

Stellungnahme der EnBW Energie Baden-Württemberg AG

zum

**Gesetz für einen planbaren, kosteneffizienten, netzver-
träglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerba-
ren Energien im Stromsektor**

RefE EEG 2027

Mittwoch, 22. Juli 2026

Vorbemerkung	3
1. <i>Ausschreibungen, Volumen und Höchstwerte für Windenergie an Land und Solar (§ 28ff. EEG 2023)</i>	6
Höchstwerte.....	6
Südquote bei Windenergie an Land	7
Resilienzausschreibungen.....	7
Rolle der BNetzA bei Ausschreibungen	8
Weitere Regelungen, Fortschrittsbericht und Digitalisierung.....	8
2. <i>Überragendes öffentliches Interesse (§ 2 EEG 2023)</i>	8
Bundeswehr / militärische Belange.....	9
3. <i>Erhalt des Einspeisevorrangs Erneuerbarer Energien (§ 8 EEG 2023)</i>	9
Anschluss	9
4. <i>Verbindlichkeit für Netzbetreiber zum Abschluss der flexiblen Netzanschlussvereinbarung (§ 8a EEG 2023)</i> 10	
5. <i>Referenzertragsmodell (Anlage 2 EEG 2023)</i>	11
6. <i>Finanzielle Beteiligung Kommunen (§ 6 EEG 2023)</i>	12
Länderöffnungsklausel.....	13
7. <i>Pachtbegrenzung (§ 36d und § 53a)</i>	13
8. <i>Fördersystem - Einführung von zweiseitigen CfD (§§ 19, 20, 22 EEG 2023)</i>	15
Marktwertkorridor.....	15
Ausweitung des einmaligen Ausstiegsrechts nach § 21e Satz 2 EEG	16
Erlösabschöpfung in der sonstigen Direktvermarktung.....	16
9. <i>Recht zur Überfahrt während Errichtung und Rückbau (§ 11b)</i>	17
10. <i>Herkunftsnachweise (§ 79 Abs. 1 EEG 2023)</i>	17
DC-gekoppelte Speicher sollen auch berücksichtigt werden.....	17
11. <i>Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen (§ 24 EEG 2023)</i>	18
12. <i>Anspruch auf Marktprämie und Fristen zur Mitteilung nach § 20 Abs. 2 EEG</i>	18
13. <i>Abschaffung des Zahlungsberechtigungsverfahrens (§ 38a EEG i.V.m. § 54 EEG)</i>	19
14. <i>PV-Kleinanlagensegment</i>	19
Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1.....	19
Marktprämie nach § 20.....	21
Technische Vorgaben (u.a. Steuerbarkeit und iMSys-Ausstattung nach § 9).....	21
15. <i>Biomasse und Biomethan</i>	22
Erhalt der Biomethanausschreibungen nach § 28d EEG.....	22
Verbesserung der Rahmenbedingungen für neue Biomethan-EEG-Anlagen nach § 28d EEG.....	23
Anhebung des Maisdeckels auf 30 % unter § 39iEEG.....	23
16. <i>Windstromerträge und Versorgungssicherheit sichern: Restriktive Abschaltauflagen entschärfen</i>	23
17. <i>Internationale Kooperationsprojekte</i>	24
18. <i>Verpflichtende Abschaltsschwellen in Direktvermarktungsverträgen § 10b Absatz 7 EEG-RefE</i>	24
Klarstellung zu § 10b EEG – Fristbeginn und Bezugspunkt der Pflichten bei Vermarkterwechsel.....	25
Kein Zahlungsanspruch bei negativen Börsenpreisen nach § 51.....	25
19. <i>Ausweitung der Einbauverpflichtung (§ 29 Absatz 1 Nr. 2 b MsbG)</i>	26
20. <i>Änderungen in Erneuerbare-Energien-Verordnung (§ 2 und § 5)</i>	26
21. <i>Weitere Themen / Abschließende Einordnung</i>	27

Die EnBW bedankt sich für die Übermittlung des Entwurfs eines „Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor“ (EEG 2027) sowie für die Gelegenheit zur Stellungnahme. Der Entwurf adressiert zentrale Weichenstellungen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) und schafft wesentliche Rahmenbedingungen für Investitionsentscheidungen, Planungssicherheit und die erfolgreiche Fortsetzung der Energiewende.

Die nachfolgenden Anmerkungen konzentrieren sich auf die aus Sicht der EnBW besonders relevanten Aspekte. Zugleich möchten wir anmerken, dass die gewählte Konsultationsfrist der Komplexität und Reichweite der vorgeschlagenen Regelungen nicht gerecht wird. Angesichts der erheblichen Bedeutung des Vorhabens für die Energiewirtschaft hätte eine längere Frist aus unserer Sicht dazu beigetragen, die fachliche Prüfung weiter zu vertiefen und weitere umfangreiche Praxiserfahrungen der betroffenen Unternehmensbereiche in den Gesetzgebungsprozess einzubringen.

Vorbemerkung

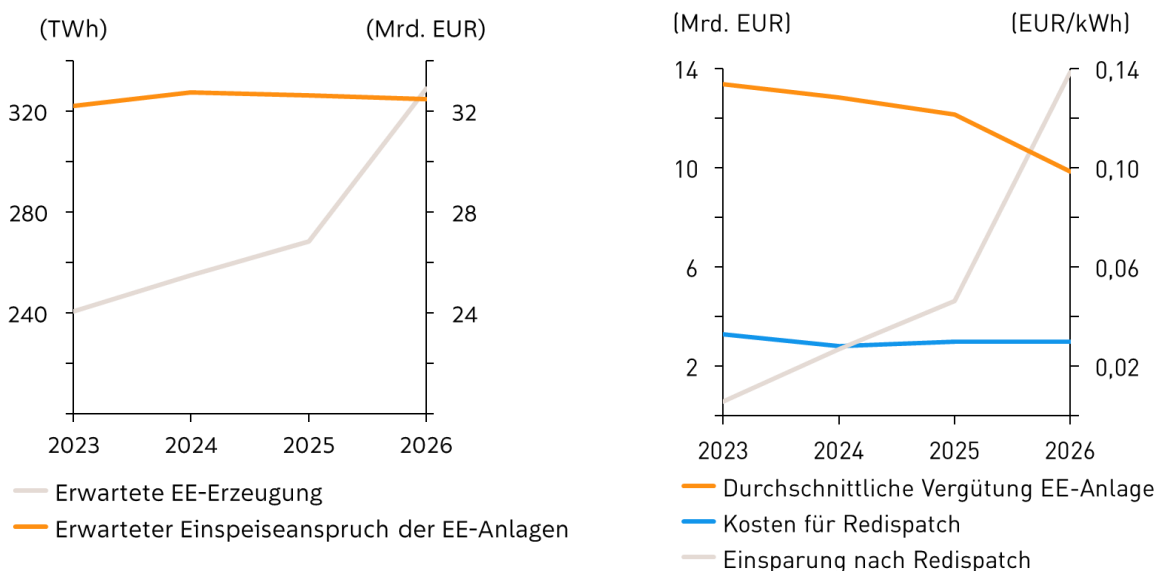
Die Novellierung des EEG findet in einer Zeit multipler Krisen statt, die die Energiepolitik und die Energiewende in Deutschland und Europa stark beeinflussen. Die Covid-Pandemie hat Lieferketten gestört und die globale Wirtschaft belastet. Der Angriff Russlands auf die Ukraine hat die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern deutlich gemacht. Mit der Schließung der Straße von Hormus wurde die Dringlichkeit der Energiewende unterstrichen. Daher muss die Energiewende nicht nur aus Klimaschutzgründen, sondern auch aus geopolitischer Sicht vorangetrieben werden. Die EU und Deutschland streben eine Diversifizierung der Energiequellen an, um weniger anfällig für politische Krisen zu sein.

Bei aller Diskussion um die richtigen und notwendigen Maßnahmen zur Energiewende wird selten erwähnt, welchen monetären und energetischen Beitrag die Verstromung aus Wind- und Sonnenenergie in Deutschland bereits leistet. So wurden 2025 bereits ca. 55% der Brutto-Stromerzeugung durch erneuerbare Energien erzeugt.

Gemäß Zahlen der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)¹, dargestellt im linken Diagramm, liegt der erwartete jährliche Zahlungsanspruch geförderter EE-Anlagen im Zeitraum von 2023 bis 2026 nahezu konstant zwischen 32 und 33 Mrd. EUR. In diesem Zeitraum stieg die erwartete EE-erzeugte Strommenge, die dem Zahlungsanspruch gegenübersteht, um mehr als ein Drittel von 241 TWh auf 329 TWh.

¹ „Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs 202_nach §3 EEG“ seit 2023 jährlich erstellt durch die ÜNB

Im Ergebnis sank über diesen Zeitraum der Vergütungsanspruch je erzeugter kWh der EE-Anlagen im Mittel von 13,4 ct/kWh auf 9,9 ct/kWh wie im rechten Diagramm dargestellt.



Stellt man den Kosten der Stromerzeugung mittels EE-Anlagen einen konservativen Wert von 15 ct/kWh Stromgestehungskosten (Basis Fraunhofer ISE 2024², für neu errichtete Gasturbinen betragen Stromgestehungskosten zwischen 14 und 29,2 ct/kWh) gegenüber, kann man daraus ableiten, wie viel günstiger die EE-Erzeugung in Summe war.

Gleichzeitig sanken die Redispatch-Kosten im gleichen Zeitraum um ca. 10% von 3,4 Mrd. EUR auf 3,1 Mrd. EUR³, obwohl die eingespeiste Strommenge aus EE-Erzeugung von 2023 bis 2025 um mehr als 10% gestiegen ist. Dies zeigt, dass der Netzausbau bei gleichzeitigem Ausbau der erneuerbaren Energien wirkt – so das Zitat des Amprion-CEO⁴. Die Erwartung der jährlichen Redispatch-Kosten für 2026 bis 2028 wurde von den ÜNBs ebenfalls auf ca. 3 Mrd. EUR taxiert⁵.

Damit spart die bereits installierte EE-Flotte auch nach Berücksichtigung aller angefallenen Redispatch-Kosten auf Basis der oben hergeleiteten Zahlen der deutschen Volkswirtschaft für 2024 Stromgestehungskosten i.H.v. ca. 2,5 Mrd. EUR. Für 2025 betragen die Einsparungen ca. 4,5 Mrd. EUR. Für 2026 werden sich die Einsparungen auf deutlich mehr als 10 Mrd. EUR belaufen. Die absoluten Zahlen sind dabei zweitrangig; entscheidend ist die klare Botschaft, die damit verbunden ist. Nämlich, dass der

² Kurzanalyse Stromgestehungskosten und Volllaststunden von flexiblen Kraftwerken, Januar 2025, Fraunhofer, ISE

³ <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/219906/massnahmenvolumen-im-gesamtjahr-stabil> (Zugriff 7.5.26)

⁴ https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_90369.html

⁵ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/DL/PrognoseNetzSystemsicherheitskosten2025.pdf?__blob=publication-File&v=2 (Zugriff 7.5.26)

Netzausbau in Verbindung mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien volkswirtschaftliche Kosten mindert.

Dennoch bleibt die Aufgabe, die Kosten zu minimieren, die für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien infrastrukturell anfallen. Dies ist umso wichtiger, als dass sich die diskursive energiepolitische Aufmerksamkeit in den vergangenen Jahrzehnten vor allem auf den Zubau der Erneuerbaren Energien gerichtet hat. Es wurden deutliche Anstrengungen unternommen, die Genehmigungsverfahren für Windenergieanlagen an Land zu beschleunigen. Mit Erfolg. Doch der Netzausbau kommt dem wachsenden Bedarf an Netzkapazität nicht hinterher. Hinsichtlich des Netzausbaus sind verbesserte rechtliche Rahmenbedingungen noch offen. Zudem müssen wirkungsvolle regulatorische Anreize konsequent weiter ausgebaut werden, um den Netzausbau weiter zielgerichtet verfolgen zu können.

Auch kommen weitere Anforderungen an die Stromnetze hinzu, wie die Elektrifizierung bislang gasbetriebener Prozesse im industriellen Bereich, die Wärme- und Verkehrswende, die sich im Zubau der Elektromobilität und in der Elektrifizierung der Wärmeversorgung niederschlägt, der Zubau von neuen Großverbrauchern wie Rechenzentren, der Zubau von vorrangig marktlich betriebenen Großbatteriespeichern, die Bereitstellung von Elektrolyseuren für heimischen Wasserstoff und eine deutlich stärkere Flexibilisierung und Digitalisierung.

Aus den obigen Ausführungen wird klar, dass es für den weiteren Prozess aus EnBW-Sicht äußerst wichtig ist, dass die vielen weiteren aktuell laufenden Prozesse im regulatorischen Rahmen für EE-Erzeugungsanlagen zeitlich und inhaltlich synchronisiert werden. Die Ergebnisse aus diesen Prozessen haben insbesondere im Zusammenspiel einen wesentlichen Einfluss auf die Finanzierbarkeit und damit die Umsetzbarkeit der EE-Projekte. Die Novellierung des EEG muss deshalb insbesondere gemeinsam mit den Überlegungen des BMWi zum „Netzpaket“ und dem Abstimmungsprozess zur Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNES) betrachtet werden. Diese Vorgänge enthalten jeweils Regelungsvorschläge zu unterschiedlichen Mechanismen, die auf das Ziel einzahlen, kosteneffizienter EE-Anlagen zu betreiben und zugleich deren Synchronisierung mit dem Netzausbau zu optimieren (namentlich Baukostenzuschüsse, dynamische Einspeisenentgelte, Mindereinnahmen durch Redispatch-Beschränkungen in Netzengpassgebieten).

Sofern sich die Maßnahmen allerdings aufaddieren, führen sie zu erheblichen zusätzlichen Investitionsunsicherheiten und damit Finanzierungskosten, die dazu führen können, dass Projekte nicht wirtschaftlich umsetzbar sind. Dies gefährdet akut das Erreichen der Ausbau- und Klimaschutzziele.

Neben dem Investitionsrahmen für Erneuerbare Energien sieht die EnBW AG eine Reihe weiterer Themen, die kurzfristig in sowie angrenzend zur anstehenden EEG-

Novelle angegangen werden müssen oder perspektivisch für die Zeit nach 2030. Dazu nehmen wir im Folgenden Stellung.

1. Ausschreibungen, Volumen und Höchstwerte für Windenergie an Land und Solar (§ 28ff. EEG 2023)

Das geltende EEG 2023 sieht derzeit nur Ausschreibungsvolumen für Wind an Land bis 2028 und für Solar bis 2029 vor. Der vorliegende Entwurf zum EEG 2027 erweitert das auf die Zeit bis zum Jahr 2032.

Der Entwurf regelt Termine bis 2032, aber konkrete Volumina nur für die Jahre 2027 bis 2029. Das kann praktisch durch § 88d-Verordnung aufgelöst werden, ist aber im Gesetzestext selbst nicht vollständig determiniert.

Das EEG 2023 sah für die Jahre 2024 bis 2028 jährliche Ausschreibungsmengen für Wind an Land von 10 GW vor. Diese Ausschreibungsmengen werden mit diesem Gesetz für die Jahre 2027 bis 2032 nicht nur fortgeschrieben, sondern um zusätzliche Ausschreibungsmengen von insgesamt 12 GW ergänzt. Das halten wir für grundsätzlich richtig.

Wir begrüßen auch die Anhebung des jährlichen Ausschreibungsvolumens auf 14 GW für Photovoltaik und die vorgesehene Erhöhung der EE-Förderfähigkeit auf Anlagen bis 50 MW, die schon im sogenannten Solarpaket I vorgesehen war.

Um die Planungssicherheit für den weiteren Ausbau sicherzustellen, ist es aus unserer Sicht aber zudem zwingend erforderlich, die Ausschreibungsvolumina für Wind und Solar bis weit ins nächste Jahrzehnt fortzuschreiben und mindestens bis zum vollendeten Kohleausstieg im EEG 2027 zu verankern. Das gilt insbesondere für Windenergie-Projekte mit ihren üblichen langen Entwicklungs- und Finanzierungszeiträumen.

Zudem sollten nicht bezuschlagte Volumina nicht nur für ein Jahr zusätzlich zur Verfügung stehen. Stattdessen sollten ungenutzte Volumina mehrerer Jahre weiter verfügbar sein, z.B. auch die in den Jahren 2022 und 2023 durch Unterzeichnung nicht ausgeschöpften Ausschreibungsmengen.

Höchstwerte

Der festgesetzte Höchstwert von 5,9 ct/kWh für Solaranlagen des 1. Segments (Freifläche PV) ist aufgrund von zunehmenden geopolitischen Risiken (z.B. Transportengpässe durch die Straße von Hormus und Handelskonflikte) und damit verbundenen Kostensteigerungen (in mehreren Modulklassen zwischen 20 und 30%) sowie neuer wirtschaftlicher Risiken aus regulatorischen Änderungen wie dem Netzpaket (z.B. Redispatchvorbehalt und Wirkleistungsbegrenzung) und AgNes (z.B. Baukostenzuschüsse) zu niedrig. Die aus dem AgNes-Verfahren resultierenden Regelungen kön-

nen im Rahmen des EEG zwar nicht beeinflusst werden, sehr wohl aber können und müssen die möglichen Risiken berücksichtigt werden. Hinzu kommen mögliche Belastungen durch die geplanten Regelungen zur kommunalen Beteiligung (vgl. unten).

Der für Windenergie an Land festgesetzte Höchstwert von 7,1 ct/kWh besteht eine ähnliche Gefahr der Akkumulation von nicht durch uns als Projektierer beeinflussbaren Kosten. Die geplante Einführung einer gesetzlichen Begrenzung von Entgelten zur Nutzung von Grundstücken fügt eine zusätzliche Unsicherheit hinzu, auch wenn sie eine Kostensenkung intendiert (vgl. unten).

Um eine belastbare Diskussionsgrundlage für alle Beteiligten zu schaffen, regen wir an, dass das BMWF kurzfristig die Kostensituation bei Solaranlagen des 1. Segments und bei Wind an Land und die Wechselwirkungen der unterschiedlichen Prozesse (EEG 2027, Netzpaket, AgNes usw.) untersuchen lässt (z.B. durch die Deutsche WindGuard oder Fachagentur Wind und Solar).

Südquote bei Windenergie an Land

Mit einer Südquote könnte gezielt die Allokation von Windenergieanlagen an Land in den Lastzentren in Süddeutschland angereizt werden. Hierdurch sind auch kostendämpfende Effekte auf Redispatch-Maßnahmen zu erwarten.

Aufgrund des fortgesetzt sehr niedrigen Anteils der Südregion am Brutto-Jahreszubau bei Windenergieanlagen an Land fordern wir für die im Entwurf vorgesehenen zusätzlichen Ausschreibungsmengen in Höhe von 12 GW eine regionale Quotenregelung. 30 % der zusätzlichen Ausschreibungsmenge sollte für Projekte in der in Anlage 5 EEG 2023 definierten Südregion reserviert werden, während die verbleibenden 70 % weiterhin standortunabhängig im Wettbewerb vergeben werden. Sofern sich ein Anteil von 30 % von allein in den Ausschreibungen einstellt, greift das Instrument nicht in die Gebotsreihung ein. Das Südkontingent sollte sich zudem neutral hinsichtlich der gesamten Ausschreibungsmenge verhalten. Sofern es nicht abgerufen werden kann (z.B. bei zu wenig Angeboten aus der Südregion), steht die nicht abgerufene Menge Projekten aus anderen Regionen im Rahmen der Ausschreibung zur Verfügung. Dies hat insbesondere den Vorteil, dass erforderliche Mengen zur Erreichung der Klimaziele nicht wegfallen.

Resilienzausschreibungen

Es sollte darauf verzichtet werden, die regulären Ausschreibungsvolumina mit den Resilienzausschreibungen zu verrechnen. Diese sollen stattdessen zusätzlich zu den regulären Ausschreibungsvolumina ausgeschrieben werden.

Durch die geplanten Ausschreibungen erstmalig im August und folgenden Februar sorgt ohne sachliches Erfordernis für zwei Resilienzausschreibungen innerhalb von knapp einem halben Jahr. Dies sollte in jedem Falle, Verrechnung oder nicht, entzerrt

werden, um bei Bedarf ausreichend Zeit zur regulatorischen Nachjustierung zu lassen.

Nur eine Ausschreibung pro Jahr und „nur“ 4 GW Volumen (davon 3,5 GW für Windenergie an Land und 500 MW für Photovoltaik) sind u.E. viel zu wenig für einen wirkamen industriepolitischen Ansatz.

Die Ziele des Net-Zero Industry Act (NZIA) selbst, insbesondere die Stärkung europäischer Produktionskapazitäten, resilienterer Lieferketten und die Verringerung strategischer Abhängigkeiten, unterstützen wir ausdrücklich. Bei der Umsetzung von Resilienz- und Nachhaltigkeitskriterien im EEG 2027 ist jedoch darauf zu achten, dass die Verantwortung für den Aufbau europäischer Lieferketten nicht einseitig auf Projektentwickler und Anlagenbetreiber verlagert wird. Die Kriterien sollten europaweit möglichst einheitlich ausgestaltet, praktikabel anwendbar und mit den tatsächlichen Marktgegebenheiten vereinbar sein. Zu weitgehende nichtpreisliche Anforderungen bergen das Risiko, den Wettbewerb einzuschränken, die Teilnahme an Ausschreibungen zu erschweren und damit den Ausbau erneuerbarer Energien unnötig zu bremsen.

Rolle der BNetzA bei Ausschreibungen

Kritisch zu diskutieren ist, dass die Berechtigung der Bundesnetzagentur (BNetzA), nach Maßgabe des § 28 Absatz 3a EEG 2023 das Ausschreibungsvolumen, um bis zu 30 Prozent zu erhöhen oder zu reduzieren, insgesamt gestrichen wurde.

Aus unserer Sicht braucht die BNetzA im Gegenteil größere Freiheiten bei Festlegung von Ausschreibungsmengen und Höchstwerten sowie insgesamt eine größere Flexibilisierung bzw. einen größeren Handlungsspielraum, um der Zielrichtung des Gesetzes gerecht zu werden.

Weitere Regelungen, Fortschrittsbericht und Digitalisierung

Der Entfall des Fortschrittsberichts Wind an Land ist abzulehnen, weil dadurch das Augenmerk auf diese Technologie mit langen Vorlaufzeiten verringert wird.

Eine Digitalisierung der Ausschreibungsprozesse ist für Effizienz bei beteiligten Behörden und auf Projektiererseite und Transparenz unbedingt erforderlich und längst überfällig. Die Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse muss deutlich früher als bisher erfolgen, hier kann die Digitalisierung helfen.

2. Überragendes öffentliches Interesse (§ 2 EEG 2023)

Die Einstufung von Erneuerbaren Energien als im überragenden öffentlichen Interesse stehend ist ein zentrales Instrument zur Beschleunigung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und reduziert darüber hinaus Rechtsunsicherheiten. Wir begrüßen die Beibehaltung dieser Regelung ausdrücklich.

Bundeswehr / militärische Belange

Die Ausnahme des EE-Vorrangs in § 2 EEG ist zu präzisieren und klare Regeln zu schaffen. Belange der erneuerbaren Energien und militärische Belange sind in der Abwägung gleichwertig zu berücksichtigen. Militärische Belange sind zudem transparent in den Fortschrittsbericht der Bundesregierung, dessen Beibehaltung wir fordern, aufzunehmen.

3. Erhalt des Einspeisevorrangs Erneuerbarer Energien (§ 8 EEG 2023)

Das Prinzip „grid follows production“ ist neben dem Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien das Rezept für einen erfolgreichen Umbau des Energieversorgungssystems. Ungeachtet der Aufgabe, den damit erforderlichen Netzausbau so effizient wie möglich - durch eine Vielzahl von Maßnahmen auf Erzeuger und Netzseite - zu gewährleisten, führt eine Aufweichung dieses Vorrangs zu Investitionsunsicherheit und gefährdet den künftigen Beitrag der Erneuerbaren Energien bei der Ausgestaltung des deutschen Strommixes im Hinblick auf Klimaschutz und Resilienz.

Anschluss

Der Redispatchvorbehalt wird auch in seiner Neufassung aus Gründen der Investitionssicherheit von der EnBW entschieden abgelehnt. Zudem bestehen erhebliche Zweifel, dass dieser europarechtlichen Bestand haben würde. Der geplante anteilige Entfall von Ausgleichszahlungen in „kapazitätslimitierten“ Netzgebieten für bis zu sechs Jahre reduziert die wirtschaftliche Planbarkeit und Bankability von Erzeugungsprojekten erheblich und würde somit Investitionen in Erneuerbare Energien unrentabel machen und letztlich verhindern. Das Ziel der räumlichen Steuerung des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien in einem gewissen Umfang betrachten wir als legitim und sinnvoll. Jedoch macht die Tatsache, dass die aus der Regionalplanung resultierenden Windvorranggebiete (Wind an Land) und die aus der REDIII-Umsetzung resultierenden Beschleunigungsgebiete durch den Entwurf ausgehebelt würden, das Instrument im Sinne des Ziels redundant. Der Entfall von Ausgleichszahlungen kann vielmehr dazu führen, dass Vorranggebiete ungenutzt bleiben und somit auch bei der Anrechnung der Flächenbedarfe nicht berücksichtigt werden.

Anreize für die räumliche Steuerung der EE-Ansiedlung können über bestehende Instrumente gesetzt werden bzw. wären bereits bei der Regionalplanung zu berücksichtigen. Im Übrigen verweisen wir auf unsere Stellungnahme zum AgNes⁶-Prozess (siehe auch unten „Verbindlichkeit für Netzbetreiber zum Abschluss der flexiblen Netzanschlussvereinbarung § 8a EEG 2023“).

⁶ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-Ix3_AgNes/GBK-25-01-Ix3_Kons_Stn_AgNes.html

Die Anwendung des Redispatchvorbehalts wäre außerdem kaum vorab bestimmbar, da hinsichtlich der betroffenen Regionen derzeit noch keine Transparenz besteht. Die Festlegung des 5 Prozent-Schwellenwerts ist darüber hinaus nicht ausreichend begründet und kaum überprüfbar. Auf dieser Grundlage derart weitreichende Regelungen zu beschließen, ist fahrlässig. Ein Projektierer hat keine Möglichkeit, zu antizipieren, welche Strommengen in Zukunft entschädigungsfrei abgeregelt würden, so dass eine Investitionszurückhaltung die logische Folge wäre. Eine zeitliche bzw. mengenmäßige Begrenzung könnte hier zumindest teilweise Abhilfe schaffen. Diese umfassende Konditionierung eines Redispatch-Vorbehaltes wäre die einzig denkbare Variante, die das Instrument aber trotzdem nicht sachgerecht macht.

§8 Satz 4 b) ist zur Vermeidung von Missverständlichkeit wie folgt präziser zu fassen: *„b) Für den Anschluss von Windenergieanlagen an Land wird die maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt unter Ansatz von 280 Watt erzeugter elektrischer Leistung je Quadratmeter der vom Rotor der Windenergieanlage überstrichenen Fläche je Anlage begrenzt.“*

Die Notwendigkeit für Satz 5 („Soweit mehrere Anlagen am gleichen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen sind, bezieht sich die Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung nach Satz 4 auf die gesamte gleichzeitig am Netzverknüpfungspunkt eingespeiste Wirkleistung dieser Anlagen.“) ist uns unklar und kann zu diversen Missverständnissen führen. Daher empfehlen wir dringend, diesen Satz ersatzlos zu streichen. „Mehrere Anlagen“ können beide Technologien umfassen und es ist nicht klar, welche Wirkleistungsbegrenzung dann gelten soll.

Zu §8 Absatz 4: die Formulierung ist anzupassen von derzeit „[10-20] Prozent des gesamten in einem Jahr durch die Anlage erzeugten Stroms“ auf *„10 Prozent des gesamten in einem Jahr am Netzverknüpfungspunkt eingespeisten Stroms und die Erzeugungsanpassung einen zeitlichen Bezug (Einspeisefenster) bekommt.“*

4. Verbindlichkeit für Netzbetreiber zum Abschluss der flexiblen Netzanschlussvereinbarung (§ 8a EEG 2023)

In § 8a ist der Anspruch auf Überbauung von Netzanschlusskapazität bisher freiwillig geregelt. Zukünftig muss eine gesetzlich verbindliche Regelung für die Netzbetreiber zum Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung aufgenommen werden. Netzbetreiber haben andernfalls im Gegensatz zum Anschlussbegehrenden keinen Anreiz zum Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung.

Speicher sind für den Ausbau der EE und die Flexibilität des zukünftigen Stromsystems elementar und dürfen nicht durch bürokratische Vorgaben (z.B. Verbot von Graustromnutzung) behindert werden.

5. Referenzertragsmodell (Anlage 2 EEG 2023)

Die von uns geforderte systemdienliche Anschlussleistung wurde in § 8 Absatz 1 beim Anspruch auf Netzanschluss berücksichtigt, nicht jedoch beim Referenzertragsmodell.

Das vorgelegte Referenzertragsmodell sieht regional differenzierte Untergrenzen für den Gütefaktor und unterschiedliche maximale Korrekturfaktoren vor. Es gibt 5 Kategorien, wobei nicht sofort klar wird, welche Anlagen unter „5. für sonstige Anlagen unterhalb des Gütefaktors von 60 Prozent 1,42.“ fallen. Wir interpretieren es so, dass es Anlagen betrifft, die nicht in der Südregion stehen und trotzdem einen Gütefaktor unter 60 % aufweisen. Weiter gehen wir davon aus, dass nicht aufgelistete Landkreise in Anlage 2 gemäß der Tabelle im § 36h zuzuordnen sind.

Wir bitten hier um eine Klarstellung im Text wie folgt: „5. Anlagen außerhalb der Südregion unterhalb des Gütefaktors von 60 % 1,42“ in *„Für Anlagen in Landkreisen ohne regionale Zuordnung gelten die Korrekturfaktoren aus der Tabelle.“*

Insgesamt können die wirtschaftlichen Auswirkungen dieser Regelung in der kurzen Zeit zur Stellungnahme nicht beurteilt werden. Die Datengrundlage ist nicht klar und sollte in der Begründung zum Gesetz ergänzt werden. Es ist zu erwarten, dass es im Norden Nachteile und im Süden Vorteile gibt. Da der Süden bisher in den Ausschreibungen der BNetzA benachteiligt war bzw. wenig Zuschläge bekam, ist dieser Ausgleich zu begrüßen.

Volllaststunden bzw. der optimierte Teillastbetrieb (Generator/Rotordurchmesser-Verhältnis; „Schwachwindanlagen“) sollten Ziel einer Reform des Referenzertragsmodell (REM) sein. Das aktuell geltende Referenzertragsmodell hat zwar dazu geführt, dass der Windausbau in ganz Deutschland stattfinden konnte. Es gibt aber systemimmanent Fehlanreize wie eine zu enge Bebauung in den Windparks an windstarken Standorten mit einhergehenden Ertragsverlusten und Ineffizienzen.

Das hat Folgen: Die Abschattungsverluste innerhalb der Windparks nehmen zu. Die Lebensdauer der Anlagen, durch höhere Belastung, nimmt ab. Der Parkwirkungsgrad sinkt, während der Korrekturfaktor steigt, was wiederum die Förderkosten pro kWh erhöht. Die Stromgestehungskosten insgesamt und damit auch die Kosten für die Verbraucher steigen. Es wird eine hohe Nennleistung mit wenig Ertrag ausgewiesen (wenig Volllaststunden) und tendenziell eine überdimensionierten Netzanschlussleistung angefragt.

Die genannten Fehlanreize zeigen sich hauptsächlich an windhöffigeren Standorten, kaum im Süden und an windschwächeren Standorten. Die Fehlanreize müssen beseitigt werden. Dadurch können zu hohe Stromgestehungskosten vermieden werden.

Die Systemdienlichkeit der Windenergie kann durch höhere Volllaststunden verbessert werden. Als positive Folge steigt der Marktwert des Stroms. Die Instandhaltungskosten der Anlagen sinken, da eine aufgelockerte Bebauung weniger Lasten auf benachbarte WEA erzeugt (Stichwort: Vollwartungsverträge). Eine längere Lebensdauer der Anlagen durch weniger Turbulenzen wird begünstigt, dadurch erhöht sich tendenziell die Betriebszeit ohne Förderkosten. Ein mögliches „Einfrieren“ des Rotors/Generator-Verhältnisses kann die Entwicklungskosten von ständig neuen Turbinentypen senken und hätte eine positive Auswirkung auf den Preis von Windenergieanlagen, was wiederum die Förderkosten senkt. Auch die Akzeptanz bei weniger dicht bebauten Flächen kann sich tendenziell verbessern.

Darüber hinaus führt der Vorschlag zu weniger Bürokratie, weil nicht einzelne Details durch die Politik reglementiert werden (derzeit in der Diskussion Parkwirkungsgrad festsetzen oder Windsektormanagement nicht mehr vergüten). Für die Projektentwickler bleiben alle Freiheiten zur Optimierung ihrer Projekte erhalten. Auch das Risiko einer Nachbesserung entfällt, weil vielleicht ein Detail nicht reglementiert wurde.

Für bereits im Betrieb, Bau oder fortgeschrittenen Planung (vollständiger Genehmigungsantrag nach § 9 BISchmV) befindlichen Windparks muss grundsätzlich Bestandsschutz gelten.

6. Finanzielle Beteiligung Kommunen (§ 6 EEG 2023)

Die EnBW unterstützt und praktiziert die Möglichkeit der finanziellen Beteiligung von Kommunen an den Erträgen von Windenergie- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Die Kommunen erhalten bei einer Beteiligung in Höhe von 0,2 ct/kWh substantielle Beiträge, die mittelbar allen Einwohner*innen der Kommune zugutekommen und Akzeptanz fördern können. Wir unterstützen die Forderung des BDEW nach Transparenz über die finanzielle Beteiligung.

Der Entwurf sieht nun die finanzielle Beteiligung in Höhe von bis zu 0,3 ct/kWh für die tatsächlich erzeugten Strommengen, statt bisher 0,2 ct/kWh für tatsächlich eingespeiste sowie bestimmte sogenannte fiktive Strommengen vor. Damit wäre die finanzielle Beteiligung künftig auch für eigenverbrauchte Strommengen zulässig. Dies soll laut Entwurf auch auf Bestandsanlagen erweitert werden.

Trotz Erhöhung der Beteiligung auf 0,3 ct/kWh bleibt die Möglichkeit der Kostenwälzung auf 0,2 ct/kWh beschränkt. Die Differenz muss also vollumfänglich von den Projekten getragen werden. Diese weitere zusätzliche Kostenbelastung lehnen wir ab. Ferner muss Bestandsschutz gelten.

Das Abstellen auf die erzeugten (statt eingespeisten) Strommengen führt ebenfalls zu finanziellen wie auch bürokratischen Mehrbelastungen. Zum einen kommen somit weitere Strommengen (Eigenbedarf, Leitungsverluste etc.) hinzu, für die dezidiert

keine Kostenwälzung möglich ist. Zum anderen müssten neben der geeichten Einspeisemessung zusätzlich immer geeichte Erzeugungs-Stromzähler installiert werden. Wir plädieren daher für die Beibehaltung der tatsächlich eingespeisten Strommenge als Grundlage mit der Klarstellung, dass fiktive Strommengen von der Zahlung ausgenommen sind. Letzteres würde den bürokratischen Aufwand deutlich verringern.

Länderöffnungsklausel

Mittlerweile gibt es neun unterschiedliche Beteiligungsgesetze auf Bundesländerebene und in drei weiteren Bundesländern wurden entsprechende Regelungen angekündigt. In den EEG-Ausschreibungen führt dies zu Wettbewerbsverzerrungen aufgrund unterschiedlicher Projektbelastungen. Daher plädieren wir für eine Änderung der Länderöffnungsklausel in § 22b Abs. 6 EEG 2023 dahingehend, dass Ländervorgaben nicht über die in § 6 EEG festgelegten Beteiligungshöhen hinausgehen dürfen.

7. Pachtbegrenzung (§ 36d und § 53a)

Die in § 36d vorgesehene Begrenzung von Entgelten zur Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land lehnen wir in dieser Form ab. Auch wenn Maßnahmen zur Pachtbegrenzung grundsätzlich zu befürworten sind, ist ganz maßgeblich, dass der gewählte Mechanismus schlüssig, lückenlos und rechtssicher umsetzbar ist. Das ist in der aktuellen Fassung noch nicht gewährleistet.

Gleichzeitig erkennen wir an, dass die Diskussion über die Begrenzung von Flächenkosten für geförderte Projekte im Koalitionsvertrag angelegt ist und grundsätzlich geführt werden sollte. Aus unserer Sicht besteht hierfür jedoch kein unmittelbarer Zeitdruck. Statt einer kurzfristigen Umsetzung regen wir einen strukturierten Dialog mit den betroffenen Akteuren über mögliche Ausgestaltungsoptionen an. Unabhängig davon sind angemessene Übergangsregelungen zwingend erforderlich, insbesondere für bereits laufende Vertragsverhandlungen. Dies gilt vor allem vor dem Hintergrund, dass Kommunen und andere öffentliche Flächeneigentümer häufig nur begrenzte Möglichkeiten zur nachträglichen Anpassung bestehender Vereinbarungen haben.

Besonders kritisch am vorliegenden Entwurf ist, dass die Einhaltung der Pachthöhenbegrenzung über die neu vorgesehene Pönale nach § 53a abgesichert werden soll und Netzbetreiber mit entsprechenden Kontroll- und Nachweispflichten belastet werden. Der vorgesehene Nachweis über Wirtschaftsprüfer und die Prüfung durch Netzbetreiber führen zu erheblichem zusätzlichem Bürokratieaufwand und stehen damit im Widerspruch zum erklärten Ziel der Bundesregierung, Genehmigungs- und Verwaltungsverfahren zu vereinfachen. Es erscheint bereits fraglich, inwiefern der

Netzbetreiber zureichende tatsächliche Anhaltspunkte über einen Verstoß erlangt, da ihm grundsätzlich keine Kenntnis über die Pachtzahlungen vorliegt. Zudem erscheint es als milderer Mittel ausreichend, den Anlagenbetreiber dazu zu verpflichten im ersten Schritt eine nachvollziehbare und lückenlose Darstellung über die Einhaltung der Pachtbegrenzung aufzuerlegen.

Die vorgesehene Begrenzung sämtlicher projektbezogener Pachtzahlungen auf 2,5 % der Stromerlöse liegt deutlich unter den im Markt üblichen Größenordnungen, die im zweistelligen Bereich liegen. Zudem enthalten viele Verträge die Verpflichtung zur Zahlung eines Mindestentgeltes, das die 2,5 % bereits deutlich überschreitet. Eine Flächensicherung wäre unter diesen Bedingungen vielfach nicht mehr möglich. Gleichzeitig besteht ein erhebliches Risiko, dass die Obergrenze durch die Kumulation verschiedener Pachtzahlungen ungewollt überschritten wird. Dies gründet insbesondere in der zeitlichen Diskrepanz zwischen Beginn der Flächensicherung und dem Abschluss, der in der Regel kurz vor Beginn der Bauphase bis zu 5 Jahre in der Zukunft liegt. Typischerweise wird bei der Sicherung von Kabel- und Wegeflächen ein Pauschalbetrag entrichtet und verhandelt. Dies ist aus Gründen der Effizienz und der Prozessvereinfachung nicht mehr möglich. Die hierfür vorgesehenen Sanktionen sind unverhältnismäßig hoch und würden bei heutigen Windenergieanlagen mehrere hunderttausend Euro pro Anlage und Jahr betragen.

Nach Ablauf des 20. Betriebsjahres endet die Pachthöhenbegrenzung sowie der Förderzeitraum. Dies wird zu zwei dem Gesetzeszweck fernliegenden Ergebnissen führen:

Entweder werden die Pachten enorm angehoben, um das „verlorene“ Delta zu kompensieren. Die Entlastung der Anlagenbetreiber würde somit deutlich reduziert oder es kommt zu einem verfrühten Rückbau der Anlagen, was dem Sinn und Zweck des § 2 EEG zuwiderlaufen würde.

Hinzu kommt, dass die Berechnungslogik fehleranfällig ausgestaltet ist. Die zulässige Pachthöhe knüpft mittelbar an den Standortertrag an, der nach § 36h EEG regelmäßig überprüft und angepasst wird. Dadurch können sich nachträglich Änderungen der Berechnungsgrundlage ergeben, was sowohl die Einhaltung der Obergrenze als auch die Rechtssicherheit möglicher Pönanlagen infrage stellt. Ebenso ist anzumerken, dass in den marktüblichen Pachtverträgen andere Anpassungsmechanismen des Entgelts vorgesehen sind, die sich an den Finanzierungskosten orientieren (hohe Zinslast, geringere Pacht). Zudem ist der vorgeschlagene Radius von 2,5 km um den Mittelpunkt der Anlage in Bezug auf Pachten nicht nachvollziehbar. Hier sollte eine andere Begrenzung mit deutlich kleinerem Radius gefunden werden, die trotzdem die Abstandsflächen oder Rotorüberflugflächen umfasst. Flächen für Leitungen und Wege, die außerhalb dieses Gebietes liegen, sollten nach der ortsüblichen landwirtschaftli-

chen Pacht mit einem kleinen Aufschlag (z.B. 1,5fach) entschädigt werden. Das gleiche gilt für Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen.

Auch der vorgesehene Übergangszeitraum ist unzureichend. Die Regelung soll bereits für Ausschreibungen ab dem 1. Januar 2028 gelten, obwohl die Flächensicherung und der Abschluss von Pachtverträgen in der Windenergie regelmäßig viele Jahre vor Erreichen der Förderberechtigung erfolgen. Zwischen Flächensicherung und Teilnahme an der BNetzA-Auktion liegen durchschnittlich 5,5 Jahre. Bereits vereinbarte Projektgrundlagen würden damit nachträglich entwertet, ohne dass ein sachgerechter Anpassungszeitraum vorgesehen ist. Der Anlagenbetreiber wird durch die Nachverhandlung und das damit einhergehende Risiko der Entwertung der Flächensicherungsdienstleistung bei Scheitern der Verhandlungen unverhältnismäßig beeinträchtigt. Zudem ist anzumerken, dass der geschätzte Kostenaufwand entgegen den Ausführungen in der Gesetzesbegründung weitaus höher ausfallen wird. Unberücksichtigt gelassen wurde dabei die Entwertung der Projektrechte bei einer gescheiterten Nachverhandlung. Diese Summe der Benachteiligungen lässt an der Verfassungskonformität der Norm zweifeln.

Anzumerken ist, dass öffentliche Flächeneigentümer überdurchschnittlich hohe Pachtzahlungen fordern. Eine Pachthöhenbegrenzung könnte sich daher entsprechend §§ 11a, 11b EEG auf die Grundstücke beziehen, die im Eigentum der öffentlichen Hand stehen. Ein Konflikt mit dem verfassungsrechtlichen Schutz der Eigentumsfreiheit Privater wäre trotz der Möglichkeit den Vertragsschluss abzulehnen und aufgrund der unverhältnismäßigen Ausgestaltung der Pachthöhe nicht von der Hand zu weisen.

8. Fördersystem - Einführung von zweiseitigen CfD (§§ 19, 20, 22 EEG 2023)

Die EnBW spricht sich für die Einführung eines Fördermodell mit zweiseitigen „Contracts for Difference“ (CfD) für Erneuerbare Energien aus, um der europarechtlichen Forderung gerecht zu werden und gleichzeitig einen geeigneten Investitionsrahmen zu erhalten. Im Unterschied zur Offshore-Windenergie halten wir derzeit die Einführung einer Indexierung des anzulegenden Werts bei den dezentrale EE nicht für erforderlich.

Marktwertkorridor

Dem Vorschlag einer produktionsabhängigen Ausgestaltung stimmen wir zu, um den Umsetzungsaufwand handhabbar zu machen. Gleichwohl betonen wir, dass ein Modell mit Marktwertkorridor erforderlich ist, um die Einspeisung netzdienlich anzureizen und die Einspeisung in Zeiten hohen Dargebots nicht zu fördern. In anderen Worten: Nur mittels Marktwertkorridor wird eine bedarfsorientierte Stromerzeugung

wirtschaftlich angereizt, die simultan dafür sorgt, die Stromnetze im Rahmen der Möglichkeiten von fluktuierender erneuerbarer Erzeugung optimal auszulasten.

Für einen Marktwertkorridor wären folgende Aspekte wichtig: Der Cap für die Übererlösabschöpfung soll unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit sowie des allgemeinen Investitionsbedarfs festgelegt werden. Dabei sind insbesondere Beteiligungen der Anlagenbetreiber bei Netzausbaukosten z.B. durch die Errichtung von kundeneigenen Umspannwerken als auch mögliche zukünftige Modelle wie AgNes einzubeziehen (mögliche Baukostenzuschüsse, Einspeisenentgelte, Speicher, etc.).

Die Obergrenze für CfD muss immer wieder neu bewertet werden – sowohl für zukünftige Anlagen als auch für Projekte, die bereits einen Zuschlag erhalten haben. Die Möglichkeit zum Wechsel zwischen EEG und PPA soll auch künftig bestehen bleiben, um Flexibilität für Betreiber sicherzustellen.

Darüber hinaus schließen wir uns den aktuellen Stellungnahmen vom BDEW zu PPA an.

Ausweitung des einmaligen Ausstiegsrechts nach § 21e Satz 2 EEG

Die im Referentenentwurf vorgesehene Beschränkung des einmaligen Ausstiegsrechts nach § 21e Satz 2 auf die ersten zehn Betriebsjahre ist aus unserer Sicht nicht sachgerecht und sollte auf die gesamte Förderdauer ausgeweitet werden. Eine solche Flexibilisierung würde es Anlagenbetreibern ermöglichen, bedarfsgerecht auf die Entwicklung des PPA-Marktes zu reagieren, und zugleich das EEG-Konto entlasten, da staatliche Förderzahlungen früher beendet werden können, sobald eine wirtschaftliche Marktintegration erreicht ist. Zugleich ist eine Öffnung aus systematischen Gründen geboten: Wenn das Fördersystem durch den Refinanzierungsbeitrag zweiseitig ausgestaltet wird, muss auch die unternehmerische Handlungsfreiheit entsprechend ausgestaltet sein. Anlagenbetreiber sollten daher jederzeit die Möglichkeit haben, auf die Absicherung zu verzichten, sobald der Markt dies trägt, anstatt durch eine starre Zehnjahresgrenze eingeschränkt zu werden.

Erlösabschöpfung in der sonstigen Direktvermarktung

EnBW lehnt die vorgesehene vollständige Abschöpfung von Erlösen in der sonstigen Direktvermarktung auf Basis des Jahresmarktwertes ab. Die Regelung nähme Betreibern faktisch jeden wirtschaftlichen Anreiz, aus der EEG-Förderung in marktbasierte Vermarktungsmodelle zu wechseln. Ohne einen angemessenen, nicht abgeschöpften Mehrerlös lohnt sich der Umstieg in die sonstige Direktvermarktung nicht. Damit wird ein Instrument geschwächt, das eigentlich zu einer stärkeren Marktintegration erneuerbarer Energien beitragen und den Abschluss langfristiger Stromlieferverträge (PPAs) fördern soll.

Sachgerechter wäre eine Abschöpfung erst ab einer deutlich oberhalb des Jahresmarktwertes liegenden Erlösgrenze. Gleichzeitig kann durch eine angemessene Min-

destverweildauer in der sonstigen Direktvermarktung sichergestellt werden, dass die Regelung nicht zur kurzfristigen Umgehung von Abschöpfungsmechanismen genutzt wird. Dies würde zugleich die Grundlage für mehrjährige PPAs schaffen, wie sie insbesondere von industriellen Stromabnehmern nachgefragt werden. Diese Einschätzung deckt sich mit der Position des BDEW.

9. Recht zur Überfahrt während Errichtung und Rückbau (§ 11b)

§ 11b ist neben dem Rückbau für Windenergieanlagen auf alle Anlagen im Sinne des EEGs, gefördert und ungefördert sowie Speicher auszuweiten.

Zur Lückenschließung des nur zum Teil notifizierten „Solarpaket I“ ist als Ergänzung das Recht auf Nutzung öffentlicher Flächen neben Bau und Rückbau auch für Instandsetzungsmaßnahmen (Austausch Großkomponenten) aufzunehmen.

Darüber hinaus halten wir hinsichtlich § 11a und § 11b EEG die verfassungsrechtliche Prüfung für die Ausweitung auf Flächen in privatem Eigentum für erforderlich.

Ansonsten schließen wir uns den Forderungen des BDEW an.

10. Herkunftsnachweise (§ 79 Abs. 1 EEG 2023)

Die Anwendung der dargestellten Lösungen zur Abgrenzung von Strommengen für den anteiligen Erhalt von Herkunftsnachweisen (HKN) ist in der MiSpeL-Festlegung nicht geregelt, da dies über den aktuellen gesetzlichen Auftrag hinausgeht (§19 (3)). Dies benachteiligt förderfreie Projekte und lässt zudem ein erhebliches Potenzial für die weitergehende Integration von Batteriespeichern ungenutzt.

Es sind Anpassungen für Klarheit bei einteiliger HKN-Ausstellung erforderlich für Speichermischnutzung: § 79 Abs. 1 EEG 2023 berechtigt das UBA, nur für Strom aus „Anlagen“ im Sinne von § 3 Nr. 1 EEG, also aus „reinen“ EEG-Anlagen und „reinen“ EEG-Speichern, Herkunftsnachweise auszustellen. Das bedeutet, dass dieser Anlagenbegriff auch für die EEV und dieser nachgelagert für die HkRNDV gilt.

DC-gekoppelte Speicher sollen auch berücksichtigt werden

Gleichstrom (DC)-gekoppelte Speicher sollen auch berücksichtigt werden. Die Anwendung der dargestellten Lösungen zur Abgrenzung von Strommengen für den anteiligen Erhalt von Herkunftsnachweisen ist in der MiSpeL-Festlegung nicht geregelt, da dies über den aktuellen gesetzlichen Auftrag hinausgeht (§19 (3)). Dies benachteiligt förderfreie Projekte und lässt zudem ein erhebliches Potenzial für die weitergehende Integration von Batteriespeichern ungenutzt.

11. Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen (§ 24 EEG 2023)

Die aktuelle Regelung soll verhindern, dass die Ausschreibungspflicht und die maximale Gebotsgröße durch die Aufteilung einer PV-Freiflächenanlage in kleinere Einheiten umgangen werden. Gleichzeitig soll eine übermäßige Ballung von PV-Anlagen in bestimmten Regionen vermieden werden.

Die vorgesehene Erhöhung der EE-Förderfähigkeit auf Anlagen bis 50 MW für Solarparks begrüßen wir. Sie entschärft ein bestehendes Problem bei der Anlagenzusammenfassung und stellt auch hier die Lückenschließung zum nur zum Teil notifizierten sogenannten „Solarpaket I“ dar, das seinerzeit die aktuell gültige Obergrenze von nur 20 MW korrigieren sollte.

Die Ergänzungen zur Anlagenzusammenfassung in § 24 Abs. 2 S. 2 sind zu begrüßen. Die Neuregelung schließt eine Zusammenfassung von privilegierten und nicht-privilegierten Anlagen aus und schützt das Vertrauen der Anlagenbetreiber zumindest in diesem Fall.

Dennoch ist eine Umgestaltung zu befürworten, denn die aktuelle Regelung führt weiterhin zu einer ineffizienten Flächennutzung und behindert den Ausbau der Photovoltaik auch in benachteiligten Gebieten, die eigentlich gefördert werden sollen (z. B. entlang von Autobahnen oder Gleisen). Darüber hinaus besteht ein erhebliches Risiko für Projektierer: Wenn nicht rechtzeitig bekannt wird, dass ein weiteres PV-Freiflächen-Projekt die zeitlichen und räumlichen Voraussetzungen der Anlagenzusammenfassung erfüllt, droht der vollständige Verlust der Vergütungsfähigkeit, sobald die addierte Leistung die 50-MW-Grenze überschreitet. Die BNetzA sollte bereits bei der Zuschlagserteilung die Voraussetzungen der Anlagenzusammenfassung nach § 24 prüfen. Wenn beide Projekte ohne dieses Wissen an einer Ausschreibung teilnehmen und jeweils einen Zuschlag erhalten, droht nicht nur der Verlust der Vergütung, sondern möglicherweise auch ein Pönale. In dieser Thematik unterstützen wir ferner die Positionierung des BDEW⁷.

12. Anspruch auf Marktprämie und Fristen zur Mitteilung nach § 20 Abs. 2 EEG

Der Entwurf sieht vor, dass der Anspruch auf Marktprämie für Anlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 100 KW nur besteht, wenn der Anlagenbetreiber spätestens sechs Monate nach Inbetriebnahme dem Netzbetreiber in Textform mitteilt, dass eine Förderung nach § 19 Absatz 1 in Anspruch genommen werden soll.

⁷ https://www.bdew.de/media/documents/22-04-2026_Positionspapier_Anlagenzusammenfassung_Final_fOVxeMa.pdf

Eine Zuordnung zur Direktvermarktung mit Marktprämie innerhalb dieses Zeitraums steht der Mitteilung gleich.

Aus Sicht der EnBW ist diese Regelung in der Praxis zu eng gefasst und bildet die gelebten Abläufe der Marktakteure nicht sachgerecht ab. Direktvermarkter und Anlagenbetreiber nehmen den Anschluss an die Marktprämienförderung typischerweise bereits vor der Inbetriebnahme durch entsprechende Bilanzkreisanmeldungen. Der Netzbetreiber verfügt in diesen Fällen frühzeitig über alle relevanten Informationen, die für die Zuordnung der Anlage zur Förderform „Direktvermarktung mit Marktprämie“ erforderlich sind.

Wir schlagen daher vor, §20 Absatz 2 dahingehend zu präzisieren, dass eine vor Inbetriebnahme erfolgte Bilanzkreisanmeldung zur Direktvermarktung mit Marktprämie den Förderanspruch ebenso sichert wie die nachgelagerte schriftliche Mitteilung. Dies stellt sicher, dass Anlagenbetreiber, die ihre Direktvermarktung professionell vorbereiten und frühzeitig organisieren, nicht durch eine formalistische Fristsetzung benachteiligt werden. Zugleich werden Netzbetreiber von unnötiger Doppelkommunikation entlastet.

13. Abschaffung des Zahlungsberechtigungsverfahrens (§ 38a EEG i.V.m. § 54 EEG)

Wir begrüßen die vorgesehene Abschaffung des Zahlungsberechtigungsverfahrens für Solaranlagen des ersten Segments sowie den Entfall der Übertragbarkeit von Zuschlägen. Die Förderfähigkeit eines Projekts wird damit künftig bereits im Rahmen der Zuschlagserteilung durch die Bundesnetzagentur geprüft und nicht mehr nachgelagert durch den Netzbetreiber. Gleichzeitig führt der Wegfall der Übertragbarkeit dazu, dass Zuschläge eindeutig einem konkreten Projekt zugeordnet werden und kein Risiko eines Handels mit Zuschlägen mehr besteht. Die Änderungen schaffen somit mehr Rechtssicherheit für Projektentwickler, vereinfachen die Verfahrensabläufe und reduzieren den administrativen Prüfaufwand bei den Netzbetreibern. Insgesamt stellen sie einen sachgerechten Beitrag zum Bürokratieabbau und zur Effizienzsteigerung im Ausschreibungsverfahren dar.

14. PV-Kleinanlagensegment

Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1

Neben Fragestellungen wie Systemdienlichkeit und Kosteneffizienz eignet sich dieses Segment nach Auffassung des Gesetzgebers am besten, um die EEG-Vergütung als erstes zu beenden. Die positiven externen Effekte (wie z. B., dass in diesem Anlagesegment viel privates Kapital für Energiewendetechnologien aufgewendet wird) sowie die Förderung der Akzeptanz für die Energiewende werden jedoch vernachlässigt und negative Auswirkungen (Aufstörung für Lieferketten, Verlust von lokaler

Wertschöpfung, schwankende Auslastung der Kapazitäten von Installationsbetriebern usw.) werden in Kauf genommen.

Bei Volleinspeisern ist die Abschaffung bzw. eine Absenkung der Förderung auf das Niveau der Teileinspeiser nachzuvollziehen. Bei den Teileinspeisern (i.d.R. PV mit Speichern) spricht sich EnBW nicht für eine sofortige Abschaffung der Förderung aus. Daher begrüßen wir, dass zumindest für das Anlagensegment kleiner 25 kW für einen Übergangszeitraum eine befristete „Übergangszahlung“ im Rahmen der Netzbetreiberabnahme vorgesehen wird, die sich an dem anzulegenden Wert nach § 48 Abs. 1 orientiert und einem gesetzlich definierten Degressionspfad unterliegen soll. Die Anknüpfung an den anzulegenden Wert als Bemessungsgrundlage unter Berücksichtigung eines Abzugs (§ 53 Absatz 1) ist dem Instrument einer reinen Marktwertdurchleitung klar vorzuziehen, da neben der leicht verbesserten Wirtschaftlichkeit so eine (einfache) Wirtschaftlichkeitsbewertung ermöglicht wird. Dies ist mit dem Jahresmarktwert Solar, der dem Anlagenbetreiber für ein zukünftiges Jahr nicht vor der Investitionsbescheidung bekannt ist, nicht möglich.

Die Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung (DV) müssen insbesondere für das kleine Anlagensegment bis 25 kW technisch, wirtschaftlich und massengeschäftstauglich ausgestaltet sein, bevor diese Anlagen in eine verpflichtende Direktvermarktung überführt werden. Insofern begrüßen wir die in § 85 Abs. 2 Nr. 2a aufgenommene Festlegungskompetenz der BNetzA auf Verlängerung der befristeten Netzbetreiberabnahme für den Fall, dass für dieses Anlagensegment die Direktvermarktung noch nicht mit angemessenem Aufwand umgesetzt werden kann. Hierbei ist allerdings sicherzustellen, dass die dafür notwendige Analyse und Bewertung sowie eine gegebenenfalls daraus abgeleitete Notwendigkeit einer Festlegung auf Verlängerung der Netzbetreiberabnahme durch die Bundesnetzagentur rechtzeitig, d.h. mit angemessenem Vorlauf vor Ablauf der jeweiligen Stichtage, erfolgt, um die benötigte Rechtssicherheit und Planbarkeit für (potenzielle) Anlagenbetreiber zu gewährleisten. Hier plädieren wir für die Aufnahme von konkreten Fristen für die Bundesnetzagentur.

Darüber hinaus bewertet EnBW die im Referentenentwurf vorgesehene Abschaffung der Ausfallvergütung für neue Anlagen nach § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 kritisch. Die Ausfallvergütung fungiert heute als wichtiges Sicherheitsnetz für Anlagenbetreiber: Bei technischen Störungen oder dem Ausfall eines Direktvermarkters besteht zumindest ein garantierter Mindestanspruch, der die laufenden Betriebskosten teilweise deckt und die Risiken für Investoren begrenzt. Der vollständige Wegfall dieser Absicherung erhöht das wirtschaftliche Risiko neuer Projekte und kann dazu führen, dass insbesondere kleinere und mittelgroße Anlagen schwerer finanzierbar werden.

Hinzu kommt, dass die Direktvermarktung in einem zunehmend kleinteiligen Segment stattfindet. Massentaugliche, skalierbare Lösungen für Kleinanlagen befinden

sich noch im Aufbau. Betreiber kleiner und Kleinstanlagen werden verstärkt in eine Abhängigkeit von Dienstleistern gedrängt, ohne über eigene Marktkennntnis oder Ressourcen zur professionellen Vermarktung zu verfügen. Die Abschaffung der Ausfallvergütung erhöht in diesem Umfeld den bürokratischen Aufwand und die Eintrittshürden für neue Anlagenbetreiber.

EnBW spricht sich daher dafür aus, die Ausfallvergütung auch für neue Anlagen beizubehalten, die das Plattformgeschäft und den Hochlauf der Direktvermarktung gerade im Kleinstanlagensegment nicht gefährdet.

Marktpremie nach § 20

Nicht nachvollziehbar ist, weshalb für das Anlagensegment kleiner 25 kW selbst die geförderte Direktvermarktung mit sofortiger Wirkung gestrichen werden soll, da auch in diesem Segment Wirtschaftlichkeitsberechnungen (auch ohne notwendige Bankability, da i.d.R. Eigenkapital verwendet wird) einen wesentlichen Einfluss auf die Investitionsentscheidung haben. Wir fordern, auch für das Anlagensegment 2 bis 25 kW die Marktpremie genauso auszuzahlen wie für die größeren PV-Anlagen.

Sollte diese Änderung so wie vorgeschlagen umgesetzt werden, dann ist davon auszugehen, dass für Errichter Erlösbeiträge aus der Vermarktung von Überschussmengen in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unberücksichtigt bleiben müssen. In der Konsequenz würden die dezentralen, gebäudenahen Anlagen wieder kleiner werden und nur auf Eigenverbrauchsmodelle und zur Erfüllung ordnungspolitischer Vorgaben dimensioniert werden. Die Überschusseinspeisung mit niedrigen Grenzkosten aus diesem Segment wird mindestens vorübergehend wegfallen. Das Potenzial von Dachflächen, das bei der Sanierung bzw. dem Neubau niederschwellig möglichst umfassend erschlossen werden soll, würde entsprechend deutlich geringer und würde erst im nächsten Investitionszyklus, also nach einigen Jahrzehnten, wieder gehoben werden können.

Das Ziel, zu unterbinden, dass diese Anlagen insbesondere in Zeiten hoher Erträge („Sommermittage“, Wochenenden) ungeregt große Mengen ins Netz einspeisen, wird bereits durch andere Vorgaben wirksam erreicht (Fernsteuerbarkeit, keine Vergütung bei negativen Börsenpreisen, pauschale 50 % Wirkleistungsbegrenzung, Direktvermarktung). Daher ist diese Maßnahme nicht erforderlich; im Gegenteil, sie ist sogar schädlich für die systemisch dringend benötigten PV-Energiemengen im Winter, die auch den Bedarf an disponibler Leistung reduzieren sollen.

Technische Vorgaben (u.a. Steuerbarkeit und iMSys-Ausstattung nach § 9)

Zu § 9 (2) Nummer 1, 2 und 3: Wir unterstützen die Vorschläge, weil es sich um eine Umsetzung der eingeforderten Klarstellung, dass Nulleinspeiseanlagen unabhängig von ihrer Leistung vor Einbau eines iMSys nicht mit konventioneller Steuerungstechnik ausgestattet werden müssen, handelt. Somit genügt bei diesen Nulleinspeiseanlagen zunächst eine moderne Messeinrichtung („Zweirichtungszähler“). Dies passt

somit nun zur Klarstellung im § 29 (5) MsbG, dass Nulleinspeiseanlagen auch nach Ausstattung mit iMSys nicht der Ausstattungspflicht mit einer Steuerungseinrichtung unterliegen. In der Praxis erwarten wir, dass diese Messstellen dennoch i.d.R. mit iMSys ausgestattet werden, da hier die Ausstattungspflicht aus der Höhe des Netzbezugs oder durch den gleichzeitigen Betrieb einer § 14a-Anlage (Speicher, Wärmepumpe, Wallbox) erwächst. Die etwaige Ausweitung von Pflichteinbaufällen sollte gesamthaft im Lichte einer möglichen EU-Gesetzgebung zu verpflichtenden Ausstattungsquoten mit Smart Metern bei Endkunden („future-proofing electricity bills in the Union, through reducing system costs and fostering electrification and digitalisation“, Verordnungsentwurf der EU-Kommission vom 17.7.2026) erfolgen.

Zu § 9 (2b): Die dauerhaft vorgesehene Wirkleistungseinspeisebegrenzung nach iMSys-Einbau auf max. 50 Prozent selbst bei Anlagen in der Direktvermarktung lehnen wir strikt ab, da diese Maßnahme inkonsistent ist. Es handelt sich hier um eine nicht erforderliche Doppelregelung für den gleichen Sachverhalt und stellt einen unzulässigen Eingriff in das Vertragsverhältnis zwischen Direktvermarkter und Anlagenbetreiber bzgl. der Abregelung bei bestimmten Börsenpreisen dar (siehe ausführlich Kapitel 18). Zudem hat der Netzbetreiber das Instrument der ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung nach § 9 zur Hand, dies ist ausreichend, so dass eine zusätzliche pauschale Leistungsbegrenzung abzulehnen ist. Hier besteht die Gefahr, dass zu viele Restriktionen (pauschale Begrenzung, DV-Vertragsklausel bei negativen Preisen) auf den Direktvermarkter und den Anlagenbetreiber wirken.

15.Biomasse und Biomethan

EnBW unterstützt das Ziel eines marktorientierten und kosteneffizienten Ausbaus der erneuerbaren Energien. Mit Blick auf Biomasse und Biomethan enthält der Vorschlag jedoch einige Positionen, die den dringend erforderlichen Hochlauf der Biomethanproduktion erschweren würden.

Erhalt der Biomethanausschreibungen nach § 28d EEG

Die vorgesehene Streichung der Biomethanausschreibungen sollte nicht erfolgen. Die Annahme, Biomethan werde künftig automatisch und in ausreichendem Umfang von anderen Sektoren nachgefragt, wird derzeit nicht durch belastbare Markt- und Investitionssignale gestützt. Weder im Gebäudesektor noch in der Industrie bestehen aktuell ausreichende regulatorische Rahmenbedingungen oder verbindliche Nachfrageinstrumente, die einen kurzfristigen und verlässlichen Hochlauf des Biomethaneinsatzes erwarten lassen. Auch im Verkehrssektor ist die Nachfrage weiterhin von den begrenzten Marktvolumina im CNG-/LNG-Bereich sowie den Rahmenbedingungen des THG-Quotenmarktes abhängig.

Gleichzeitig liegt das vollständige Markt- und Investitionsrisiko weiterhin bei den Biomethanerzeugern. Investitionen sollen auf Basis zukünftiger Nachfrageerwartungen

erfolgen, ohne dass entsprechende Absatzmärkte heute abgesichert sind. Die Erfahrungen der vergangenen Jahre zeigen jedoch, dass angekündigte Marktentwicklungen und politische Zielbilder allein keine ausreichende Grundlage für milliarden-schwere Investitionsentscheidungen darstellen. Viele Marktakteure haben sich in der Vergangenheit auf erwartete Nachfrageentwicklungen verlassen, die sich nicht oder nur mit erheblicher Verzögerung materialisiert haben.

Für den notwendigen Ausbau der Biomethanproduktion sind daher verlässliche und bankfähige Rahmenbedingungen erforderlich. Biomethanausschreibungen leisten hierzu einen wichtigen Beitrag und sollten erhalten bleiben.

Verbesserung der Rahmenbedingungen für neue Biomethan-EEG-Anlagen nach § 28d EEG

Der Gesetzgeber sollte die Rahmenbedingungen für neue Biomethananlagen weiter verbessern. Seit Inkrafttreten des EEG 2023 bis Ende 2025 wurde lediglich ein einziges Gebot abgegeben, das zudem keinen Zuschlag erhalten hat. Damit sind seit rund drei Jahren faktisch keine erfolgreichen EEG-Gebote für neue Biomethananlagen mehr eingegangen.

Dies zeigt deutlich, dass die bestehenden Anforderungen für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb weiterhin zu restriktiv sind. Auch die im geleakten EEG-Novellenentwurf vom April 2026 vorgesehenen Anpassungen hätten die Investitionshemmnisse nicht beseitigt, da die hohen Anforderungen an Vollbenutzungsstunden und Wärmenutzung die Wirtschaftlichkeit neuer Biomethan-EEG-Anlagen weiterhin erheblich einschränken. Die sechs Zuschläge des 01.04.2026 belegen zwar, dass grundsätzlich Projekte entwickelt werden können, sie stellen jedoch noch keinen belastbaren Markthochlauf dar. Gemessen am politischen Anspruch eines deutlichen Biomethanausbaus bleibt die Zahl erfolgreicher Projekte weiterhin äußerst gering. Die Ausschreibungsergebnisse zeigen somit eher die Grenzen des bestehenden Förderdesigns als dessen ausreichende Wirksamkeit.

Anhebung des Maisdeckels auf 30 % unter § 39iEEG

Die Anpassung verbessert die Wirtschaftlichkeit von Biomasseprojekten, insb. bei der Anschlussförderung und neue Biomethanprojekte und unterstützt damit den erforderlichen Ausbau erneuerbarer Gase zur Erreichung der Klimaziele, ohne dabei Abstriche beim Düngerecht oder Gewässerschutz zu machen.

16. Windstromerträge und Versorgungssicherheit sichern: Restriktive Abschaltauflagen entschärfen

Neben diversen anderen kostensteigernden Faktoren wird die Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten an Land zunehmend durch restriktive Abschaltvorgaben zum Fledermausschutz und konservative Auslegung von Schallschutz durch die Behörden

belastet. Für Fledermäuse wird in den Leitfäden der Bundesländer ohnehin ein sehr hohes Schutzniveau vorgegeben und in aktuellen konkreten Genehmigungsaufgaben wird mitunter noch darüber hinausgegangen. Zusätzlich ist der Nachtbetrieb von Windenergieanlagen häufig erst nach Vorliegen einer FGW-konformen Schallvermessung uneingeschränkt möglich. Bis dahin kann der Betrieb mit Auflagen oder Einschränkungen verbunden sein. In einzelnen Fällen bestehen diese Einschränkungen über einen Zeitraum von bis zu zwei Jahren. Während der Gasmangellage wurden Anlagen zeitweise ohne entsprechende Betriebsbeschränkungen betrieben; eine Erhöhung der Anzahl von Anwohnerbeschwerden wurde dabei nicht festgestellt.

Zu den beträchtlichen Stromertragsverlusten kommen die negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, da die Abschaltungen großräumig alle beauftragten Windenergieanlagen zeitgleich betreffen und gleichzeitig während der nächtlichen Abschaltungen die Stromerzeugung aus Photovoltaik bei null liegt. Die Auswirkungen der Fledermausabschaltungen zeigen sich insbesondere in den Abendstunden, in denen die Last häufig noch hoch ist und der Börsenstrompreis oft deutlich über dem mittleren Tagespreis liegt.

17.Internationale Kooperationsprojekte

Zukünftig sollen Kooperationen mit Staaten der Europäischen Freihandelszone und dem Vereinigten Königreich Großbritannien und Nordirland möglich sein. Außerdem sollen diese Kooperationsprojekte auf die Ausbauziele und Ausschreibungsvolumina angerechnet werden können. Die EnBW begrüßt die Erweiterung von § 5 und § 88a des EEG-Entwurfes 2027 als eine wichtige Grundlage für die weitere und langfristige Umsetzung von Kooperationsprojekten, speziell im Kontext der Offshore-Windenergie. Damit werden auch die Zielerklärungen des Nordseegipfels Anfang des Jahres 2026 erstmals mit Leben gefüllt.

18.Verpflchtende Abschaltsschwellen in Direktvermarktungsverträgen § 10b Absatz 7 EEG-RefE

EnBW lehnt die in § 10b Absatz 7 EEG-RefE vorgesehene Verpflichtung ab, in Direktvermarktungsverträgen feste preisliche Abschaltsschwellen oder entsprechende Regelungen zur Kostentragung zu vereinbaren. Direktvermarkter verfügen bereits heute über ausreichende wirtschaftliche Anreize, Erneuerbare-Energien-Anlagen effizient zu bewirtschaften und bei entsprechenden Marktpreissignalen eine Abregelung vorzunehmen. Die vorgesehene Regelung schafft daher keinen zusätzlichen Nutzen, greift jedoch erheblich in die Vertragsfreiheit der Marktakteure ein. Zudem sind pauschale, im Voraus festgelegte Abschaltsschwellen kaum praktikabel, da die wirtschaftlich sinnvolle Bewirtschaftung einer Anlage von einer Vielzahl dynamischer Faktoren abhängt, darunter kurzfristige Marktentwicklungen, vertragliche Rahmenbedingun-

gen und Portfolioeffekte. Besonders kritisch ist die vorgesehene Anwendung auf Bestandsanlagen im Zuge von Vertragsverlängerungen oder -anpassungen. EnBW empfiehlt daher, auf die verpflichtende Vorgabe vertraglicher Abschaltsschwellen vollständig zu verzichten und § 10b Absatz 7 EEG-RefE zu streichen.

Klarstellung zu § 10b EEG – Fristbeginn und Bezugspunkt der Pflichten bei Vermarkterwechsel

Die in § 10b EEG verankerten Pflichten zur technischen Ausstattung und Steuerbarkeit von Erneuerbare-Energien-Anlagen wurden in der letzten EEG-Novelle mit dem Ziel angepasst, Marktteilnehmern bei einem Vermarkterwechsel einen gewissen zeitlichen Spielraum zu gewähren. Die Neuregelung besagt, dass die Pflicht nicht vor dem Beginn des zweiten auf die erstmalige Einspeisung der Anlage folgenden Kalendermonats und nicht vor dem Beginn des zweiten auf die Meldung des Direktvermarktungsunternehmens an den Netzbetreiber zur Übernahme der Vermarktung folgenden Kalendermonats erfüllt werden muss.

In der Praxis führt der gewählte Wortlaut jedoch zu unerwünschten Interpretationsspielräumen: Einige Netzbetreiber knüpfen den Fristbeginn an die Bilanzkreisanmeldung des Direktvermarkters und nicht an den tatsächlichen Lieferbeginn. Daraus resultiert, dass Bilanzkreisanmeldungen bewusst hinausgezögert werden, um mögliche Pönalen bei Anlagenbetreibern zu vermeiden. Diese Verzögerungen sind aus Sicht einer effizienten Marktorganisation nicht sachgerecht und stehen dem Ziel einer zügigen Integration der Anlagen in die Direktvermarktung entgegen.

EnBW empfiehlt daher eine gesetzliche Klarstellung, wonach der Bezugspunkt für die Frist nach § 10b eindeutig der tatsächliche Lieferbeginn des Direktvermarkters ist – und nicht die interne Bilanzkreisanmeldung. Dies würde die ursprünglich intendierte Entschärfung bei Vermarkterwechseln sichern, die frühzeitige Bilanzkreisanmeldung als Prozessschritt nicht sanktionieren und Netzbetreiber wie Direktvermarkter in eine klare, rechtssichere Fristenlogik einbinden.

Kein Zahlungsanspruch bei negativen Börsenpreisen nach § 51

Hinsichtlich der Übergangsregelung in § 100 Abs. 47 EEG 2023 begrüßen wir die Grundidee der nachträglichen „Einstiegsmöglichkeit“ in die aktuelle „Negative-Preise-Regelung“. Allerdings ist diese Regelung bei Anlagen, die in Mittel- und Hoch- oder Höchstspannung angeschlossen sind, derzeit nicht anwendbar, weil solche Anlagen noch nicht mit einem iMSys ausgestattet werden. Unterstellt man, dass von dieser Regelung Anlagen Gebrauch machen sollen, die aufgrund ihrer Leistung einen hinreichenden Beitrag zur Senkung der Negative-Preise-Zeiten bzw. zur Dämpfung des Anstiegs dieser Zeiten haben, dann ist deren Wirksamkeit nicht wirklich gegeben, wenn sie faktisch nur auf Anlagen anwendbar ist, die an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Die Regelung sollte also ausgeweitet werden. Nach derzeitiger Prospektion werden intelligente Messsysteme im RLM-Bereich (iRLMSys) gemäß

MsbG erst ab 2028 verbaut werden und zunächst bei Neuanlagen und anschließend bis 2032 flächendeckend ausgerollt.

Um die gewünschte Steuerungswirkung der negativen-Preise-Regelungen und der in § 100 EEG vorgesehenen nachträglichen Einstiegsmöglichkeiten zu erreichen, ist aus unserer Sicht außerdem ein deutlich stärkerer und zugleich differenzierter finanzieller Anreiz erforderlich, der den bisherigen Belastungsgrad der Anlagen durch negative-Preise-Regelungen berücksichtigt. Eine mögliche Staffelung könnte wie folgt ausgestaltet werden:

- Für Anlagen, die bislang nicht von § 51 betroffen waren: zusätzlicher Anreiz von 1,2 ct/kWh,
- Für Anlagen, die bislang der 6-Stunden-Regelung nach § 51 unterliegen: 1,0 ct/kWh,
- Für Anlagen mit bisheriger 4-Stunden-Regelung: 0,8 ct/kWh,
- Für Anlagen mit bisheriger 1-Stunden-Regelung: 0,6 ct/kWh.

19. Ausweitung der Einbauverpflichtung (§ 29 Absatz 1 Nr. 2 b MsbG)

Vor dem Hintergrund der bislang in Deutschland angewendeten Kosten-/Nutzenabwägung als Basis für den iMSys-Rollout ist die Herstellung der Steuerbarkeit von PV-Anlagen des Leistungssegments 2 bis 7 kW unverändert unwirtschaftlich und nicht erforderlich für die Versorgungssicherheit bzw. Netzbetriebsführung. Die etwaige Ausweitung von Pflichteinbaufällen mit iMSys und Steuerungseinrichtungen für Anlagen größer 2 bis 7 kW sollte gesamthaft im Lichte einer möglichen EU-Gesetzgebung zu verpflichtenden Ausstattungsquoten mit Smart Metern bei Endkunden („future-proofing electricity bills in the Union, through reducing system costs and fostering electrification and digitalisation“, Verordnungsentwurf der EU-Kommission vom 17.7.2026) erfolgen.

20. Änderungen in Erneuerbare-Energien-Verordnung (§ 2 und § 5)

Es werden Änderungen in § 2 EEG und § 5 EEG vorgeschlagen, wonach zukünftig die ÜNB die Vermarktung steuerbarer Anlagen auf Basis eines einheitlichen Preislimits durchführen müssen. Dies stellt eine massive Änderung des bisherigen Ansatzes dar, wonach in bestimmten Tranchen und Preisbandbreiten die entsprechende Vermarktung anonym erfolgt.

Für eine abschließende Bewertung ist aus einer Sicht eine umfangreiche Kosten-/Nutzenanalyse erforderlich, die eine so drastische Veränderung der Vermarktungslogik rechtfertigt.

21. Weitere Themen / Abschließende Einordnung

Aus unserer Sicht greift die aktuelle Diskussion um die vorgeschlagenen Änderungen des EEG in Kombination mit der Ausgestaltung der Netzzugänge im „Netzanschlusspaket“ des BMWF die relevanten Aspekte, die für die Entwicklung eines kostenbewussten, leistungsfähigen Energienetzes und die Senkung von Systemkosten möglich sind, nicht vollständig auf.

Für eine gerade monetär erfolgreiche Energiewende ist primär eine kostenoptimierte Netzausbaubeschleunigung bei gleichzeitiger systemoptimierter Einspeisung - basierend auf einer hohen gegenseitigen Transparenz durch digitalisierte Prozesse - erforderlich.

Der Lösungsansatz muss breit sein, ganzheitlich und dauerhaft gedacht werden und alle Akteure adressieren. Dabei müssen alle relevanten Stakeholder Zugeständnisse machen. Auch die Stromerzeuger beispielsweise durch eine netzdienliche Spitzenkappung der Anschlussleistung für PV-Anlagen und eine Windenergie-Förderung, die u.a. auf Volllaststunden ausgelegt ist und nicht auf maximale Leistung. Auch die Möglichkeit, Anreize für Bestands-PV-Anlagen zur Reduzierung der bestehenden Netzanschlusszusagen zu schaffen, sollte mitgedacht werden. Wichtig ist dabei eine technologiespezifische Unterscheidung. Diese Aspekte finden sich im Vorliegenden Entwurf nur unzureichend.

Damit die Netzbetreiber den Netzausbau schnellstmöglich und kosteneffizient voranbringen können, bedarf es sowohl gesetzlicher Veränderungen (z.B. eine deutliche Beschleunigung von Genehmigungsverfahren) als auch einer passenden Anreizregulierung. Sind die Anreize für Netzbetreiber das Netz schneller auszubauen wirkungsvoll genug? Die EnBW-Verteilnetzbetreiber sowie die TransnetBW haben in den letzten Jahren die Investitionen in die Netzinfrastruktur erheblich gesteigert⁸ und auch für die kommenden Jahre ist ein ambitioniertes Investitionsprogramm für die Konzernnetzbetreiber geplant. Voraussetzung für dieses Investitionsprogramm ist eine kapitalmarktgerechte und wettbewerbsfähige Ausgestaltung der regulatorischen Eigen- und Fremdkapitalzinssätze. Ohne einen entsprechenden finanziellen Rahmen wird es den Netzbetreibern (unabhängig von ihrer Eigentümerstruktur) nicht gelingen, selbst das notwendige Kapital für den Um- und Ausbau der Netze bereitzustellen bzw. am Kapitalmarkt zu beschaffen.

Selbstverständlich verursacht ein größeres Netz, dazu zählt insbesondere die Anbindung von zusätzlicher Erzeugungskapazität aus Wind und PV, auch höhere Betriebskosten. Deshalb ist die Ausgestaltung des OPEX-Faktors im NEST-Prozess zur Abbildung der Kostensteigerungen ein wichtiger Hebel für die wirtschaftliche Handlungsfähigkeit der Stromnetzbetreiber. Dieses zentrale Instrument, das die Bundesnetza-

⁸ 2023 ca. 2,7 Mrd. EUR, 2024 ca. 3,3 Mrd. EUR und 2025 4,5 Mrd. EUR

gentur im Zuge des NEST-Prozesses neu eingeführt hat, darf im Zuge der Ausgestaltung nicht so geschwächt werden, dass die intendierte Wirkung (Anreizwirkung zum EE-getriebenen Netzausbau) nicht eintritt. Daher sollte auf einen Zeitverzug bei der Ausgestaltung verzichtet werden.

Aber es ist nicht nur die Verzinsung allein. Um den Netzausbau auf einer zeitlich verträglichen Schiene umsetzen zu können, müssen die Genehmigungen für Ausbaumaßnahmen prioritär und rasch bearbeitet werden. Ergänzend beschleunigt eine vereinfachte Flächensicherung den Netzausbau die Energiewende.

Die bisherigen Diskussionen, wie bspw. um den sogenannten Redispatchvorbehalt beim Anschluss von EE-Anlagen, behandeln nur die Symptome oder bieten Überbrückungslösungen für Einzelfälle. Der zügige und bedarfsgerechte Netzausbau muss weiterhin das Ziel sein.

Die gemeinsame Aufgabe der Stromerzeuger und der Netzbetreiber im Sinne des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks muss darin liegen, den Ausbau der erneuerbaren Energien parallel mit dem Ausbau einer leistungsfähigen Netzinfrastuktur schnellstmöglich voranzubringen. Dies ist Grundlage für Versorgungssicherheit, bringt volkswirtschaftliche Vorteile und erhöht die Resilienz des Energiesystems. Wir brauchen mehr Tempo im Netzausbau.