden.

Der BDEW weist auch darauf hin, dass bei sehr großen Leistungsanfragen bereits in der Mittelspannung (zum Beispiel in Berlin ab 3.500 kVA) und erst recht in der Hochspannung darüber hinaus der Anschlusspunkt nicht allein entscheidend ist. Für den tatsächlichen Anschluss sind weitere Voraussetzungen zu prüfen, wie z. B. verfügbare Zellen im Umspannwerk und deren Bauart. Dazu kommen laufende oder mittelfristig notwendige Veränderungen im Hochspannungsnetz aufgrund notwendigen Ersatzes von bestehenden Umspannwerken oder Kuppelstellen zum vorgelagerten Übertragungsnetz. Derart große Leistungsanfragen benötigen aufgrund der Vielzahl von Einflussfaktoren weiterhin eine Einzelfallprüfung und -abstimmung.

Netzverknüpfungspunkte, die erst nach Netzertüchtigungs- oder Netzausbaumaßnahmen zur Verfügung stehen, sollten nicht berücksichtigt werden. Gleiches gilt für zusätzliche Varianten mit und ohne Reservierung unter Beachtung der Reservierungsdauer.

Die Komplexität erhöht sich durch die Vielzahl und die Varianten der Einzelmaßnahmen gerade in den unteren Spannungsebenen exponentiell.

### **Automatisierte Berücksichtigung der Varianten**

Für die Umsetzung von § 17a Absatz 3 Satz 3 Nr. 2 EnWG-E müsste im Bewertungstool die **Anfrage jeweils ohne und mit Reservierungen** bewertet werden. Es könnte sein, dass bei Wegfall von reservierter Netzkapazität ein anderer günstigerer Anschluss möglich ist. Lösungen, die derzeit bereits genutzt werden, berücksichtigen in den Netzdaten alle Anlagen, die entweder in Betrieb oder reserviert sind. Bei reservierten Anlagen gelten diese in den Netzdaten als ebenfalls an das Netz angeschlossen, damit eine Netzberechnung erfolgen kann. Damit ist nur eine Berechnung mit reservierten Anlagen möglich. Eine zweite Berechnung ohne die

reservierten Anlagen oder unter Berücksichtigung eines Teils dieser Anlagen um einen näher gelegene Netzverknüpfungspunkt zu ermitteln wäre unverhältnismäßig aufwendig.

Die unverbindliche Netzauskunft sollte sich deshalb auf Anschlüsse beziehen, die die **geplante Leistung sofort und ohne Netzausbau** aufnehmen können. Diese Aussagen wären verlässlich. Alle weiteren Angaben sind bei einer automatischen Auskunft fehleranfällig und führen schlimmstenfalls zu falschen Ergebnissen. Für eine stärkere Aussagekraft müssten die Daten dauerhaft händisch korrigiert werden.

Die Ausweitung auf die weiteren Kriterien und Varianten würde mit ungewissem Nutzen zusätzlich erheblichen Programmieraufwand verursachen, denn es müssten alle Netzdaten zweimal vorgehalten werden. Dieser Mehraufwand würde einer Beschleunigung eher entgegensteht.

Darüber hinaus würde ein solches Tool Rückschlüsse über die genaue Lage von MS- und HS-Leitungen und damit über kritische Infrastruktur ermöglichen. Dieser Punkt ist vor dem Hintergrund der gegebenen Sicherheitslage noch nicht ausreichend berücksichtigt bzw. geprüft worden. Ggf. wäre hier eine Lösung, dass aggregierte Informationen in einer gemeinsamen Karte zusammengeführt werden, in denen jene Regionen gekennzeichnet sind, in denen freie Kapazitäten vorhanden sind, ohne feingranulare geographische Netzkarten zur Verfügung stellen zu müssen.

### **Pauschale Kostenschätzung**

**Eine pauschale Kostenschätzung auf Basis von nicht validierten Netzberechnungen** nach § 17a Absatz 2 Satz 4 EnWG-E wäre nur sinnvoll, wenn die zugrundeliegende Netzberechnung eine hohe Genauigkeit aufweist. Anderenfalls würde sie zu nicht hilfreichen Prognosen führen. Fraglich ist, ob diese nur sehr grob durch den Netzbetreiber ermittelten Kosten dem Anschlussnehmer tatsächlich nutzen oder unnötig abschreckend wirken würden.

### **Bundesweit einheitliche API-Schnittstelle nach § 17a Abs. 3 Satz 1 EnWG-E**

Die Regelung zur einheitlichen Programmierschnittstelle ist verfrüht. Bevor API-Schnittstellen eine greifbare Wirkung im Sinne einer Beschleunigung von Netzanschlussprozessen entfalten können, müssen Verteilnetzbetreiber ihre nachgelagerten IT-Systeme zunächst flächendeckend API-tauglich machen. Dies umfasst etwa relevante Verschlüsselungs-, Authentifizierungs-, Autorisierungs-, Dokumentations- und Testmaßnahmen.

Außerdem bestehen auch hier Sicherheitsbedenken, weil durch die massenhaften automatisierten Anfragen eine Nachmodellierung des Netzes möglich wäre. Wir bitten den Vorschlag auch angesichts der bestehenden Sicherheitslage neu zu bewerten.

## **Gesetzliche Pflicht zur Erarbeitung gemeinsamer Datenformate nach § 17a Abs. 5 EnWG-E**

Netzbetreiber nutzen unterschiedliche Software zur Netzberechnung und es herrschen sehr unterschiedliche Kostenstrukturen. Eine Vereinheitlichung der Kostenschätzung ist infolge der v. a. geographischen Unterschiedlichkeit der Netzgebiete und weiterer netzbetreiberspezifischer Besonderheiten in der vorgeschlagenen Form weder möglich noch sinnvoll und deshalb abzulehnen.

Diese Position hat der BDEW bereits im Rahmen des BMWK-Branchendialoges zur Beschleunigung von Netzanschlüssen dargestellt und begründet. Die weitere Prüfung und Bearbeitung dieses Themas sollte durch die BNetzA erfolgen.

Aus Sicht des BDEW ist die Pflicht zur Einführung einer in der vorliegenden Form und in dem vorliegenden Umfang automatisierten Anschlussauskunftsabfrage derzeit nicht umsetzbar und auch nicht entscheidungsreif. Sie sollte gestrichen werden. Zusammengefasst führen folgende Gründe zu dieser Bewertung:

- Es fehlt die Entscheidungsreife wegen anstehender europäischer Vorgaben.
- Der Umsetzungszeitraum ist unrealistisch.
- Es fehlt eine Priorisierung mit Blick auf andere dringendere Digitalisierungsprojekte.
- Der ausufernde Umfang lässt den Nutzen außer Verhältnis zu den Kosten stehen.
- Sicherheitsbedenken und Aspekte sind nicht geprüft und bewertet insbesondere bei bundesweiter Abfragemöglichkeit bei gleichzeitig erhöhter Bedrohungslage

Wenn schon heute der Pfad in die Zukunft im Gesetz gezeichnet werden soll, dann sollten heute im EnWG ausschließlich Eckpunkte genannt und die konkrete Ausgestaltung der BNetzA oder der Branche überlassen werden. So werden Spielräume für die technische Entwicklung in Innovationen erhalten.

### **BDEW-Vorschlag:**

Der BDEW schlägt vor, als Grundlage für die unverbindliche Netzauskünfte die Regelungen in § 17a Abs. 1 zu nutzen und zusätzlich eine entsprechende Befugnis der BNetzA zu verankern. So würde sichergestellt, dass die fundierte und ausgewogene Prüfung des Zeitpunkts und des s einer möglichen automatisierten unverbindlichen Anschlussabfrage erfolgen kann. § 17a Abs. 1 Satz 4 müsste dabei in jedem Fall gestrichen werden.

Sollte die Regelung dennoch weiterverfolgt werden, bedarf es jedenfalls der Änderung hinsichtlich folgender Punkte:

- Umsetzungsfrist
- Automatisierte Auskunft nicht für Anschlüsse in Umspannung von Mittel in Niederspannung
- Einschränkung der Varianten der Netzauskünfte (u.a. ohne Netzausbau und ohne Berücksichtigung der Reservierungsdauer)
- Prüfung der Einführung einer Programmierschnittstelle im zweiten Schritt
- Keine feingranularen Auskünfte insbesondere auf der Grundlage von detaillierten geographischen Netzkarten aus Gründen des Schutzes kritischer Infrastruktur

#### **2.4.4 Detailregelungen zum Netzanschlussverfahren in § 18 Abs. 4 und 5 EnWG-E**

Grundsätzlich gilt für diese Regelung das zu § 17a EnWG-E Dargestellte entsprechend. Die Regelung gibt detaillierte Netzanschlussregelungen vor, die in den Kompetenzbereich der BNetzA fallen. Die in § 18 Absatz 5 EnWG-E verwendete Regelungstechnik ist außerdem in hohem Maße kompliziert und erschwert die Rechtsanwendung.

##### **BDEW-Vorschlag:**

Für die Fälle der Erweiterung und Änderung des Netzanschlusses sollte pauschal eine 8-Wochenfrist zugelassen werden. Absatz 5 sollte vollständig gestrichen werden.

#### **2.4.5 Lieferantenwechsel in 24 Stunden Gas**

Die durch das im Sommer 2024 verabschiedete EU-Gaspaket bzw. dem EnWG aufgeführte Umsetzungsfrist zur Einführung eines Lieferantenwechsel in 24 Stunden für die Sparten Gas und Wasserstoff zum 01.01.2026 ist nicht realisierbar. Die Regelungen erfordern in der Sparte Gas zunächst eine Anpassung der BNetzA-Regelungen an GaBi-Gas und GeLi Gas. Im Dialog zwischen BNetzA und BDEW sollten Lösungen entwickelt werden, die sowohl die Umsetzung der EU-Vorgaben als auch die wirtschaftlichen Anforderungen an die Unternehmen der Sparte Gas berücksichtigen.

#### **2.4.6 Massengeschäftstaugliche Abrechnungs- und Kommunikationssysteme für den Netzzugang nach § 20 Absatz 1a Satz 4 EnWG-E**

Die geplante Neuregelung führt in Summe sowohl auf Seiten der Bürgerinnen und Bürger als auch aller betroffenen Marktpartner zu einem sehr hohen Erfüllungsaufwand, um für Letztverbraucher ebenfalls massengeschäftstaugliche Abrechnungs- und Kommunikationssysteme

aufzubauen. Der Erfüllungsaufwand (personell & finanziell) ist im Gesetzesentwurf nicht hinreichend ermittelt. Die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Effizienz ist aus unserer Sicht sehr fraglich sowie die einseitige Benachteiligung einzelner Marktteilnehmer wahrscheinlich.

#### **2.4.7 Festlegungskompetenz für die Bundesnetzagentur zur massengeschäftstauglichen Bestellung, Abwicklung und Änderung von Zählplananordnungen und Verrechnungskonzepten nach § 20 Absatz 3 Satz 2 Nummer 2a EnWG-E**

Es wird ein hoher Umsetzungsaufwand für Netzbetreiber und beteiligte Marktpartner für die Abwicklung des Netzzugangs nach den Absätzen 1, 1a und 1d, insbesondere zur Umsetzung der „massengeschäftstauglichen Bestellung, Abwicklung und Änderung erforderlicher Zählplananordnungen und Verrechnungskonzepten“ erwartet. Diese Forderung führt zu deutlich erhöhten Belastungen der betroffenen Markttrollen. Dieser zusätzliche personelle und finanzielle Aufwand muss zwingend bewertet und gegen den Nutzen abgewogen werden. Dies gilt insbesondere deshalb, weil die Energieversorgungsunternehmen bereits eine Fülle von Aufgaben umzusetzen haben, die zwar wünschenswert, aber in der Menge angesichts begrenzter Ressourcen schlicht nicht zu bewältigen sind. Dementsprechend sollten die Maßnahmen priorisiert werden, die kurzfristig energiewenderelevant erforderlich sind, deren Kosten in einem angemessenen Verhältnis zum Nutzen stehen und die systemrelevant sind.

#### **2.4.8 Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs nach § 20b EnWG-E**

Der neue § 20b EnWG-E soll Verteilnetzbetreiber verpflichten, ab dem 1. Juli 2025 neben der VNB-digital und der Plattform für die unverbindliche Abfrage für Netzanschlussbegehren ggf. eine weitere gemeinsame und einheitliche Internetplattform zu betreiben. Darüber sollen unter anderem die Bestellung, Änderung oder Abbestellung von Messkonzepten oder Verrechnungskonzepten sowie den dazugehörigen Zählpunkten, Netzzugangsfragen und das Energy Sharing nach § 42c EnWG-E abgewickelt werden können.

Selbst wenn man diese Plattform mit anderen Plattformen verbinden würde, sind die Pflichten nicht aufeinander abgestimmt. Auch hier gilt, dass es an einer Priorisierung fehlt und der vorgegebene Zeitraum unrealistisch ist. Obwohl nicht absehbar ist, wann das Gesetz in Kraft tritt, soll die Plattform bereits Mitte nächsten Jahres aufgebaut sein.

Spätestens ab dem 1. Juli 2026 soll die Internetplattform einsatzbereit sein und Anschlussnehmern, Anschlussnutzern und den nach § 20 Abs. 1 Anspruchsberechtigten für den Austausch von Daten und Informationen mindestens zu den genannten Anwendungsfällen zur Verfügung stehen.

Der BDEW weist auch zu diesem Punkt darauf hin, dass **alle Netzzugangsregelungen und Verfahren zur Abwicklung von Netzzugangs- oder Anschlussfragen** in den **Kompetenzbereich der Bundesnetzagentur** fallen. Aus diesem Grund kann das Gesetz höchstens einen grundsätzlichen Rahmen (Leitlinien) für derartige Praxisumsetzungsfragen schaffen und die Ausführung der insoweit unabhängigen BNetzA zu übertragen.

Überdies kommt der Nutzen einer solchen Plattform nicht der Allgemeinheit aller Netznutzer zugute und sollte daher auch nicht von allen Netznutzern bezahlt werden. Erste Erfahrungen aus Österreich zeigen, dass der Nutzen im Verhältnis zum Aufwand eher klein ist. Der Aufbau einer gemeinsamen Internetplattform, wie sie in dem Referentenentwurf vorgeschlagen wird, bedeutet für die Netzbetreiber, die zur Umsetzung verpflichtet sind, erheblichen Aufwand und Komplexität. Eine Umsetzung innerhalb der vorgesehenen äußerst kurzen Frist schätzt der BDEW als höchst unrealistisch ein. Aufgrund der zu klärenden und zu vereinheitlichenden Prozesse nach Absatz 2, den notwendigen zu implementierenden Sicherheitsmechanismen und den Herausforderungen, die mit dem Betrieb einer gemeinsamen Internetplattform aller Netzbetreiber verbunden sind, ist die gesetzte Frist zum 1. Juli 2025 deutlich zu ambitioniert.

Eine solche Plattform könnte grundsätzlich zwar ein geeigneter Ausgangspunkt sein, den Austausch einer Vielzahl energiewirtschaftlicher Daten perspektivisch über eine zentralisierte Anlaufstelle zu entwickeln, jedoch sind Kosten und Nutzen zunächst eingehend mit der Branche zu prüfen. Der Gesetzgeber hat die Netzbetreiber bereits einzeln zum Aufbau einer elektronischen Antragsstrecke für Netzanschlussbegehren verpflichtet.

Bei der Bewertung des möglichen Nutzens der Plattform gilt es zudem, Folgendes zu bedenken:

Ein Großteil der Netzbetreiber erfasst im Rahmen ihrer Netzanschluss- oder Anschlussänderungsprozesses bereits heute Messkonzepte. Diese sind neben technischen, vertraglichen und vergütungsrelevanten Angaben erforderlich, um die Anlagen korrekt abrechnen zu können. Die Messkonzepte werden durch die Anlagenbetreiber oder Anschlussnehmer bzw. deren beauftragten Installateur mit Anmeldung der Anlage bzw. Anlagenänderung über die Netzanschlussportale der Netzbetreiber übergeben. Daher wäre eine Integration von ggf. über Festlegungen der BNetzA standardisierten Mess- und Verrechnungskonzepten im Rahmen der Netzanschlussprozesse, die bereits derzeit durch Standardisierung und Digitalisierung im Kleinanlagensegment beschleunigt werden, sinnvoller.

Die Einführung einer zentralen Plattform und der damit verbundenen Auskopplung einzelner Angaben wie Messkonzepte aus dem regulären Netzanschlussprozess der Netzbetreiber müssten in jedem Fall synchronisiert werden, so dass Anlagenbetreiber bzw. Anschlussnehmer ggf. künftig nicht Daten in zwei Portalen pflegen. Zu klären wäre auch, ob diese Organisation die

erneute Anpassung der gerade neu erstellten Netzanschlussportale der einzelnen Netzbetreiber notwendig machen würde. Aus dem Gesetzesentwurf ergibt sich dies bisher nicht. Eine Doppelung mit Mehraufwand wäre in keinem Fall akzeptabel.

#### **BDEW-Vorschlag:**

Die Regelung in § 20b EnWG-E sollte auf eine Festlegungskompetenz für die BNetzA reduziert werden, soweit es um die Nutzung einer Plattform für die Abwicklung des Netzzugangs geht. Allerdings ist klar abzugrenzen, welche Fragen des Netzzugangs, die nicht bereits über die Netzanschlussportale der Netzbetreiber abgedeckt werden, hier neu zu regeln wären. Nutzen, Kosten und eine mögliche Ausgestaltung einer solchen Plattform sind umfassend mit der Branche zu prüfen. Der BDEW ist hier gerne bereit konstruktiv mitzuwirken.

#### **2.4.9 BNetzA-Qualitätsvorgaben, § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 5 EnWG-E**

Gemäß dem Entwurf des § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 5 EnWG-E soll die Befugnis der BNetzA, Festlegungen zu Qualitätsvorgaben zu treffen, um die Möglichkeit erweitert werden, auch eine Bewertung der Netzservicequalität vorzunehmen, wobei insbesondere die Nichteinhaltung von Vorgaben zu Rückmelde- und Bearbeitungsfristen von Netzanschlussbegehren im Rahmen von Abschlügen berücksichtigt werden soll.

Laut Gesetzesbegründung steht diese Ergänzung im Zusammenhang mit der Einführung eines einheitlichen Verfahrens zur Bearbeitung von Netzanschlussbegehren in § 17 Abs. 5 EnWG-E und § 18 Abs. 4 EnWG-E. Damit soll der BNetzA die Möglichkeit eingeräumt werden, im Rahmen der Ausgestaltung der Anreizregulierung Abschlüge vorzusehen, um auf die Nichteinhaltung von Vorgaben zu Bearbeitungsfristen von Netzanschlussbegehren zu reagieren.

Die BNetzA hat Anfang 2024 einen umfassenden Erörterungsprozess zur Evaluierung und Weiterentwicklung der Anreizregulierung gestartet. Mit ihrem [Eckpunktepapier \(„NEST“\)](#) stellte die Behörde dabei auch zur Diskussion, die bestehende Qualitätsregulierung um Anreize zur Steigerung der „Energiewendekompetenz“ zu erweitern, „um diejenigen Netzbetreiber zu belohnen, die bei der Transformation ihrer Stromnetze in der Energiewende eine besonders hohe Kompetenz zeigen“. Als denkbare Indikatoren zur Abbildung von Servicequalität und Energiewendeorientierung sieht die BNetzA u. a. auch die Geschwindigkeit der Realisierung von Netzanschlüssen.

**Vor diesem Hintergrund ist nicht nachvollziehbar, dass bereits vor Abschluss des BNetzA-Erörterungsprozesses und Klärung der aufgeworfenen Fragen nun einzelne Aspekte der Servicequalität herausgegriffen und hierzu noch weitere Festlegungskompetenzen der BNetzA geregelt werden sollen.** Zu kritisieren ist insbesondere die einseitige Vorfestlegung auf

Abschläge zu Lasten der Netzbetreiber, während die von der BNetzA angesprochenen Anreize/Boni unerwähnt bleiben. Aus Sicht des BDEW sollten gesetzliche Konkretisierungen der BNetzA-Festlegungskompetenzen hier nur auf Basis eines Gesamtkonzepts erfolgen und in jedem Fall auch Anzeilelemente beinhalten.

**BDEW-Formulierungsvorschlag:**

Die in § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 5 EnWG-E vorgenommenen Ergänzungen sollten gestrichen werden.

*„5. zu Qualitätsvorgaben, die etwa auf der Grundlage einer Bewertung von Netzzuverlässigkeitskenngrößen oder Netzleistungsfähigkeitskenngrößen, unter Berücksichtigung von objektiven strukturellen Unterschieden der einzelnen Netzbetreiber ermittelt werden, sowie zur Bewertung der Netzservicequalität, wobei insbesondere die Nichteinhaltung von Vorgaben zu Rückmelde- und Bearbeitungsfristen von Netzanschlussbegehren im Rahmen von Abschlägen berücksichtigt werden kann,“.*

Die Einbeziehung der Servicequalität in die Qualitätsregulierung wurde bereits zur Einführung der Anreizregulierung (vgl. BNetzA-Bericht vom 30.06.2006) und zur ersten Evaluierung der Anreizregulierung umfassend erörtert. Die BNetzA hatte im Evaluierungsbericht vom 21.01.2015 (vgl. S. 302 ff.) vorgeschlagen, zunächst im bestehenden Rechtsrahmen „die vorhandenen Instrumente zielgenauer auf die Servicequalität auszurichten“ und im Rahmen des jährlichen Monitorings die bestehende Informationslücke bezüglich dieser Qualitätsdimension zu schließen.

*„Zusätzlich kann auch den Endverbrauchern gezielter die Gelegenheit gegeben werden, Beschwerden diesbezüglich an die Bundesnetzagentur zu adressieren. Dafür kann das Verbraucherserviceportal Energie der Bundesnetzagentur genutzt werden. Die Erhebung sollte sich vorerst auf Daten zu durchschnittlichen Netzanschlusszeiten begrenzen. Anhand dieses Vorgehens kann zunächst ohne zusätzlichen bürokratischen Aufwand sowohl bei der Bundesnetzagentur als auch beim Markt mit bestehenden Instrumenten ein Problembewusstsein geschaffen werden. Danach ist zu prüfen, ob die Aufnahme einer Servicequalität in die Qualitätsregulierung notwendig erscheint.“ (BNetzA-Evaluierungsbericht, S. 304)*

**Aus Sicht des BDEW sollte die Frage der Verankerung der Servicequalität im EnWG nur auf Basis einer aussagekräftigen Datengrundlage und eines ausgereiften Konzepts entschieden werden.**

Bei der (bereits jetzt zulässigen) Erhebung von Daten und Kennzahlen zur Servicequalität sind klare Definitionen und Abgrenzungen notwendig, damit diese einheitlich und vergleichbar

sind. Bei der Betrachtung von Prozessdauern und Fristeinhaltungen ist zu differenzieren, inwieweit dies in der Verantwortung bzw. im Einflussbereich des Netzbetreibers liegt.

#### **2.4.10 Erweiterung der Veröffentlichungspflichten, § 23c Abs. 3a bis 3c EnWG-E**

Da § 23c Abs. 3a-3c EnWG-E auf den Pflichten des Art. 20a der RED III und damit auf eine Europäische Richtlinie fußt, ist es sinnvoll, als mittelfristigen Veröffentlichungsort im EnWG eine Europäische Veröffentlichungsplattform zu ermöglichen. So können Marktteilnehmer in ganz Europa Daten zum Elektrizitätsmix und den Treibhausgasemissionen der einzelnen Länder über eine gemeinsame Plattform und Schnittstelle beziehen und miteinander vergleichen. Der Umstand der gemeinsamen Stromgebotszone Deutschlands mit Luxemburg spricht ebenfalls für eine Veröffentlichung auf einer gemeinsamen Europäischen Internetplattform wie der Transparenzplattform von ENTSO-E. Den deutschen Übertragungsnetzbetreibern ist bekannt, dass andere europäische Übertragungsnetzbetreiber durchaus einen gemeinsamen Europäischen Veröffentlichungsort präferieren. Als Rückfalloption für den Veröffentlichungsort sollte jedoch auch eine nationale Internetplattform möglich sein.

Da die Stromgebotszone Deutschlands auch Luxemburg umfasst, den deutschen Übertragungsnetzbetreibern aber nur Daten für Deutschland vorliegen und zudem das EnWG keine Bindungswirkung für den luxemburgischen Übertragungsnetzbetreiber CREOS hat, regen wir zusätzlich an, dass in der Gesetzesbegründung aufgegriffen wird, dass bei fehlenden Daten für Luxemburg die Veröffentlichung für die Gebotszone auch unter Ausschluss dieser Daten erfolgen kann.

In **§ 23c Abs. 3a Nr. 1 und Nr. 2 EnWG-E** bleibt unklar, was mit „transportierter Elektrizität“ gemeint ist. Art. 20a der RED III spricht von „electricity supplied“. Eine Nachschärfung im Gesetzestext ist nötig, da nicht klar ist, ob für die Berechnung die in der Gebotszone a) erzeugte oder b) gelieferte/verbrauchte Elektrizität zu Grunde gelegt werden soll. Die Gesetzesbegründung zu Abs. 3a EnWG-E spricht bezüglich des prozentualen EE-Anteil von erzeugter Elektrizität und beim Gehalt der Treibhausgasemissionen von gelieferter Elektrizität. Der Unterschied zwischen erzeugter und gelieferter Elektrizität liegt darin, dass bei der gelieferten Elektrizität insb. der Energiemix von Stromimporten und -exporten aus Nachbarländern berücksichtigt werden muss. Die Berechnung der verbrauchten Elektrizität ist demnach zwar komplexer, aus unserer Sicht für Endkunden allerdings zielführender. Entsprechende Berechnungsmethoden (sog. Flow-Tracing) sind umsetzbar.

Eine Klarstellung, dass der durchschnittliche Gehalt an Treibhausgasen zu veröffentlichen ist, ist ebenfalls notwendig. In Abgrenzung dazu ist ausdrücklich nicht die Treibhausgasintensität des teuersten einspeisenden Kraftwerks zu veröffentlichen („Marginal-CO2-Methode“).

Artikel 20a Abs. 1. Satz 1 der RED III schränkt ein, dass Prognosen nur bereitgestellt werden müssen, sofern diese den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung stehen. Diese Einschränkung wurde in den 23c EnWG-E nicht übernommen und stattdessen eine Veröffentlichungspflicht gemäß §23c 3a Nr. 3 vorgesehen. Somit würden RED III und EnWG, also europäisches Recht und dessen nationale Umsetzung, nicht übereinstimmen.

Auch inhaltlich ist die Veröffentlichungspflicht der Prognosen unpräzise. In der aktuellen Fassung des **§ 23c Abs. 3a Nr. 3** EnWG-E ist nicht spezifiziert, wann die 24-Stunden-Prognose veröffentlicht werden und ob sie die nächsten 24 Stunden oder die 24 Stunden des Folgetages umfassen soll. Um eine Prognose zu veröffentlichen, die auch berücksichtigt, welche Daten ab welchem Zeitpunkt den Übertragungsnetzbetreibern vorliegen, schlagen wir eine Konkretisierung im Sinne des Folgetages vor.

**§ 23c Abs. 3b EnWG-E** übernimmt im Wesentlichen die Textbausteine aus der RED III. Die unter Abs. 3a Nr. 1 EnWG-E aufgeführten intelligenten Messsysteme sind nicht in der Lage, Daten einer externen Datenquelle – wie z.B. die veröffentlichten Daten nach Abs. 3a EnWG-E – von einer Internetseite automatisiert (z.B. per Web-API) abzurufen, zu importieren und zu verarbeiten; es ergäbe sich auch kein Nutzen für die intelligenten Messsysteme. Auch für die Anlagen und Systeme unter **§ 23c Abs. 3b Nr. 2 bis 4** EnWG-E angegebenen Anlagentypen und Systeme sind Umsetzbarkeit und Nutzen zu hinterfragen. Die Übertragungsnetzbetreiber könnten zwar eine einheitliche Programmierschnittstelle für das automatische Auslesen der Daten entwickeln. Es ist aber nicht zielführend, für unterschiedliche Systeme unterschiedliche Schnittstellen per Gesetz festzulegen. Zudem gilt das Messstellenbetriebsgesetz nur in Deutschland, sodass eine Anwendung der dort enthaltenen Anforderungen sehr wahrscheinlich die Nutzbarkeit der Daten auf deutsche Marktakteure begrenzen würde. Dies ist sicherlich nicht im Sinne der RED III. Daher sollte der Halbsatz „unter Beachtung der Vorgaben in Schutzprofilen und in Technischen Richtlinien nach dem Messstellenbetriebsgesetz“ gestrichen werden.

Die Anlagen unter Nr. 1 und 4 sind in EnWG-E pauschal und ohne Differenzierung angegeben. So fehlt etwa bei Ladepunkten für Elektrofahrzeuge eine Unterscheidung nach Leistung oder öffentlich bzw. nicht-öffentlicher Zugänglichkeit. Die Wärme- und Kälteversorgungssysteme bleiben ohne Angabe zu Art und Leistung.

Eine weitere Frage ist, inwieweit die aggregierten Daten verwendet werden dürfen bzw. ob die Betreiber solcher Anlagen dazu verpflichtet werden dürfen, solche Daten bereitzustellen und wer die Kosten für eine entsprechende technische Bereitstellung tragen muss.

Zudem ist zu kritisch hinterfragen, ob tatsächlich alle im Abs. 3a EnWG-E genannten, teils **potenziell sicherheitskritischen Daten**, über einheitliche digitale Schnittstellen jedermann zugänglich gemacht werden sollten.

Abs. 3c spezifiziert aktuell nicht, wem die Verteilnetzbetreiber die Daten zur Verfügung stellen sollen. Es sollte klargestellt werden, dass diese Daten den Übertragungsnetzbetreibern zur Wahrung der Pflichten nach Abs. 3a zur Verfügung gestellt werden sollen. Zusätzlich bleibt unklar, wer mit der Bezeichnung „Eigenversorgern und Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften“ gemeint ist. Hier bedarf es einer Konkretisierung, andernfalls läuft diese Pflicht ins Leere.

Zwingend zu bedenken ist auch, dass diese neuen Veröffentlichungspflichten bei allen betroffenen Marktrollen zu erheblichen zusätzlichen Belastungen beim Aufbau und Betrieb der notwendigen Schnittstellen führen würden. So sind für die Erfüllung der Monitoringaufgaben nach Abs. 3a die Übertragungsnetzbetreiber höchstwahrscheinlich auf Zuarbeiten der nachgelagerten Netzbetreiber und Betreiber direkt angeschlossener Anlagen angewiesen.

#### **BDEW-Formulierungsvorschlag:**

§ 23c Abs. 3a EnWG-E sollte wie folgt geändert werden:

*„(3a) Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, folgende Daten und Informationen auf einer gemeinsamen Internetseite bereit zu stellen und die Daten nach Nummern 1 und 2 mindestens stündlich zu aktualisieren:*

- 1. den Anteil erneuerbarer Energien an der in der Stromgebotszone ~~transportierter~~ **jeweils erzeugten und verbrauchten** Elektrizität in Prozent;*
- 2. den **durchschnittlichen** Gehalt an Treibhausgasemissionen an der in der Stromgebotszone ~~transportierten~~ **jeweils erzeugten und verbrauchten** Elektrizität in Kilogramm Kohlendioxid pro Kilowattstunde sowie*
- 3. **sofern verfügbar**, eine ~~24-Stunden~~ **für den Folgetag** zur Entwicklung der Daten und Informationen nach Nummern 1 und 2.“*

§ 23c Abs. 3b EnWG-E sollte wie folgt geändert werden:

„(3b) Die Bereitstellung der Daten und Informationen hat in einem zwischen den Betreibern von Übertragungsnetzen abgestimmten Datenformat und auf Basis zwischen den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmten Datensätze zu erfolgen. Dabei ist zu gewährleisten, dass die bereitgestellten Daten und Informationen Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, Marktteilnehmern, Aggregatoren und Letztverbrauchern diskriminierungsfrei zugänglich sind. Die Übertragungsnetzbetreiber haben dabei zu gewährleisten, dass die Daten durch elektronische Kommunikationssysteme über eine einheitliche Programmierschnittstelle automatisiert ausgelesen werden können, dies gilt insbesondere für **Betreiber von**

1. **intelligenten Messsystemen**, ~~unter Beachtung der Vorgaben in Schutzprofilen und in Technischen Richtlinien nach dem Messstellenbetriebsgesetz,~~
2. Ladepunkten für Elektrofahrzeuge,
3. Wärme- und Kälteversorgungssystemen **sowie**
4. Gebäudemanagementsystemen.“

## 2.5 Änderungen in EnWG und NABEG zum Anlagenzulassungsrecht

### 2.5.1 Änderung der Regelungen zum Planfeststellungsbeschluss, § 43b EnWG-E

Der BDEW begrüßt, dass mit § 43b EnWG-E eine Regelung in das Gesetz eingefügt wird, nach der Umweltgutachten etc. regelmäßig als aktuell gelten sollen, sofern sie nicht älter als 5 Jahre sind. Hierdurch wird sich in der Praxis absehbar eine erhebliche Erleichterung ergeben. Allerdings stellt sich die Frage, warum diese Regelung nur auf Anlagen der Elektrizitätsinfrastruktur anwendbar sein soll und nicht auch auf Anlagen der Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur. Das Bedürfnis nach Entlastung der Wirtschaft (Ref.E, S. 61, 67 f.) und Beschleunigung (Ref.E, S. 103) ist ähnlich und die **Anwendung von § 43b gerade auf die dringend erforderliche Wasserstoffinfrastruktur** wird deren Aufbau unterstützen und somit zur Energie- und Klimawende beitragen.

Zudem sollte anstatt auf den Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung auf den Zeitpunkt des Abschlusses des Anhörungsverfahrens abgestellt werden. Damit würde erstmals in zulässiger Weise ein normativer Anknüpfungspunkt in Bezug auf die regelhafte Aktualität der in Bezug genommenen Daten geschaffen. Dies erhöht die praktische Vollziehbarkeit der Norm und beschleunigt damit die Verfahren, da Überprüfungen und Datenaktualisierungen kurz vor Abschluss des Verfahrens vermieden werden können. Als Abschluss des Anhörungsverfahrens ist in der Regel der Erörterungstermin oder bei Entbehrlichkeit des Erörterungstermins der Ablauf der Stellungnahme- und Einwendungsfristen anzusetzen.

### **BDEW-Formulierungsvorschlag:**

§ 43b Absatz 1 wird wie folgt geändert:

a) Nach Nummer 2 wird folgende Nummer 3 eingefügt:

„3. bei Vorhaben im Sinne des § 43 Absatz 1 Nummer 1 bis **4 6**, Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 bis 6, 10 und Satz 2 sowie Infrastrukturvorhaben nach § 1 Absatz 1 des Bundesbedarfplangesetzes und des § 1 Absatz 2 des Energieleitungsausbaugesetzes wird bei Sachverständigengutachten, Bestandserfassungen und Auswirkungsprognosen, die zur Prüfung der Vereinbarkeit der Errichtung oder des Betriebs eines Vorhabens mit den umweltrechtlichen Vorgaben erstellt wurden, sowie bei Daten über ökologische Verhältnisse am Standort oder in seiner Umgebung des Vorhabenträgers vermutet, dass sie zum Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung hinreichend aktuell sind, es sei denn

a) die Daten sind zum Zeitpunkt ~~der Zulassungsentscheidung~~ **des Abschlusses des Anhörungsverfahrens** älter als 5 Jahre, oder

b) der zuständigen Behörde liegen aufgrund von Stellungnahmen oder Einwendungen im Anhörungsverfahren oder eigener Erkenntnisse substantiierte Hinweise vor, dass sich der maßgebliche Sachverhalt verändert hat und davon auszugehen ist, dass sich dies auf die Entscheidung auswirken kann.

Die den Unterlagen nach Satz 1 zugrundeliegenden Daten, die zum Zeitpunkt ~~der Zulassungsentscheidung~~ **des Abschlusses des Anhörungsverfahrens** älter als 5 Jahre sind, soll die zuständige Behörde ihrer Entscheidung zugrunde legen, soweit sie sich von deren fortbestehender Aussagekraft überzeugt hat, insbesondere wenn für diese Art der Daten keine Veränderung zu erwarten ist.“

In der Begründung des Gesetzes sollte zudem klargestellt werden, dass der Vorhabenträger, soweit keine aktuellen Daten vorliegen, auch – wie bisher – eine Worst-Case-Betrachtung unter Berücksichtigung des im jeweils relevanten Lebensraum anzunehmenden Artenvorkommens durchführen kann. Dies führt bei kleineren Vorhaben oder bei Vorhaben in weitestgehend aus Artenschutzsicht unproblematischen Lebensräumen zu einer Beschleunigung der Gutachtenerstellung. Die grundsätzliche Möglichkeit einer Worst-Case-Betrachtung sollte daher nicht durch die Klarstellung der Frist für vorhandenen Daten/Untersuchungen erschwert werden.

## 2.5.2 Änderung des § 49a EnWG-E - Elektromagnetische Beeinflussung

Der BDEW begrüßt die gesetzgeberische Absicht, mit der vorliegenden Regelung eine allseits akzeptable Neuregelung zu schaffen, welche die rasche Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen ermöglicht. Dies gilt sowohl im Hinblick auf die Festlegung der maßgeblichen Erstattungsdauer als auch in Bezug auf die Einführung von Ausnahmen zur Einmalzahlung an die technischen Infrastrukturbetreiber.

Beide Aspekte sollten jedoch noch angepasst werden, um Unbilligkeiten und Umsetzungsprobleme in der Praxis zu vermeiden.

### Festlegung der Erstattungsdauer

So sollte zum einen anstelle auf den Ablauf des konkreten Jahres 2065 abzustellen – aktuell 41 Jahre und der Rest dieses Jahres – jeweils auf einen Zeitraum von 40 Jahren abgestellt werden, da die tatsächlichen Nutzungsdauern angesichts der beabsichtigten klimaneutralen Nach- bzw. Weiternutzung für den Transport von Wasserstoff einerseits über die 40 Jahre hinaus gehen werden und andererseits eine ungerechtfertigte Benachteiligung im Hinblick auf die Kostenerstattung für erforderliche Maßnahmen erfolgen würde, die erst durch Sachverhalte in den kommenden Jahren durch die ÜNB ausgelöst werden. Durch die Fixierung auf das Jahr 2065 würde zum Beispiel für eine Maßnahme, die in 2032 erforderlich wird, nur noch eine Erstattung für längstens 33 Jahre erfolgen können, was unbillig ist.

### BDEW-Formulierungsvorschläge:

§ 49a Absatz 3 wird wie folgt geändert:

„(3) [...]“

*Wenn neue oder weitergehende technische Schutzmaßnahmen an den beeinflussten technischen Infrastrukturen erforderlich sind oder die Maßnahmen an den beeinflussten technischen Infrastrukturen den Maßnahmen am Übertragungsnetz wegen der Dauer der Umsetzung oder wegen der Wirtschaftlichkeit vorzuziehen sind, hat der Übertragungsnetzbetreiber dem Betreiber technischer Infrastrukturen die notwendigen Mehrkosten für die betrieblichen, organisatorischen und technischen Schutzmaßnahmen einschließlich der notwendigen, nachgewiesenen Kosten für Unterhaltung und Betrieb, einschließlich Wartung und Instandhaltung, für eine Dauer, die der zu erwartenden tatsächlichen Nutzungsdauer der technischen Schutzmaßnahme entspricht, längstens aber ~~bis zum Ablauf des Jahres 2065~~ **für einen Zeitraum von 40 Jahren** zu erstatten.*

[...]“

### 2.5.3 Änderung des § 22 NABEG – Nachbeteiligungen nach dem VwVfG nicht erschweren

Durch die Änderung des § 22 NABEG sollen an Stelle der vermeintlich höheren Anforderungen des Verwaltungsverfahrensgesetzes für Nachanhörungen nach § 73 Absatz 8 VwVfG zukünftig auch die Anforderungen des NABEG gelten. Es erscheint indes fraglich, ob die Neuregelung tatsächlich zu einer Verfahrenserleichterung führt, da im Fall des § 73 Abs. 8 VwVfG anders als nach § 22 Abs. 7 S. 1 NABEG in der Regel gerade keine Öffentlichkeitsbeteiligung erfolgt, sondern eine bilaterale Nachbeteiligung der Betroffenen ermöglicht wird. Entgegen den Ausführungen in der Gesetzesbegründung könnte die Änderung des § 22 NABEG eine Verschärfung ggü. § 73 Abs. 8 VwVfG darstellen, weil in § 73 Abs. 8 VwVfG die Öffentlichkeitsbeteiligung mit Auslegung die Ausnahme, nicht die Regel darstellt. Aus Vorhabenträgersicht ist daher grds. zu bevorzugen, wenn die Beteiligung nach § 73 Abs. 8 VwVfG erfolgen kann, da dies in der Regel weitaus weniger aufwändig ist.

Es sollte daher klargestellt werden, dass die Anwendung des § 22 NABEG in Bezug auf § 73 Abs. 8 VwVfG nur für die Fälle gelten soll, in denen tatsächlich eine Öffentlichkeitsbeteiligung stattfindet. Darüber hinaus wird darauf hingewiesen, dass § 73 Abs. 8 VwVfG den Begriff der Öffentlichkeitsbeteiligung nicht verwendet.

## 3 Vorgeschlagene Änderungen im EEG

### 3.1 Änderungen beim Netzanschlussverfahren, § 8 EEG

Der BDEW unterstützt das Ziel, den Netzanschluss für alle Beteiligten zu beschleunigen, zu vereinfachen und auch so weit wie möglich zu digitalisieren. Weitere Detailregelungen, Standardisierungsvorgaben und verkürzte Reaktionsfristen für Netzbetreiber sowohl für EEG-Anlagen bis als auch über 30 kW, lehnt der BDEW zum jetzigen Zeitpunkt aber ab. § 8 EEG sieht in den Absätzen 5 und 6 bereits klare Verfahrensschritte und Fristen vor. Die angedachten **Standardisierungsanforderungen** und **Reaktionsfristen** des Netzbetreiber für EEG-Anlagen über 30 kW nach § 8 Abs. 8 EEG 2023-E sind weder zeitlich noch sachlich realistisch zu halten. Einheitliche Vorgaben gerade für größere Anlagen im Projektgeschäft bereits ab 1. Januar 2026 (also ca. 1 Jahr nach Inkrafttreten möglicher Gesetzesänderung) sind nicht umsetzbar, insbesondere, da erst ab dem 1. Januar 2027 entsprechende Netzanschlussbegehren verpflichtend über Webportale zu stellen wären, sofern der Netzbetreiber diese vorhält.

Für die Anlagen bis 30 kW („nach § 8 Abs. 1 Satz 2 EEG 2023“) laufen Digitalisierungs- und Standardisierungsarbeiten im Rahmen des **BDEW-Leitfadens zur Beschleunigung des Netzanschlusses in Niederspannung**, der § 8 Abs. 7 EEG 2023 umsetzt. Die Mitwirkenden zielen dabei auf eine möglichst weitgehende Beschleunigung und Vereinfachung ab. Die Abstimmung einheitlicher Formate und Anforderungen für Anlagen bis 30 kW stellten die Branche dabei bereits für die Niederspannung vor erhebliche Herausforderungen. Zudem sollen auch

einheitliche Reservierungsverfahren durch die Branche erarbeitet werden (siehe unten zu § 8a EEG 2023-E).

Die in § 8 Abs. 8 EEG-E vorgesehenen Detailregelungen werden keine weitere Beschleunigung oder Rechtssicherheit für Anschlussbegehrende bringen, sondern im Gegenteil Vereinheitlichungen durch weitere umzusetzende Aufgaben verhindern. Die zusätzlichen Anforderungen hinsichtlich der Nennung des konkreten Zeitplans, möglicher Maßnahmen inkl. der Kostangaben wird Netzbetreiber vor sehr große Herausforderungen stellen. Rechtsfolgen, die auf einen Anschluss ohne weitere Reaktion des Netzbetreibers bei Fristversäumnissen abstellen, können die Netzsicherheit gefährden. Eine weitere „Beschleunigung“ durch die vorgeschlagenen Maßnahmen lehnt der BDEW gerade vor dem Hintergrund der Diskussion der Gefahr von „PV-Einspeisespitzen“ ab. § 8 Absatz 8 EEG-E ist daher zu streichen, ebenso § 8 Abs. 9 EEG-E, da die dort enthaltenen Standardisierungsanforderungen bereits hinreichend über § 8 Abs. 7 EEG 2023 abgebildet sind und von der Branche erarbeitet wurden und werden. Die in Absatz 10 vorgesehene Folgeänderung kann entfallen, da § 8 Absatz 6a für alle Anlagen bereits eine entsprechende Regelung vorsieht.

### **BDEW-Forderung**

- › § 8 Absätze 8 bis 10 EEG des Entwurfs sollten daher gestrichen und Abs. 11 sollte modifiziert werden.
- › Soll an den Regelungen dennoch festgehalten werden, ist auf Folgendes hinzuweisen:
  - die Regelungen zur weiteren Standardisierung von Daten und Formaten sind zu streichen (§ 8 Abs. 8 Satz 15 EEG-E).
  - Anpassungen bei der 2-Wochen-Frist für die Prüfung von Unterlagen durch den Netzbetreiber sind aufzunehmen (siehe hierzu auch unter 2.4.2. zu den EnWG-Anpassungen). Wenn sich aus den Unterlagen neue Erkenntnisse ergeben, die weitere Informationen erfordern, müssen diese nachgefordert werden können. Für diese inhaltliche Prüfung sind zwei Wochen aber kaum realistisch.
  - die Prozessvereinheitlichungen nach § 8 Abs. 8 EEG-E sind jedenfalls für die Hoch- und Höchstspannungsebene aufzunehmen. Je stärker individualisiert das Anschlussprojekt zu behandeln ist, desto weniger machen strenge Fristen und Vereinheitlichungen Sinn. Es gilt weiter die Pflicht zum „unverzöglichen Netzanschluss“.

Dass Netzbetreiber bereits mit Inkrafttreten des Gesetzes Netzanschlussbegehren und zugehörige Dokumente elektronisch anzunehmen haben (Änderungen in § 8 Abs. 5 EEG-E), setzt Art. 31 Abs. 3 StromBMRL um, ist unkritisch und dürfte zur Beschleunigung von Netzanschlussverfahren führen. Hierfür ist ausweislich der Gesetzesbegründung bspw. auch E-Mailverkehr ausreichend.

Die Gleichbehandlung von Speichern und EEG-Anlagen bis 30 kW in § 8 Abs. 11 EEG-E ist nur dann gerechtfertigt und auch aus Sicht des BDEW erforderlich, wenn das Verhältnis von EEG-Anlage und Speicher stimmt. Als Grund für die Aufnahme von Speichern in § 8 Abs. 10 EEG werden die typischen Kombinationen von PV-Dachanlagen mit Heimspeichern genannt. § 8 Abs. 11 EEG enthält aber keine Leistungsgrenze für den Speicher. Daher wäre es möglich, auch einen sehr großen Speicher mit einer kleinen EEG-Anlage zusammen anzumelden, wobei auch der Großspeicher vom beschleunigten Verfahren mit sehr kurzen Rückmeldefristen nach § 8 Abs. 9 EEG 2023 profitieren könnte. Dabei ist ausreichend, dass der Speicher mit einer EEG-Anlage kombiniert angeschlossen werden soll. Ein *zeitgleiches* Netzanschlussbegehren für EEG-Anlage und Speicher ist aus Sicht des BDEW nicht erforderlich und konterkariert die Beschleunigungsbemühungen. Auch ein Netzanschlussbegehren für einen nachträglich zu einer entsprechenden EEG-Anlage hinzugebauten Speicher in den vom BDEW vorgeschlagenen Leistungsgrenzen sollte unter die Regelung fallen.

### **BDEW-Formulierungsvorschlag**

§ 8 Abs. 11 EEG-E sollte wie folgt geändert werden:

*„~~(11 8)~~ Die Bestimmungen dieser Vorschrift sind entsprechend auch auf Stromspeicher **mit einer installierten Leistung von höchstens 30 kW** anzuwenden, in dem abweichend von § 3 Nummer 1 nicht ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas zwischengespeichert wird, sofern diese kombiniert mit einer Anlage nach Absatz 1 Satz 2 angeschlossen werden soll und das Netzanschlussbegehren vom Anschlussbegehrenden ~~gemeinsam~~ nach Absatz ~~9~~ **7** gestellt wird.“*

#### **3.1.1 Weitere Beschleunigung des Netzanschlusses durch frühzeitige umfassende Datenabfrage**

Für den Prozess nur unzureichend geregelt ist außerdem, dass die Frist für die weiteren Mitteilungspflichten des Netzbetreibers (u.a. die Information, ob bei der Herstellung des Netzanschlusses die Anwesenheit des Netzbetreibers erforderlich ist, Kostenvoranschlag, Pflichten nach § 9 EEG) bereits „nach Eingang des Netzanschlussbegehrens“ läuft. Zu ergänzen wäre –

wie in § 8 Abs. 6 Satz 1 EEG 2023 – „nach Eingang der erforderlichen Informationen“. Nach Auffassung des BDEW kann nach Sinn und Zweck nur ein Gleichlauf mit den in § 8 Abs. 6 Satz 1 EEG 2023 genannten Vorgaben sinnvoll sein, wenn die weiteren Informationen des Netzbetreibers nur mit entsprechenden Daten des Anlagenbetreibers gegeben werden können, die nicht bereits für ein Netzanschlussbegehren erforderlich sind.

Sowohl in § 8 Abs. 7 Satz 4 EEG 2023, § 8 Abs. 8 Satz 7 EEG-E für Anlagen über 30 kW und in § 8 Abs. 9 Satz 5 EEG-E für Anlagen bis 30 kW ab dem 1. Januar 2026 fehlt dagegen dieser Anknüpfungspunkt und die Frist für die o.g. Mitteilungspflichten des Netzbetreibers.

#### **BDEW-Formulierungsvorschlag:**

§ 8 Abs. 7 Satz 4 EEG 2023 ab 1.1.2025 sollte wie folgt geändert werden:

*Netzbetreiber müssen Anschlussbegehrenden nach Eingang des Anschlussbegehrens **und der erforderlichen Informationen** unverzüglich, spätestens innerhalb von einem Monat, mit dem Ergebnis ihrer Netzverträglichkeitsprüfung die folgenden spezifischen Informationen übermitteln:  
[Nr. 1 bis 4].*

Im Netzanschlussprozess sollten im Sinne einer maximalen Beschleunigung frühzeitig Daten u. a. für Veräußerungs- /Bilanzierungs- und Vergütungszwecke abgefragt werden. Dies war nur in der Begründung des Regierungsentwurfs zum Solarpaket angedeutet, sollte aber gesetzlich verankert werden.

#### **BDEW-Formulierungsvorschlag:**

In § 8 Abs. 5 und § 8 Abs. 7 EEG 2023 wird jeweils folgender Satz angefügt:

**„Daten, die für die Zwecke von Teil 3 für den Netzbetreiber relevant sind, können ebenfalls über das Verfahren nach diesem Paragraphen abgefragt werden.“**

### **3.1.2 Weitere BDEW-Vorschläge zur Beschleunigung von Netzanschlüssen und Vermeidung von Gefahren für die Netzsicherheit**

#### **„Sofort-Anschlüsse“**

Wird ein Netzanschlussbegehren gestellt, sieht § 8 EEG 2023 unter verschiedenen Bedingungen die Möglichkeit vor, dass die Anlagen „unter Einhaltung der für die Ausführung eines Netzanschlusses maßgeblichen Regelungen angeschlossen“ werden können, wenn innerhalb einer bestimmten Frist keine Reaktion des Netzbetreibers erfolgt (vgl. § 8 Absatz 5 Satz 3, Absatz 6 Satz 2 und 3, Absatz 6a EEG 2023). In der Praxis ist derzeit strittig, ob ein Netzanschluss

in diesen Fällen zunächst provisorisch ohne weitere Nachweise möglich ist oder in jedem Fall das Betriebserlaubnisverfahren vor Anschluss zu durchlaufen ist. In Fällen, in denen Anlagen ohne Netzanschlussverfahren angeschlossen werden, muss der Netzbetreiber nach § 6 NELEV unter bestimmten Voraussetzungen (u.a. Fristsetzung zur Behebung der Verstöße) die Anlage vom Netz trennen oder die Einspeisung ins Netz unterbinden. Zu den Pflichten gehört u.a. die Einhaltung des Betriebserlaubnisverfahrens. Der Netzbetreiber müsste also spätestens ab Kenntnis des Anschlusses nach § 6 Abs. 2 NELEV 2024 den Anlagenbetreiber auffordern, die fehlenden Nachweise zu erbringen. In letzter Konsequenz müsste der Netzbetreiber die Anlage vom Netz trennen bzw. die Einspeiseleistung auf null herabregeln, sofern die Nachweise nicht fristgerecht erbracht werden.

**Der BDEW fordert daher, gesetzlich klarzustellen, dass in den genannten Fällen weiterhin das dem europäischen network code on requirements for generators entstammende Betriebserlaubnisverfahren einzuhalten ist, bevor die Anlagen ans Netz angeschlossen werden.**

Andernfalls müsste der Netzbetreiber gerade in Betrieb genommene und angeschlossene Anlagen wieder vom Netz trennen. Dies führt nicht nur zu einem erheblichen Aufwand, sondern auch zu in der Regel unnötigen Netztrennungen und Konflikten zwischen Netz- und Anlagenbetreibern.

**BDEW-Formulierungsvorschlag:**

§ 8 Abs. 5 Satz 3, Abs. 6 Satz 2 und 3 wird jeweils folgender Halbsatz angefügt:

**; zu den für die Ausführung eines Netzanschlusses maßgeblichen Regelungen gehört insbesondere die Einhaltung des Betriebserlaubnisverfahrens nach der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (ABl. L 112 vom 27.4.2016, S. 1).**

**Innovative Netzanschlusskonzepte**

Im Rahmen des Branchendialogs „Beschleunigung der Netzanschlüsse“ werden derzeit verschiedene Modelle „innovativer Netzanschlusskonzepte“ diskutiert. In der Praxis besteht oft noch Unsicherheit darüber, ob von §§ 8, 11 und 12 EEG 2023 abweichende Vereinbarungen, die einer früheren Integration von Erzeugungsanlagen in das Netz dienen, mit dem EEG vereinbar sind.

Um diese innovativen oder flexiblen Anschlusskonzepte zu fördern und rechtssicher zu ermöglichen, ist aus Sicht des BDEW eine Anpassung des § 7 Abs. 2 EEG 2023 dahingehend erforderlich, dass eine Abweichung von § 8 EEG 2023, die der Umsetzung von Art. 6a

Strombinnenmarktrichtlinie durch voraussichtlich durch die BNetzA zu definierender innovativer Netzanschlusskonzepte dient, mit den wesentlichen Grundgedanken von § 8 EEG 2023 vereinbar ist.

Dabei geht der BDEW von der Grundannahme aus, dass ein Anspruch auf Anschluss zwar bereits vor Abnahmemöglichkeit durch den Netzbetreiber besteht (vgl. § 8 Abs. 4 EEG 2023), ein Anspruch auf Abnahme und Einspeisung allerdings erst, wenn die Abnahme des Stroms möglich ist, ggf. erst durch entsprechenden Netzausbau. Das heißt, dass – vorbehaltlich einer technisch sauberen Umsetzung u.a. über die allgemein anerkannten Regeln der Technik und damit den technischen Anschlussregeln – bspw. ein vorläufiger Anschluss einer geringeren als beantragten Erzeugungsleistung oder die Begrenzung der Einspeiseleistung möglich ist. Bis zur tatsächlichen Abnahmemöglichkeit sind die nicht eingespeisten Strommengen dann aber nicht entschädigungspflichtig. Insbesondere sollten abweichende vertragliche Regelungen die rechtssichere gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten und die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten in Konstellationen des „Poolings“ ermöglichen und vom Netzbetreiber bei entsprechenden Anfragen verpflichtend geprüft werden.

**BDEW-Formulierungsvorschlag:**

In § 7 Abs. 2 EEG 2023 sollte folgender Satz 2 neu eingefügt werden:

*(2) Von den Bestimmungen dieses Gesetzes abweichende vertragliche Regelungen*

- 1. müssen klar und verständlich sein,*
- 2. dürfen keinen Vertragspartner unangemessen benachteiligen,*
- 3. dürfen nicht zu höheren als im Teil 3 vorgesehenen Zahlungen führen und*
- 4. müssen mit dem wesentlichen Grundgedanken der gesetzlichen Regelung, von der abgewichen wird, vereinbar sein.*

**Vertragliche Regelungen, die flexible Netzanschlussverträge unter den Voraussetzungen des Art. 6a der Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union umsetzen, gelten als mit den Grundgedanken der Paragraphen 8, 11 und 12 vereinbar.**

### 3.2 Reservierungsverfahren, § 8a EEG

Dass wesentliche Verbesserungsvorschläge des BDEW in § 8a EEG-E aufgenommen wurden, begrüßen wir ausdrücklich (vgl. [BDEW-Stellungnahme zu Umsetzungsentwürfen für Kapazitätsreservierungsmechanismen](#) von Januar 2024). Zu den wenigen weiteren Verbesserungsvorschlägen, insbesondere der Möglichkeit, finanzielle Kriterien als „Backup“-Möglichkeit nicht von vornherein auszuschließen, verweisen wir auf unsere [Stellungnahme](#) aus Mai 2024 zu entsprechenden Arbeitsentwürfen des BMWK.

**Hier ist deutlich darauf hinzuweisen, dass die Frist für die Erarbeitung der Reservierungskriterien und -fristen durch die Netzbetreiber zu kurz bemessen ist (9 Monate nach Inkrafttreten).**

Im Kontext von Kapazitätsreservierungen fordert der BDEW zudem, dass Netzbetreiber bei vorausschauendem Netzausbau bestimmte Kapazitäten von sich aus zweckgebunden reservieren können, bspw. um den späteren Anschluss bspw. von Windkonzentrationsflächen oder Neubaugebieten störungsfrei zu ermöglichen oder Kapazitäten für den erwarteten weiteren Hochlauf von kleineren PV-Anlagen in Wohngebieten freihalten zu können. In der Praxis können Netzanschlussbegehren bspw. von Energiespeicheranlagen kurzfristig gestellt werden, auch wenn der vorausschauende Netzausbau für den Anschluss von Windenergieanlagen gedacht war.

### 3.3 Änderungen bei den Solarstromanlagen

#### 3.3.1 Änderungen bei den ökologischen Mindestanforderungen

**Die Änderungen in § 37 Abs. 1a, § 38 Abs. 2 Nr. 7, § 38a Abs. 1 Nr. 7, § 48 Abs. 6 Satz 1 EEG 2023** hinsichtlich der Herausnahme von

- Solaranlagen auf baulichen Anlagen (z.B. Mülldeponie) oberhalb und bis 1 MW und
- „Garten-PV-Anlagen“

aus der Verpflichtung zur Einhaltung der ökologischen Mindestanforderungen sowie

- alle sonstigen Solaranlagen nach § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2, 3 und 6 EEG (Anlagen auf planfestgestellten Flächen, Bebauungsplan-Anlagen und Anlagen auf Flächen neben Autobahnen nach § 35 Absatz 1 Nummer 8 Buchstabe b des Baugesetzbuchs, **wenn diese eine Leistung von bis zu 100 kW haben,**

werden vom BDEW begrüßt.

Allerdings sieht der BDEW bei der **Schwelle von 100 kW** das Risiko eines Missbrauchs der Regelung in Form einer künstlichen Stückelung in 100 kW-Einheiten, zumal die vorgesehene

Regelung mit den Schwellenwert keinerlei Bestimmung über die leistungsseitige Zusammenfassung mehrerer Module/Installationen enthält. Dieses Risiko muss durch eine Anordnung der Anwendung von § 24 EEG 2023 vermieden werden.

**Ersetzung von § 48 Abs. 6 Satz 2 und 3 EEG 2023:** Der BDEW begrüßt diese klarstellende Ersetzung. Allerdings ist diese letztlich als einzige Klarstellung der Regelungen zu den „ökologischen Mindestanforderungen“ von PV-Freiflächenanlagen aus Sicht des BDEW unzureichend. Weitere Klarstellungen müssen insbesondere in folgenden Regelungen getroffen werden, damit die entsprechenden Bestimmungen einerseits ausführbar sind und andererseits so wenig Aufwand wie nötig für Anlagen- und Netzbetreiber generieren:

- Definition der ökologischen Mindestanforderungen in § 37 Abs. 1a und § 48 Abs. 6 EEG 2023 einschl. entsprechender Nachweispflichten der Anlagenbetreiber,
- Prüfpflicht der Netzbetreiber für ausschreibungsbasiert geförderte EEG-Anlagen nach § 38a Abs. 3 EEG 2023,
- Sanktion nach § 52 Abs. 1 Nr. 9a EEG 2023 i.V. mit den weiteren Bestimmungen hierzu in der Regelung,
- Konkretisierung der Einzelfallprüfung im Rahmen der Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen und
- Verlängerung der Nachweispflicht für die Biotopelemente auf ein Jahr nach Inbetriebnahme.

Der BDEW verweist insoweit auf die Darstellungen in seiner [„Stellungnahme zu den naturschutzfachlichen Mindestkriterien bei PV-Freiflächenanlagen in Verbindung mit dem BMWK-Leitfaden“](#) vom 27. August 2024.

Außerdem bemängelt der BDEW, dass der Gesetzgeber weiterhin an einer **Prüfung der „ökologischen Mindestanforderungen“ durch den Netzbetreiber** festhält. Diese Prüfung durch die Netzbetreiber lehnt der BDEW ab. Es ist nicht sachgerecht, dass behördliche Prüfungsaufgaben auf die Netzbetreiber verlagert werden. Die Aufgabe der Netzbetreiber ist, den Netzananschluss, die Netzführung und den Netzausbau zu gewährleisten und ihre Ressourcen hierfür zu verwenden. Gerade bei dem im Zuge der Energiewende aktuell zu verzeichnenden massiven Hochlauf von Netzananschlussbegehren und dem exponentiell zunehmenden Netzausbaubedarf müssen die Netzbetreiber ihre knappen Ressourcen vollständig in den Dienst ihrer Kernaufgaben stellen. Zusätzliche Aufgabenzuweisungen an die Netzbetreiber, insbesondere zu fachfremden Tätigkeiten, haben aus diesen Gründen zu unterbleiben. Daher sollten die ökologischen Mindestanforderungen aus dem EEG in das Anlagenzulassungsrecht übertragen werden, insbesondere in das Naturschutz- und Baurecht, so dass die Einhaltung dieser Vorgaben vollständig von den insoweit fachlich zuständigen Behörden kontrolliert werden, was teilweise ja schon geschieht.

### 3.3.2 Weitere Änderungen bei Solaranlagen

Der BDEW begrüßt außerdem folgende Änderungen bzw. Ergänzungen aufgrund des Referentenentwurfs zu Solaranlagen:

- **Einfügung der Definition von „hochaufgeständerten Solaranlagen“** in § 3 Nr. 29a EEG-E,
- **Berücksichtigung dieser Anlagen bei BNetzA-Ausschreibungen** nur dann als Besondere Solaranlagen nach § 37 Abs. 1 Nr. 3 a) bis c) EEG 2023, wenn diese Anlagen als hochaufgeständerte Solaranlagen errichtet werden sollen (§ 30 Abs. 1 Nr. 9, § 35 Abs. 1a Nr. 1, § 37d Abs. 1 Satz 2 und § 38 Abs. 2),
- **Übergangsregelung hinsichtlich der neuen Definition der „hochaufgeständerten Solaranlagen“**,
- **Ausschluss der „Garten-PV-Anlagen“** nach § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1a EEG 2023 **aus der Definition der „Freiflächenanlagen“** nach § 3 Nr. 22 EEG 2023 und
- **Erweiterung der Nichtzusammenfassung von Freiflächenanlagen mit „Garten-PV-Anlagen“** nach § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1a EEG 2023 (**§ 24 Abs. 1 Satz 3 EEG 2023**).

### 3.4 Änderungen im EEG bei Windenergieanlagen an Land

#### 3.4.1 Änderungen bei der kommunalen Beteiligung nach § 6 EEG

Gemäß den im Referentenentwurf vorgesehenen Änderungen in § 6 Abs. 2 und 3 EEG 2023 soll die kommunale Beteiligung nicht nur auf die in das Netz eingespeiste Strommenge gezahlt werden dürfen, sondern auf die **gesamte, von der Anlage tatsächlich erzeugte Strommenge**, d.h. einschließlich

- des Anlagen-Eigenbedarfs sowie
- der dezentral vor dem Netzverknüpfungspunkt an den Anlagenbetreiber oder einen Dritten weitergegebenen Strommenge aus der Anlage,
- einschließlich des Stroms aus einer Windenergieanlage oder einer Photovoltaik-„Freiflächenanlage“, der eingespeichert wird und ggf. später zu einem anderen Verwendungszweck als der Netzeinspeisung ausgespeichert wird.

Der BDEW lehnt allerdings die Hereinnahme der Bezugsgröße der „tatsächlich erzeugten Strommenge“ aus folgenden Gründen ab: Viele Anlagenbetreiber beschränkten die Zahlungen nach § 6 EEG 2023 bereits jetzt auf die Strommengen, die auch eine EEG-Vergütung erhalten, damit eine Refinanzierung dieser kommunalen Beteiligung nach § 6 Abs. 5 EEG 2023 möglich

ist. Die Bezugsgröße der „tatsächlich erzeugten Strommenge“ benachteiligt dann eigenverbrauchsoptimierte EE-Erzeugungsanlagen mit Überschusseinspeisung. Diese Anlagen werden gegenüber Volleinspeisungsanlagen finanziell schlechter gestellt, da davon auszugehen ist, dass Kommunen die tatsächlich erzeugte Strommenge als Beteiligungssumme auch von diesem Erzeugungs- und Verbrauchstypus einfordern werden. Die betroffenen Anlagenbetreiber können aber dann die kommunale Beteiligung, die für die Differenz zwischen tatsächlich erzeugter und eingespeister sowie nach dem EEG geförderter Strommenge gezahlt wird, nicht vom Netzbetreiber nach § 6 Abs. 5 EEG 2023 zurückverlangen. **Die etablierte Bezugsgröße „tatsächlich eingespeiste Strommenge“ aus der aktuell geltenden Fassung des EEG 2023 ist daher zu favorisieren**, um diese negativen Auswirkungen aufzuheben. Zudem ist die tatsächlich eingespeiste Strommenge für die Gemeinde transparent nachweis-, bzw. vom Betreiber transparent ausweisbar.

Durch das Abstellen auf die erzeugten anstelle der aktuell geltenden „tatsächlich eingespeisten Strommengen“ begegnet die Anwendung der Regelung zudem diversen Herausforderungen, die einer praktikablen und unbürokratischen Nachweisführung und Umsetzung entgegenstehen: Durch das Erfordernis des **Nachweises der relevanten Strommengen** dürfte erneut – wie bei den mittlerweile abgeschafften Regelungen zur EEG-Umlage – ein hoher Mess- und Abwicklungsaufwand entstehen: Aus technischer Sicht sind geeichte Zähler zum Großteil ausschließlich am Netzverknüpfungspunkt vorhanden, während Unterzähler bei der Anlage, die ihre Erzeugung messen, regelmäßig ungeeicht sind. Insoweit ist die Validität der Datenbasis dieser „erzeugten Strommenge“ unklar und wird zwischen Gemeinden, Anlagenbetreibern und Netzbetreibern strittig werden.

Hinzu kommt, dass das Mess- und Eichgesetz für Messgrößen, die im geschäftlichen oder amtlichen Verkehr verwendet werden, also auch als Grundlage für eine kommunale Beteiligung nach § 6 EEG 2023, den Einsatz von geeichten Messeinrichtungen erfordert. Dies bedeutet, dass sämtliche EEG-Anlagen, für die die kommunale Beteiligung nach § 6 EEG 2023 praktiziert werden soll, auf Druck der Gemeinden mit geeichten Erzeugungsmessungen auf Kosten der Anlagenbetreiber ausgestattet werden müssten, um die erzeugte Strommenge rechtlich korrekt abzubilden. Dies führt dann für die Anlagenbetreiber zu doppelten Kosten, da die kommunale Beteiligung für die Differenz zwischen erzeugter und in das Netz eingespeister Strommenge von den Anlagenbetreibern selbst gezahlt werden muss, weil sie hierfür keinen Ausgleichsanspruch nach § 6 Abs. 5 EEG 2023 haben.

Da mitunter von der Windenergieanlage bis zu diesem Netzverknüpfungspunkt teilweise mehrere Kilometer überbrückt werden müssen, ergeben sich zudem **Leitungsverluste**, die im Zweifel zu einer Divergenz zwischen erzeugten Strommengen und tatsächlich eingespeister Strommenge führen können. Zu den Divergenzen zählt neben den Leitungsverlusten außerdem die

**Aufteilung der Vergütung nach dem Referenzertrag** bei der üblichen Nutzung einer gemeinsamen Zählung bei mehreren Anlagen (§ 24 Abs. 3 Satz 2 EEG 2023). Aufgrund der Ermittlung der anlagenbezogenen Einspeisemenge über den Referenzertrag und die insgesamt eingespeiste Strommenge ist die vergütete Menge einer Anlage nicht gleichzusetzen mit der erzeugten Strommenge abzüglich des Netzverlustes. Hier kann sich bei längerem Stillstand einer Windenergieanlage über den Aufteilungsmechanismus von § 24 Abs. 3 Satz 2 EEG 2023 eine höhere Strommenge für diese Windenergieanlage als von ihr „eingespeiste Strommenge“ ergeben, als die tatsächlich von ihr „erzeugte Strommenge“.

Die Umstellung auf „tatsächlich erzeugte Strommengen“ im Referentenentwurf würde die Anlagenbetreiber daher bei den Abrechnungen mit der Gemeinde unnötigerweise **bürokratisch belasten** statt entlasten. Aus diesem Grund regt der BDEW an, in § 6 Abs. 2 und 3 EEG wie bisher ausschließlich auf die **tatsächlich eingespeiste Strommenge** abzustellen.

Darüber hinaus begrüßt der BDEW die **Streichung der Einbeziehung der „fiktiven Strommengen“ in § 6 Abs. 2 und 5 EEG 2023** in die kommunale Beteiligung sowie in die Refinanzierung durch den Netzbetreiber. Hierdurch wird zum einen die Problematik geklärt, ob § 6 Abs. 5 EEG 2023 auch auf diese Strommengen anwendbar ist, obwohl derzeit für keine der in Anlage 2 Nr. 7.2 des EEG 2023 genannten Strommengen eine Förderung nach dem EEG oder seinen Verordnungen gezahlt wird. Die Ermittlung der fiktiven Strommenge war in der Vergangenheit für den Anlagenbetreiber mit einem erheblichen (zeitlichen) Aufwand und großen Unsicherheiten verbunden. Insbesondere bei der Berechnung der Erstattungsansprüche gegenüber den Netzbetreibern bestand die große Gefahr, dass Netzbetreiber und Anlagenbetreiber unterschiedliche Daten nutzen und der Anlagenbetreiber im Zweifel aufgrund fehlender Nachweismöglichkeiten auf Kosten sitzen bleibt. Diese Herausforderungen ergaben sich mitunter dadurch, dass die Datentransparenz und -konsistenz in der Kommunikationskette vom Netzbetreiber über den Direktvermarkter bis hin zum Anlagenbetreiber ungenügend war. Insbesondere wurde die Ausfallarbeit in der Regel nicht anlagenscharf, sondern lediglich auf Bilanzkreis- oder Zählpunktebene für mehrere Anlagen gleichzeitig vom Netzbetreiber oder Direktvermarkter mitgeteilt wird.

Allerdings führt die Streichung der fiktiven Strommengen in § 6 Abs. 2 und 5 EEG 2023 wiederum insoweit zu Friktionen, als dass sich bei **Windenergieanlagen** an Land aufgrund der **Überprüfung der bereits gezahlten Förderungen im 5-Jahresturnus** rückwirkend ungeforderte Strommengen ergeben könnten, die zum Zeitpunkt der Leistung der Zahlung noch förderfähig waren: Wenn der anzulegende Wert für eine ausschreibungsbedingt geförderte Windenergieanlage an Land nach Maßgabe des § 36h EEG 2017/2021/2023 zum Zeitpunkt der Leistung der kommunalen Beteiligung noch oberhalb des maßgeblichen Marktwertes lag, konnte eine Marktprämie gezahlt werden. Sank dieser anzulegende Wert jedoch nach Maßgabe der 5-

Jahres-Korrektur unter den Marktwert, ergab sich eine Marktprämie von null, und damit eine nicht förderfähige Strommenge, für die dann auch – rückwirkend – kein Erstattungsanspruch nach § 6 Abs. 5 EEG 2023 bestand.

Für diesen Fall muss

- entweder § 36h Abs. 2 EEG 2023 so geändert werden, dass der Rückzahlungsanspruch des Netzbetreibers nicht die nachträgliche Korrektur jeder Zahlung der letzten fünf Jahre sondern ein Pauschalbetrag ist, der folglich die Zahlungen der letzten fünf Jahre in ihrem Bestand nicht berührt (dies ist seit dem EEG 2017 unklar),
- oder es muss in § 6 EEG 2023 die nach dem EEG geförderte, eingespeiste Strommenge dahingehend geändert werden, dass hinsichtlich der Prämisse der geförderten Strommenge auf den Zeitpunkt der Leistung der kommunalen Beteiligung abgestellt wird.

Schließlich gibt der BDEW zu bedenken, dass nach der im Referentenentwurf vorgesehenen **Änderung in § 100 Abs. 2 EEG 2023** zwar die Streichung der „fiktiven Strommengen“ in § 6 Abs. 2 EEG 2023 nicht für Verträge gelten soll, die vor dem Tag des Inkrafttretens des Gesetzes abgeschlossen worden sind, dass aber die Streichung der „fiktiven Strommengen“ in § 6 Abs. 5 EEG 2023 für diese Verträge anwendbar sein soll.

### **3.4.2 Ergänzung der Länderöffnungsklausel § 22b EEG 2023**

Für das Gelingen der Energiewende ist die Motivation der Gemeinden und der Bevölkerung für Energiewendeprojekte von herausragendem Wert. Nur eine Energiewende, die von der Breite der Gesellschaft getragen und gefördert wird, kann nachhaltig erfolgreich sein. Nur bundesweit einheitliche Beteiligungsmöglichkeiten können die Motivation für die Energiewende deutschlandweit steigern. Gleichzeitig sorgen sie für Rechtssicherheit und einheitliche Rahmenbedingungen für die Vorhabenträger von Energiewendeprojekten – ein unabdingbares Gut mit Blick auf die nötige Beschleunigung des Ausbaus, gerade bei der Windenergie.

Der BDEW begrüßt die im Rahmen der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2021 geschaffene Möglichkeit der finanziellen Beteiligung von Kommunen an den Erträgen von Windenergieanlagen gem. § 6 EEG. Dadurch können Gemeinden finanziell durch jährliche Zahlungen von 20.000 bis 30.000 Euro pro Jahr und Windenergieanlage profitieren. Auch bei Bestandsanlagen können Gemeinden seit dem 1. Januar 2023 entsprechend finanziell beteiligt werden. Die Kommunen erhalten so substanzielle Beiträge, die mittelbar allen Einwohnerinnen und Einwohnern der Kommune zugutekommen können. Die Musterverträge der Fachagentur Windenergie an Land für entsprechende Beteiligungen machen die praktische Umsetzung dieser Form der Beteiligung für alle beteiligten Akteure einfach und zügig umsetzbar.

Durch eine bundesweit einheitliche Regelung wird auch sichergestellt, dass es in den EEG-Ausschreibungen nicht zu Wettbewerbsverzerrungen aufgrund unterschiedlicher Projektbelastungen infolge verschiedener Landesregelungen kommt.

Leider führen **individuelle Beteiligungsgesetze in einzelnen Bundesländern** zu großer Verunsicherung in der Branche. Verschiedenartige Beteiligungsregelungen auf Länderebene führen unmittelbar dazu, dass zusätzliche Herausforderungen bei der Projektrealisierung entstehen, wodurch Prozesse unnötig erschwert und komplexer werden. Bereits jetzt weichen die existierenden Regelungen in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen, Sachsen, Saarland und Thüringen inhaltlich teilweise voneinander ab. Dies führt zu wahrnehmbaren Wettbewerbsverzerrungen einschließlich der daraus resultierenden Standortnachteile und zu einer weiteren Bürokratisierung der Verfahren.

Durch die Anpassung der Länderöffnungsklausel im Referentenentwurf wird klargestellt, dass den Ländern die Möglichkeit eingeräumt wird, die optionale Zuwendungsmöglichkeit des § 6 Abs. 1 EEG 2023 durch weite Zahlungsoptionen zu ergänzen. Dabei ist die Höchstgrenze von 0,3 ct/kWh aus Sicht des BDEW für Windenergieanlagen an Land grundsätzlich angemessen. Dadurch kann ein fairer Wettbewerb zwischen den Bundesländern sichergestellt werden. Um das Ausbauziel von 115 Gigawatt installierter Leistung bei der Windenergie an Land bis 2030 zu erreichen, ist es jedoch dringend erforderlich, Prozesse zu vereinfachen und zu beschleunigen. Aus diesem Grund plädiert der BDEW für eine weitere Anpassung der Länderöffnungsklausel wie folgt:

#### **Geltende Länderöffnungsklausel nach § 22b Abs. 6 EEG (Stand: 01.01.2023):**

*(6) Die Länder können weitergehende Bestimmungen zur Bürgerbeteiligung und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau von neuen Anlagen erlassen, wenn § 80a nicht beeinträchtigt ist.*

#### **BDEW-Formulierungsvorschlag:**

Die Länderöffnungsklausel sollte wie folgt in § 22b Abs. 6 EEG angepasst werden:

**(6) Die Länder dürfen weitergehende Bestimmungen zur Bürgerbeteiligung und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau von neuen Anlagen jenseits von den Absätzen 1 bis 5 sowie von § 6 nur insoweit erlassen, dass diese Bestimmungen Betreiber von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen des ersten Segments verpflichten, Gemeinden oder Landkreise, die von der Errichtung ihrer Anlage betroffen sind, finanziell nach Maßgabe des § 6 zu beteiligen; in diesem Falle ist § 6 Absatz 5 auf Zahlungen der Anlagenbetreiber, die diese gemäß den Vorgaben in § 6 Absatz 1 bis 4 an die betroffenen Gemeinden oder Landkreise leisten, entsprechend anwendbar. Geltende landesrechtliche Bestimmungen zur Bürgerbeteiligung und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau von neuen Anlagen dürfen nur noch für diejenigen Windenergieanlagen an**

**Land und Solaranlagen des ersten Segments weiter angewandt werden, die bis zum [einsetzen: Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Regelung] in ihren zeitlichen Anwendungsbereich gefallen sind.**

### **3.4.3 Verlängerung des spätesten Beginns des Laufs der Förderdauer nach § 36i EEG 2023 und Klarstellung der Opt-Out-Regelung in § 100 Abs. 19 EEG 2023**

Mit dem „Solar-Vorschaltgesetz“ vom 8. Februar 2024 wurde die Realisierungsfrist für Windenergieanlagen an Land generell von 30 Monaten auf 36 Monate verlängert. Trotzdem begann bisher der Lauf der gesetzlichen Förderung nach § 36i EEG 2023 weiterhin 30 Monate nach Bekanntgabe des Zuschlags an den Bieter. Der BDEW begrüßt den nunmehr vorgeschlagenen Gleichlauf von Realisierungsfristen und Zahlungsanspruch auch unter entsprechender Verlängerung des Beginns des Förderzeitraums auch für entsprechende Bestandsanlagen.

### **3.4.4 Streichung von § 99a Fortschrittsbericht Windenergie an Land**

Der BDEW plädiert für die Beibehaltung des Fortschrittsberichts Windenergie an Land. Nach der Gesetzesbegründung erfolge die Fassung des § 99a 2023 EEG um den Zielvorgaben zum Ausbau der Windenergie an Land und den damit einhergehenden Flächenkonkurrenzen ausreichend Rechnung zu tragen. Erst durch die EEG-Novelle 2023 wurde die Berichtspflicht in § 99a 2023 zu Funknavigationsanlagen um die Themenbereiche Wetterradar, Seismologie und militärische Belange ergänzt. Um insbesondere Nutzungskonkurrenzen mit militärischen Belangen sowie transparente Maßnahmen und Zeitpläne zur Auflösung zu entwickeln, ist das Austauschformat zwischen dem Bundesministerium der Verteidigung, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, der Branche und den Ländern im Rahmen der Arbeitsgemeinschaft Bundeswehr und Windenergie keinesfalls ausreichend, um eine Verbesserung der Flächenkulisse für die Nutzung der Windenergie an Land sowie eine Vereinbarkeit unterschiedlicher Belange zielgerichtet und zeitnah zu erreichen. Nicht zuletzt zeigt sich in der aktuellen Diskussion um Anhebungsoptionen der Minimum Vectoring Altitude (MVA) im zivilen als auch militärischen Flugbetrieb, dass keinesfalls für sämtliche durch § 99a EEG 2023 adressierte Themenfelder ausreichende Lösungen gefunden wurden. Durch weitere Flächenausweisungen der Länder ist absehbar, dass es auch in Zukunft zu Nutzungskonkurrenzen mit den oben genannten Belangen kommen kann. Der Fortschrittsbericht Windenergie an Land ist deshalb aus Sicht des BDEW mindestens für diesen Zeitraum keinesfalls obsolet.

### 3.5 Änderungen bei den Sanktionen nach § 52 EEG 2023

Hinsichtlich der im Referentenentwurf vorgesehenen Klarstellung der rückwirkenden Änderung der Sanktionshöhe im Falle eines **Verstoßes nach § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023** nach § 52 Abs. 3 EEG 2023 gibt der BDEW zu bedenken, dass hierdurch das Ziel mit der MaStR-Anmeldung der Anlage wahrscheinlich verfehlt werden würde: Der Anlagenbetreiber würde den Sanktionstatbestand nach § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023 alleine durch die Kalenderjahresendmeldung für diese Anlage für die Zukunft beenden, ohne dass er der MaStR-Registrierungspflicht nachkommen muss. Dies ist hinsichtlich der Maßgabe der Vollständigkeit des Marktstammdatenregisters kontraproduktiv, unabhängig davon, dass diese Änderung dem bisherigen Verständnis der BNetzA von der Regelung widersprechen würde. Der BDEW regt stattdessen an, dass die Sanktion erst bei der Erfüllung der MaStR-Registrierungspflicht auf 2 €/kW rückwirkend abgesenkt wird, und nicht alleine bei der Kalenderjahresendmeldung. Der Netzbetreiber erfährt so bereits aufgrund der BNetzA-Mitteilung nach § 13 MaStRV nach MaStR-Registrierung von der Existenz der Anlage. Zudem ist die Nichteinhaltung der Pflicht zur Abgabe der Kalenderjahresendmeldung bereits durch § 26 Abs. 2 EEG 2023 hinreichend sanktionsbewehrt.

Außerdem muss **§ 52 Abs. 3 EEG 2023** dahingehend ergänzt werden, dass die **Absenkung des Sanktionsbetrags** längstens bis zum Beginn desjenigen Kalenderjahres zurückwirken darf, das dem Kalenderjahr der Behebung des Verstoßes vorangegangen ist.

Schließlich muss auch für § 52 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 EEG 2023 klargestellt werden, ab welchem Zeitpunkt bzw. ab welcher Handlung und bis zu welchem Zeitpunkt in der Vergangenheit der Sanktionsbetrag rückwirkend wieder gekürzt wird (s. hierzu auch nachfolgend unter 6.9.6). Dies fehlt gerade im Falle eines Verstoßes gegen § 52 Abs. 1 Nr. 9a EEG 2023 (ökologische Mindestanforderungen), s. die [BDEW-Stellungnahme zu den naturschutzfachlichen Mindestkriterien bei PV-Freiflächenanlagen](#).

### 3.6 Änderungen bei den Übergangsregelungen in § 100 EEG 2023

#### Neuer § 100 Abs. 9a EEG 2023:

Die Streichung der Notwendigkeit der Untermessungen für Marktintegrationsmodell-Anlagen, bei denen nur 90 Prozent der erzeugten Strommengen förderfähig ist (MIM-Anlagen), ist grundsätzlich positiv zu sehen, da hiermit der Zubau von PV-Anlagen zu bestehenden MIM-Anlagen erleichtert wird. Die Aufteilung der eingespeisten Strommenge anhand der installierten Leistung nach § 24 Abs. 3 Satz 2 EEG 2023 erscheint sachgerecht. Die Umstellung des Messkonzepts und ggf. der Ausbau von vorhandenen Messeinrichtungen führt allerdings auch

zu Aufwand bei Netz- und Messstellenbetreibern. Die Fiktion von § 100 Abs. 9a Satz 4 EEG-E ist in ihrer Absolutheit „unwiderleglich“ allerdings abzulehnen: soll für eine Neuanlage auf eine Erzeugungsmessung verzichtet werden, müsste zumindest für Fälle des nachweislich technischen Defekts der Neuanlage eine Ausnahme dieser Fiktion möglich sein.

#### **BDEW-Formulierungsvorschlag:**

Der BDEW sieht folgende Präzisierungen der Regelung als notwendig an:

*„(9a) Auf Strom, der ab dem ... [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 8 Absatz 1] in das Netz eingespeist wird, ist § 33 Absatz 4 in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung **des Erneuerbare-Energien-Gesetzes** nicht anzuwenden. Wird Strom aus einer Anlage, die der Begrenzung der vergütungsfähigen Menge nach § 33 Absatz 1 Satz 1 in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung **des Erneuerbare-Energien-Gesetzes** unterliegt, mit Strom aus einer Anlage, die keiner solchen Begrenzung unterliegt, über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet, findet § 24 Absatz 3 Satz 2 **dieses Gesetzes** Anwendung. § 33 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung bleibt im Übrigen für die Strommengen unberührt, die nach § 24 Absatz 3 Satz 2 **dieses Gesetzes** der Anlage zuzuordnen sind, die einer Begrenzung der vergütungsfähigen Menge nach § 33 Absatz 1 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung unterliegt. Wenn für die Bestimmung des nach § 33 Absatz 1 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung förderfähigen Anteils erzeugte Strommengen, die nicht ins Netz eingespeist werden, Anlagen zuzuordnen sind, ist § 24 Absatz 3 Satz 2 zweiter Halbsatz **dieses Gesetzes** entsprechend anzuwenden; für diese Zuordnung wird **unwiderleglich** vermutet, dass die Anlagen nach Satz 2 im Verhältnis zu ihrer installierten Leistung die gleiche Strommenge erzeugt haben.“*

#### **4 Änderungen im § 19 Abs. 3 EnFG-E**

Durch die Änderung in § 19 Absatz 3 EnFG-E soll ausdrücklich geregelt werden, dass Differenzstrommengen im EEG-Belastungsausgleich zwischen VNB und ÜNB künftig finanziell ausgeglichen werden. Dies entspricht dem BDEW-Vorschlag und ist zu begrüßen.

Die Regelung muss allerdings noch durch eine Bestimmung ergänzt werden, die ihren frühestmöglichen Anwendungsbereich klärt. Gegenwärtig ist unklar, ab wann und für welches Einspeisungs- bzw. Ausgleichsjahr eine entsprechende Regelung gelten soll: Sollte diese Regelung zum 1. Januar 2025 in Kraft treten, ist aus der Regelung sowie ihrer Begründung heraus nicht ersichtlich, ob sie bereits für Einspeisungen in 2023 gilt, für die die Testierungspflicht bis zum 31. Mai 2024 lief und für die nach § 19 Abs. 2 EnFG die sich aus den Jahresendabrechnungen

ergebenden Zahlungsansprüche bis zum 15. September des Kalenderjahres ausgeglichen werden sein müssen. Dennoch kann mit nachträglichen Korrekturen bspw. im Jahr 2025 eine neue Differenzstrommenge festgestellt werden. Gleiches gilt dann für das Einspeisungsjahr 2024, für das die Endabrechnung im Jahr 2025 erstellt werden muss: Auch hier ist unklar, ob diese Regelung bereits für die aus dieser Abrechnung resultierenden Differenzstrommengen gelten soll, oder nicht. Noch unklarer wird es, wenn die Regelung nicht bereits zum 1. Januar 2025 in Kraft treten sollte, sondern erst in den Folgemonaten des Jahres, weil sich das Gesetzgebungsverfahren verzögert.

Um einerseits eine rechtssichere Abwicklung der Vorjahre im Umfeld des § 19 Abs. 3 EnFG sicherzustellen und andererseits ein Parallelsystem von (noch) energetischen Mengenausgleichen zu vermeiden und die Prozesse über alle Leistungsjahre hinweg zu vereinheitlichen und vereinfachen, muss § 19 Abs. 3 EnFG mit einer Übergangsregelung versehen werden, wonach die Bestimmung auf jegliche Jahresendabrechnungen anzuwenden ist, die ab ihrem Inkrafttreten durchgeführt werden, sowie auf Korrekturen von Jahresabrechnungen, die vor ihrem Inkrafttreten durchgeführt worden sind, aber erst nach ihrem Inkrafttreten Auswirkungen entfalten.

#### **BDEW-Formulierungsvorschlag:**

§ 19 Abs. 3 EnFG idF des Referentenentwurfs sollte hierfür wie folgt ergänzt werden:

*„Für die Differenz zwischen den nach § 56 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes von den Verteilernetzbetreibern an den jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weitergegebenen Strommengen und den in der Endabrechnung nach § 50 Nummer 2 ausgewiesenen Strommengen sind zwischen den Verteilernetzbetreibern und dem jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber bis zum 15. September des auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres für jeden Energieträger Ausgleichszahlungen zu leisten. Die Höhe der Ausgleichszahlungen ist für jede der in Anlage 1 Nummer 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes unterschiedenen Energieträgergruppen separat als Produkt aus der für den jeweiligen Energieträger oder die Energieträgergruppe ermittelten Differenz nach Satz 1 und aus dem für diesen Energieträger oder diese Energieträgergruppe ermittelten, energieträgerspezifischen Jahresmarktwert des jeweiligen Leistungsjahres nach Maßgabe der Anlage 1 Nummer 4 des Erneuerbare-Energie-Gesetzes zu ermitteln. **Die Sätze 1 und 2 sind anwendbar auf jegliche Ausgleichszahlungen, die ab dem [Tag des Inkrafttretens des Gesetzes] sowohl aus dann vorzunehmenden Jahresendabrechnungen als auch aus Korrekturen von bereits vor dem [Tag des Inkrafttretens des Gesetzes] vorgenommenen Jahresendabrechnungen entstehen.**“*

## 5 Anmerkungen zum Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Marktstammdatenregisterverordnung

Der BDEW begrüßt die Neufassung des § 19 MaStRV. Hierdurch erhalten die Veröffentlichungen der BNetzA zu den anzulegenden Werten nach §§ 48a und 49 EEG die rechtliche Basis.

Darüber hinaus hat der BDEW noch folgende Anmerkungen zum Verordnungsentwurf:

Bei steckerfertigen Solaranlagen ist die **Zählernummer** aktuell nur als Voraussetzung für die Registrierung (R) gekennzeichnet nicht aber als Pflichtfeld (P), obwohl es sich bei der Zählernummer z.T. um das einzige Identifizierungskriterium handelt, das den Netzbetreibern eine konkrete Zuordnung ermöglicht. Denn Netznutzer und Anlagenbetreiber müssen nicht zwingend personenidentisch sein, z.B. im Falle von Wohn-WGs, Untermietverhältnissen, Lebensgemeinschaften, Eheleuten mit unterschiedlichen Nachnamen. Insbesondere bei Mehrfamilienhäusern kann bei einer Fehlangebe der Zählernummer eine Identifizierung unmöglich sein. Diese ist jedoch zwingend erforderlich, um den Messstellenbetreiber ggf. mit dem erforderlichen Gerätewechsel beauftragen zu können.

Die Zählernummer sollte daher mit einem Pflichtfeld (P) gekennzeichnet werden, mit der Möglichkeit im Falle einer Nicht-Identifizierbarkeit des Zählers die Anmeldung zurückzuweisen bzw. den Anlagenbetreiber zur Angabe der korrekten Zählernummer auffordern zu können.

Außerdem erfolgt die Anmeldung von EEG-Anlagen und steckerfertigen Solaranlagen im Marktstammdatenregister hinter demselben Netzanschluss nicht zwingend über dieselbe **Anlagenbetreibernummer**. Daher ist die Prüfung für den Netzbetreiber, ob bereits installierte EEG-Anlagen bzw. steckerfertige Solaranlagen existieren, recht aufwendig. Diese ist aber im Hinblick auf die Änderung von Zahlungsansprüchen bei anteiligen Vergütungsleistungen nach § 23c EEG 2023 sowie bei der Prüfung auf Überschreitung leistungsbezogener Vergütungsschwellenwerte bei PV-Anlagen nach § 48 EEG 2023 oder steckerfertigen Solaranlagen nach § 24 EEG 2023 zwingend erforderlich.

Daher sollte in der Anlage zur Marktstammdatenregisterverordnung ein **ja-/nein-Pflichtfeld** aufgenommen werden, in dem der Anlagenbetreiber bzw. dessen Marktakteursvertreter das **Vorhandensein einer zusätzlichen EEG-Anlage oder steckerfertigen Solaranlage** mitzuteilen hat.

## **6 Zusätzliche Änderungsvorschläge des BDEW für das EnWG und das MsbG**

Der BDEW fordert mit dieser umfassenden Novelle weitere Themenfelder zu regeln, die von erheblicher Bedeutung für die Branche sind und noch in dieser Legislatur zu lösen sind.

### **6.1 Übergangsregelung für Härtefälle zum Netzanschluss von Biogasanlagen bis zum Außerkrafttreten der GasNZV**

Biogas und Biomethan sind ein wichtiger Baustein, um die nationalen und internationalen Klimaschutzziele zu erreichen. Sie sind als grundlastfähige erneuerbare Energieträger grundsätzlich speicherbar und damit flexibel einsetzbar und leisten für das Gelingen der Energiewende einen bedeutenden Beitrag. Unter anderem stellt Biomethan heute schon eine Möglichkeit zur Defossilisierung der Gasversorgung dar.

§ 33 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV), der den Netzanschluss von Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität (Biomethan) an das Gasversorgungsnetz grundsätzlich regelt, tritt mit der gesamten übrigen GasNZV am 31. Dezember 2025 außer Kraft. Neben der Frage, wie nach dem Außerkrafttreten der genannten Vorschrift der Netzanschluss von Biogasaufbereitungsanlagen ganzheitlich zukunftssicher zu regeln sein wird, bedarf es bereits jetzt und unverzüglich einer Übergangsregelung für spezifische lokale Herausforderungen in Gasnetzen.

Aktuelle Entwicklungen – z.B. RePowerEU, die Regelungen des EEG sowie die Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes – und die zukünftige Nachfrage nach grünen Gasen führen dazu, dass die Anschlussbegehren entsprechender Anlagen erheblich zunehmen und damit die Zahl der an das Gasnetz anzuschließenden Biogasaufbereitungsanlagen ansteigt. Dies führt jedoch auch dazu, dass in Einzelfällen die spezifischen Kosten von Anschlussbegehren aufgrund lokaler Gegebenheiten in ein Spannungsverhältnis mit der wirtschaftlichen Effizienz des Netzbetriebs treten. So treten z.B. Fälle auf, die aufgrund der bestehenden Regelung in der GasNZV schon bei einzelnen Anschlussbegehren, gerade bei Rückverdichtungen in das Ferngasnetz, Netzanschlusskosten von 5-7 Mio € entstehen können. Dies ist angesichts volkswirtschaftlich problematisch und es sollte schnellstmöglich korrigiert werden. (siehe hierzu etwa BDEW-Diskussionspapier „Weiterentwicklung der Biomethaneinspeisung in Gasnetze“ vom 19. März 2024).

Die derzeitigen rechtlichen bzw. regulatorischen Rahmenbedingungen, vor allem in der GasNZV, sind zu unflexibel, um auf solche Einzelfälle angemessen zu reagieren, die in atypischer Weise vom gesetzlich vorgesehenen Normalfall erheblich abweichen und deshalb Ausnahmeregelungen oder -entscheidungen gerechtfertigt erscheinen lassen. Abhilfe schaffen können konkretisierende Entscheidungen der Regulierungsbehörden, insbesondere in Hinblick auf

eine stärkere Gewichtung der Wirtschaftlichkeit und der dauerhaften Integration von Biogasaufbereitungsanlagen.

Der BDEW spricht sich daher für eine Regelung als „**Sofortmaßnahme**“ aus, die eine Übergangslösung für Härtefälle bei Netzanschlussbegehren von Biogasanlagen bis Ende 2025 beinhaltet. Damit soll kurzfristig eine pragmatische Lösung für Einzelfälle geschaffen werden, die in atypischer Weise vom gesetzlich vorgesehenen Normalfall erheblich abweichen. Danach soll die BNetzA zur Vermeidung volkswirtschaftlichen Schadens auf Antrag des Netzbetreibers eine Abweichung von den aktuellen Regelungen der GasNZV ermöglichen. Mit einer Genehmigung soll die Regulierungsbehörde

1. die Vorgaben zur dauerhaften Verfügbarkeit des Netzanschlusses anpassen,
2. einen Zusammenschluss von Anlagen, eine gemeinsame Biogasaufbereitung oder die Einspeisung über eine Sammelleitung regeln oder
3. den Anschluss an einem anderen, gesamtwirtschaftlich günstigeren als den vom Anschlussnehmer begehrten Anschlusspunkt im Netz des Netzbetreibers oder nach Abstimmung mit einem anderen Netzbetreiber in dessen Netz gestatten können.

Der BDEW hat seinen Vorschlag bereits in einem [Positionspapier vom 2. August 2024](#) zusammengefasst, auf das an dieser Stelle verwiesen wird.

## 6.2 Rechnungs- und Informationszeiträume, § 40b EnWG

Durch die EnWG-Novelle im Jahr 2021 wurde die Frist zur Rechnungsstellung neu geregelt. Bis 2021 durfte die Abrechnungsperiode eines Kunden ein Jahr nicht "wesentlich" überschreiten. Die Gesetzesänderung sieht nun eine harte Frist vor, die die bisherige Flexibilität in Bezug auf die Abrechnungsperiode beschränkt.

Die neuen festen Fristen sind jedoch **nicht mit den Marktfristen für die Messdatenlieferung harmonisiert**. Dies führt dazu, dass die benötigten Daten oft zu spät eintreffen, was Energieversorger dazu zwingt, Rechnungen auf Basis von Schätzungen zu erstellen. Dies führt zu einer hohen Anzahl von Rechnungskorrekturen und damit verbundenen Kosten sowie zu Irritationen der Kunden.

Um diese Problematik zu beheben, wird die Wiedereinführung des Begriffs "wesentlich" in § 40b EnWG vorgeschlagen. Durch die erneute Aufnahme dieses Begriffs würde es wieder möglich sein, dass die Abrechnungsperiode in Ausnahmefällen ein Jahr um einen nicht wesentlichen Zeitraum überschreiten darf. Dies würde sicherstellen, dass die Marktfristen für die

Messdatenlieferung und die Rechnungsstellung besser aufeinander abgestimmt sind, wodurch Schätzungen minimiert und die Anzahl der Rechnungskorrekturen verringert werden könnten.

### **BDEW- Formulierungsvorschlag**

§ 40b Abs. 1 Satz 1 EnWG wird entsprechend ergänzt:

*„(1) Energielieferanten sind verpflichtet, den Energieverbrauch nach ihrer Wahl in Zeitabschnitten abzurechnen, die ein Jahr nicht **wesentlich** überschreiten dürfen, ohne hierfür ein Entgelt in Rechnung zu stellen. Sie sind verpflichtet, allen Letztverbrauchern anzubieten“*

### **6.3 Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung, § 42b EnWG**

Durch das Solarpaket I wurde die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG mit reduzierten Lieferantenverpflichtungen ermöglicht. Aus Sicht des BDEW sind hierzu noch verschiedene Anpassungen erforderlich, damit das Modell in der Praxis umgesetzt werden kann:

#### **Einheitliche Wahl des Messstellenbetreibers**

Um die Übermittlung der Messdaten zu vereinfachen, den Abwicklungsaufwand zu reduzieren und klare Zuständigkeiten zu schaffen, sollte die Wahl eines Messstellenbetreibers durch den Anschlussnehmer nicht nur auf Fälle des virtuellen Summenzählermodells begrenzt sein.

#### **BDEW-Formulierungsvorschlag**

§ 6 Abs. 6 MsbG sollte wie folgt ergänzt werden:

*(6) In den Fällen des § 20 Absatz 1d Satz 3 **und § 42b des Energiewirtschaftsgesetzes** kann statt des Anschlussnutzers der Anschlussnehmer für alle Zählpunkte der Liegenschaft für die Sparte Strom und ohne die zwingende Einbeziehung einer weiteren Sparte einen Messstellenbetreiber auswählen; Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 und 3 und Satz 2 gelten entsprechend. Die Möglichkeit eines Bündelangebots für weitere Sparten nach Absatz 1 bleibt unberührt.*

#### **Fristen für Wechsel des Aufteilungsschlüssels**

Die Rahmenbedingungen für die Übermittlung des Aufteilungsschlüssels in § 42b Abs. 5 Satz 5 EnWG sind für die Umsetzung nicht ausreichend, insbesondere mit Blick auf Ausgestaltung und Änderung des Aufteilungsfaktors. Unklar bleibt, in welchen Intervallen und mit welcher Vorlaufzeit sollen Aufteilungsschlüssel geändert werden können. Eine solche Änderung sollte aufgrund des erhöhten Abwicklungsaufwands durch die BNetzA mit realistischen

Vorlauf Fristen und Anfangsdaten geregelt werden (bspw. wie im EEG 2023 für die Änderungen der Veräußerungsform: Beginn zum 1. Kalendertag, Vormonatsfrist).

**BDEW-Formulierungsvorschlag:**

§ 42b Abs. 5 Satz 5 EnWG sollte wie folgt geändert werden:

*Der Betreiber der Gebäudestromanlage teilt der zuständigen Stelle den Aufteilungsschlüssel. **Die BNetzA kann Näheres in einer Festlegung regeln.***

Vor Erlass von einheitlichen Festlegungen durch BNetzA sollten Anschlussnetzbetreiber berechtigt sein, die fehlenden gesetzlichen Regelungen durch eigene Vorgaben entsprechend ihren prozessualen Möglichkeiten zu ergänzen.

#### **6.4 Gesetzliche Regelung zu Bidirektionalem Laden**

Gemäß Art. 33 Absatz 1 der EU-Stromrichtlinie 2024/1711 vom 13.06.2024 müssen die Mitgliedsstaaten den erforderlichen Regulierungsrahmen schaffen, um den Anschluss öffentlich zugänglicher und privater Ladepunkte mit intelligenten und bidirektionalen Ladefunktionen gemäß Art 20a der EU-Richtlinie 2018/2012 (RED III) an die Verteilnetze zu erleichtern. Die Regelungen sehen den Anspruch der Fahrzeugnutzer und von ihnen beauftragter Dritter auf den kostenlosen und diskriminierungsfreien Zugriff auf Fahrzeugdaten vor.

Da es insgesamt um eine Integration der Vehicle-To-Grid-fähigen Fahrzeuge ins Stromsystem geht, müssen die EU-Vorgaben auch im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) umgesetzt werden. Es bedarf dabei sowohl einer Regelung hinsichtlich der einzuhaltenden technischen Anforderungen der an das Stromnetz angeschlossenen bidirektionalen Wallboxen und Elektrofahrzeuge als auch eines Anspruchs der Fahrzeugnutzerinnen und -nutzer auf die massengeschäftstaugliche Übermittlung der Daten zum Zwecke der Nutzung für den Energiemarkt.

Für die technischen Anforderungen aus Art. 14 Absatz 4 EPBD bietet sich die Umsetzung in § 49 EnWG an. In § 49 Abs. 2a EnWG sind bereits technische Anforderungen für die landseitige Stromversorgung unter Bezugnahme auf technisches Regelwerk für Stromversorgung für den Seeverkehr geregelt. Hier könnten auch die Anforderungen an die Verbindungsstelle zwischen Elektromobil und Stromversorgungsnetz geregelt werden. Die im vorliegenden Zusammenhang einschlägige Norm wäre die weltweit einheitlich anwendbare ISO 15118-20. Soweit über diese Norm die erforderlichen Daten transportiert werden können, wäre ein direkter Verweis sinnvoll. In jedem Fall sollte klargestellt werden, dass für die Netzintegration von Strom aus Elektromobilen technische Anforderungen an die zum bidirektionalem-Laden geeigneten Ladepunkte bestehen, die die Datenübermittlung sicherstellen und damit die Schnittstelle zum Energiemarkt definieren. Damit würde auch sichergestellt, dass die deutsche Umsetzung von Art. 14 EPBD mit dem europäischen Binnenmarkt kompatibel ist.

Durch die Umsetzung der technischen Vorgaben von Art. 14 Absatz 4 EPBD wird zugleich die Voraussetzung für die Umsetzung des Anspruchs der Fahrzeugnutzer und von ihnen beauftragter Dritter auf den kostenlosen und diskriminierungsfreien Zugriff auf die erforderlichen Fahrzeugdaten gemäß Art. 20a Absatz RED III geschaffen und Art. 33 Abs.1 entsprochen. Dieser Anspruch ist für die aktive Teilnahme am Energiemarkt und die system- und netzdienliche Integration der Fahrzeugbatterien erforderlich. Der Anspruch der Fahrzeugnutzer könnte ggf. im Zusammenhang mit anderen Dienstleistungen Dritter für Letztverbraucher im Rahmen der §§ 41 ff. ins EnWG aufgenommen werden.

Eine solche Regelung wäre schließlich auch die Voraussetzung dafür, dass über das bidirektionale Laden Fahrzeugbatterien als Stromspeicher dem Stromnetz Flexibilität zur Verfügung stellen könnten.

## **6.5 Zulassungsbeschleunigung von Wasserfernleitungen**

Infolge des Klimawandels kommt es bereits jetzt zu einzelnen regionalen Engpässen in der Wasserversorgung, die sich auch auf die Energiewendebedarfe an Wasser auswirken. Durch Wasserfernleitungen kann eine angemessene Verteilung des verfügbaren Wasservorkommens zwischen wasserärmeren und wasserreicheren Gebieten gewährleistet werden. Während in Ballungsgebieten typischerweise der Wasserbedarf das Dargebot übersteigt, werden in bevölkerungsärmeren Gebieten Überschüsse generiert. In Deutschland existieren vor diesem Hintergrund bereits in Bayern, Baden-Württemberg, Niedersachsen, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen, im Ruhrgebiet und im Raum Frankfurt am Main weitreichende Wasserfernleitungssysteme. Der Bedarf an entsprechenden Wasserfernleitungen dürfte zukünftig erheblich ansteigen.

Die überregionale Wasserversorgung wird zukünftig eine mindestens ebenso gewichtige Rolle wie die Versorgung der Bevölkerung mit Energie spielen. Um sowohl die Wasserversorgung jederzeit sicherzustellen als auch die Energiewendebedarfe (Wasserstoff) zu erfüllen, muss ein örtliches (knappes) Wasserdargebot um Mengen aus wasserreicheren Regionen ergänzt werden können. Dafür bedarf es zwingend des Ausbaus des Wassertransportnetzes. Auch das Wassertransportnetz sollte planungsrechtliche Privilegien – analog zu denen wie sie jüngst für Wasserstoff-Transportleitungen im EnWG formuliert wurden – erhalten.

In der Praxis kommt es beim Bau von Wasserleitungen zu massiven Zeitverlusten, die mit einer planungsrechtlichen Gleichbehandlung aller wasser- und energiebezogenen Leitungsprojekte leicht zu lösen wären. Wie bei Energie- und H<sub>2</sub>-Leitungen wären dann mit der Planfeststellung der Leitung gleich auch die notwendigen infrastrukturellen Beschleunigungseffekte verbunden, wie bspw. die vorzeitige Besitzeinweisung oder die Erleichterung notwendiger Vorarbeiten.

Der BDEW schlägt vor, dass der Bau von Wasserleitungen im EnWG analog zu den Energieleitungen planungsrechtlich privilegiert wird, so dass auch hier im Hinblick auf die Daseinsvorsorge und die Auswirkungen des Klimaschutzes die Beschleunigungseffekte beim Wasserleitungsausbau erzielt werden können. Der BDEW hat hierzu bereits ein [umfassendes Rechtsgutachten mit konkreten Regelungsvorschlägen vorgelegt](#).

### **BDEW-Formulierungsvorschlag**

Konkret schlägt der BDEW § 3 Nr. 19a EnWG (neu) einzufügen:

**„Fernwasserleitungen sind alle Leitungen, die nicht der direkten innerörtlichen Verteilung des Wassers dienen, d. h. insbesondere Leitungen, die Gemeindegrenzen überschreitend verlaufen, sowie Zubringer- und Hauptleitungen innerhalb der Versorgungsgebiete, an denen in der Regel keine Verbraucher direkt angeschlossen sind.“**

§ 117 EnWG – Konzessionsabgaben für die Wasserversorgung

- (1) Für Fernwasserleitungen im Sinne von § 3 Nr. 19a gelten die §§ 44 bis 45b entsprechend.**
- (2) Für die Belieferung von Letztverbrauchern im Rahmen der öffentlichen Wasserversorgung gilt § 48 entsprechend.

## **6.6 Ergänzende Vorschläge zur Beschleunigung des Netzausbaus insbesondere in den Verteilernetzen**

Aus Sicht des BDEW sind die Möglichkeiten zur Beschleunigung des Netzausbaus noch bei Weitem nicht ausgeschöpft. Um den erforderlichen Netzausbau – auch in den Verteilernetzen – zügig umzusetzen sind zudem weitere Maßnahmen dringend erforderlich. Hierzu legt der BDEW ergänzend zu dieser Stellungnahme ein eigenes Papier mit zusätzlichen Vorschlägen vor.

## **6.7 Vorschlag zur Anpassung der Offshore-Realisierungsfristen nach § 81 WindSeeG 2023 und § 17d EnWG**

Mit dem zweiten Gesetz zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG 2023) und anderer Vorschriften hat der Gesetzgeber die Ausbauziele für die Offshore-Windenergie erhöht und die Ausschreibungen für Offshore-Wind-Flächen sowie die Regelungen bezüglich der Realisierungsfristen überarbeitet.

Der BDEW unterstützt die ambitionierten Ausbauziele für die Offshore-Windenergie. Um diese erreichen zu können, besteht aus Sicht des BDEW allerdings dringender Anpassungsbedarf an den gesetzlichen Vorgaben zu den Realisierungsfristen nach § 81 WindSeeG und § 17d EnWG.

Die derzeitigen gesetzlichen Vorgaben stehen einer sinnvollen Umsetzung der notwendigen Schritte für die rechtzeitige Fertigstellung zunehmend größerer Offshore-Windparks und -Netzanbindungssysteme – unter anderem aus planerischen und technischen Gründen – entgegen.

Aus diesem Grund hat der BDEW einen [Anpassungsvorschlag unter Beteiligung der Offshore-Windpark-Betreiber und Übertragungsnetzbetreiber entwickelt](#), um die Planbarkeit im Realisierungsprozess für alle Beteiligten zu stärken und ungewollte Verzögerungen bei der Fertigstellung der Anlagen vermeiden zu können.

Der BDEW schlägt darin vor, folgende Vorgaben für den Realisierungsfahrplan in **§ 17d Abs. 2 EnWG** gesetzlich mitaufzunehmen: Die für die Parametrierungstests technisch notwendige Leistungsschwelle von 30% der gesamten Leistung des Windparks soll bereits sechs Wochen vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin (VFT) erreicht werden. Dies ist notwendig, da bei größer werdenden Offshore-Netzanbindungssystemen (ONAS) die Inbetriebnahme zunehmend mehr Zeit in Anspruch nimmt. Um diese Leistungsschwelle schon früher erreichen zu können, soll den Offshore-Windpark-Entwicklern im Gegenzug möglichst schon sechs Monate vor dem VFT der Beginn des Kabeleinzugs durch den ÜNB ermöglicht werden. Die Aufnahme dieser notwendigen Vorgaben sollte aus Sicht des BDEW in § 17d Abs. 2 EnWG erfolgen, weil der Realisierungsfahrplan das richtige Instrument ist, solche gegenseitig bedingten Schritte miteinander abzustimmen, um einen möglichst effizienten und fristgemäßen Netzanschluss gemeinsam zu realisieren. Die Intention der vorgeschlagenen „Soll“-Vorgaben ist es, die Planbarkeit im Realisierungsprozess sowohl für OWP- als auch für ONAS-Entwickler im Vergleich zur bisherigen Gesetzeslage deutlich zu stärken, ohne dadurch neue Haftungsgrundlagen für beide Seiten zu schaffen.

Gleichzeitig muss in **§ 81 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 WindSeeG** die Frist zur Fertigstellung des gesamten Windparks von sechs auf zwölf Monate nach dem VFT verlängert werden, so dass die OWP-Entwickler Rechts- und Investitionssicherheit beim Aufbau des Windparks unter den oben genannten Herausforderungen haben. Mit der Kombination beider Anpassungsvorschläge wird auch gewährleistet, dass es zu keiner ungewollten Verzögerung der Fertigstellung des Windparks kommt.

#### **BDEW-Formulierungsvorschlag**

Dieser Vorschlag sollte durch die Einfügung der folgenden Sätze 5 bis 7 und einer weiteren Anpassung in **§ 17d Abs. 2 EnWG** umgesetzt werden:

*„(2) [...] Nach Bekanntmachung der voraussichtlichen Fertigstellungstermine nach Satz 3 hat der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber mit den Betreibern der Windenergieanlage auf See, die gemäß den §§ 20, 21, 34 oder 54 des Windenergieauf-*

See-Gesetzes einen Zuschlag erhalten haben, einen Realisierungsfahrplan abzustimmen, der die zeitliche Abfolge für die einzelnen Schritte zur Errichtung der Windenergieanlage auf See und zur Herstellung des Netzanschlusses enthält. Der Realisierungsfahrplan soll regeln, dass sechs Wochen vor dem verbindlich gewordenen voraussichtlichen Fertigstellungstermin Windenergieanlagen auf See im Umfang von mindestens 30% der bezuschlagten Gebotsmenge einschließlich der dazugehörigen parkinternen Verkabelung sowie der für die Anbindung an das Netzanbindungssystem notwendigen OWP-Komponenten installiert sein sollen. Der Realisierungsfahrplan soll auch regeln, dass dem Betreiber der Windenergieanlagen auf See möglichst sechs Monate vor dem voraussichtlichen Fertigstellungstermin der Beginn des Kabeleinzugs ermöglicht werden soll. Zudem ~~Dabei~~ sind die Fristen zur Realisierung der Windenergieanlage auf See gemäß § 81 des Windenergie-auf-See-Gesetzes und die Vorgaben gemäß § 5 Absatz 1 Nummer 4 des Windenergie-auf-See-Gesetzes im Flächenentwicklungsplan zu berücksichtigen. [...]

Damit verbunden sollte folgende Anpassung im **§ 81 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 WindSeeG** vorgenommen werden:

„(2) Bezuschlagte Bieter müssen [...]

5. innerhalb von ~~sechs~~ **zwölf** Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der Bundesnetzagentur den Nachweis erbringen, dass die technische Betriebsbereitschaft der Windenergieanlagen auf See insgesamt hergestellt worden ist; diese Anforderung ist erfüllt, wenn die installierte Leistung der betriebsbereiten Anlagen mindestens zu 95 Prozent der bezuschlagten Gebotsmenge entspricht. [...]

Zudem sind gleichlautende Änderungen ebenfalls in § 17d Abs. 8 Nr. 3 EnWG für Windenergieanlagen auf See im Küstenmeer vorzunehmen:

„(8) [...] Der Inhaber der Genehmigung für die Errichtung der Windenergieanlagen auf See muss [...]

3. innerhalb von ~~sechs~~ **zwölf** Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der Bundesnetzagentur den Nachweis erbringen, dass die technische Betriebsbereitschaft der Windenergieanlagen auf See insgesamt hergestellt worden ist; diese Anforderung ist erfüllt, wenn die installierte Leistung der betriebsbereiten Anlagen mindestens zu 95 Prozent der genehmigten installierten Leistung entspricht.“

**Die vorgeschlagenen Änderungen sollten aus Sicht des BDEW ausschließlich in Kombination miteinander umgesetzt werden.** Zudem sollten diese Änderungen bereits für die im Jahr 2025

ausgeschriebenen Flächen greifen, um möglichst schnell zur Entwicklung der 2-GW-ONAS und -OWPs positiv beizutragen.

## **6.8 Zusätzliche Änderungsvorschläge des BDEW für EEG**

Aus Sicht des BDEW müssen noch zu folgenden Themenkomplexen entsprechende Änderungen im EEG vorgenommen werden:

### **6.8.1 Änderungen im Zusammenhang mit „PV-Lastspitzen“ und der Verbesserung der kleinen Direktvermarktung**

#### **Änderungsbedarf bei den technischen Einrichtungen zur netzdienlichen Steuerung**

Der BDEW geht davon aus, dass in Kürze auch ein Gesetzentwurf mit den Verbänden konsultiert werden wird, der das Problem der „PV-Einspeisespitzen“ adressieren wird. Neben dem Änderungsbedarf, den der BDEW hierzu bereits in seinem [Positionspapier](#) zu „dringenden Kurzfristmaßnahmen für mehr Erneuerbare Energien im Netz und im Markt“ angemerkt hat, fordern wir darüber hinaus verschiedene Anpassungen in § 9 EEG 2023, die zu einer einheitlichen Rechtsanwendung führen sollen.

#### **Verzahnung EEG und MsbG für technische Einrichtungen klarstellen**

Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende wurde in § 9 Abs. 2 Satz 2 EEG 2023 eine Regelung aufgenommen, wonach bei Neuanlagen für die Übergangszeit bis zur Ausstattung mit intelligenten Messsystemen im Segment über 25 bis 100 kW keine Steuerungseinrichtungen vorzuhalten sind, um stranded investments zu vermeiden. Der Gesetzgeber ging zu diesem Zeitpunkt davon aus, dass dem Auftrag innerhalb von 4 Monaten nach § 34 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 MsbG entsprochen werden muss. Da der Messstellenbetreiber diese Pflicht nun erst ab 2025 aufgrund der notwendigen Priorisierung des Rollouts erfüllen muss, stellt sich die für die Praxis drängende Frage, ob ein Antrag des Anlagenbetreibers nach § 9 Abs. 2 Satz 2 EEG 2023 bereits jetzt dazu führt, dass keine Steuerungseinrichtungen vorzuhalten sind. Ob Anlagen in diesem Leistungssegment tatsächlich gesteuert werden müssen, ist eine Frage des jeweiligen Netzgebiets. Um für Anlagenbetreiber stranded investments zu vermeiden, sollte die Exkulpation in den Netzgebieten möglich sein, in denen der Netzbetreiber absehbar auf eine Steuerung bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems, über das die Steuerung in der Praxis möglich ist, verzichten kann. Für einen konkreten Formulierungsvorschlag verweisen wir auf unsere [Stellungnahme](#) zum Solarpaket, S. 47 f.

#### **Angleichung von § 9 EEG 2023 und § 13a EnWG**

Der BDEW hat bereits an verschiedenen Stellen auf die Diskrepanz der Regelungen für das Redispatch nach § 13a Abs. 1 EnWG und § 9 EEG 2023 hingewiesen und fordert eine Angleichung der rechtlichen Grundlagen für eine rechtssichere Abwicklung.

Zum einen sind die **Leistungsgrenzen** nicht einheitlich: § 9 EEG 2023 stellt verschiedene Anforderungen an Anlagen mit Leistungen „bis 100 kW“ und „über 100 kW“. In § 13a Abs. 1 EnWG wird dagegen für Anlagen bereits „ab 100 kW“ gefordert, dass diese verpflichtet sind, auf Aufforderung u.a. die Wirkleistungserzeugung anzupassen oder deren Anpassung zu dulden. Um dieses Auseinanderfallen zu vereinheitlichen, schlägt der BDEW eine Vereinheitlichung vor.

#### **BDEW-Formulierungsvorschlag**

§ 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG wird wie folgt angepasst:

*„Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung **ab von mehr als** 100 Kilowatt sowie von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, sind verpflichtet, auf Aufforderung durch Betreiber von Übertragungsnetzen die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden.“*

Zum anderen ist fraglich, wie die Anordnung der Anpassung der „**Wirkleistungserzeugung**“ nach § 13a Abs. 1 EnWG einerseits und die Vorgabe in § 9 EEG 2023, dass technische Einrichtungen zur „ferngesteuerten Reduzierung der **Einspeiseleistung**“ vorzuhalten sind, zusammenpassen. In der bisherigen Auslegung von § 9 EEG 2023 dominierte die Auffassung, dass es sich beim **Ort der Regelung** um den Netzverknüpfungspunkt handele und damit insbesondere Eigenerzeugungsmodelle unberührt bleiben. Diese Auslegung greift die europäische Privilegierung für Eigenerzeugungskonzepte im Redispatch auf (vgl. § 13 Abs. 6 lit. c Strombinnenmarktverordnung). Andererseits hat sich der Gesetzgeber in § 13a EnWG ausdrücklich für eine Anpassung der Erzeugungsleistung entschieden, da der hierdurch bedingte Netzbezug zur Deckung des Eigenbedarfs einen größeren Effekt auf den Engpass verspricht. Der BDEW diskutiert aktuell Modelle, die sowohl in Sachen Engpassbehebung als auch in Sachen Schutz des Eigenverbrauchs praktikabel und effektiv sind und wird zeitnah entsprechende Impulse vorlegen. Die Anforderungen an den Ort der Regelung müssen auch im Zusammenhang mit dem Rollout von intelligenten Messsystemen harmonisiert werden.

#### **§ 9 EEG und Virtuelles Summenzählermodell nach § 20 Abs. 1d EnWG**

In der Praxis entstehen zwischen Projektierern und Netzbetreibern Konflikte über die Umsetzung virtueller Summenzählermodelle. Da mit einem virtuellen Summenzähler bspw. nur bedingt die Abrufung der Ist-Einspeisung realisiert werden kann, ist der BDEW der Auffassung, dass der Anspruch auf Umstellung/ Realisierung eines virtuellen Summenzählermodells nach dem EnWG keinen Einfluss auf die fachgesetzlichen Vorgaben, etwa nach EEG oder KWKG hat. Nur sofern die Abrufung der Ist-Einspeisung sicher über ein virtuelles Summenzählermodell abgebildet werden kann, entfällt die Notwendigkeit einer separaten Messeinrichtung, die

bspw. die Ist-Einspeisung nach § 9 EEG 2023 am Netzverknüpfungspunkt abbildet. Dabei weist der BDEW darauf hin, dass insbesondere eine Verrechnung von verschiedenen Messwerten für einen Abruf der Ist-Einspeisung mit einer hohen Frequenz ungeeignet erscheint. U.a. ist die im virtuellen Summenzählermodell errechnete Überschussstrommenge nicht identisch mit der physikalisch gemessenen Netzeinspeisung. Der virtuelle Summenzähler sollte aufgrund der damit einhergehenden komplexen Abwicklung für Netz- und Messstellenbetreiber verpflichtend nur für die Niederspannung umzusetzen sein.

Der BDEW regt daher folgende Klarstellung durch Einfügung eines neuen Satz 4 in § 20 Abs. 1d EnWG an:

*Der Betreiber des Energieversorgungsnetzes, an das eine Kundenanlage oder eine Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen ist, hat den Zählpunkt zur Erfassung der durch die Kundenanlage aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommenen und in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strommenge (Summenzähler) sowie alle Zählpunkte bereitzustellen, die für die Gewährung des Netzzugangs für Unterzähler innerhalb der Kundenanlage im Wege der Durchleitung (bilanzierungsrelevante Unterzähler) erforderlich sind. Bei der Belieferung der Letztverbraucher durch Dritte findet im erforderlichen Umfang eine Verrechnung der Zählwerte über Unterzähler statt. Einem Summenzähler nach Satz 1 stehen **in der Niederspannung** durch einen virtuellen Summenzähler rechnerisch ermittelte Summenmesswerte eines Netzanschlusspunktes gleich, wenn alle Messeinrichtungen, deren Werte in die Saldierung eingehen, mit intelligenten Messsystemen nach § 2 Satz 1 Nummer 7 des Messstellenbetriebsgesetzes ausgestattet sind. **Sofern sich aus anderen Gesetzen oder Verordnungen weitergehende Anforderungen ergeben, die nicht durch einen virtuellen Summenzähler erfüllt werden können, bleiben diese unberührt.** Bei nicht an ein Smart-Meter-Gateway angebotenen Unterzählern ist eine Verrechnung von Leistungswerten, die durch standardisierte Lastprofile ermittelt werden, mit am Summenzähler erhobenen 15-minütigen Leistungswerten des Summenzählers aus einer registrierenden Lastgangmessung zulässig.*

### **Bessere Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung**

Der BDEW geht davon aus, dass auch zu diesem Thema in Kürze auch ein Gesetzentwurf mit den Verbänden konsultiert werden wird, der das Problem der „PV-Einspeisespitzen“ adressieren wird. Neben dem Änderungsbedarf, den der BDEW hierzu bereits in seinem [Positionspapier](#) zu „dringenden Kurzfristmaßnahmen für mehr Erneuerbare Energien im Netz und im Markt“ angemerkt hat, fordern wir darüber hinaus verschiedene Anpassungen, die zu einer

beschleunigten Abwicklung der Anmeldung der Direktvermarktung und Abbau von bürokratischem Aufwand führen sollen.

Der BDEW setzt sich für wesentliche Vereinfachungen bei der Direktvermarktung ein. Hierzu gehört u.a., dass Nachweise für technische Anforderungen auch realistisch erbracht werden können.

Der Nachweis der marktorientierten technischen Einrichtungen kann auch bei Wechsel eines Direktvermarktungsunternehmens nicht sofort geführt werden. Unnötige Sanktionierungen und in der Praxis zeitlich nicht umsetzbare technische Anforderungen müssen vermieden werden.

**Sanktionierung von Verstößen gegen § 10b EEG (Vorhalten von Einrichtungen zur marktorientierten Steuerung) aus § 52 EEG 2023 streichen und Nachweise für Fernsteuerbarkeit in einem realistischen Zeitfenster ermöglichen**

Die Überwachung und Sanktionierung dieser in Zukunft noch relevanteren technischen Vorgabe wird als große Herausforderung gesehen. Eine effektive Überprüfung ist nicht möglich.

Ältere PV-Anlagen verfügen zudem regelmäßig nicht über die Möglichkeit zur stufenweisen (oder sogar stufenlosen) Regelung. Alte Wechselrichter haben in der Regel nur einen An-/Aus-Schalter. Erst seit Einführung der Vorgängerregelungen des § 10b EEG 2021 wurde die Möglichkeit der stufenweisen Regelung in die Wechselrichter integriert. Entsprechend wurde für die technischen Einrichtungen vom Gesetzgeber für die netzdienliche Steuerung eine Amnestieregelung bereits in § 100 Abs. 4 EEG 2021 integriert. Gerade ausgeführte Anlagen sollten nicht deshalb von der Direktvermarktung ausgeschlossen werden, weil der vorhandene Wechselrichter eine stufenweise Regelung nicht umsetzen kann. Der BDEW-Vorschlag stellt klar, dass für diese Anlagen eine Ein-/Ausschaltung ausreichend ist.

**BDEW-Formulierungsvorschlag**

§ 10b Abs. 1 EEG 2023-E sollte wie folgt ergänzt werden:

*"(1) Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 Kilowatt, die den in ihren Anlagen erzeugten Strom direkt vermarkten, müssen*

*1. ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, über die das Direktvermarktungsunternehmen oder die andere Person, an die der Strom veräußert wird, jederzeit*

*a) die Ist-Einspeisung abrufen kann und*

b) die Einspeiseleistung **mindestens per Fernsteuerung auf null reduzieren kann, soweit die technische Möglichkeit besteht**, stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln kann, und

2. dem Direktvermarktungsunternehmen oder der anderen Person, an die der Strom veräußert wird, die Befugnis einräumen, jederzeit

a) die Ist-Einspeisung abzurufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert in einem Umfang zu regeln, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich und nicht nach den genehmigungsrechtlichen Vorgaben nachweislich ausgeschlossen ist.

Die Pflicht nach Satz 1 Nummer 1 gilt auch als erfüllt, wenn mehrere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung ausgestattet sind, mit der der Direktvermarktungsunternehmer oder die andere Person jederzeit die Pflicht nach Satz 1 Nummer 1 für die Gesamtheit der Anlagen erfüllen kann. Wird der Strom vom Anlagenbetreiber unmittelbar an einen Letztverbraucher oder unmittelbar an einer Strombörse veräußert, sind die Sätze 1 und 2 entsprechend anzuwenden mit der Maßgabe, dass der Anlagenbetreiber die Befugnisse des Direktvermarktungsunternehmers oder der anderen Person wahrnimmt. Die Pflicht nach Satz 1 muss nicht vor dem Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage oder folgenden Kalendermonats erfüllt werden. **Satz 4 gilt entsprechend, wenn das Direktvermarktungsunternehmen gewechselt hat, wobei die Inbetriebnahme den Beginn der Vermarktung durch das neue Direktvermarktungsunternehmen ersetzt. Die Nachweise für die Pflicht nach Satz 1 legt der Anlagenbetreiber im Rahmen der Endabrechnung nach Paragraph 71 Abs. 1 vor.**

## **Anmeldung zur Direktvermarktung/ Sanktionierung nach EEG**

Die Erstanmeldung zur Direktvermarktung sollte nicht mehr über das EEG sanktioniert, sondern nur noch in den Marktprozessen (derzeit noch „MPES“) abgebildet werden.

Die Praxis hat gezeigt, dass die Mitteilungspflichten der Anlagenbetreiber nach § 21c EEG 2023, die parallel zu den von der BNetzA festgelegten MPES gelten, zu Missverständnissen und Fehlern führen, die seit Inkrafttreten des EEG 2023 mit eigenständigen Strafzahlungen nach § 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023 verbunden sind. Klarheit kann diesbezüglich nur geschaffen werden, wenn die MPES sämtliche Veräußerungsformen nach EEG abdecken und § 21c EEG 2023 ohne weitere Bedingungen auf die MPES verweisen würde.

Wenn keine fristgerechte Anmeldung zur Direktvermarktung vorliegt, würde die Anlage je nach installierter Leistung der regulären Einspeisevergütung, der unentgeltlichen Abnahme oder der Ausfallvergütung zugeordnet. Strafzahlungen wären somit hinfällig.

Jedenfalls sollte die Sanktionierung der Nichteinhaltung der Frist zur Mitteilung des erstmaligen Einstiegs in eine Veräußerungsform entfallen, die mit dem EEG 2017 eingeführt wurde, obwohl laut Gesetzesbegründung keine Änderung des Regelungsinhalts im Vergleich zu § 21 EEG 2014 beabsichtigt war. Diese Frist ist nicht praxisgerecht, da die Bilanzkreiszuordnung bei Neuanlagen erst nach Zählereinbau, der häufig erst kurz vor Inbetriebnahme der Anlage erfolgt, möglich ist. Sofern die Frist für die Zuordnung nicht gehalten wird, erfolgt eine automatische Ablehnung nach den Marktprozessen. Eine weitere Sanktionierung sollte dagegen entfallen. Folge der Ablehnung für die weitere Bilanzierung ist dann, dass die Anlagen, sofern diese Veräußerungsform für sie zulässig ist, automatisch der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet werden.

### **BDEW-Vorschlag**

§ 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2023 sollte wie folgt geändert werden:

*Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangehenden Kalendermonats mitteilen, wenn sie erstmals Strom in einer Veräußerungsform nach § 21b Absatz 1 Satz 1 veräußern oder wenn sie zwischen den Veräußerungsformen wechseln.*

**Die erstmalige Zuordnung zu einer Form der Direktvermarktung wird abgelehnt, wenn die Voraussetzungen nicht vorliegen.**

§ 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023 sollte wie folgt geändert werden:

*(1) Anlagenbetreiber müssen an den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, eine Zahlung leisten, wenn sie [...]*

*9. dem Netzbetreiber die Zuordnung **zu einer Veräußerungsform des § 21b Absatz 1 Nr. 2 und 3** oder den Wechsel zwischen den verschiedenen Veräußerungsformen nach § 21b Absatz 1 nicht nach Maßgabe des § 21c übermittelt haben, **wobei die automatische Zuordnung zur unentgeltlichen Abnahme nicht berücksichtigt wird,***

Flankierend sollte für die effektive Überprüfung der Installation und Funktionstüchtigkeit der technischen Einrichtungen für die marktorientierten Steuerung ein Stichprobenverfahren von einer zentralen Rolle durchgeführt werden (nicht: Anschlussnetzbetreiber). Bei Verstößen würde die Sanktion des § 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023 Anwendung finden.

## **Fernsteuerprotokoll soll in elektronischer Form erfolgen**

In diesem Zuge sollte zukünftig auch das Fernsteuerungsprotokoll (Nachweis der technischen Voraussetzungen nach § 10b EEG 2023 für eine effizientere Handhabung automatisiert übermittelt werden können. Eine Kontrolle der Nachweise durch den Netzbetreiber ist aber erst im Rahmen der Endabrechnung leistbar und sinnvoll.

**Der BDEW weist zudem darauf hin, dass die für eine Direktvermarktung notwendigen Identifikatoren frühzeitig zur Verfügung gestellt werden müssen.**

### **6.8.2 Klärung von Rechtsfragen zur „unentgeltlichen Abnahme“**

Die zum 16. Mai 2024 mit dem „Solarpaket I“ in das EEG eingeführte Vermarktungsmöglichkeit der „unentgeltlichen Abnahme“ wirft zahlreiche Rechtsprobleme auf, die kurzfristig gelöst werden können und sollten, um die Praxis von Rechtsunsicherheiten oder unbilligen Ergebnissen zu entlasten:

#### **Unklarheit der Berechnung der Leistungsschwellen von 200 und 400 kW**

Für die Anwendung der „unentgeltlichen Abnahme“ ist die Berechnung der Leistungsschwellen von 200 kW und 400 kW von essentieller Bedeutung. Allerdings fehlen hierzu entsprechende Regelungen im EEG. § 24 Abs. 1 EEG 2023 ist im Zweifel nur auf den Wert von 200 kW nach § 21 Abs. 1 EEG 2023 anwendbar, weil diese Regelung in § 24 Abs. 1 Satz 1 EEG 2023 genannt wird. Es fehlt aber eine Bezugnahme in § 100 Abs. 20 EEG 2023 (400 kW).

Zur Klarstellung und aufgrund der erheblichen Relevanz, ob größere Anlagen die „unentgeltliche Abnahme“ beschreiten dürfen, müssen entsprechende Verweisungsregelungen in das EEG eingearbeitet werden. Formulierungsvorschläge hierfür sind am Ende dieses Kapitels aufgeführt.

#### **Automatische Zuordnung zur unentgeltlichen Abnahme**

Der BDEW begrüßt grundsätzlich, dass mit der neuen Vergütungsform der unentgeltlichen Abnahme eine Alternative zur Direktvermarktung geschaffen wurde, um der Herausforderung zu begegnen, dass Anlagen > 100 kW mit hohen Eigenverbrauchsanteilen Schwierigkeiten haben, für die geringen Reststrommengen einen Vermarkter zu finden. Dieser Vorschlag stellt eine deutliche Verbesserung dar, da hierdurch tatsächlich ein Anreiz entstehen kann, die Anlage > 100 kW zu dimensionieren, obwohl für die eingespeiste Strommenge keine Vergütung gezahlt wird.

Allerdings sollte die unentgeltliche Abnahme inhaltlich auf „Steckersolaranlagen“ und Anlagen oberhalb von 100 kW bis zur entsprechenden Leistungsgrenze (200 bzw. 400 kW) beschränkt

werden. Anlagen mit einer Leistung bis 100 kW, die keine Steckersolaranlagen sind, sollten hingegen automatisch der *Einspeisevergütung* zugeordnet werden, wenn der Anlagenbetreiber vor Inbetriebnahme der Anlage keine anderweitige Zuordnung getroffen hat, und nicht der unentgeltlichen Abnahme. Das Zusammenspiel zwischen

- den auch gesetzlich stets im Fluss befindlichen kürzeren Fristen des Netzanschlusses gerade für Kleinanlagen und
- der Sanktionierung der fehlenden Zuordnung einer EEG-Anlage zu einer Vermarktungsform nach § 21b Abs. 1 EEG 2023 nach Maßgabe des § 21c EEG 2023 durch § 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023

führt in vielen Fällen bereits jetzt regelmäßig dazu, dass der Anlagenbetreiber vor Inbetriebnahme seiner Anlage die für die Anlage anzuwendende Vermarktungsform dem Netzbetreiber *nicht oder nicht fristgerecht* mitgeteilt hat. Obwohl der Anlagenbetreiber in den ganz überwiegenden Fällen hierbei den Verkauf des Stroms an den Netzbetreiber im Wege der regulären Einspeisevergütung gewählt hätte, wird diese Nichtmeldung der Vermarktungsform dann nach § 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023 sanktioniert. Die Erklärung und Geltendmachung des daraus folgenden gesetzlichen Zahlungsanspruchs des Netzbetreibers gegen den Anlagenbetreiber führt bereits jetzt zu einem erheblichen manuellen Clearingaufwand bei den Netzbetreibern. Verständlicherweise kann der Kunde nicht nachvollziehen, dass ein schneller Netzanschluss nicht parallel zu einer kurzfristigen „korrekten“ Anmeldung der Veräußerungsform läuft, und dass er dann mit einer Einspeisevergütung von „null“ gefühlt bestraft wird.

Andererseits erscheint es dem BDEW auch unverhältnismäßig, diese größeren und vielfach für eine Volleinspeisung ausgelegten Anlagen bis 100 kW dann der unentgeltlichen Abnahme zuzuordnen. Bereits jetzt ist merklich, dass zahlreiche Betreiber dieser Anlagen die automatische Zuordnung zur unentgeltlichen Abnahme und den damit gesetzlich bedingten Vergütungsverzicht nicht akzeptieren, was einen erhöhten Begründungsaufwand bei den Anschluss-Netzbetreibern unter Hinweis auf § 21 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG 2023 nach sich zieht. Dies ist insoweit nicht zielführend, als dass diese Regelung eigentlich der Vereinfachung dienen soll.

Daher befürwortet der BDEW in diesen Fällen eine automatische Zuordnung der Anlagen bis 100 kW (ausgenommen Steckersolaranlagen) zum Verkauf des Stroms an den Netzbetreiber im Rahmen der „regulären“ Einspeisevergütung. Hatte der Anlagenbetreiber eine andere Vermarktungsform beabsichtigt, aber nicht dem Netzbetreiber vor Inbetriebnahme der Anlage mitgeteilt, kann der Anlagenbetreiber diese Zuordnung jederzeit mit Monatsfrist nach Inbetriebnahme ändern, ohne dass er vorher einen Förderverlust erleidet. Durch diese Änderung wird

- die Sanktionierung des Anlagenbetreibers vermieden,
- der Mehraufwand bei Netzbetreibern reduziert,
- die Abwickelbarkeit des Stroms im EEG-Netzbetreiberbilanzkreis sichergestellt und
- die Vermarktung automatisch der im ganz überwiegenden Regelfall verwendeten Einspeisevergütung zugeordnet.

Eine Ausnahme hiervon kann gemacht werden, wenn EEG-Anlagen bis 100 kW, die keine Steckersolaranlagen sind, im Falle einer nicht zustande gekommenen Direktvermarktung nicht der Einspeisevergütung sondern der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet werden (s. vorstehendes Kapitel unter 6.8.2 zur Erleichterung der kleinen Direktvermarktung).

Schließlich muss in **§ 21c Abs. 1 Satz 5 EEG 2023** („Die Zuordnung einer Anlage entspricht der Geltendmachung des entsprechenden Anspruchs“) klargestellt werden, dass sich diese „Geltendmachung des Anspruchs“, wie in der Begründung des Regierungsentwurfs zum „Solarpaket 1“ dargestellt<sup>1</sup>, nur auf die Fälle der automatischen Zuordnung der Anlage zur „unentgeltlichen Abnahme“ und der Förderung ausgeförderter Anlagen bezieht, aber nicht auf sonstige Zuordnungen der Anlage nach § 21c Abs. 1 Satz 1 und 2 EEG 2023. Ansonsten hieße dies, dass wenn ein Anlagenbetreiber seine Anlage der „Ausfallvergütung“ bereits mehrere Monate vor Netzanschluss der Anlage zugeordnet hatte, der Dreimonatszeitraum nach § 21 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2023 bereits vor Netzanschluss der Anlage abgelaufen sein könnte. Dies widerspricht aber den Darstellungen der BNetzA auf ihrer [Internetseite](#).

**§ 21c Abs. 1 Satz 3 ff. EEG 2023** sollte daher wie folgt angepasst werden:

*„Anlagen, **die Steckersolaranlagen sind, oder** mit einer installierten Leistung **oberhalb von 100 und mit** weniger als 200 Kilowatt, für die der Anlagenbetreiber keine andere Zuordnung getroffen hat, gelten der Veräußerungsform der Einspeisevergütung in der Variante der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet. **Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 Kilowatt, die keine Steckersolaranlagen sind, gelten der Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 Nummer 1 zugeordnet, wenn der Anlagenbetreiber für diese Anlagen keine andere Zuordnung getroffen hat.** Abweichend*

---

<sup>1</sup> BT-Drs. 20/8657, S. 89: „Der neue Satz 5 stellt klar, dass eine Geltendmachung des entsprechenden Vergütungsanspruchs, wie sie an verschiedenen Stellen Anknüpfungspunkt weiterer Regelungen ist, auch bei der **Zuordnung nach Satz 3 oder 4 und der Zuordnung zur unentgeltlichen Einspeisung** vorliegt“ (Hervorhebungen nicht im Original).

von Satz **3 4** gilt eine ausgeführte Anlage mit Beendigung des Anspruchs auf Zahlung nach der für sie maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes als der Veröffentlichungsform der Einspeisevergütung in der Variante für ausgeführte Anlagen nach § 21b Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 21 Absatz 1 Nummer 4 zugeordnet, soweit der Anlagenbetreiber keine andere Zuordnung getroffen hat. Die Zuordnung einer Anlage **nach Satz 3 bis 6** entspricht der Geltendmachung des entsprechenden Anspruchs. **Für die Anwendbarkeit der Sätze 3 und 6 sind für die Bestimmung der installierten Leistung § 24 Absatz 1 oder die entsprechende Bestimmung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Anlage maßgeblichen Fassung anzuwenden.**

**§ 100 Abs. 20 EEG 2023** sollte zudem in diesem Zusammenhang wie folgt geändert werden:

*„(20) Anlagen, die vor dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen werden, können abweichend von § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet werden, wenn ihre installierte Leistung weniger als 400 Kilowatt beträgt. **Für die Anwendbarkeit des Satzes 1 sind für die Bestimmung der installierten Leistung § 24 Absatz 1 oder die entsprechende Bestimmung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Anlage maßgeblichen Fassung anzuwenden.**“*

### **Verkürzung des Zeitraums der Sperrwirkung der Inanspruchnahme der „unentgeltlichen Abnahme“ hinsichtlich der „Ausfallverfügung“**

Eine EEG-Anlage darf der Ausfallvergütung nicht zugeordnet werden, wenn sie innerhalb der letzten 24 Monate zumindest zeitweise der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet war (§ 21b Abs. 1 EEG 2023). Dies bedeutet, dass eine EEG-Anlage, die z.B. im ersten Monat ihres Betriebs der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet gewesen war, weil zum Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme noch kein Direktvermarkter gefunden werden konnte, innerhalb der folgenden 23 Monate nicht der Ausfallvergütung zugeordnet werden darf. Dies führt dann zu Problemen, wenn innerhalb dieser 23 Monate der Direktvermarkter insolvent wird, und die Anlage kurzfristig und nur für eine kurze Dauer in die Ausfallvergütung wechseln müsste.

Der BDEW plädiert daher dafür, dass die Karenzzeit der Frist von 24 Kalendermonaten auf 6 Monate verkürzt wird, oder dafür, diese kürzere Frist nur für ausgewählte Fälle anzuwenden, bei denen die Frist von 24 Kalendermonaten zu unbilligen Ergebnissen führen würde.

### 6.8.3 Klarstellung der Rechtslage bei der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung

Seit dem EEG 2017 hat ein EEG-Anlagenbetreiber mit einer Leistung von mehr als 100 kW nach § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017/2021/2023-1, nun § 21 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2023-2, einen Anspruch auf eine Ausfallvergütung, wenn er den Strom an den Netzbetreiber verkauft. Diese Ausfallvergütung besteht aus zwei Förderhöhen:

- **Anfangs-Ausfallvergütung** in Höhe von 80% des anzulegenden Wertes, und
- **Folge-Ausfallvergütung** in Höhe des Monatsmarktwertes (EEG 2017 bis EEG 2021), Jahresmarktwertes (EEG 2023-1) bzw. null (EEG 2023-2, Solarpaket I).

Zudem wird die Inanspruchnahme der Folge-Ausfallvergütung seit dem EEG 2023 noch flankiert von einer **Sanktionszahlungspflicht des Anlagenbetreibers nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023** iHv 10 Euro/kW/Kalendermonat des Verstoßes. Aufgrund eines branchenweiten Streites über die Systematik der Ausfallvergütung i.V. mit der Sanktionierung nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 sieht der BDEW eine konkretisierende Überarbeitung der gesetzlichen Regelungen hierzu als notwendig an.

Die Ausfallvergütung verliert zwar durch die Einführung der „unentgeltlichen Abnahme“ für Anlagen unter 400 kW an Relevanz. Dennoch wird diese Fördervariante zunehmend von größeren Anlagen in Anspruch genommen, nicht zuletzt durch die Streichung von § 27a EEG 2021, also auch von Anlagen im EEG-Ausschreibungssegment. Wenn diese Anlagen oberhalb der 400 kW der „unentgeltlichen Abnahme“ liegen, bleibt ihnen nur die Möglichkeit der „Ausfallvergütung“, wenn der Anlagenbetreiber keine Direktvermarktung beschreiten möchte, oder für den Strom aus der Anlage keinen Direktvermarkter findet. Dies bedeutet, dass die „Ausfallvergütung“ trotz des Institutes der „unentgeltlichen Abnahme“ weiterhin eine erhebliche Relevanz haben wird. Diese Relevanz wird wegen der Strafbewehrung der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG, deren Übergangsregelung für Anlagen bis 500 kW ja zum 1. Juli 2024 ausgelaufen ist, noch erheblicher.

Aufgrund der Sanktion in § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 muss aber die Systematik der Ausfallvergütung in der Aufteilung in „Anfangs-“ und in „Folge-Ausfallvergütung“ im Gesetzeswortlaut hinreichend klar sein. Ansonsten wird spätestens die Sanktionierung zu einer erheblichen Anzahl von vermeidbaren Rechtsstreitigkeiten führen.

Es ist vollständig innerhalb der Branche umstritten, wie lange der Anlagenbetreiber einen Anspruch auf die Anfangs-Ausfallvergütung hat, sowohl hinsichtlich eines Kalenderjahres, als auch hinsichtlich der gesamten Förderdauer der Anlage. Dies gilt insbesondere im Falle der Dauer-Inanspruchnahme der Ausfallvergütung durch die Anlage, aber auch dann, wenn zum Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlage noch kein Direktvermarkter gefunden werden konnte, und dadurch für die ersten Monate des Betriebs die Ausfallvergütung beschränkt werden

musste, und daraufhin im selben Kalenderjahr nochmals eine Ausfallvergütung verwendet werden muss, weil z.B. der Direktvermarkter insolvent geworden ist, und nicht sofort ein neuer Direktvermarkter gefunden werden konnte.

Die Probleme resultieren aus dem seit dem EEG 2017 missglückten **Wortlaut in § 21 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2023**:

*(1) Der Anspruch auf die Zahlung der Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 besteht nur für Kalendermonate, in denen der Anlagenbetreiber den Strom in ein Netz einspeist und dem Netzbetreiber nach § 11 Absatz 1 Satz 2 zur Verfügung stellt, und zwar für (...)*

*3. Strom aus Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt **für eine Dauer von bis zu drei aufeinanderfolgenden Kalendermonaten und insgesamt bis zu sechs Kalendermonaten pro Kalenderjahr (Ausfallvergütung)**, dabei verringert sich in diesem Fall der Anspruch nach Maßgabe des § 53 Absatz 3 und bei Überschreitung einer der Höchstdauern nach dem ersten Halbsatz für den gesamten Kalendermonat auf null, oder (...)*

Hier ist bereits unklar, ob sich das Kalenderjahr nur auf die zweitgenannten sechs Kalendermonate bezieht, oder auch auf die erstgenannten drei aufeinanderfolgenden Kalendermonate. Ebenfalls ist unklar, wie mit einem Zeitraum umzugehen ist, der ein Kalenderjahr überschreitet.

Auch die **Sanktionierung nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023** ist mit diesem Wortlaut nicht hinreichend harmonisiert, da unklar ist, ab welchem Zeitpunkt die Sanktion zusammen mit der Folge-Ausfallvergütung wirksam wird, und ab wann sie wieder durch Behebung des Pflichtverstoßes endet:

*(1) Anlagenbetreiber müssen an den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, eine Zahlung leisten, wenn sie*

*(...)*

*5. die Ausfallvergütung in Anspruch nehmen und **dabei eine der Höchstdauern nach § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 erster Halbsatz** überschreiten,*

*(2) Die zu leistende Zahlung beträgt 10 Euro pro Kilowatt installierter Leistung der Anlage und Kalendermonat, **in dem ganz oder zeitweise ein Pflichtverstoß nach Absatz 1 vorliegt oder andauert.***

Der BDEW sieht es deshalb als notwendig an, dass die Systematik der Ausfallvergütung im Zuge des vorliegenden Gesetzgebungsverfahrens geklärt wird. Die Probleme betreffen insbesondere folgende Fragestellungen:

- Ist das **Gesamt-Kontingent von sechs Kalendermonaten** der höheren Anfangs-Ausfallvergütung bereits aufgebraucht, wenn der Anlagenbetreiber in drei aufeinander folgenden Kalendermonaten eines Kalenderjahres die Ausfallvergütung in Anspruch nimmt? Oder darf er in dem Kalenderjahr dann auch für weitere drei Kalendermonate die Ausfallvergütung in Anspruch nehmen? Konkret: In welchem Fall würde das Maximal-Kontingent von drei aufeinanderfolgenden Kalendermonaten gelten, und in welchem Fall die sechs Kalendermonate je Kalenderjahr? Hierzu trifft der Gesetzeswortlaut keinerlei Aussage.
- Zählen die drei aufeinanderfolgenden Kalendermonate für jedes Kalenderjahr neu, und wenn ja, beginnt die Zählung jeweils zum 1. Januar eines neuen Kalenderjahres neu? Oder wird bei Inanspruchnahme der Ausfallvergütung über einen Kalenderjahreswechsel hinweg jeder Kalendermonat als Bestandteil dieses Blocks von drei Kalendermonaten angesehen, ungeachtet des Kalenderjahreswechsels? Dann dürfte die Ausfallvergütung quasi nur einmal innerhalb der gesamten gesetzlichen Förderdauer für drei aufeinanderfolgende Kalendermonate in Anspruch genommen werden, und der Anlagenbetreiber wäre für die gesamte Folgezeit in der niedrigeren Folge-Ausfallvergütung. Es wäre kaum vermittelbar, wenn die sechs Kalendermonate je Kalenderjahr für jedes Kalenderjahr neu zählen würden, aber die drei aufeinander folgenden Kalendermonate nur einmal für die gesetzliche Förderdauer durchlaufen werden dürften, und es danach zu einer dauerhaften Förderabsenkung für die Folge-Ausfallvergütung und zu einer entsprechenden Sanktionierung kommen würde. Insoweit ist unklar, ob sich die Begriffe „pro Kalenderjahr“ in § 21 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG 2023 (nach Solarpaket) auf beide Zeithorizonte beziehen, oder nur auf die insgesamt sechs Kalendermonate.
- In diesem Zusammenhang: Wodurch wird die **Sanktionierung nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 i.V. mit Absatz 2 EEG 2023 unterbrochen**? Muss der Anlagenbetreiber zur Durchbrechung (Beendigung des Pflichtverstoßes) für mindestens einen Kalendermonat in die Direktvermarktung gehen, oder hat er auch bei Dauer-Inanspruchnahme der Ausfallvergütung in einem Kalenderjahr einen Anspruch auf sechs sanktionsfreie Kalendermonate je Kalenderjahr, z.B. dann, wenn er in einem Kalendermonat die Einspeisung seiner Anlage in das Netz vollständig unterbindet und dadurch keine Ausfallvergütung „in Anspruch nimmt“ (s. § 21 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG 2023)? Führt hier alleine die vorsorgliche Zuordnung seiner Anlage zur Vermarktungsform der Ausfallvergütung trotz unterbliebener Einspeisung dazu, dass er diese „in Anspruch nimmt“? Diese Frage knüpft auch an die ersten beiden Fragen hinsichtlich der Systematik der Anfangs- und der Folge-Ausfallvergütung an.

- Die **Absenkung der Höhe der Folge-Ausfallvergütung vom Marktwert (so EEG 2023-1) auf null** ist erst durch das „Solarpaket I“ erfolgt. Allerdings ist mangels konkreter Übergangsregelung unklar, ob diese Absenkung mit Wirkung ab dem 16. Mai 2024 für alle Anlagen gilt, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen worden sind, bzw. ab dann einen Zuschlag aus einer EEG-Ausschreibung erhalten haben. Letzteres wäre die Konsequenz aus der aktuellen Fassung des § 21 Abs. 1 EEG 2023. Dies würde aber deshalb einen erheblichen Vertrauensbruch für die Anlagenbetreiber bedeuten, weil die Folge-Ausfallvergütung von null erst durch das „Solarpaket“ und nicht bereits zum 1. Januar 2023 durch das „Sofortmaßnahmengesetz“ angeordnet worden ist, also erst deutlich später als Inbetriebnahmen oder Zuschlagserteilungen ab dem 1. Januar 2023.
- Wie berechnen sich die **Fristen** von drei aufeinanderfolgenden Kalendermonaten und insgesamt sechs Kalendermonaten je Kalenderjahr aufgrund von § 52 Abs. 1b EEG 2023 **im Jahr 2024**? Beginnen die Fristen zum 1. Juli 2024 wieder komplett neu zu laufen, oder laufen die Fristen im Jahr 2024 vom 1. Januar 2024 an „durch“, ohne Rücksicht auf den 1. Juli 2024?

Aus den Gesetzesmaterialien des EEG 2017 bis EEG 2023 einschließlich des „Solarpaketes I“ sind für keine dieser Fragen belastbare Antworten entnehmbar. Dementsprechend ist insbesondere die Systematik der „Ausfallvergütung“ innerhalb der Rechtsliteratur auch umstritten. Die mehrheitliche Meinung geht davon aus, dass der Anlagenbetreiber einen Anspruch auf maximal sechs Kalendermonate „Anfangs-Ausfallvergütung“ je Kalenderjahr hat, differenziert aber nicht nach den jeweiligen Fällen.<sup>2</sup> Ein anderer Teil der Literatur nimmt diesen Anspruch für sechs Kalendermonate wohl nur dann an, wenn der Anlagenbetreiber zwischenzeitlich mit seiner Anlage in die Direktvermarktung gegangen war.<sup>3</sup> Insoweit kann die Rechtsliteratur nicht zur Klärung der Problematik herangezogen werden. Auch die Clearingstelle EEG/KWKG hatte sich bislang noch gar nicht mit der Systematik der Ausfallvergütung befasst. Gleiches gilt für die bislang ergangene Rechtsprechung.

Deshalb sieht der BDEW eine klarstellende Präzisierung des Wortlauts insbesondere von § 21 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG 2023 und § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 und auch in § 100 EEG 2023 hinsichtlich der Änderung der Höhe der Folge-Ausfallvergütung im Zuge des laufenden

---

<sup>2</sup> EEG 2017: Lippert, in: Greb/Böwe, EEG, 1. Auflage, § 21 Rdn. 28 f.; Hennig/Valentin/von Bredow, in: Frenz/Müggelborg/Cosack/Hennig/Schomerus, EEG, 5. Aufl., § 21 Rdn. 36; EEG 2021: Schulz, in: Säcker/Steffens, Berliner Kommentar zum Energierecht, EEG, 5. Auflage, § 21 Rdn. 30.

<sup>3</sup> Lippert, in: BeckOK EEG, § 21 Rdn. 32.

Gesetzgebungsverfahren als notwendig an. Hierdurch werden sich zahlreiche Rechtsstreitigkeiten vermeiden lassen, speziell angesichts der Sanktionierung nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023.

#### **6.8.4 Definition der Leistungsschwellen von 20 kW in § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1a) EEG 2023 („Garten-PV-Anlagen“) und von 100 kW in § 10c EEG 2023,**

Zahlreiche Bestimmungen in den durch das „Sofortmaßnahmengesetz“ bzw. das „Solarpaket I“ eingeführten bzw. geänderten Regelungen für Solaranlagen enthalten Leistungsschwellen, deren Berechnung aber jeweils nicht definiert wird. Dies betrifft insbesondere

- die Leistungsschwelle von 20 kW in § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1a) EEG 2023 („Garten-PV-Anlagen“),
- die Leistungsschwelle von 100 kW in § 10c EEG 2023 und
- die Leistungsschwellen für die „unentgeltliche Abnahme“ von 400 kW nach § 100 Abs. 20 EEG 2023 (siehe vorstehend unter 6.9.2.).

Insoweit muss klargestellt werden, nach welchen Maßgaben die Leistungen der entsprechenden Anlagen im Verhältnis zu diesen Leistungsschwellen berechnet werden.

#### **6.8.5 Änderungen bei Biomasseanlagen**

Mittlerweile wird das Gros der Zuschläge für Biomasseanlagen auf Bestandsanlagen nach Maßgabe des § 39g EEG 2023 für Bestands-Biomasseanlagen erteilt. Allerdings ist bereits seit Inkrafttreten der Vorgängerregelung in § 39f Abs. 6 EEG 2017 unklar, wie sich die Förderung der nach dieser Regelung bezuschlagten Anlagen konkret berechnet.

§ 39f EEG 2017 lautete wie folgt:

*„(6) Wenn eine bestehende Biomasseanlage einen Zuschlag erhält, ist ihr anzulegender Wert unabhängig von ihrem Zuschlagswert der Höhe nach begrenzt auf die durchschnittliche Höhe des anzulegenden Werts für den in der jeweiligen Anlage erzeugten Strom in Cent pro Kilowattstunde nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der für die Anlage bisher maßgeblichen Fassung, wobei der Durchschnitt der drei dem Gebotstermin vorangegangenen Kalenderjahre maßgeblich ist. Für die Ermittlung des Durchschnitts sind für jedes der drei Jahre der Quotient aus allen für die Anlage geleisteten Zahlungen und der im jeweiligen Jahr insgesamt vergüteten Strommenge zugrunde zu legen, sodann ist die Summe der nach dem vorstehenden Halbsatz ermittelten anzulegenden Werte durch drei zu teilen.“*

Diese Regelung findet sich fast unverändert nun in § 39g Abs. 6 EEG 2023:

*„(6) Wenn eine bestehende Biomasseanlage einen Zuschlag erhält, ist ihr anzulegender Wert unabhängig von ihrem Zuschlagswert der Höhe nach begrenzt auf die durchschnittliche Höhe des anzulegenden Werts für den in der jeweiligen Anlage erzeugten Strom in Cent pro Kilowattstunde nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der für die Anlage bisher maßgeblichen Fassung, wobei der Durchschnitt der drei dem Gebotstermin vorangegangenen Kalenderjahre maßgeblich ist. Für die Ermittlung des Durchschnitts sind für jedes der drei Jahre der Quotient aus allen für die Anlage geleisteten Zahlungen, **die aufgrund des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder einer aufgrund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung geleistet wurden**, und der im jeweiligen Jahr insgesamt vergüteten Strommenge zugrunde zu legen, sodann ist die Summe der nach dem vorstehenden Halbsatz ermittelten anzulegenden Werte durch drei zu teilen.“*

Beide Wortlaute sind identisch, mit Ausnahme der durch Fettdruck hervorgehobenen, für die Auslegung der Regelung aber nicht relevanten Passage.

Nach dem jeweiligen Satz 1 der Regelungen ist Berechnungsbasis für die Förderung der **anzulegende Wert** der Anlagen innerhalb der letzten drei Kalendermonate. Demgegenüber kommt es nach Satz 2 der jeweiligen Regelungen nicht auf den anzulegenden Wert der Anlagen an, sondern auf **die tatsächlich (nach dem EEG oder der EEV) geleisteten Zahlungen** an. Die tatsächlich geleisteten Zahlungen liegen im Regelfall

- wegen Abzugs der Managementprämie bei Anlagen in der gesetzlichen Förderung oder
- wegen Abzugs des Monats- bzw. Jahresmarktwertes bei Anlagen in der gesetzlichen oder ausschreibungsbasierten Förderung im Falle der geförderten Direktvermarktung oder
- wegen Abzugs von Sanktionen nach dem EEG 2017 bis EEG 2023 oder Vorgängerregelungen von der zu zahlenden Förderung

unter dem anzulegenden Wert, und können auch null betragen, wenn der Anlagenbetreiber den Strom aus seiner Anlage z.B. in der unentgeltlichen, sonstigen Direktvermarktung vermarktet hatte, was durchaus in den letzten Jahren bei diesen Anlagen vorgekommen ist.

Die Gesetzesbegründung zu § 39f EEG 2017 spricht für die Inansatzbringung der tatsächlich gezahlten Beträge, und nicht des anzulegenden Wertes für die betreffenden Anlagen, s. nachfolgende :<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> BT-Drs. 18/8860, S. 224 f.

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

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

*Nach Satz 2 Halbsatz 1 sind für die Ermittlung des Durchschnitts für jedes der drei Jahre der Quotient aus allen für die Anlage geleisteten Zahlungen und der im jeweiligen Jahr insgesamt vergüteten Strommenge zugrunde zu legen. Um den Aufwand gering zu halten, empfiehlt es sich für den Netzbetreiber, dabei auf die betreffenden EEG-Jahresendabrechnungen abzustellen. Da bei der Ausschreibung auf die gesamte Stromerzeugung ein einheitlicher anzulegender Wert zu bieten ist, ist bei Bestandsanlagen, die ab einer bestimmten Bemessungsleistung für die unterschiedlichen Bemessungsleistungsstufen unterschiedlich hohe anzulegende Werte haben, für die Bestimmung des Höchstwerts der durchschnittliche*

*anzulegende Wert über die gesamte Bemessungsleistung der jeweiligen Vorjahre zu ermitteln. Bei der Ermittlung des bisherigen anzulegenden Wertes sind alle Zahlungen nach § 19 EEG 2016 (einschließlich etwaiger Boni) und nach § 50 EEG 2016 (insbesondere die Flexibilitätprämie nach § 50b EEG 2016) zu berücksichtigen. Bei Anlagen, die die feste Einspeisevergütung in Anspruch genommen haben, ist bei der Ermittlung des anzulegenden Wertes § 53 EEG 2016 zu berücksichtigen. Dies gilt allerdings nicht für Anlagen, für die ein Vergütungssatz vor Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung durch das EEG 2014 gilt. Denn bei diesen war die seit dem EEG 2014 im anzulegenden Wert direkt eingepreiste sog. Managementprämie noch nicht im Vergütungssatz enthalten.*

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

Das Abstellen auf die tatsächlich gezahlten Vergütungen kann daher im Extremfall einen Durchschnittswert von null für die der Ausschreibung vorangegangenen Kalenderjahre bedeuten. Es ist fraglich, ob dieses Ergebnis vom Gesetzgeber gewollt worden ist, aber der Gesetzeswortlaut und die Begründung von § 39f Abs. 6 EEG 2017 sprechen für diese Ansicht.

Der BDEW sieht daher hier die Notwendigkeit einer gesetzlichen Klarstellung. Die große Zahl an Zuschlägen nach § 39g EEG 2023 und Vorgängerregelungen, die für Bestandsanlagen ergangen ist, hebt diese Rechtsunsicherheit von Einzelfällen auf die Ebene der Branchenrelevanz. Eine Entscheidung der Clearingstelle EEG/KWKG zu dieser Rechtsfrage wird nach Auffassung des BDEW dieser Branchenrelevanz insoweit nicht gerecht, wie die Spreizung von null bis zu einem durchschnittlichen anzulegenden Wert der Anlage von 20 bis 30 Cent/kWh aus den letzten drei Jahren zu erheblich dafür ist, dass der Gesetzgeber auf eine gesetzliche Klarstellung verzichtet.

## 6.9 Zusätzliche Änderungsvorschläge für Windenergieanlagen an Land

### 6.9.1 Ergänzung eines § 6 Abs. 6 EEG 2023 mit einer Transparenzregelung

#### Sicherung der Akzeptanzwirkung durch Transparenzregelung

Gemeinden werden durch die Regelung in § 6 EEG mit 0,2 ct/kWh in der Regel an den erzeugten Strommengen von Wind- und PV-Projekten finanziell beteiligt. Diese Zahlungen dienen der **Akzeptanzförderung vor Ort**. Damit die akzeptanzfördernde Wirkung eintritt, müssen die Bürgerinnen und Bürger wissen, dass die Zahlungen geleistet werden. Das ist notwendig, denn in den Ländern gibt es unterschiedlich ausgestaltete Verpflichtungen, Zuwendungen offen zu

legen. Sinnvollerweise erhalten die Bürger auch die Information, wohin die zusätzlichen Einnahmen geflossen sind, um nachvollziehen zu können, wie sie konkret vom Ausbau der Erneuerbaren Energien profitieren.

#### Akzeptanzwirkung stärken

Nach **geltender Rechtslage** können die Anlagenbetreiber eine akzeptanzfördernde Veröffentlichung durch die Gemeinden zu den § 6 EEG-Zahlungen nicht rechtlich erzwingen. Die Zahlungen müssen nach § 6 Abs. 1 EEG „ohne Gegenleistung“ erfolgen. Es ist daher unsicher, ob Anlagenbetreiber individuell eine Pflicht der Gemeinde zur Offenlegung der Zahlungen vereinbaren dürfen. Zwar könnten die Anlagenbetreiber schon jetzt selbst die Zahlungen veröffentlichen. Allerdings verfehlen eigene Veröffentlichungen die Akzeptanzwirkung in mehrfacher Hinsicht: Es werden auf dem Gemeindegebiet in aller Regel mehrere Anlagen durch verschiedene Unternehmen betrieben. Ohne zentrale Veröffentlichung durch die Gemeinde, ist nicht oder nur schwer erkennbar, wie viel Unterstützung die Gemeinde insgesamt durch Wind- und Solarenergie erhält. Außerdem sind Angaben der Unternehmen für skeptische Bürgerinnen und Bürger meist weniger glaubwürdig als offizielle Nachrichten der Gemeinde.

#### Ergänzung von § 6 EEG um eine Transparenzregelung

Damit § 6 EEG die bezweckte Akzeptanz vor Ort schafft, sollen Bürgerinnen und Bürger nachvollziehen können, wie viel Geld für welchen Zweck durch Windenergie- und Solaranlagen der Gemeinde insgesamt zugutegekommen ist. Dazu soll § 6 EEG um eine **Transparenzregelung** ergänzt werden:

##### **BDEW-Formulierungsvorschlag:**

§ 6 Abs. 6 (neu) EEG

**(6) Die Gemeinden machen bis zum 30. Juni eines Jahres den Umfang, der in dem vorangegangenen Kalenderjahr nach diesem Paragraphen erhaltenen Zahlungen aggregiert in geeigneter Form öffentlich bekannt. Sie können auch den Verwendungszweck der erhaltenen Zahlungen mitteilen. Die Länder können durch Rechtsverordnung bestimmen, dass die Veröffentlichung auf einem zentralen Veröffentlichungsportal des Landes für alle Gemeinden erfolgt; dabei müssen mindestens der Gemeindename, die Höhe der jeweils erhaltenen Zahlung und das betroffene Kalenderjahr genannt werden.**

Mit der Transparenzregelung werden die Gemeinden zur Veröffentlichung der nach § 6 EEG empfangenen Zahlungen in ihrem amtlichen Veröffentlichungsblatt und auf ihrer Internetseite angehalten. Mit dem Vorschlag kann die **Akzeptanzwirkung wesentlich erhöht werden**. Für die Bürgerinnen und Bürger wird verlässlich erkennbar, in welchem Gesamtumfang die

Gemeinde von der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie finanziell profitiert. Durch die Angabe des vorgesehenen Verwendungszwecks können die Bürgerinnen und Bürger zudem nachvollziehen, welche Vorteile sie konkret dadurch haben.

Die gesetzliche Regelung schafft **praxistauglich klare Verhältnisse** für Anlagenbetreiber und Gemeinden. Die Veröffentlichung durch die Gemeinden ist sichergestellt, ohne dass die auf Grundlage von § 6 EEG geschlossenen Verträge geändert werden müssen. Auch den Netzbetreiber treffen keine zusätzlichen Prüfpflichten. Gemeindevertreter, die den Ausbau befürworten, können nun mit „offiziellen Zahlen“ belegen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien für die Gemeinde vor Ort sehr vorteilhaft und ein weiterer Ausbau sinnvoll ist.

### **6.9.2 Duldungspflichten auf private Flächen ausweiten (§§ 11a, 11b EEG)**

Das Recht zur Verlegung von Netzanschlusskabeln zum Netzverknüpfungspunkt für Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie das Recht zur Überfahrt und Überschwenkung während der Errichtung und des Rückbaus gem. §§ 11a, 11b EEG sollte – wie bereits im Regierungsentwurf des „Solarpaketes I“ vorgesehen – auch auf private Flächen ausgeweitet werden. Insbesondere beim Transport der Rotorblätter ist ein Überschwenken von (privaten) Grundstücken kaum vermeidbar und von geringer Nutzungsintensität. Duldungspflichten für Leitungen sind beim Stromnetzausbau (§ 12 Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) sowie dem Breitbandausbau (§ 134 Telekommunikationsgesetz (TKG)) üblich und finden bereits seit vielen Jahren Anwendung ([siehe BDEW-Faktencheck](#)). Dies wird die Anschlüsse von Erneuerbare-Energien-Anlagen und damit deren Beitrag zur Energieversorgung vereinfachen und deutlich beschleunigen.

### **6.9.3 BNK-Ausstattungspflicht für WEA ab 2025**

Gem. § 9 Abs. 8 EEG müssten Windenergieanlagen an Land ab dem 1. Januar 2025 mit bedarfsgesteuerten Nachkennzeichnungseinrichtungen (BNK) ausgestattet sein, wenn sich eine Pflicht zur Nachkennzeichnung aus dem Luftverkehrsrecht ergibt, bzw. bei ab dem 1. Januar 2025 in Betrieb zu nehmenden Anlagen ab dem Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme. In der Praxis zeigt sich zum einen, dass sowohl die Verfahrensprozesse als auch die Verfahrensdauern bzgl. der Erteilung der luftrechtlichen Zustimmungen bei den unterschiedlichen Landesluftfahrtbehörden von Bundesland zu Bundesland teilweise erheblich voneinander abweichen. Zum anderen ist festzustellen, dass weder für den Nachweis der Funktionsfähigkeit der BNK am Standort des Luftfahrthindernisses noch für einen praktischen Funktionsnachweis durch eine Baumusterprüfstelle (BMPSt) eine behördliche Bearbeitungsfrist vorgesehen ist. Sofern beispielsweise wegen einer Überlastung der nur drei in der Bundesrepublik existierenden BMPSt eine fristgerechte Umsetzung der BNK-Ausstattung nicht möglich ist, darf daraus aber kein Risiko einer Strafzahlung i.S.d. § 52 EEG für Betreiber von Windenergieanlagen entstehen.

Nach der derzeitigen gesetzgeberischen Konzeption droht dem WEA-Betreiber in diesen Fällen gem. § 52 Abs. 1 Nr. 3 EEG eine Strafzahlung von 10.000 Euro pro MW installierter Nennleistung pro WEA pro Monat. Das erscheint wenig sachgerecht, da der WEA-Betreiber nur bedingt Einfluss auf den Nachweis der Funktionsfähigkeit der BNK am Standort des Luftfahrthindernisses durch die jeweilige BMPSt hat. Vielmehr ist der WEA-Betreiber auf eine ausreichende personelle Ausstattung als auch fachliche Kompetenz der BMPSt angewiesen. Auf dieses Nadelöhr haben wir bereits in unseren Stellungnahmen zur Änderung der AVV-Kennzeichnung [im April 2023](#) hingewiesen. Die BMPSt hatten im Verlauf der letzten Jahre ausreichend Zeit, entsprechende Prozesse mit den Landesluftfahrtbehörden zu etablieren, um eine schnelle Bearbeitung der Anträge zur Genehmigung der BNK-Systeme zu gewährleisten.

Entgegen der Aufforderung des Bundestages an die Bundesregierung [mit Beschluss vom 26. April 2024](#) ist eine Beschleunigung und ein zeitnaher Abschluss der Verwaltungsverfahren zur Genehmigung der BNK-Ausstattung von Windenergieanlagen bislang zudem nicht wahrnehmbar (Nr. 20 des Beschlusses). Dies betrifft eine Vielzahl von Windenergieanlagen, so dass ein erhebliches Problem mit der Einhaltung der Frist in § 9 Abs. 8 EEG 2023 besteht. Auch dies bedingt eine nochmalige Anpassung der Gesetzeslage.

#### **§ 9 Abs. 8 EEG sollte daher wie folgt angepasst werden:**

*„Betreiber von Windenergieanlagen an Land, die nach den Vorgaben des Luftverkehrsrechts zur Nachtkennzeichnung verpflichtet sind, müssen ihre Anlagen mit einer Einrichtung zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung von Luftfahrthindernissen ausstatten.  
(...)“*

*Die Pflicht nach Satz 1 gilt ab dem 1. Januar 2025. **Die Pflicht aus Satz 1 und 2 gilt als erfüllt, wenn der Betreiber einer Windenergieanlage die notwendigen Unterlagen für die standortbezogene Erfüllung der Anforderungen für den jeweiligen Standort bei einer vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr benannten Stelle zur Prüfung eingereicht hat und die bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung unverzüglich nach deren abschließender behördlicher Genehmigung in Betrieb nimmt.** Betreiber von Windenergieanlagen, die vor dem Ablauf des 31. Dezember 2024 in Betrieb genommen wurden, bei denen die Pflicht nach Satz 1 nicht erfüllt wurde und für die keine Ausnahme nach Satz ~~7-6~~ zugelassen wurde, sind verpflichtet, unverzüglich einen vollständigen und prüffähigen Antrag auf Zulassung einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung bei der zuständigen Landesbehörde zu stellen. Die Pflicht nach Satz 1 kann auch durch eine Einrichtung zur Nutzung von Signalen von Transpondern von Luftverkehrsfahrzeugen erfüllt werden. Von der Pflicht nach Satz 1 kann die Bundesnetzagentur auf Antrag im Einzelfall*

*insbesondere für kleine Windparks Ausnahmen zulassen, sofern die Erfüllung der Pflicht wirtschaftlich unzumutbar ist.“*

### **§ 52 Abs. 1 Nr. 3 EEG sollte wie folgt angepasst werden:**

Konkreter Vorschlag: § 52 Abs. 1 Nr. 3 EEG ist ein neuer Satz 2 anzuhängen (neuer Text in fett):

*„(1) Anlagenbetreiber müssen an den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, eine Zahlung leisten, wenn sie (...)*

*3. gegen § 9 Absatz 8 verstoßen.*

***(..) Die Zahlungspflicht aus Absatz 1 Nummer 3 besteht nicht, wenn der Anlagenbetreiber den Verstoß nicht verschuldet hat.“***

### **6.9.4 Repowering für Windenergieanlagen an Land weiter stärken**

Um die bestehenden planungsrechtlichen Hemmnisse bei der Anwendung der jetzigen Repowering-Regelung zu überwinden, ist eine Anpassung im Baugesetzbuch (BauGB) notwendig. In § 245e Abs. 3 BauGB muss die Voraussetzung, dass die Grundzüge der Planung nicht berührt werden dürfen, gestrichen werden. Dieser unbestimmte Rechtsbegriff führt in der Genehmigungspraxis aktuell zu erheblichen Schwierigkeiten und verhindert die Realisierung zahlreicher Repowering-Vorhaben außerhalb von Windenergiegebieten. Die Streichung der Grundzüge der Planung in § 245e BauGB ist im Gesetzesentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2023/2413 in den Bereichen Windenergie an Land und Solarenergie sowie für Energiespeichieranlagen am selben Standort („Kabinettsentwurf zur Umsetzung der RED III für WaL&PV“) schon enthalten.

Damit die jüngst in der Novelle des Bundesimmissionsschutzgesetzes beschlossenen sinnvollen Ergänzungen für das Repowering in § 16b Abs. 1 bis 6 und Abs. 10 BImSchG nicht ins Leere läuft, regt der BDEW zudem die Aufnahme eines dynamischen Verweises in § 245e Absatz 3 bzw. § 249 Absatz 3 BauGB auf § 16b BImSchG an. Im Gegensatz dazu hält der Kabinettsentwurf zur Umsetzung der RED III für WaL&PV ausgehend vom bisherigen § 16b BImSchG an 2H, also der 2-fachen Gesamthöhe der Neuanlage als maximaler Abstand zu Altanlage fest, wohingegen im BImSchG der Anwendungsbereich nun auf 5H ausgeweitet wurde. Siehe dazu ausführlich in der [BDEW-Stellungnahme vom 14. August 2024 zum BauGB](#) (dort Ziffer 2.7.).

### 6.9.5 Anpassung der Innovationsausschreibungsverordnung

Die Ausschreibungen nach der Innovationsausschreibungsverordnung sollen Kombinationen oder Zusammenschlüsse verschiedener erneuerbarer Energien gefördert werden, darunter Erneuerbare-Energien-Anlagen mit Speichern. Seit dem 1. September 2020 wurden bisher acht Ausschreibungen mit einem Zuschlagsvolumen von 2.500 MW bezuschlagt. Für eine Kombination aus Wind und Speicher gab es ausschließlich einen Zuschlag zum Gebotstermin 1. September 2020 mit einem Volumen von ca. 11 MW. Die übrigen Zuschläge mit einem Volumen von 2.490 MW fallen überwiegend in die Anlagenkombination Solar und Speicher. Vor dem Hintergrund dieser Feststellung wurde bereits in der Stromspeicher-Strategie des BMWK die Prüfung angeregt, „ob weitere Anreize für die Errichtung erzeugungsnahe Speicher, insbesondere für Wind- und Bestandsanlagen erforderlich seien.“ Um in Zukunft die Innovationsausschreibung auf für Anlagenkombinationen aus Windenergieanlagen an Land und Speicher attraktiv zu machen, sollte der anzulegende Wert aufgrund des Zuschlagswerts nach der Innovationsausschreibungsverordnung unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Standortgütekfaktoren für Windenergieanlagen an Land durch Einbeziehung des Referenzertragsmodells gem. § 36h EEG 2023 erfolgen. Dadurch könnten sich sinnvolle Einsatzbereiche durch eine Verbesserung der Prognosegüte sowie Systemdienstleistungen wie Regelleistung ergeben.

### 6.9.6 Grundlegende Änderungen und gesetzliche Klarstellungen innerhalb von § 52 EEG 2023

Aufgrund laufender Streitigkeiten und erheblichen Bürokratieaufwands sieht der BDEW eine grundlegende Überarbeitung der Sanktionierungen nach § 52 EEG 2023 als erforderlich an:

#### Präzisierung einzelner Bestimmungen innerhalb von § 52 EEG 2023

Die durch das „Sofortmaßnahmengesetz“ zum 1. Januar 2023 eingeführten Sanktionen nach § 52 EEG 2023 sind vielfach nicht harmonisiert mit den sich aus den anderen EEG-Regelungen ergebenden Pflichten bzw. den Verstößen hiergegen. Insbesondere sind folgende Fragestellungen derzeit nicht abschließend gelöst, weshalb die entsprechenden Regelungen in § 52 EEG 2023 präzisiert werden müssen:

Unklar ist, ob eine **Sanktionierung für einzelne Pflichtverstöße auch vor Netzanschluss der Anlage** eintritt, z.B. nach § 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023 wegen nicht rechtzeitiger oder Nichtanmeldung der Vermarktungsform vor Inbetriebnahme einer Anlage, wenn die Inbetriebnahme mit dem Netzanschluss zeitlich zusammenfällt.

Ebenfalls ungeklärt ist, ob die **Sanktion nach § 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023** dann anfällt, wenn ein Anlagenbetreiber für eine Anlage vor Inbetriebnahme/Netzanschluss derselben deren Vermarktungsform nicht beim Netzbetreiber angemeldet hatte, und die Anlage daraufhin wegen Leistung < 400/200 kW **automatisch der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet** wird. Eine Ausnahmeregelung für diesen Fall existiert weder in § 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023, noch in anderen Regelungen des EEG zur „unentgeltlichen Abnahme“.

Darüber hinaus fehlt in § 52 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 EEG 2023 für die Ereignisse der Pflichtverstöße nach § 52 Abs. 1 Nr. 9a und 10 EEG 2023 (ökologische Mindestanforderungen und Verstoß gegen die Volleinspeisungspflicht nach § 48 Abs. 2a EEG 2023) die Angabe des Ereignisses, ab dem die Sanktion rückwirkend auf 2 Euro/kW/Kalendermonat verringert wird.

### **Zeitliche Begrenzung der rückwirkenden Korrektur der Sanktionen**

§ 52 Abs. 3 EEG 2023 ermöglicht es dem Anlagenbetreiber, die Sanktionen nach § 52 Abs. 1 Nr. 1, 3, 4, 9a, 10 und 11 EEG 2023 rückwirkend von 10 Euro/kW/Kalendermonat auf 2 Euro/kW/Kalendermonat absenken zu lassen. Diese nachträgliche Absenkung, verbunden mit den entsprechend hohen Beträgen, führt bei den Netzbetreibern zu

- erheblichen Rückstellungen der einmal gezahlten Sanktionsbeiträge in der unabsenkten Höhe,
- erheblichem Verwaltungsaufwand durch eine eventuelle rückwirkende Korrektur der Sanktionszahlungen und

Die Netzbetreiber haben diese Belastungen über zahlreiche Jahre, da § 52 Abs. 3 EEG 2023 keinerlei zeitliche Begrenzung für die rückwirkenden Korrekturen enthält. Dementsprechend fordert der BDEW die Einführung einer maximalen Zeitdauer seit dem erstmaligen Sanktionierungszeitpunkt bzw. seit Beginn des Verstoßes bis zum Ende des darauffolgenden Kalenderjahres. Hierbei kann folgende Formulierung verwendet werden (auf Basis des geltenden EEG):

*„(3) Die zu leistende Zahlung verringert sich auf 2 Euro pro Kilowatt installierter Leistung der Anlage und Kalendermonat*

- 1. bei einem Pflichtverstoß nach Absatz 1 Nummer 1, 3, 4 oder 11, sobald die entsprechende Pflicht erfüllt wird; diese Verringerung wirkt zurück bis zum Beginn des Pflichtverstoßes, und*
- 2. bei einem Pflichtverstoß nach Absatz 1 Nummer 9a und 10.*

**Der Anlagenbetreiber darf das Recht nach Satz 1 längstens bis zum Ende des auf den Pflichtverstoß folgenden Kalenderjahres ausüben.** Bei einem nach dem Ablauf des 31. Dezember 2023 auftretenden Pflichtverstoß nach Absatz 1 Nummer 1, Nummer 3, Nummer 4

*oder Nummer 8, der aufgrund des Defekts einer technischen Einrichtung eintritt, entfällt die zu leistende Zahlung für den Kalendermonat, in dem der Pflichtverstoß eintritt, und für den darauffolgenden Kalendermonat, dabei trägt der Anlagenbetreiber für das Vorliegen eines Defektes die Darlegungs- und Beweislast.“*

### **6.9.7 Überarbeitung der Übergangsregelungen in § 100 EEG 2023**

Die Übergangsregelung in § 100 EEG 2023 hat sich nicht zuletzt nach dem „Solarpaket I“ als lückenhaft erwiesen. Dies betrifft trotz der teilweisen Klarstellungen durch den vorliegenden Referentenentwurf insbesondere folgende Punkte:

#### **„Folge-Ausfallvergütung“ von null**

Während das EEG 2023 in der ersten Fassung die Folge-Ausfallvergütung noch in Höhe des Marktwertes festgesetzt hatte, hat das „Solarpaket I“ dies auf die Höhe von null abgesenkt. Hierfür existiert aber im EEG 2023 idF nach dem „Solarpaket I“ keine Übergangsregelung. Daher ist unklar, ob die Absenkung der „Folge-Ausfallvergütung“ auf null auch für EEG-Anlagen ab dem 16. Mai 2024 bzw. 1. Juli 2024 anzuwenden ist, die ab dem 1. Januar 2023 bis einschließlich dem 15. Mai 2024 in Betrieb genommen worden sind, oder ab dann in einer EEG-Ausschreibung bezuschlagt worden sind, oder ab dann als Pilot-Windenergieanlagen festgestellt worden sind. Der BDEW sieht die Absenkung der Folge-Ausfallvergütung für diese Anlagen als unverhältnismäßig an, weil die Investitionsentscheidung für diese Anlagen noch auf Basis der bisherigen Höhe der „Folge-Ausfallvergütung“ gemacht worden ist.

#### **„Garten-PV-Anlagen“**

Der BDEW begrüßt dem Grunde nach den § 100 Abs. 21 EEG 2023, wonach die Anforderung, dass die Errichtung der Solaranlagen auf einem Wohngebäude nicht möglich ist, bis zum Erlass einer entsprechend konkretisierenden Verordnung ausgesetzt wird. Allerdings ist mangels einer entsprechenden Übergangsregelung unklar, für welche Solaranlagen diese Übergangsregelung gilt, und wenn ja ab wann. Bereits jetzt fordern etliche Betreiber von Solaranlagen, die ab dem 1. Januar 2023 bis zum 15. Mai 2024 als „Garten-PV-Anlagen“ in Betrieb genommen worden sind, die Anwendung von § 100 Abs. 21 EEG *ab Inbetriebnahme ihrer Anlage*.

Der BDEW sieht § 100 Abs. 21 EEG aber als Anspruchsgrundlage zusammen mit § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1a EEG 2023, und sieht eine Förderung der Anlagen erst ab dem 16. Mai 2024 mit Inkrafttreten dieser Regelung als möglich an. Ungeklärt ist allerdings, ob die Begriffe

„Solaranlagen, die vor Inkrafttreten der auf Grundlage von § 95 Nummer 3 durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz erlassenen Verordnung in Betrieb genommen werden,“ im Zusammenspiel mit § 100 Abs. 1 EEG 2023 so zu verstehen sind, dass § 100 Abs. 21 EEG sowohl als Übergangsregelung als auch als Anspruchsgrundlage

- auch auf Solaranlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2023, oder
- nur auf Solaranlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2023 oder
- nur auf Solaranlagen mit Inbetriebnahme ab dem 16. Mai 2024

anzuwenden ist. Daher muss § 100 Abs. 21 EEG entsprechend präzisiert werden.

## **6.10 Weitere Änderungen im EnFG**

### **6.10.1 Meldepflichten für Inanspruchnahme der Förderung**

Für die massengeschäftstaugliche Abwicklung insbesondere der Privilegierung der elektrischen Wärmepumpen sollten die unverzüglichen Meldepflichten nicht für den Fall der vorliegenden beihilferechtlichen Genehmigung geändert werden, wie durch das „Solarpaket I“ geschehen, sondern auch insgesamt angepasst werden. Für den Netzbetreiber ist kaum nachvollziehbar, ob die Meldung der Kriterien „kein Unternehmen in Schwierigkeiten“ und „Nichtbestehen von beihilferechtlichen Rückforderungsansprüchen“ tatsächlich unverzüglich durch den Netznutzer erfolgte (vgl. §§ 52 und 53 EnFG). Wir verweisen hierzu auf unsere [Stellungnahme](#) zum Regierungsentwurf des „Solarpakets I“ mit entsprechendem Formulierungsvorschlag, S. 66 ff.).

### **6.10.2 Umlagebefreiung für Verlustenergie nach § 21 Abs. 6 EnFG**

Gemäß § 21 Abs. 6 EnFG sind Netzentnahmen zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste als Verlustenergie nach § 10 der Stromnetzentgeltverordnung durch Betreiber eines Netzes für die allgemeine Versorgung im Sinn des § 3 Nummer 17 des Energiewirtschaftsgesetzes von der Zahlung von Umlagen befreit. Diese Einschränkung auf Betreiber eines Netzes für die allgemeine Versorgung ist aus Sicht des BDEW nicht nachvollziehbar. Sowohl der vorherige Rechtsrahmen zu Erhebung von Umlagen als auch alle anderen Regelungen des EnFG stellen Betreiber von Netzen der allgemeinen Versorgung und Betreiber von geschlossenen Verteilnetzen gleich.

Dabei weist der BDEW darauf hin, dass die Netzentnahme aus dem eigenen Netz keine umlagepflichtige Netzentnahme darstellt, da der Netzbetreiber kein „Netznutzer“ seines eigenen Netzes ist. Hierzu regt der BDEW eine flankierende Klarstellung in § 2 Nr. 9 EnFG an.

### **BDEW-Vorschlag**

Der BDEW schlägt daher folgende Anpassung des § 21 Abs. 6 EnWG vor:

*„(6) Der Anspruch auf Zahlung der Umlagen verringert sich ferner für die Netzentnahme von Strom auf null, der an den ~~Betreiber eines Netzes für die allgemeine Versorgung im Sinn des § 3 Nummer 17 des Energiewirtschaftsgesetzes~~ **Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen im Sinn des § 3 Nummer 2 des Energiewirtschaftsgesetzes** zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste als Verlustenergie nach § 10 der Stromnetzentgeltverordnung geliefert wird.“*

Zudem schlägt der BDEW folgende Klarstellung in § 2 Nr. 9 EnFG vor:

*„„Netzentnahme“ die Entnahme von elektrischer Energie aus einem **fremden** Elektrizitätsversorgungsnetz mit Ausnahme der Entnahme der jeweils nachgelagerten Netzebene,“*