

Berlin, 22. Juli 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

Stellungnahme

Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor (EEG 2027)

Version 2.0

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, 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

Executive Summary	4
1. Einleitung	11
2. Regelungen zu den Ausbaupfaden und Ausschreibungsvolumina Erneuerbarer Energien	13
3. Künftige Finanzierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien	18
4. Änderungen bei der Direktvermarktung von EEG-Anlagen.....	30
5. Ausstieg aus der Förderung und Abschöpfung	36
6. Änderungen bei der Negative-Preise-Regelung in § 51 EEG samt Übergangsregelung in § 101 EEG-RefE	40
7. Änderungen bei den Sanktionen nach §§ 52 und 52a EEG	44
8. Ausgestaltung des Refinanzierungsbeitrags.....	47
9. Technische Vorgaben nach § 9 EEG	49
10. Änderungen zur kommunalen Beteiligung nach § 6 EEG	52
11. Änderungen zu Wasserkraft.....	57
12. Änderungen zu Windenergie.....	57
13. Änderungen zu Solarstrom.....	71
14. Änderungen bei Biomasseanlagen	82
15. Deponiegas, Klärgas, Grubengas	83
16. Resilienzausschreibungen	83
17. Änderungen hinsichtlich Herkunftsnachweisen (§ 79 EEG).....	84
18. Einstellung des Regionalnachweisregisters (§ 79a EEG) und der regionalen Grünstromkennzeichnung (§ 42 Abs. 5 EnWG).....	85

19.	Klarstellung des Doppelvermarktungsverbots für RFNBO-Nachweise (§ 80 EEG)	85
20.	Änderungen hinsichtlich der Clearingstelle EEG/KWKG	86
21.	Streichung der VO-Ermächtigung zur Regelung der Eigenschaften für Grünen Wasserstoff (§ 93).....	86
22.	Übergangsregelungen (§ 100)	87
23.	Beihilferechtlicher Vorbehalt nach § 102 EEG-RefE	88
24.	Anmerkungen zu Anlage 1	90
25.	Juristische Anmerkungen zu Einzelfragen im EEG	90
26.	Änderungen des Messstellenbetriebsgesetz (Artikel 3).....	100
27.	Änderungen in der Erneuerbare-Energien-Verordnung (Art. 4)	102
28.	Juristische Änderungen im EnFG	103
29.	Juristische Änderungen im KWK-Gesetz	106

Executive Summary

1. Der BDEW **unterstützt in weiten Teilen die im Referentenentwurf für das EEG 2027 vorgesehenen Neuerungen beim Förderrahmen für Erneuerbare Energien. Insbesondere ist der Fortbestand der Ausbaupfade zu begrüßen.** Durch Ausschreibungsvolumina in auskömmlicher Höhe für weitere vier Jahre wird die Fortsetzung des Erneuerbare-Energien (EE)-Ausbaus gesetzlich verankert.
Gleichzeitig müssen entstehende Zusatzkosten und ihre Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Projekte berücksichtigt werden. In Anbetracht der zukünftigen Abschöpfung im CfD-System, den geplanten Änderungen über das Netzanschlusspaket und dem AgNes-Prozess sollten **die Höchstwerte für Solar und Wind geprüft und ggf. erhöht werden, um den Ausbau auf weiterhin hohem Niveau fortsetzen zu können und damit auch den Wirtschaftsstandort Deutschland zu stärken.**
2. Um die erfreulich hohen Volumina an genehmigten Windprojekten tatsächlich zur Umsetzung zu bringen, ist es richtig, dass die im Klimaschutzprogramm vorgesehenen **zusätzlichen 12.000 MW Leistung für Windenergieanlagen an Land in das EEG aufgenommen wurden.** Aus Sicht des BDEW sollte dieses Zusatzvolumen allerdings gleichmäßig auf die kommenden Ausschreibungsrunden der Jahre 2027 bis 2030 verteilt werden. Um einen Teil davon gezielt in die Lastzentren Süddeutschlands zu lenken, sollte eine **Quotenregelung eingeführt werden, wonach beispielsweise 30 % des Ausschreibungsvolumens der Südregion zugewiesen werden.** So kann ein fairer Wettbewerb zwischen Südprojekten mit vergleichbaren spezifischen Kosten gewährleistet werden. Daher begrüßt der BDEW, dass der Korrekturfaktor für 50%-Standorte in der Südregion nach oben angepasst wurde. So erhöhen sich für Projekte in der Südregion die Chancen auf einen Zuschlag in der Ausschreibung, da der Ausbau in Süddeutschland systemisch erforderlich bleibt. Der BDEW kritisiert, dass das BMWi den Ländern und Verbänden für die Bewertung grundlegender Änderungen des Referenzertragsmodells durch Einführung verschiedener Stützwerte in zwei neu definierten Gebietskategorien sowie der Übergangsregelungen lediglich eine äußerst kurze Stellungnahmefrist eingeräumt hat. Die vorgeschlagenen Änderungen greifen **tief in die Systematik des EEG ein und weisen erhebliche Wechselwirkungen mit den parallel verfolgten Regelungen des Netzanschlusspakets** auf. Eine belastbare Analyse der fachlichen, wirtschaftlichen und regulatorischen Auswirkungen ist unter diesen Bedingungen nicht möglich. **Der BDEW hält eine angemessene Beteiligung der betroffenen Kreise und eine sorgfältige Prüfung der Wechselwirkungen für zwingend erforderlich.**
3. **Die vorgesehene Begrenzung der Entgelte für die Nutzung von Grundstücken zur Errichtung von Windenergieanlagen an Land ist aus Sicht des BDEW ausdrücklich abzulehnen.** Der Regelungsvorschlag adressiert bestehende Umsetzungshemmnisse nicht

und greift vielmehr in die privatautonome Ausgestaltung von Pachtverträgen ein. Die vorgeschlagene gesetzliche Deckelung der Pachtzahlungen kann angesichts des vorgesehenen niedrigen Niveaus **prohibitiv** auf die Bereitstellung von Flächen für die Windenergienutzung wirken. **Im Ergebnis droht eine erhebliche Verknappung verfügbarer Standorte, wodurch der weitere Ausbau der Windenergie an Land bis hin zu einem weitgehenden Erliegen gefährdet wird.**

4. Der BDEW begrüßt die Umsetzung der EU-rechtlich verpflichtenden Übererlösabschöpfung in Form eines zweiseitigen Contract for Difference (CfD). Die Erhebung des Refinanzierungsbeitrags wurde jedoch **zu komplex umgesetzt, sodass zwei Zahlungsströme entstehen – einmal für die Zahlung der Marktpremie an die Anlagenbetreiber und die Zahlung des Refinanzierungsbeitrags an die Netzbetreiber. Der BDEW schlägt eine wesentlich einfachere und praxistauglichere Umsetzung vor, indem die bisherige gleitende Marktpremie künftig auch ein negatives Vorzeichen annehmen kann.** Dies würde eine Umsetzung in den IT-Systemen auf leistbare Anpassungen begrenzen, was aus Netzbetreibersicht unbedingt notwendig ist. Zudem sollte die Erhebung des Refinanzierungsbeitrags **erst ab der EU-rechtlich erforderlichen Mindestschwelle von 200 kW installierter elektrischer Anlagenleistung** eingeführt werden anstelle der im EEG-RefE vorgesehenen 100 kW. So würden wesentlich weniger Erneuerbare-Energien-Anlagen erfasst, wobei der dadurch verlorengelassene Abschöpfungsbetrag gemessen an der Kostenersparnis gering wäre. Darüber hinaus sollte sichergestellt werden, dass Netzbetreiber bei möglichen Forderungsausfällen abgesichert werden, z. B. durch eine Erstattung bzw. Risikotragung durch das EEG-Konto.
5. Der BDEW unterstützt die **Stärkung der Freiflächen-Photovoltaik (PV) im Sinne der Kosteneffizienz.** Es ist deshalb richtig, dass die Ausschreibungsvolumina für PV-Freiflächenanlagen (PV-FFA) von bisher 9.900 MW auf künftig 14.000 MW angehoben werden.
6. Aus Sicht des BDEW ist es sinnvoll und angemessen, dass PV-Dachanlagen zur Teileinspeisung ihren Strom künftig verpflichtend direktvermarkten müssen. Voraussetzung hierfür ist eine leistungsfähige Dateninfrastruktur, die auf dem umgesetzten, effizienten Smart-Meter-Rollout aufbaut. Aufgrund der aktuell vielfältigen und parallelen bestehenden **Umsetzungsverpflichtungen für die Marktteilnehmer und insbesondere für die Netzbetreiber sollte die Pflicht zur Direktvermarktung erst mit Umsetzung des Festlegungsverfahrens zur zukünftigen Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten (MaBiS-Hub) im Jahr 2030 und nur für Anlagen ab einer Leistung von 7 kW eingeführt werden.** Dies trägt auch dazu bei, den nun voranschreitenden Rollout nicht durch neue Einbauprioritäten zu beeinträchtigen. Unterhalb dieser Schwelle sollte weiterhin eine Förderung bestehen, um hohe Kosten für den Einbau von Technik

zur Steuerung sehr kleiner Anlagen einzusparen. In diesem Zusammenhang **lehnt der BDEW auch die Absenkung der Leistungsgrenze zur Ausstattung mit intelligenten Messsystemen und einer Steuerungseinrichtung auf zwei Kilowatt (kW) für PV-Anlagen in § 29 Abs. 1 Nr. 2 b Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (MsbG) ab.**

7. Grundsätzlich plädiert der BDEW dafür, ein Gesamtkonzept für die Ausstattung mit Smart Meter Gateways (SMGW) aufzustellen und die praktische Umsetzbarkeit zu prüfen. Zu berücksichtigen sind dabei die angekündigte Erweiterung der Rollout-Verpflichtung in der Strombinnenmarktverordnung sowie die Beschlüsse des Koalitionsausschusses vom 2. Juli 2026, die ein vorgezogenes Zieldatum und ein neuartiges Smart Meter Light vorsehen, was im Entschließungsantrag zum StromVKG auch vom Parlament am 9. Juli 2026 bekräftigt wurde. Vor diesem Hintergrund droht die im EEG-RefE vorgesehene Ausweitung der Rolloutpflicht auf Kleinanlagen von 2 bis 7 kW aufgrund eingeschränkter Personal- und Materialressourcen dazu zu führen, dass die gesetzten Ziele verfehlt werden.
8. Der BDEW schlägt daher – um den PV-Zubau in der Übergangszeit bis zu einer standardisierten Direktvermarktung zu gewährleisten – für die Zeit bis 2030 vor, dass die im EEG-Referentenentwurf als Unterfall der „Netzbetreiberabnahme“ bezeichnete **Übergangszahlung bis mindestens 2030 für Anlagen außerhalb der Direktvermarktung in Höhe des Jahresmarktwerts Solar gezahlt** wird. Durch die Umstellung auf eine Übergangszahlung in Höhe des Marktwerts wird die bisherige Förderung für die Teileinspeisung auf Marktwertniveau abgesenkt, was das EEG-Konto entlastet.
9. **Maßnahmen, die die Direktvermarktung – insbesondere im Kleinanlagensegment – erschweren, laufen dem Ziel ihrer Stärkung zuwider.** Zudem würden sie zu einer Verlagerung von Anlagen in die unentgeltliche Abnahme und damit in die Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit zusätzlichen Belastungen führen. Der BDEW sieht daher die **Streichung der Marktprämie für Kleinanlagen bis 25 kW und die ersatzweise Förderung durch den befristeten Bonus von 1,5 ct/kWh zusätzlich zum Erlös aus der Sonstigen Direktvermarktung als nicht angemessene Schlechterstellung von Anlagen unter 25 kW an.** Aus Sicht des BDEW sollte auch für Anlagen zwischen 7 und 25 kW der gemäß EEG-RefEntwurf derzeit für Anlagen ab einer Leistung von 25 kW und mehr vorgesehene anzulegende Wert in Höhe von 6,2 ct/kWh **vorgesehen werden.** Die Gleichbehandlung der Anlagen ist einfacher, marktlicher und fördert die Direktvermarktung. Die Marktprämie kann bei fortschreitender Umsetzung einer standardisierten und digitalisierten Direktvermarktung perspektivisch abgesenkt werden. Die nun gemäß EEG-Entwurf vorgesehene Netzbetreiberabnahme mit befristeter Übergangszahlung und der Bonus für die Sonstige Direktvermarktung könnten

die Marktintegration kleiner PV-Anlagen verzögern, insbesondere wenn dadurch die Prozesse der Direktvermarktung langsamer massengeschäftstauglich ausgestaltet werden. Zudem ergibt sich hoher Aufwand beim Netzbetreiber, ohne dass gleichzeitig ein besonderer Nutzen weder für den Anlagenbetreiber noch für die EEG-Abwicklung insgesamt erkennbar ist. Werden die durch die Übergangszahlung geförderten Strommengen nach Ende der Zahlung nicht direktvermarktet, sondern in der unentgeltlichen Abnahme veräußert, müssen die ÜNB das Einspeiseverhalten von Millionen von Anlagen über die **limitierte Vermarktung nach der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV)** zentral steuern, um die mit PV-Mittagsspitzen zusammenhängenden negativen Strompreise zu vermeiden.

10. Der BDEW begrüßt, dass Anlagenbetreibern durch die **Möglichkeit zu einem einmaligen Wechsel aus dem EEG ohne Möglichkeit zur Rückkehr in die Förderung**, die Option eröffnet wird, ihre Anlage ab einem gewissen Zeitpunkt marktlich zu betreiben. Durch die Regelung wird der bisher noch schwache Aufwuchs ungeförderter grüner Power-Purchase-Agreements (PPAs) gestärkt. Allerdings erscheint dem BDEW die vorgesehene Begrenzung auf die ersten zehn Kalenderjahre nach Inbetriebnahme zu starr und die einmalige Wechselmöglichkeit sollte in der gesamten Betriebszeit möglich sein. Darüber hinaus schlägt der BDEW vor, **für in der Ausschreibung bezuschlagte Anlagen eine ungeförderter Vermarktung des Stroms in den ersten zehn Betriebsjahren zuzulassen**. Nach Ablauf mindestens eines Betriebsjahres sollte ein einmaliger Wechsel in den CfD zu den Konditionen des EEG-Zuschlags möglich sein. Diese zusätzliche Wechseloption wäre ein weiterer Beitrag zum Aufwuchs ungeförderter grüner PPAs im Strommarkt. **Zudem ist es aus BDEW-Sicht sinnvoll, EEG-Anlagen in der „sonstigen Direktvermarktung“ nicht voll abzuschöpfen, sondern erst ab einer höheren Erlösobergrenze. Diese sollte mindestens 1,5 bis 2 ct. oberhalb der Förderhöhe im CfD liegen. Um eine Umgehung der Abschöpfung zu vermeiden, sollte eine Mindestverweildauer von beispielsweise zwei Jahren in der „sonstigen Direktvermarktung“ festgelegt werden. Dadurch werden PPAs mit einer Laufzeit von drei bis vier Jahren ermöglicht, wie industrielle Abnehmer sie nutzen.**
11. Der BDEW schlägt außerdem die **Einführung einer staatlichen Besicherung des Ausfallrisikos grüner PPAs** vor, die im Falle einer Insolvenz des PPA-Abnehmers für die verbleibende Laufzeit des Liefervertrags greift. Der Lieferant kann seinen Strom dann anstelle der Direktlieferung an der Börse zum Spotmarktpreis vermarkten. Liegt der **Spotmarktpreis** unter dem PPA-Preis, erhält der Lieferant 80 % dieser Differenz erstattet. Er muss dann so rasch wie möglich einen neuen PPA mit einem anderen Abnehmer abschließen, sodass die Zahlung der Besicherung dann enden kann. Sind seit Abschluss des ursprünglichen PPA-Vertrags die PPA-Preise gesunken, werden über die gesamte

Restlaufzeit des ursprünglichen PPA-Vertrags 80 % der Differenz zwischen neuem und altem PPA-Preis gezahlt. **Durch diese Besicherung kommen zum einen auch weniger bonitätsstarke und damit deutlich mehr PPA-Abnehmer für PPAs in Frage und zum anderen sinken für nur durch PPAs finanzierte Projekte die Finanzierungskosten.** Der BDEW hat diesen Vorschlag in seinem [Positionspapier „Besicherung des Ausfallrisikos grüner PPAs – Handlungsempfehlungen des BDEW“](#) genauer ausgearbeitet.

- 12. Die Rechte zur Verlegung von Netzanschlusskabeln zum Netzverknüpfungspunkt sowie zur Überfahrt und Überschwenkung** bei Errichtung und Rückbau nach §§ 11a, 11b EEG sollten – wie vormals im Regierungsentwurf zum Solarpaket I vorgesehen – auch **auf private Flächen ausgeweitet** werden. So wird der Flächenzugang für den Netzanschluss gesichert.
- 13.** Der BDEW begrüßt bei der **Erhebung der kommunalen Beteiligung am finanziellen Ertrag von Windenergieanlagen an Land und PV-Freiflächenanlagen die Streichung** der bisher von der Zahlung erfassten **fiktiven Strommenge**. Es sollte **aus Sicht des BDEW allerdings anstelle der im Gesetzentwurf vorgesehenen „erzeugten Strommenge“ die „eingespeiste Strommenge“ zugrunde gelegt werden**. Andernfalls entstehen durch den Aufwuchs lokaler Nutzungsformen unterhalb des Netzanschlusses zunehmend Zahlungsansprüche der Gemeinden an die Anlagenbetreiber, die nicht über das EEG refinanzierbar sind. Außerdem ist die Erhöhung der kommunalen Beteiligung auf 0,3 ct/kWh ein wirkungsvolles Instrument, um lokale Wertschöpfung im ländlichen Raum zu ermöglichen. Die 0,3 Cent/kWh sollten zukünftig die Obergrenze für die kommunale Beteiligung für Windenergieanlagen an Land als auch PV-Anlagen sein. Die Kommunalabgabe nach § 6 EEG wird in der Praxis durch weitere finanzielle Verpflichtungen aus den Landesbeteiligungsgesetzen ergänzt. Dies erhöht die Projektkosten und erschwert die Umsetzung von Windenergieprojekten. **Vor diesem Hintergrund sollte die Länderöffnungsklausel in § 22b Abs. 6 EEG 2023 dahingehend angepasst werden, dass über die bundesrechtliche Regelung des § 6 EEG hinausgehende Verpflichtungen zur finanziellen Beteiligung der Gemeinden ausgeschlossen werden.** Sofern die Länderöffnungsklausel jedoch unverändert bestehen bleibt, muss zumindest sichergestellt werden, dass Kommunalbeteiligungen oberhalb von 0,2 ct/kWh vollständig refinanziert werden können.
- 14.** Der BDEW begrüßt den Schritt hin zu **mehr Direktvermarktung**. Eine vollständige Streichung der **Ausfallvergütung** könnte jedoch dazu führen, dass direktvermarktungspflichtige Anlagen unkontrolliert einspeisen, nicht fristgerecht in Betrieb genommen werden können oder infolge der Insolvenz eines Direktvermarkters kurzfristig außer Betrieb genommen werden müssen. Der BDEW hält daher eine zeitlich **auf den Kalendermonat der Inbetriebnahme und den Folgemonat sowie für die Folgezeit des**

Anlagenbetriebs auf nur einen Kalendermonat befristete Ausfallvergütung in Höhe des Marktwertes des Stroms für sachgerecht. So wird gerade die rechtzeitige Inbetriebnahme einer ausschreibungsbedingt realisierungspflichtigen EEG-Anlage sichergestellt.

- 15. Besondere Solaranlagen**, insbesondere Agri-PV, sind für einen innovativen und flächeneffizienten Erneuerbare-Energien-Ausbau unverzichtbar. Der BDEW kritisiert daher die Streichung der Sonderbehandlung für besondere Solaranlagen bei Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments und **fordert die Beibehaltung des Untersegments der besonderen Solaranlagen zusammen mit gesonderten, höheren Höchstwerten**. Der BDEW hält die Streichung des Untersegments der besonderen Solaranlagen für nicht sachgerecht. Die alternative Einführung eines Bonus für Agri-PV-Anlagen und Moor-PV-Anlagen in der Ausschreibung und in der gesetzlichen Förderung soll die nachteiligen Effekte mildern. Der eingeführte Bonus von 0,5 Cent/kWh ist dafür jedoch aus Sicht des BDEW zu niedrig, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen, wodurch diese faktisch von EEG-Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segmentes ausgeschlossen werden könnten. Zudem begrüßt der BDEW die Anpassungen bei der Zusammenfassung von Solaranlagen nach § 24 EEG im Grundsatz, fordert jedoch, dass neben privilegierten Anlagen nach § 35 Baugesetzbuch (BauGB) auch sämtliche besonderen Solaranlagen von der Zusammenfassung ausgenommen werden, da ihr Dual-Use-Charakter zu einem geringeren Flächenverbrauch führt (siehe BDEW-Papier „Zusammenfassung von besonderen Solaranlagen und PV-Freiflächenanlagen (PV-FFA) entlang von Verkehrswegen“).
- 16.** Die im Gesetzentwurf vorgesehenen Änderungen bei den **naturschutzfachlichen Anforderungen an PV-Freiflächenanlagen** gehen ebenfalls nach BDEW-Ansicht in die richtige Richtung. Sie reichen aber anlagenbetreiberseitig zur hinreichenden Durchführbarkeit der Anforderungen und netzbetreiberseitig zur hinreichenden Prüfbarkeit der Anforderungen nicht aus. Der BDEW verweist insoweit auf sein **Positionspapier „Einführung von ökologischen Mindeststandards für Solaranlagen auf der Freifläche“**. Außerdem sollten diese Anforderungen bei Anlagen nach § 48 EEG 2023 nur für solche mit einer Leistung von mehr als 30 kW gelten, da ansonsten sämtliche **„Zaun-PV-Anlagen“** an Grundstücksgrenzen von Wohngebäuden in den Anwendungsbereich der Regelung fielen.
- 17.** Der BDEW begrüßt die Fortführung der durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) für 2026 festgelegten **Höchstwerte für Biomasse** auch im Jahr 2027 und deren Verwendung als Ausgangsbasis für 2028 ff. Die ersatzlose Streichung der Biomethan-Ausschreibung lehnt der BDEW in der Form ab. Stattdessen sollte eine Öffnung der Biomasseausschreibung für Biomethananlagen vorgesehen werden.

18. Der BDEW sieht die **Notwendigkeit eines beihilferechtlichen Vorbehalts**. Allerdings sind zahlreiche Regelungen des „Solarpaketes 2024“ weiterhin nicht beihilferechtlich genehmigt. Der Gesetzgeber sollte im Gesetzentwurf daher klarstellen, ob und inwieweit gerade Regelungen bei der gesetzlichen Förderung (Förderzone > 40 kW, Ersetzungsvorgaben für Aufdach-PV-Anlagen) auch rückwirkend oder nur für die Zukunft anwendbar sind.
19. Der BDEW kritisiert die vorgesehene vollständige Abschaffung der eigenständigen Biomethanausschreibungen und fordert ihren Fortbestand, zumal eine Integration von Biomethan in die allgemeinen Biomasseausschreibungen nicht vorgesehen ist. Damit entfällt für neue Biomethan-Hochflex-KWK ein verlässlicher Investitionsrahmen, ohne dass ein gleichwertiges, beihilferechtlich gesichertes Nachfolgeinstrument besteht. Die geringe Beteiligung an früheren Biomethanausschreibungen war Ausdruck eines nicht tragfähigen Ausschreibungsdesigns. Systemdienliche KWK-Anlagen dürfen nicht gegenüber Kesseln benachteiligt werden. Biomethan in flexibler KWK muss gegenüber der reinen Wärmeerzeugung (Biogaz/Grüngasquote) gleichgestellt und aufgrund des zusätzlichen Strom- und Kapazitätsnutzens besser vorrangig berücksichtigt werden.
20. **Bürokratieabbau und Kosteneinsparungen:** Die rückwirkende Absenkung der **Sanktionen nach § 52 Abs. 3 EEG** sollte auf das jeweils vorangegangene Kalenderjahr beschränkt werden, da ansonsten die Lenkungswirkung der Sanktionen verloren gehen und der Abwicklungsaufwand bei den Netzbetreibern zu hoch werden würde, einschließlich hoher Rückstellungen. Hinsichtlich der Bürokratieeinsparungen verweist der BDEW außerdem auf die vorstehenden Darstellungen unter Nr. 3 zum Refinanzierungsbeitrag und unter Nr. 5 **sowie auf die nachstehenden Darstellungen zu den unnötigen Datenmitteilungspflichten nach § 51a EEG-RefE unter Nr. 6.2 und zu der Erstreckung der kommunalen Beteiligung auf alle „erzeugten Strommengen“ unter Nr. 10.1.**
21. Im einstweiligen Rechtsschutz nach § 83 EEG können bereits heute sämtliche erfassten Ansprüche durchgesetzt werden, ohne dass die Voraussetzungen der §§ 935, 940 ZPO vorliegen müssen. Mit der vorgesehenen Einbeziehung von Ansprüchen nach § 8b EEG wird diese Privilegierung nochmals ausgeweitet. Dies lehnt der BDEW ab, weil bereits Kritik an der Verständlichkeit von § 8b besteht.

1. Einleitung

Der BDEW begrüßt, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit dem vorliegenden, inoffiziellen Entwurf zur EEG-Novelle 2027 die europarechtlich erforderlichen Anpassungen des Förderrahmens für Erneuerbare Energien aufgreift und zugleich eine stärkere Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren anstrebt. Aus Sicht des BDEW ist entscheidend, dass die Neuregelungen Investitionssicherheit gewährleisten, europarechtskonform ausgestaltet und gleichzeitig praktikabel sind und administrativ umsetzbar bleiben.

Zudem muss bei der Umsetzung der aktuell parallellaufenden Regulierungsprozesse auf Kohärenz geachtet werden. So hat beispielsweise der durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) verantwortete Prozess zur Neugestaltung der Netzentgeltsystematik (AgNes) wesentlichen Einfluss auf die künftige Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen. Ebenso beeinflussen die Neuregelungen des "Netzanschlusspakets" des BMWi wesentlich den künftigen Ausbau der Erneuerbaren Energien und müssen daher aufeinander abgestimmt entschieden werden.

Vor dem Hintergrund der eingetretenen Verzögerungen muss nun aus Sicht des BDEW die EEG-Novelle dringend zügig abgeschlossen werden. Erfolgt die Verabschiedung des EEG erst im Oktober und die Kommission benötigt anschließend mehrere Monate für die beihilferechtliche Prüfung, insbesondere der Erlösabschöpfung, entsteht ein erhebliches Risiko zeitlich in Verzug zu geraten. Auch benötigen die Netzbetreiber ausreichend Zeit für die Umsetzung der Neuerungen.

Ambitionierte Ausschreibungsvolumina führen nur dann zu realem EE-Zubau, wenn Netzananschlusskapazitäten, Netzausbau, Redispatch und künftige Netzentgeltsystematik verbindlich mitgedacht werden. Andernfalls entstehen Projekte, die zwar bezuschlagt, aber aufgrund fehlender Netzkapazitäten oder struktureller Abregelung wirtschaftlich entwertet werden. Nicht zuletzt deshalb muss der Netzausbau insbesondere in der Hochspannung massiv beschleunigt werden.

Die Forderung nach Konsistenz gilt insbesondere auch für die Rechenzentrumsstrategie und die Chemieagenda, sowie zu den Zielsetzungen des Klimaschutzprogramms 2026 inkl. der nun im EEG festgelegten Sonderausschreibungen von 12.000 MW Windenergie bis 2030 als dessen wichtigstem Baustein.

Der BDEW bedauert die extrem kurz bemessene Frist zur Verbändekonsultation, entgegen den Ankündigungen des Gesetzgebers. Durch die Kürze des Verfahrens wird eine fundierte fachliche Bewertung von gesetzlichen Neuerungen durch die Unternehmen und Verbände der Energiewirtschaft und eine angemessene demokratische Beteiligung wesentlich erschwert. Es droht nicht nur eine Aushebelung des demokratischen parlamentarischen Prozesses, sondern

extrem kurze Fristen für Stellungnahmen stellen auch eine Quelle für vermeidbare Fehler dar, die in der Folge zu Umsetzungsfehlern und Kosten führen.

Der BDEW steht für einen konstruktiven Dialog mit Politik und Behörden zur Verfügung, um die EEG-Gesetzgebung so auszugestalten, dass sie handhabbar umgesetzt werden kann und damit einen verlässlichen Rahmen für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien schafft. Um so mehr ist es wichtig, dass Eingaben der Energiewirtschaft auch tatsächlich beachtet und berücksichtigt werden.

In diesem Zusammenhang möchten wir auch auf die Bedeutung des Bürokratieabbaus im Kontext des EEG hinweisen. Das EEG steht exemplarisch für den Anstieg der Anzahl an Gesetzen in der Energiewirtschaft. Es wurde im Jahr 2000 als wegweisende Initiative gefeiert, um den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland voranzutreiben. Der Ausbau der Erneuerbaren ist ein wichtiger Teil der Energiewende und das EEG ist hierbei ein wesentlicher Motor. Doch im Laufe der Jahre führten die wiederkehrenden Novellierungen und Ergänzungen im EEG dazu, dass das Gesetz immer komplexer und kleinteiliger wurde. Neben den 7 großen Novellen gab es zudem 56 Änderungen des Gesetzes. Startete der Gesetzgeber im Jahr 2000 noch mit überschaubaren 12 Paragraphen, wuchs das EEG bis 2021 auf 200 Paragraphen an. In den nächsten zwei Jahren reduzierte sich immerhin der Umfang u.a. durch den Wegfall der EEG-Umlage auf 167 Paragraphen. Die Regelungen bleiben jedoch umfangreich und im Detail komplex. Das Beispiel „Wegfall der EEG-Umlage“ zeigt jedoch, dass eine Reduzierung der Regelungsdichte grundsätzlich möglich und weiterhin notwendig ist. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund, dass die Bundesregierung mit dem Koalitionsvertrag, mit der Modernisierungsagenda und auch mit der Föderalen Modernisierungsagenda entscheidende Schritte für modernere Prozesse und weniger Bürokratie gehen will. Durch die RED-/RED-II-Vorgaben wurden zusätzliche Nachhaltigkeits-, Nachweis- und Zertifizierungsanforderungen eingeführt, ohne bestehende nationale EEG-Regelungen systematisch darauf abzustimmen oder zu konsolidieren. Dadurch entstehen für Anlagenbetreiber parallele Nachweis- und Dokumentationspflichten sowie teils unterschiedliche Anforderungen zwischen nationalem EEG-Recht und europäischem Recht.

Eine isolierte oder zeitlich entkoppelte Umsetzung der Regelwerke birgt das Risiko widersprüchlicher Investitionssignale, steigender Kapitalkosten und zusätzlicher Verzögerungen beim Erneuerbaren-Ausbau. Der Gesetzgeber sollte daher sicherstellen, dass EEG-Novelle und Netzanschlussreform als kohärentes Gesamtpaket ausgestaltet und abgestimmt beschlossen werden.

Vor diesem Hintergrund nimmt der BDEW zu den zentralen Regelungsbereichen wie folgt Stellung:

2. Regelungen zu den Ausbaupfaden und Ausschreibungsvolumina Erneuerbarer Energien

Der BDEW begrüßt, dass der Referentenentwurf an den Zielen des EEG von 80 % Strom aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 festhält, den Ausbaupfad fortführt und die daraus abgeleiteten Ausschreibungsmengen bis 2032 verstetigt.

2.1 Anpassungen des Ausschreibungspfades für Windenergieanlagen an Land (§ 28 EEG) sowie Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine für Resilienzausschreibungen (§ 28a EEG)

Mit den Änderungen in § 28 Absatz 2 EEG 2027 wird der Ausschreibungspfad über 2028 hinaus für weitere vier Jahre fortgeschrieben. Das Ausschreibungsvolumen soll in den Jahren 2027 und 2028 jeweils 15.000 MW, im Jahr 2029 12.000 MW und in den Jahren 2030-2032, 10.000 MW betragen. Für die Maiausschreibung 2029 ist vorgesehen, dass zusätzlich 2000 Megawatt ausgeschrieben werden. Die Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land sollen im Jahr 2027 zu den Gebotsterminen am 1. Februar, 1. Mai und 1. November und in den Jahren 2028 bis 2032 jeweils zu den Gebotsterminen am 1. Mai, 1. August und 1. November stattfinden. Dabei sollen im Jahr 2027 zum Gebotstermin 1. August sowie ab 2028 jeweils zum Ausschreibungstermin zum 1. Februar sog. Resilienzausschreibungen zur Verfügung stehen. In Summe solle es damit weiterhin vier Ausschreibungstermine geben.

Darüber hinaus werden ebenfalls für die sechs Jahre von 2027 bis 2032 jährlich 3.500 MW Resilienzausschreibungen für Windenergie an Land ausgeschrieben. Mit den Ergänzungen in § 28 Absatz 3 Nummer 2c EEG 2027 wird klargestellt, dass die Mengen, die im Rahmen der Resilienzausschreibungen ausgeschrieben werden, von den im selben Jahr auszuschreibenden Mengen für Windenergieanlagen an Land abgezogen werden. Können Mengen in den Resilienzausschreibungen nicht bezuschlagt werden, werden sie im Folgejahr der Ausschreibungsmenge für reguläre Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land wieder hinzugerechnet.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW begrüßt die Fortsetzung des Ausbaus der Windenergie an Land durch angemessenen hohen Ausschreibungsvolumina sowie die Aufnahme der zusätzlichen 12 GW Ausschreibungsvolumen aus dem geeinten Klimaschutzprogramm der Bundesregierung. Zwar kann ein jährlicher Sonderausschreibungstermin im Rahmen einer Resilienzausschreibung den administrativen Abwicklungsaufwand reduzieren. Dem stehen jedoch erhebliche Klumpenrisiken sowie bislang ungeklärte und komplexe Umsetzungs- und Ausgestaltungsfragen der NZIA-Kriterien gegenüber, die im Rahmen einer Verordnung zudem innerhalb eines sehr engen zeitlichen Rahmens umgesetzt werden müssten. Vielmehr regt der BDEW an, die regulären vier Ausschreibungstermine zum 1. Februar, 1. Mai, 1. August und 1. November beizubehalten und

die **Volumina der Resilienzausschreibung unterjährig gleichmäßig auf alle vier Ausschreibungstermine** zu verteilen. Im Idealfall sollten die vorgesehenen Mengen der Resilienzausschreibungen für Wind an Land **zusätzlich** zum regulären EEG-Volumen ausgestaltet werden. Derzeit sind Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung von rund 69 Gigawatt in Betrieb. Diese leisten einen zentralen Beitrag zur Stromversorgung. Der gesetzliche Ausbaupfad gemäß § 4 Abs. 1 Nr. 1b EEG sieht für das Jahr 2026 eine installierte Leistung von 84 Gigawatt vor. Daraus ergibt sich aktuell eine **Ausbaulücke von rund 15.000 Megawatt**. Der BDEW weist auf den erheblichen Projektstau genehmigter, aber bislang nicht bezuschlagter Windenergieprojekte an Land hin. Allein Ende April 2026 lagen Genehmigungen für Windenergieanlagen an Land im Umfang von mehr als 17.000 MW vor, deren zügige Realisierung möglich und zeitnah entfesselt werden sollte.

Für den Zeitraum der Umsetzung der zwölf Gigawatt zusätzlicher Ausschreibungsvolumina aus dem Klimaschutzprogramm schlägt der BDEW zusätzlich die **Einführung einer temporären Süd-Quote** in den regulären Ausschreibungsterminen vor. Damit könnte gezielt die Allokation von Windenergieanlagen an Land in den Lastzentren in Süddeutschland angereizt werden. Die Definition der Südregion ergibt sich aus Anlage 5 (zu § 3 Nummer 43c) EEG. 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.

Für Windenergie-Projekte mit ihren üblichen langen Entwicklungs- und Finanzierungszeiträumen sollte aus Sicht des BDEW zudem eine Planungssicherheit über 2032 hinaus geschaffen und im EEG 2027 verankert werden.

2.2 Änderungen des Ausschreibungsvolumina für Solaranlagen des ersten Segments (§ 28a EEG)

Mit den Änderungen in § 28a Absatz 1 und 2 EEG 2027 wird der Ausschreibungspfad für Solaranlagen des ersten Segments über das Jahr 2028 hinaus fortgeschrieben und die Ausschreibungsmenge auf jeweils 14.000 MW für die Jahre 2027 bis 2032 festgelegt. Gemessen an den Volumina der Ausschreibungen gemäß EEG 2023 von jährlich 9.900 MW zwischen 2025 und 2029 ist dies eine erhebliche Steigerung, die dem Ziel der Verlagerung des PV-Ausbaus auf das kostengünstigere Freiflächen-Segment Rechnung trägt. Folgerichtig wird die durch das Solarpaket I eingeführte Aufteilung von 50 % der gesamten Ausschreibungsmengen auf das erste Segment und 50 % auf das zweite Segment aufgegeben.

Darüber hinaus werden unterzeichnete Mengen aus Resilienzausschreibungen sowie nicht bezuschlagte Gebotsmengen aus dem zweiten Segment im Folgejahr den Ausschreibungsmengen des ersten Segments hinzugerechnet. Gleichzeitig regelt § 28a Absatz 3 Nummer 2

Buchstabe c) EEG 2027, dass die im Rahmen von Resilienzausschreibungen ausgeschriebenen Mengen im jeweiligen Jahr von den regulären Ausschreibungsmengen des ersten Segments abgezogen werden. Nicht realisierte oder entwertete Mengen fließen im Folgejahr wieder den regulären Ausschreibungen zu.

Zudem wird gewährleistet, dass bei einer Gefährdung der Ausbauziele – insbesondere bei einem hinter den Erwartungen zurückbleibenden Zubau unterhalb der Ausschreibungsschwelle von 750 kW im zweiten Segment – entsprechende Mengen im Folgejahr über die Ausschreibungen des ersten Segments nachgeholt werden. Die Nachholung von Gebotsmengen eines Jahres ist allerdings im Folgejahr abgeschlossen und erstreckt sich nicht ins übernächste Jahr.

Zunächst wird der Zeitraum in Absatz 1 so angepasst, dass auch nach 2028 weiterhin Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments durchgeführt werden können. Die Mengensteuerung wird zudem mit den Resilienzausschreibungen verzahnt: In einem Jahr ausgeschriebene Resilienzmengen werden von den regulären Ausschreibungsmengen des ersten Segments abgezogen. Umgekehrt fließen zwar bezuschlagte, später jedoch entwertete Gebotsmengen wieder den regulären Ausschreibungen zu.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW begrüßt die Anhebung des Ausschreibungsvolumens für PV-Freiflächenanlagen.

Diese Neuerung trägt der geplanten Stärkung des Zubaus der kostengünstigen PV-Freiflächenanlagen Rechnung. Wünschenswert wären 500 MW Resilienzausschreibung als zusätzliche Volumina. Sofern dies nicht umgesetzt wird, **sollten nicht bezuschlagte Mengen aus dem einmaligen Termin der Resilienzausschreibung ab dem Jahr 2027 unterjährig auf die folgenden regulären Ausschreibungstermine verteilt** werden.

Dadurch, dass die Korrekturmengen nur noch auf die zwei folgenden Runden, anstatt wie bisher die folgenden drei Runden, verrechnet werden, kann es zu mehr Mengenschwankungen zwischen den Runden kommen. Das sollte behoben werden.

2.3 Änderungen des Ausschreibungsvolumina für Solaranlagen des zweiten Segments (§ 28b EEG)

Mit der Änderung in § 28b Absatz 1 EEG 2027 wird der Ausschreibungspfad für Solaranlagen des zweiten Segments über das Jahr 2028 hinaus fortgeschrieben und die Ausschreibungsmenge auf 1.500 MW abgesenkt.

Die Neufassung des § 28b Absatz 3 EEG 2027 regelt, dass Unterzeichnungen künftig ausschließlich im Rahmen der Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments nach § 28a EEG 2027 verrechnet werden. Zudem wird nachvollzogen, dass aufgrund der Absenkung der Ausschreibungsschwelle auf 750 kW, die im Vorjahr außerhalb der Ausschreibungen

realisierten Zubaumengen ab dieser Schwelle von den Ausschreibungsmengen des Folgejahres abzuziehen sind. Dies betrifft insbesondere Solaranlagen von Bürgerenergiegesellschaften sowie Anlagen des zweiten Segments oberhalb von 750 kW außerhalb der EEG-Förderung.

Die Änderung in § 28b Absatz 4 EEG 2027 regelt, dass die Nachholung von Gebotsmengen eines Jahres im Folgejahr abgeschlossen ist und sich nicht ins übernächste Jahr erstreckt.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW begrüßt im Lichte der Bemühungen um eine Kostendämpfung der Energiewende im Stromsektor die Stärkung des PV-Ausbaus auf Freiflächen und die damit einhergehende Verringerung der Ausschreibungsvolumina für PV-Anlagen des zweiten Segments.

2.4 Änderungen des Ausschreibungsvolumina für Biomasseanlagen (§ 28c EEG)

Änderung der Ausschreibungsjahre für Biomasseanlagen in § 28c Abs. 1 und 2 EEG 2027 von 2023 und 2028 auf die Jahre **2027 und 2032** jeweils zu den Gebotsterminen am 1. April und 1. Oktober.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW begrüßt die Weiterführung und Erhöhung der Ausschreibungsvolumina für Biomasseanlagen durch Anpassung der Jahresdaten.

2.5 Streichung der Ausschreibungsvolumina für Biomethananlagen (§ 28d EEG)

Die Streichung der Biomethanausschreibungen nach § 28d EEG 2023 wird mit der Begründung angeführt, dass Biomethan zukünftig dringend in anderen Sektoren benötigt werde. Grundsätzlich gab es seit dem EEG 2023 bis zum Jahr 2025 lediglich ein Gebot, das zudem nicht zugelassen wurde. Damit sind drei Jahre keine EEG-Gebote eingegangen. In der Ausschreibung vom 1. April 2026 wurden 6 Gebote mit einer Leistung von 38 MW bei einem reduzierten Ausschreibungsvolumen von 61 MW bezuschlagt. Auch die im ursprünglichen Entwurf für eine EEG-Novelle vom April 2026 enthaltenen Vorschläge hätten nach Einschätzung des BDEW zu keiner signifikanten Erhöhung der Anzahl der Gebote geführt.

Die zweite für September 2026 vorgesehene Ausschreibung wird im Verständnis des BDEW planmäßig durchgeführt werden. Dies ist aus Gründen des Vertrauensschutzes für geplante und ggf. schon im Genehmigungsverfahren befindliche Projekte auch angezeigt.

BDEW-Bewertung:

Bei der Ausgestaltung der Bio-Treppe & Grüngasquote bedarf es einer verlässlichen und realistischen Abschätzung des vorhandenen „Bio-Potenzials“ anhand einer nationalen

Biomassestrategie sowie darauf aufbauend einer nationalen Biomethan-Strategie und eines europäischen Handelssystems. Die Begründung für die Streichung der Biomethanausschreibungen nach § 28d EEG 2023, Biomethan werde künftig verstärkt in anderen Sektoren benötigt, greift zu kurz. Zwar ist Biomethan aufgrund begrenzter Potenziale ein wertvoller Energieträger, dessen Einsatz möglichst effizient erfolgen sollte. Daraus folgt jedoch nicht, dass die Verstromung an Bedeutung verliert. Im Gegenteil: Biomethan ist einer der wenigen erneuerbaren Energieträger, der speicherbar, transportierbar und flexibel einsetzbar ist und damit einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität leisten kann. Gerade in einem Stromsystem mit hohen Anteilen volatiler erneuerbarer Energien wird Biomethan auch künftig für die bedarfsgerechte und gesicherte Stromerzeugung benötigt. Die Biomethanverstromung steht daher nicht im Widerspruch zu anderen Anwendungsbereichen, sondern bleibt ein unverzichtbarer Baustein eines klimaneutralen Energiesystems.

Durch die ersatzlose Streichung der Biomethan-Ausschreibungen wird ein KWK-basierter Biomethanbetrieb i.V.m. §39i Nr. 1a) perspektivisch nicht mehr möglich sein. Im Fall der Beibehaltung einer Streichung der Biomethan-Ausschreibungen, sollte zumindest der § 39 i Abs. 1a ebenfalls gestrichen werden, der den Ausschluss von Biomethan bei den Biomasse-Ausschreibungen vorsieht. Dadurch könnte die Teilnahme an der Biomasse-Ausschreibung auch für biomethanbetriebene Anlagen ermöglicht werden.

2.6 Änderungen der Regelungen für Ausschreibung für Wasserstoff (§§ 28f, 28g EEG)

Da die Ausschreibungen für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung (§ 28f EEG 2023) und die Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff (§ 28g EEG 2023) bisher nicht umgesetzt wurden und nicht mehr umgesetzt werden, werden die §§ 28f und 28g EEG 2023 gestrichen.

BDEW-Bewertung:

Eine Streichung der §§ 28f und 28g EEG über die Regelung von Ausschreibungen für Wasserstoff lehnt der BDEW ab. Die Ausschreibungen sind bislang nicht umgesetzt worden, stellen jedoch ein wichtiges Element zur Förderung im Wasserstoffhochlauf dar. Der BDEW begrüßt die Förderung von systemdienlichen Konzepten zur verbesserten Integration zunehmend volatiler Stromerzeugungskapazitäten und flexibler Speicherung grundsätzlich. Nach Auffassung des BDEW können Technologien zur Verstromung von reinem Wasserstoff eine wichtige Rolle einnehmen, um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen, wenn sie dazu beitragen das hohe Niveau an Versorgungssicherheit zu erhalten. Statt einer Streichung sollte die Bundesregierung vielmehr die Ausschreibungen technologieoffen ausgestalten (z. B. durch Zulassung von Strom aus EE-Anlagen, der zuvor in das Netz eingespeist wurde) und die Ausschreibungen kurzfristig starten. Ein volkswirtschaftlich effizienter Umsetzungspfad ist derzeit im Rahmen

der Ausschreibung für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung im Gesetzentwurf nicht ersichtlich. Versäumte Ausschreibungsmengen sollten nachgeholt und aufkommende Gebotstermine aufgeteilt werden.

3. Künftige Finanzierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien

3.1 Generelle Hinweise zur „Netzbetreiberabnahme“

Die gemäß dem EEG-Referentenentwurf als „Netzbetreiberabnahme“ vorgesehene Nachfolgeregelung zur Einspeisevergütung ist in vier Varianten aufgegliedert:

1. die befristete Übergangszahlung nach § 21 Abs. 1 Nr. 1 für 36 Kalendermonate (vgl. § 25 Abs. 1a) (Höhe; § 53c Abs. 1 EEG), also damit 5,2 Ct für alle Solaranlagen bis 750 kW (Dachanlagen) und 1 MW (Freiflächenanlagen).
2. „unentgeltliche Abnahme“,
3. die künftig für Neuanlagen ersatzlos gestrichene Ausfallvergütung und
4. Netzbetreiberabnahme für ausgeführte Anlagen in Höhe des Marktwerts.

BDEW-Bewertung:

Jenseits der einzelnen vier Vermarktungsvarianten (s. auch nachfolgend) ist festzustellen, dass für **„Nulleinspeisungsanlagen“** keine separate Vermarktungsmöglichkeit der Geringst-Einspeisungen vorgesehen ist. Es ist allerdings nicht ausgeschlossen, dass auch diese Anlagen geringste Strommengen in das Netz einspeisen, z. B. unterhalb der Toleranzgrenze entsprechender Energieflussrichtungsrelais oder bis zum „Anspringen“ dieser Relais in zeitlicher wie energetischer Hinsicht. Welche Vermarktungsmöglichkeit von den Anlagenbetreibern zulässigerweise beschränkt werden kann, ist gesetzgeberisch klarzustellen. Dies gilt insbesondere für **Nulleinspeiseanlagen größer 100 kW. Für Anlagen mit einer solchen Leistung soll künftig die Möglichkeit der unentgeltlichen Abnahme nicht mehr zur Verfügung stehen.**

Zudem sollte aus einer **Nulleinspeisung keine „Bagatelleinspeisung“** werden, was auch der Gesetzesbegründung zum insoweit geänderten § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EEG-RefE widersprechen würde („nur in technisch nicht vermeidbaren und im Umfang vernachlässigbar geringen Mengen in das Stromnetz eingespeist“). Die trotzdem geringfügig eingespeisten Strommengen müssten daher nach dem Referentenentwurf einer der bestehenden Vermarktungsmöglichkeiten zugeordnet werden. Eine automatisierte Zuordnung von geringfügigen „Nulleinspeisungsmengen“, als technisch nicht vermeidbare Minimaleinspeisungen, ist derzeit nicht gesetzlich vorgesehen, sollte aber aufgenommen werden, unabhängig von der Anlagengröße.

Für die Frage, wann überhaupt eine Nulleinspeisung vorliegt und welche geringfügige Netzeinspeisungen insofern zu dulden sind, siehe unter 9. zu § 9 Abs. 2 EEG-RefE.

Zu klären ist ferner, wie mit **nicht planbaren Überschusseinspeisungen von Anlagen > 100 kW**, die auf Eigenversorgung ausgerichtet sind und häufig keinen Direktvermarkter finden, umzugehen ist: Es liegt nahe, die unentgeltliche Abnahme auch über 100 kW einmalig sanktionierungsfrei befristet auf

- einen Kalendermonat sowie den Folge-Kalendermonat für den Fall der Inbetriebnahme der Anlage und
- einen Kalendermonat im Falle des Wechsels des Direktvermarkters

zuzulassen, um die Nachrüstung einer $P_{AV,E}$ -Regelung für die Realisierung einer Nulleinspeisung verpflichtend zu ermöglichen. Alternativ sollte die Ausfallvergütung für diese Anlagen mit den genannten Zeiträumen erhalten bleiben (s. nachfolgend unter 3.4 und 3. und 3.5).

Der BDEW sieht es darüber hinaus als zwingend notwendig an,

- dass – wie im Referentenentwurf auch vorgesehen – für **Anlagen bis 100 kW** weiterhin die Möglichkeit der „**unentgeltlichen Abnahme**“ fortbesteht, v.a. um Überschussstrom, der keiner Direktvermarktung zugeführt werden kann, weiterhin an den Netzbetreiber verkaufen zu können und ihn dann in den EEG-Netzbetreiber-Bilanzkreis einstellen zu können (dies gilt insbesondere für Anlagen bis 25 kW nach Auslaufen der befristeten Netzbetreiberabnahme, s. nachfolgend unter 3.2 und 3.4),
- dass **alternativ für Anlagen bis 25 kW** eine **Direktvermarktung mit Marktpremie** ermöglicht wird,
- dass für **Anlagen über 100 kW** eine **befristete „Ausfallvergütung“** für den Kalendermonat der Inbetriebnahme und den Folge-Kalendermonat beibehalten wird, in Höhe des Marktwertes, und für die Zeit danach für maximal einen Kalendermonat. Hierdurch wird eine rechtzeitige Inbetriebnahme bei EEG-Ausschreibungsanlagen auch bei Verzögerungen des Beginns der Direktvermarktung sichergestellt, und eine streng befristete Auffangregelung für den Fall der Beendigung eines Direktvermarktungsvertrages geschaffen (s. nachfolgend unter 3.2, 3.5 und 4.4).

Hieraus ergeben sich folgende Aufstellungen der Vermarktungsmöglichkeiten nach dem Referentenentwurf (nachfolgend unter 3.1.1) und nach den BDEW-Forderungen (3.1.2), die nachfolgend unter Nr. 3.2 ff. weiter präzisiert werden:

3.1.1 Änderung der Vermarktungsoptionen im EEG 2027 gemäß dem Referentenentwurf vom 17. Juli 2026

Leistung der Anlage	Unter 7 kW		Unter 25 kW	Ab 25 und einschl. 50 kW			Ab und einschl. 50 kW und unter 100 kW	Ab und einschl. 100 kW
In Anspruch nehmbarer Fördervarianten	Un-geför-derter (sonstige) Direktvermarktung plus Bonus von 1,5 ct/kWh für bis zu 48 Monate, unentgeltliche	Un-geför-derter (sonstige) Direktvermarktung plus Bonus von 1,5 ct/kWh für bis zu 48 Monate und	Un-geför-derter (sonstige) Direktvermarktung plus Bonus von 1,5 ct/kWh für bis zu 48 Monate, unentgeltliche	Un-geför-derter (sonstige) Direktvermarktung plus Bonus von 1,5 ct/kWh für bis zu 48 Monate und	Marktprämien und unentgeltliche Abnahme und	Marktprämien und unentgeltliche Abnahme	Marktprämien und unentgeltliche Abnahme	Marktprämien und unentgeltliche Abnahme und wegen

		Ab- nahm e und vergü- tete Netz- be- trei- berab nahm e	un- ent- geltli- che Ab- nahm e	Ab- nahm e und vergü- tete Netz- be- trei- berab nahm e	un- ent- geltli- che Ab- nahm e	ver- gü- tete Netz- be- trei- berab nahm e			Strei- chung keine Aus- fall- ver- gü- tung
Abhängig von Inbe- triebnahme in:		Inbe- trieb- nahm e in 2027, 2028 und 2029	Inbe- trieb- nahm e in 2030 ff.	Inbe- trieb- nahm e in 2027 und 2028	Inbe- trieb- nahm e in 2029 ff.	Inbe- trieb- nahm e in 2027	Inbe- trieb- nahm e in 2028 ff.	egal	egal
Aus- nahm e:	Be- fris- tete Über- gangs zah- lung ist nicht an- wend- bar auf								

	Ste- cker- solar- ge- räte mit einer instal- lier- ten Leis- tung der Solar- an- lage oder der Solar- anla- gen von insge- samt bis zu 2 kW und mit einer Wech- sel- richte- rleis- tung von insge- samt				
--	--	--	--	--	--

	bis zu 800 Volt- am- pere, die hinter der Ent- nah- me- stelle eines Letzt- ver- brau- chers be- trie- ben wer- den; die- sen Anla- gen steht daher nur die un- ent- geltli- che Ab- nahm e				
--	---	--	--	--	--

	oder die un- geför- derte (sons- tige) Di- rekt- ver- mark- tung zur Verfü- gung.				
--	---	--	--	--	--

3.1.2 BDEW-Forderungen hinsichtlich der Vermarktungsoptionen nach dem EEG 2027

Der BDEW fordert, die im Referentenentwurf vorgesehenen Vermarktungsoptionen der EEG-Anlagenbetreiber wie folgt zu ändern, wobei Änderungen gegenüber dem Referentenentwurf in Fettdruck dargestellt werden, und der Förderausschluss bei Anlagen bis 25 bzw. 10 kW nur im Falle der Überschussstromeinspeisung greifen soll:

Leis- tung der An- lage	Unter 7 kW		Unter 25 kW		Ab und ein- schl. 25 kW und unter 100 kW	Ab und ein- schl. 100 kW
In An- spruch nehm- bare Förder- varian- ten	Geför- derte Di- rektver- mark- tung mit Markt- prämie, ungeför- derte, sonstige	Geför- derte Di- rektver- marktung mit Marktprä- mie und	Geför- derte Di- rektver- mark- tung mit Markt- prämie, ungeför- derte, sonstige	Geför- derte Di- rektver- marktung mit Marktprä- mie, und	Marktprä- mien- und un- geförderte (sonstige) Di- rektvermark- tung und un- entgeltliche Abnahme	Marktprä- mien- und un- geförderte (sonstige) Di- rektvermark- tung, Beibe- haltung der Ausfallvergü- tung für Ka- lendermonat

	Direktvermarktung, unentgeltliche Abnahme und „vergütete Netzbetreiberabnahme in Höhe des Marktwerts“	unentgeltliche Abnahme	Direktvermarktung, unentgeltliche Abnahme und „vergütete Netzbetreiberabnahme“	unentgeltliche Abnahme		der Inbetriebnahme und 1 Kalendermonat später zu Förderhöhe vom Marktwert, und bei Beendigung des DV-Vertrags für Zwischenzeit von 1 Kalendermonat; alternativ Streichung der 100 kW-Schwelle für die unentgeltliche Abnahme
Abhängig von Inbetriebnahme in:	Inbetriebnahme in 2027, 2028 und 2029	Inbetriebnahme in 2030 ff.	Inbetriebnahme in 2027, 2028 und 2029	Inbetriebnahme in 2030 ff.	egal	egal
Bei Nulleinspeisungsanlagen:	Hier gilt für Minimalst-Strommengen, die in das Netz eingespeist werden, sowieso bis 100 kW die unentgeltliche Abnahme.					Öffnung der unentgeltlichen Abnahme für Minimalst-Strommengen, die in das Netz eingespeist werden
Ausnahme:	Netzbetreiberabnahme ist nicht anwendbar auf Steckersolargeräte mit einer installierten					

	Leistung der Solaranlage oder der Solaranlagen von insgesamt bis zu 2 kW und mit einer Wechselrichterleistung von insgesamt bis zu 800 Voltampere, die hinter der Entnahmestelle eines Letztverbrauchers betrieben werden; diesen Anlagen steht daher nur die unentgeltliche Abnahme oder die ungeforderte (sonstige) Direktvermarktung zur Verfügung.		
--	--	--	--

3.2 Befristete Förderung von Neuanlagen unter 50 kW bzw. unter 25 kW bzw. 7 kW im Sinne der Netzbetreiberabnahme als "befristete Übergangszahlung"

Die befristete Übergangszahlung in der Netzbetreiberabnahme bedeutet nach dem Referentenentwurf einen Verkauf des Stroms an den Netzbetreiber. Dieser stellt den Strom in seinen Netzbetreiber-EEG-Bilanzkreis und zahlt dem Betreiber dafür den anzulegenden Wert abzüglich 1 Ct (§ 53 Abs. 1 EEG-RefE) für diesen Strom. Die befristete Übergangszahlung beträgt 5,2 Cent/kWh und ergibt sich durch den um 1 Cent/kWh reduzierten AZW von 6,2 Cent/kWh. Sie ist auf 36 Monate nach Inbetriebnahme befristet. Sie kann für Anlagen mit weniger als 50 Kilowatt, die ab dem 1. Januar 2028 in Betrieb gehen, in Anspruch genommen werden. Ab 1. Januar 2029 reduziert sich die Leistungsgrenze für Neuanlagen auf 25 Kilowatt und ab dem 1. Januar 2030 auf 7 kW. Gemäß § 85 Abs. 2 Nummer 2a EEG-RefE kann der Zeitrahmen für die befristete Netzbetreiberabnahme bis höchstens 31.12.2032 verlängert werden für Anlagen kleiner 25 kW, was als Ausweichszenario zu begrüßen ist.

Zahlungen im Rahmen der befristeten Übergangszahlung nach § 21 Abs. 1 Nr. 1 sind bis zum Ende des 36. Monats auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Kalendermonats zu leisten (§ 25 Abs. 1a EEG-RefE). Für Zeiten nach dieser Frist steht die befristete Übergangszahlung für diese Anlagen nicht mehr zur Verfügung, sondern nur noch die „unentgeltliche Abnahme“ oder die „sonstige Direktvermarktung“. Da diese Regelung ein individuelles Ende je Anlage und damit auch ein unterjähriges Ende bedeutet, sollte die Beendigung aus abrechnungstechnischen Gründen und dem noch nicht vollständig ausgerollten intelligenten Messsystem immer zum Jahresende erfolgen.

BDEW-Bewertung:

Aus Sicht des BDEW ist die befristete Übergangszahlung ein praktikables Instrument, um kleine Strommengen noch kurze Zeit zu fördern. Wesentlich ist, dass sämtliche eingespeisten Energiemengen, unabhängig von der installierten Leistung der Anlage, geordnet bilanziert werden und nicht dem Differenzbilanzkreis des Netzbetreibers zugeordnet werden. Bei

Anlagen bis 100 kW ist dies durch die Netzbetreiberabnahme bzw. die unentgeltliche Abnahme gewährleistet.

Der BDEW begrüßt die Pflicht zur Direktvermarktung für Neuanlagen zwischen 7 kW und < 25 kW ab 2030. So kann ein geordneter Hochlauf der erwarteten Anwendungsfälle in den Unternehmen ermöglicht werden. Zu beachten ist auch, dass in den kommenden Jahren eine Reihe an Umsetzungs Herausforderungen an den Markt, insb. Netzbetreiber bestehen (u. a. MiSpeL, MaBiS-Hub, Energy Sharing). Hierzu ist es allerdings notwendig, dass wie vom BDEW vorgeschlagen weiter eine Marktprämie für kleine Anlagen gezahlt wird. Um die Direktvermarktung marktlich zu machen, sollte hier auf eine Leistungsbegrenzung verzichtet werden.

3.3 Kein Förderausschluss für Wasserkraft-Anlagen kleiner 25 kW

Der BDEW begrüßt, dass nach § 40 Abs. 2 EEG modernisierte Wasserkraftanlagen auch bis 25 kW für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen im Vergleich zum Arbeitsentwurf weiter einen Anspruch auf Marktprämie beanspruchen können.

BDEW-Bewertung:

Ein **Förderstopp für Neuanlagen unter 25 kW** hätte zu ungewollten Nebeneffekten bei der Sanierung und Ertüchtigung der Wasserkraft geführt. Diese Wasserkraftanlagen sind meistens – anders als Solaranlagen – Volleinspeisungsanlagen, die folglich auf eine Refinanzierung ihrer Investition in die Anlage über eine Einspeisevergütung angewiesen sind.

3.4 Unentgeltliche Abnahme

Bei der Unentgeltlichen Abnahme wird der Strom wie bereits bisher an den Netzbetreiber verkauft. Dieser stellt den Strom dann in seinen Netzbetreiber-EEG-Bilanzkreis ein und zahlt eine Einspeisevergütung in Höhe von gesetzlich null für diesen Strom. Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 kW, für die der Anlagenbetreiber keine andere Zuordnung getroffen hat, gelten wie bislang Anlagen von weniger als 400 kW (Inbetriebnahme vor 01.01.2026) oder Anlagen von weniger als 200 kW (Inbetriebnahme vor 01.01.2027) als der Veräußerungsform der Netzbetreiberabnahme in der Variante der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW begrüßt, dass das Institut der „unentgeltlichen Abnahme“ auch nach dem EEG 2027 fortgeführt werden soll, nun mit einer Leistungsschwelle für Neuanlagen von 100 kW.

Da auf Eigenversorgung ausgerichtete Anlagen auch > 100 kW erfahrungsgemäß häufig trotz intensiver Bemühungen nur sehr schwer einen Direktvermarkter finden, erscheint eine **Auf-fangregelung unverzichtbar**. Hierfür bietet sich

- entweder eine generell und unbefristet anwendbare „unentgeltliche Abnahme“ unter Aufhebung der Leistungsschwelle von 100 kW an,
- oder die Fortgeltung einer zeitlich begrenzten „Ausfallvergütung“.

Hierdurch würde die schnellstmögliche Anmeldung zur Direktvermarktung angereizt werden.

Die bisherige Ausfallvergütung sollte, wie in Kapitel 3.4 beschrieben, als befristetes Auffanginstrument fortgeführt und jenseits der Fristen durch die unentgeltliche Abnahme ersetzt werden. Die Ausfallvergütung kann künftig so befristet werden, dass sie für den Kalendermonat der Inbetriebnahme und den Folge-Kalendermonat anwendbar ist, und im Falle des Wechsels des Direktvermarkters für einen weiteren Kalendermonat. Sollte für die Folgezeit keine „unentgeltliche Abnahme“ zur Verfügung stehen, z. B. nach dem Referentenentwurf bei Anlagen > 100 kW, sollte die Befristung der „Ausfallvergütung“ durch eine sich daran anschließende Pflicht zur technischen Unterbindung der Einspeisung zu flankiert werden. Diese Fristen sind aus Sicht des BDEW angemessen, da ein kürzerer Übergangszeitraum bei unerwartetem Wegfall des Direktvermarkters – z. B. durch Insolvenz – und Einhaltung der MaKo-Fristen zur Bilanzkreisanmeldung nicht praxisgerecht wäre.

Zusätzlich ist zu beachten, dass die Netzbetreiber bei unentgeltlicher Abnahme keine Möglichkeit haben, **Sanktionszahlungen nach § 52 EEG** gegen Vergütungszahlungen aufzurechnen. Daher ist eine Regelung erforderlich, wie bei Zahlungsverweigerung der Anlagenbetreiber vorzugehen ist. Es ist aus Sicht des BDEW nicht vertretbar, dass der Netzbetreiber in jedem Einzelfall die Sanktionszahlungen einklagen muss.

Schließlich sollte für Anlagen mit einer „**Nulleinspeisung**“ die unentgeltliche Abnahme generell und ohne Schwellenwert geöffnet werden, damit die unvermeidlichen Minimal-Stromflüsse vom Netzbetreiber in seinen EEG-Bilanzkreis verbucht werden können (s. vorher unter Nr. 3.1).

3.5 Ausfallvergütung und deren Streichung im Gesetzentwurf

Die Ausfallvergütung wurde 2014 eingeführt und ist im EEG 2023 in § 21 Abs. 1 Satz 2 geregelt. Die Ausfallvergütung ist eine Absicherung für Anlagenbetreibende und verfolgt das Ziel, Finanzierungsrisiken zu minimieren. Sie soll greifen, wenn die Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien kurzfristig nicht umsetzbar ist. Seit dem EEG 2017 ist die Ausfallvergütung zeitlich stärker begrenzt. Um ein Ausnutzen dieser „Notvergütung“ zu vermeiden, ist die Höhe der Vergütung auf 80 % des anzulegenden Wertes reduziert, und sie beträgt als Folge-Ausfallvergütung nur den Marktwert bzw. null. Seit dem EEG 2017 ist die Laufzeit der Ausfallvergütung zudem auf maximal drei aufeinanderfolgende Kalendermonate und maximal sechs Kalendermonate im Jahr befristet, und seit dem EEG 2023 ist die Inanspruchnahme der Folge-Ausfallvergütung außerdem nach § 52 EEG 2023 sanktioniert.

Der Referentenentwurf sieht allerdings in § 21 Absatz 1 Satz 2 EEG-RefE für neue EE-Anlagen ab 100 kW eine vollständige Streichung der Ausfallvergütung vor.

BDEW-Bewertung:

Aus Sicht des BDEW ist ein Entfall der Ausfallvergütung grundsätzlich sinnvoll und angemessen, um die Direktvermarktung als gängige Veräußerungsform im Bereich von Anlagen kleiner 200 kWp durchgehend zu etablieren.

Eine eingeschränkte Ausfallvergütung sollte aus den Erfahrungen heraus **noch für den Kalendermonat der Inbetriebnahme einer Neuanlage und dem Folge-Kalendermonat greifen**, wenn parallel – wie im Referentenentwurf vorgesehen – der Schwellenwert für die „unentgeltliche Abnahme“ auf 100 kW abgesenkt wird. So können auch Betreiber von Anlagen, die noch keinen Direktvermarkter zum Inbetriebnahmezeitpunkt ihrer Anlage gefunden haben, eine Übergangsfrist zur Verfügung haben. Dies entspricht leider vielfach der Praxis bei Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW, sogar im Falle von Ausschreibungsanlagen, die eine Realisierungsfrist einhalten müssen.

Eine Ausfallvergütung sollte zudem **nach Ende eines Direktvermarktungsvertrages**, hier für die Dauer eines Kalendermonats, zulässig sein, wenn der Anlagenbetreiber noch keinen Anschluss-Direktvermarkter gefunden hat, oder wenn der bisherige Direktvermarkter wegen Insolvenz seine Geschäftstätigkeit eingestellt hat.

Beide Fälle kommen in der Praxis durchaus vor und würden bei ersatzloser Streichung der Ausfallvergütung für Neuanlagen ≥ 100 kW zu einem regelungsfreien Rechtszustand führen:

Die Anlage könnte in den vorstehenden Fällen gar nicht in Betrieb genommen werden, selbst wenn dies z. B. aufgrund des nahenden Ablaufs einer EEG-Realisierungsfrist erforderlich ist, damit der Zuschlag aus einer EEG-Ausschreibung für die Anlage nicht verfällt. Oder eine Anlage müsste zwischenzeitlich außer Betrieb genommen werden, weil kein Anschluss-Direktvermarkter für den Strom gefunden werden kann. In beiden Fällen hätte der Netzbetreiber bei trotzdem erfolgter Einspeisung keine Handhabe für eine Verbuchung des eingespeisten Stroms in seinen Bilanzkreisen, oder alternativ für eine Abregelung der Anlage. Er müsste daher die Einspeisung in sein Netz ablehnen, weil das EEG dem Anlagenbetreiber keine Verkaufsmöglichkeit für seinen Strom an den Netzbetreiber gewährt. Durch die zeitliche Begrenzung der Ausfallvergütung auf einen Kalendermonat zzgl. des Monats der Inbetriebnahme der Anlage und des Folge-Kalendermonates besteht hingegen das im Referentenentwurf genannte Missbrauchspotential der Regelung nicht mehr.

Diese **Höhe der Ausfallvergütung** kann generell mit einer Förderung in Höhe des **Marktwertes** versehen werden, ohne dass zwischen einer Anfangs- und einer Folgeausfallvergütung differenziert wird. Dies liegt unterhalb der 80 % des anzulegenden Wertes, die nach geltender

Rechtslage für die ersten drei Kalendermonate der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung gezahlt werden müssen.

Diese Zeiträume sollten für die Findung eines Direktvermarkters in den genannten Fällen ausreichen. Gleichzeitig sichert diese Maßnahme die Einhaltung der Realisierungsfrist für die Anlage, und die fortwährende Einspeisung nach der Inbetriebnahme der Anlage. Sollte zum Ablauf der Übergangsfrist keine wirksame Anmeldung an einen Direktvermarktungsbilanzkreis erfolgt sein, hat der Anlagenbetreiber dafür Sorge zu tragen, dass keine Einspeisung ins Netz erfolgt, da die Strommengen nicht mehr im EEG-Bilanzkreis des Netzbetreibers geführt werden dürften und eine unbilanzierte Einspeisung in den Differenzbilanzkreis die Folge wäre. Soll die Anlage nicht gesperrt werden, müsste der Anlagenbetreiber für die Übergangszeit bis zur Übernahme der Vermarktung durch einen Direktvermarkter eine „Nulleinspeisung“ realisieren (technisch über eine $P_{AV,E}$ -Regelung).

Um die Übergangslösung in Anspruch zu nehmen, sollte ein knapper Nachweis seitens der Anlagenbetreiber geliefert werden, dass der Weg zur Direktvermarktung beschritten wird. Der Nachweis sollte aussagekräftig und mit überschaubarem Aufwand verbunden sein, z. B. in Form der Angebotsanfrage bei Direktvermarktungs-Anbietern.

3.6 Förderung von Ausgeförderten Anlagen durch die Netzbetreiberabnahme für Strom aus ausgeförderten Anlagen

Der BDEW begrüßt, dass das Instrument der Netzbetreiberabnahme in Höhe des Marktwerts für Strom aus Ausgeförderten Anlagen bis 100 kW, die keine Windenergieanlagen sind, beibehalten werden soll. Allerdings sollte die Netzbetreiberabnahme für ausgeförderte Anlagen auf 2032 befristet bleiben, um auch Strommengen aus ausgeförderten Anlagen in die Direktvermarktung zu überführen.

4. Änderungen bei der Direktvermarktung von EEG-Anlagen

4.1 Abgrenzung zu anderen Veräußerungsformen

Ab 2029 soll für Neuanlagen ab einer Leistung von 25 kW als Veräußerungsform neben der „unentgeltlichen Abnahme“ (für Anlagen bis unter 100 kW) nur noch die Direktvermarktung möglich sein. Zusätzlich soll ein befristeter Bonus für die sonstige Direktvermarktung eingeführt werden (§ 50c EEG-RefE). Ob die Anlagen noch eine befristete Übergangszahlung für 36 Kalendermonate ab Inbetriebnahme im Rahmen der Netzbetreiberabnahme in Anspruch nehmen können, richtet sich nach der Größe der Anlage.

Parallel hierzu sollen der aktuelle Schwellenwert der unentgeltlichen Abnahme von „unter 200 kW“ auf „unter 100 kW“ abgesenkt werden, und die Ausfallvergütung komplett gestrichen werden.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW unterstützt das Ziel, Erneuerbare Energien stärker in die Marktmechanismen zu integrieren und die Direktvermarktung zu stärken. **Der BDEW schlägt die Einführung der Direktvermarktung als einziger zulässiger geförderter Veräußerungsform für Anlagen ab 25 kW ab 2028 vor**, wobei dann auch Anlagen mit Inbetriebnahme ab 2027 zum Wechsel in die Direktvermarktung verpflichtet sein sollten. Die Ausweitung der Direktvermarktungspflicht ist nur dann sachgerecht, wenn die Verfahren vor Inkrafttreten der Regelung tatsächlich in der Breite in den Unternehmen angewendet werden können. Der Zeitplan ist mit Blick auf die praktische Umsetzbarkeit bei den Netzbetreibern aufgrund der anstehenden vielzähligen gesetzlichen und regulatorischen Umsetzungs Herausforderungen (z. B. MaBiS-Hub, MiSpeL, AgNeS) zu bedenken. Für Anlagen zwischen 7 kW und < 25 kW hatte der BDEW daher die Pflicht zur Direktvermarktung erst ab 2030 vorgeschlagen.

4.2 Geltendmachung der Inanspruchnahme einer Marktprämie

§ 19 Abs. 2 EEG-RefE sieht neu vor, dass Betreiber von Anlagen von mindestens 100 kW installierter Leistung künftig nur eine Marktprämie erhalten, wenn sie gegenüber dem Netzbetreiber in Textform bis spätestens sechs Monate nach Inbetriebnahme mitteilen, dass sie diese in Anspruch nehmen möchten. Ausnahmen gibt es für ausschreibungspflichtige Anlagen und Biomasseanlagen (ohne Deponie- und Klärgasanlagen).

Der BDEW geht davon aus, dass mit dieser Frist lediglich die Möglichkeit der grundsätzlichen Inanspruchnahme einer Marktprämie adressiert wird, nicht dagegen eine rückwirkende Zuordnung beispielsweise zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Sollte eine rückwirkende Zuordnung gemeint sein, lehnt der BDEW dies ab. Die rückwirkende Inanspruchnahme der Marktprämie ist nicht praktikabel, da die mit der Marktprämie geförderte Stromeinspeisung nach § 20 EEG einem separaten Bilanzkreis zugeordnet werden muss. Die Anmeldung zum Marktprämienmodell muss entsprechend den in der Marktkommunikation vorgesehenen Fristen vor Inbetriebnahme der Anlage beim Netzbetreiber vorliegen. Für diesen Widerspruch muss eine Übergangsregelung gefunden werden.

4.3 Keine Marktprämie mehr für Anlagen bis 25 kW, § 20; Einführung eines Direktvermarktungsbonus von 1,5 Cent/kWh befristet für vier Jahre § 50c EEG-RefE

Die sofortige Streichung des Marktprämienanspruchs für Anlagen unter 25 kW lehnt der BDEW in dieser Form ab. Vielmehr sollte – so wie für Anlagen ab 25 kW und mehr – der

anzulegende Wert in Höhe von 6,2 ct/kWh, der gemäß § 48 EEG-RefE nun Anlagen ab 25 kW als Förderung zustehen soll, auch für Anlagen unter 25 kW gelten, wenn sie die geförderte Direktvermarktung beschreiten. Daraus würde sich als Marktprämie die Differenz zwischen diesem anzulegenden Wert und dem Jahresmarktwert Solar ergeben.

In § 50c EEG-RefE wird ein befristeter **Direktvermarktungsbonus** für Anlagen unter 25 kW eingeführt. Dieser beträgt **1,5 Cent/kWh** und ist auf vier Jahre nach Geltendmachung des Anspruchs auf Zahlung des Bonus befristet. **Der BDEW begrüßt, dass der Gesetzgeber die Notwendigkeit der weiteren Teilförderung auch von kleinen Anlagen in der Direktvermarktung erkannt hat, um kleine Anlagen in die Direktvermarktung zu bringen.**

Allerdings sieht der BDEW die **Streichung der Marktprämie für Kleinanlagen bis 25 kW und die ersatzweise, auf vier Jahre befristete Förderung durch den Direktvermarktungsbonus von 1,5 ct als nicht angemessene Schlechterstellung von Anlagen unter 25 kW an.** Der BDEW fordert die Zahlung der Marktprämie auch für Anlagen zwischen 7 kW und 25 kW. Sollte der Direktvermarktungsbonus beibehalten werden, sollte er aus Sicht des BDEW automatisch bei Inanspruchnahme der sonstigen Direktvermarktung ausgezahlt werden und nicht gemäß § 21c Abs. 2 EEG-RefE gesondert mitgeteilt werden müssen. Weiterhin sollte eine Inanspruchnahme des Bonus nur bis zum Jahre 2030 möglich sein. Bis dahin sollten die Prozesse der Direktvermarktung soweit automatisiert sein, dass ein Mehraufwand für den Kunden nicht mehr ausgeglichen werden muss. Denkbar ist darüber hinaus eine Ausgestaltung des Direktvermarktungsbonus als jährliche, pauschale Einmalzahlung, um den Umsetzungsaufwand zur Geltendmachung möglichst gering zu halten.

Insbesondere lehnt der BDEW die Einführung eines strukturell weiteren Förderinstruments ab, das zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber zunächst etabliert werden müsste. Die daraus entstehende Folgefragen, u.a. zur korrekten Bilanzierung und zur Anwendbarkeit der MiSpeL-Regelungen auf diese Anlagen, werden nicht weiter adressiert (siehe hierzu auch weiter unten). Anlagen zwischen 7 kW und 25 kW sollten – in dem vom BDEW vorgeschlagenen angepassten Rahmen – weiter eine Marktprämie erhalten können.

Zudem fehlt eine Stichtagsregelung. Da die Zahlungsfrist am erstmaligen Wechsel in die Direktvermarktung ansetzt, könnte der Anlagenbetreiber nach Förderende auch erst in die unentgeltliche Abnahme fallen und deutlich später dann in die sonstige Direktvermarktung mit befristetem Bonus wechseln.

Gemessen an der aktuellen Förderhöhe wird durch die Zahlung der Marktprämie bei Wahl der geförderten Direktvermarktung bereits eine Einsparung erreicht, da nicht der bisher höhere anzulegende Wert für Aufdach-Anlagen, sondern der nun für sämtliche Solaranlagen geltende, geringere Wert nach § 48 Abs. 1 EEG-RefE in Ansatz gebracht wird. Wird eine Marktprämie

gezahlt, würde das Segment der kleinen Direktvermarktung weiter bedient werden, da viele neu in Betrieb gehende PV-Anlagen unter 25 kW in die Direktvermarktung gehen werden. Ohne eine Marktprämie über null würden hingegen sämtliche neu in Betrieb gehende Anlagen zunächst die vergütete Netzbetreiberabnahme in Anspruch nehmen und danach in die Unentgeltliche Abnahme wechseln. Den befristeten Direktvermarktungsbonus sehen wir nicht als Alternative an (siehe oben):

Auch die vorgesehene befristete Übergangszahlung in ihrer derzeitigen Ausgestaltung ist kein tragfähiges Brückeninstrument für einen geordneten Hochlauf der Direktvermarktung im Kleinanlagensegment. Gemessen an der gemäß EEG-Leak vom 20. April vorgesehenen Marktwertdurchleitung würde das Einsparpotenzial für das EEG-Konto durch die Zahlung oberhalb des Marktwerts unnötig verringert und der Anreiz zum Wechsel in die Direktvermarktung geschwächt. Es ist aber nicht allein die Förderhöhe abzüglich Vermarktungskosten relevant, sondern die Frage, ob Anlagenbetreiber in einer realen Übergangsphase wirtschaftlich tragfähig in den marktasierten Betrieb wechseln können. **Der Übergang sollte stufenweise erfolgen und Anlagen mit einer Leistung unter 25 kW sollten erst ab 2030 die Direktvermarktung als einzige zulässige Vermarktungsform verpflichtend nutzen.** Die Alternativen der unentgeltlichen Abnahme und Abregelung dürften spätestens in wenigen Jahren Probleme bereiten. In der unentgeltlichen Abnahme müssen die ÜNB das Einspeiseverhalten von Millionen von Anlagen über die limitierte Vermarktung nach der EEG zentral steuern, um die mit PV-Mittagsspitzen zusammenhängenden negativen Strompreise zu vermeiden. Bei einer Nulleinspeisung würde das Potential der installierten Speicher nicht genutzt, um die mittags eingespeicherte Mengen abends wieder verkaufen zu können. Würde im Segment bis 25 kW die Marktprämie ersatzlos gestrichen, würde die geplante MiSpeL-Festlegung der BNetzA auf dieses Segment nicht mehr anwendbar sein, da der derzeitige Entwurf der geplanten BNetzA-Festlegung „MiSpeL“ als Voraussetzung hat, dass die entsprechenden Anlagen mit Mischstromspeicher ihren Strom in der geförderten Direktvermarktung vermarkten. Die Festlegung gestaltet die gesetzlichen Vorgaben der § 19 Abs. 3b und c EEG 2023 aus, die auf eine marktaktive Einbindung von Kleinspeichern zur Glättung von Mittagsspitzen abzielen.

Hier stattdessen auf die marktgetriebene Direktvermarktung zu setzen, scheint die deutlich resilientere Variante. Bedingung dafür ist, aber zumindest übergangsweise die Investitionssicherheit über die Marktprämie. Perspektivisch können Betreiber von Kleinanlagen unter 25 kW ihren Strom über Paketlösungen direktvermarkten, sodass über Angebote von PV-Anlagen, Speichern und weiteren Anwendungen auch die Vermarktung des Überschussstroms bewerkstelligt werden kann.

4.4 Änderungen bei den Anforderungen zur marktorientierten Steuerung (§ 10b EEG)

Der Entwurf zum EEG 2027 sieht neu vor, dass auch Anlagen bis 25 kW eine marktorientierte Steuerung nachweisen müssen (Abrufung der Ist-Einspeisung, ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung).

Die Fernsteuerung direkt vermarkteter Anlagen ist auch im Kleinanlagensegment grundsätzlich erforderlich, um auf Marktsignale reagieren zu können. Anlagenbetreiber und Direktvermarkter haben daran ein berechtigtes kommerzielles Interesse und entsprechende Abregelungen wurden und werden in der Praxis auch für kleinere Anlagen bereits vorgenommen. Allerdings war die Pflicht des Nachweises einer Fernsteuerbarkeit *als Voraussetzung zum Wechsel in die Direktvermarktung* in der Vergangenheit eine der zentralen Hürden für kleine Anlagen zum Wechsel in die Direktvermarktung.

Als Beispiel: In Wintermonaten ist ein Fernsteuerungstest regelmäßig nicht möglich. Denn die Sonne scheint nicht stark genug, um die Absenkung der Erzeugung via Fernsteuerung auf 60 %, 30 % und 0 % nachzuweisen. Eine Anlage, die im trüben Winterlicht nur mit 20 % erzeugt, kann diesen Nachweis nicht führen.

Eine flächendeckende Steuerungsmöglichkeit, die ab 2028 über das intelligente Messsystem umzusetzen wäre, ist im Nachweis aufwendig. Die Anforderung, dass perspektivisch nach Einbau eines iMSys auch die Steuerung verpflichtend darüber zu erfolgen hat und damit jetzige Steuerungslösungen stranded investments darstellen, stellt jedoch eine Markteintrittsbarriere dar. Weiter erscheint sie im aktuellen technischen Umfeld nicht umsetzbar. Verschiedene technische Limitierungen ermöglichen derzeit den Zugriff nur eines Marktakteurs auf die Steuerungsfunktionen des SMGW bzw. der Steuerbox. Weiter fehlt es noch an einer kaskadierenden Schaltung, die zeitgleiche VNB-Steuerung und marktorientierte Steuerung verarbeiten kann. Der diskriminierungsfreie Zugriff auf die Steuerungsinfrastruktur durch Direktvermarkter ist bislang ebenfalls nicht geregelt. Darüber hinaus führt jeder Verstoß zu einer Sanktionspflicht des Netzbetreibers nach § 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023, die bei Einbeziehung von Kleinanlagen eine zusätzliche administrative Belastung für Netzbetreiber wäre.

Kleine Anlagen sollten stattdessen weiterhin behutsam an den Markt herangeführt werden, indem die Art der Steuerung zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Direktvermarkter verabredet wird und sie nicht zu einer Eintrittsbarriere gemacht wird. Entsprechend müsste auch § 10b Abs. 2 EEG 2023 dahin modifiziert werden, dass eine Steuerung über iMSys und Steuerbox erst dann erfolgen muss, wenn der jeweilige gMSB sie den Direktvermarktern anbietet. So ist sichergestellt, dass die Pflicht erst besteht, sobald die technischen Voraussetzungen beim gMSB belastbar geschaffen sind. Insgesamt sollte für kleine Anlagen bis 25 kW daher die technische Lösung für die marktorientierte Steuerung zwar verpflichtend werden, aber

technologieoffen bleiben (beispielsweise über ein HEMS), solange gewährleistet ist, dass die Steuerung des Netzbetreibers vorrangig erfolgen kann. Die Nachweisführung wird ab dem 1. Oktober 2026 ohnehin deutlich vereinfacht werden, da die durch den BDEW standardisierten Nachweise in den Datenformaten und damit massengeschäftstauglich über die Marktkommunikation abgebildet werden können (vgl. BNetzA-Mitteilung Nr. 56 vom 1. April 2026).

BDEW-Bewertung:

Regulatorische Anforderungen müssen zwingend mit der technischen Realität des Smart-Meter-Rollouts in Einklang stehen. **Eine Ausweitung der verpflichtenden Steuerbarkeit sollte daher:**

- mit einem beschleunigten und priorisierten Rollout intelligenter Messsysteme einhergehen,
- technisch standardisiert und bundesweit einheitlich umgesetzt werden,
- verhältnismäßig ausgestaltet sein,
- Ausnahmen für kleinere Anlagen vorsehen
- sowie Übergangsfristen und praktikable Umsetzungsregelungen, unter Berücksichtigung der Leistungs- und Lieferfähigkeit der Softwarehersteller, enthalten.

4.5 Vertragliche Vorgaben zur Direktvermarktung gem. § 10b Abs. 7 EEG

Gemäß § 10b Absatz 7 EEG-RefE sollen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter verpflichtet werden, in ihren Direktvermarktungsverträgen einen preislichen Schwellenwert zu vereinbaren, ab dem der Direktvermarkter die Anlage abregeln muss. Alternativ soll eine Regelung zur Kostentragung vorgesehen werden, wenn der Direktvermarkter die Anlage nach Überschreiten dieses Schwellenwerts nicht abregelt. Dies soll nach den neuen Übergangsvorschriften auch für Bestandsanlagen gelten, wenn neue Verträge geschlossen oder bestehende angepasst werden.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW sieht diese Regelung kritisch und lehnt sie entschieden ab. Daher empfehlen wir die Streichung dieses Passus.

Direktvermarkter haben bereits ein starkes eigenes wirtschaftliches Interesse daran, Anlagen effizient zu bewirtschaften und bei entsprechenden Preissignalen abzuregeln. Gerade bei negativen Preisen im Day ahead- und Intraday-Markt bestehen bereits heute Anreize, die Einspeisung zu reduzieren oder auszusetzen. Zudem hängt ein anhand von Strommarktpreisen definierter Schwellenwert von einer Vielzahl von Faktoren ab, etwa von kurzfristigen

Marktentwicklungen, vertraglichen Strukturen oder Portfolioeffekten. Solche Schwellenwerte lassen sich daher im Vorhinein nicht sinnvoll festlegen.

Die in § 10b Abs. 7 EEG-RefE aufgenommenen verpflichtenden vertraglichen Regelungen zu Abschaltschwellen stellen einen unverhältnismäßigen Eingriff in die Vertragsfreiheit dar. Weiterhin bleibt offen, in welcher Form diese Verpflichtung kontrolliert werden sollte. Einen Verstoß gegen diese Anforderung müsste der Netzbetreiber ebenfalls nach § 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023 sanktionieren. Mit Blick auf einfache, bürokratiearme, massengeschäftstaugliche Prozesse erscheint eine bürokratiearme Umsetzung daher unrealistisch.

4.6 Neue Festlegungskompetenz der BNetzA zur Umsetzbarkeit der kleinen Direktvermarktung

In § 85 Abs. 2a wird der BNetzA eine neue Festlegungskompetenz eingeräumt, die befristete Übergangszahlung für Anlagen unter 25 kW bis zur in der Praxis tatsächlich vorhandenen massengeschäftstauglichen Umsetzbarkeit zum einen zu verlängern, zum anderen auch für Anlagen nach dem Stichtagsdatum auszudehnen.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW sieht die Herausforderungen bei der massengeschäftstauglichen Direktvermarktung. Die Festlegungskompetenz erscheint als Möglichkeit, Anlagen ohne faktische Wechselmöglichkeit in die Direktvermarktung noch begrenzt weiter zu fördern und den Übergang in Direktvermarktung zu erleichtern.

Der BDEW weist darauf hin, dass das Festlegungsverfahren dann so frühzeitig durchgeführt werden müsste, dass eine weitere Verzögerung, die nicht mehr auf dem unangemessenen Aufwand für die Direktvermarktung beruhen, ausgeschlossen wird.

5. Ausstieg aus der Förderung und Abschöpfung

5.1 Grundlegende BDEW-Forderungen

Gemäß § 21e EEG-RefE soll Anlagenbetreibern einmalig die Möglichkeit eingeräumt werden, während der Förderdauer aus dem Förderregime auszusteigen und ihre Anlage künftig außerhalb des EEG zu vermarkten.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass Anlagenbetreiber auch künftig die Möglichkeit haben, ihre Anlage ab einem gewissen Zeitpunkt marktlich zu betreiben. Die Regelung kann dazu beitragen, Erneuerbare Energien vorzeitig aus dem Förderregime in marktbasierende

Vermarktungsformen zu überführen und so die Marktintegration Erneuerbarer Energien zu stärken. Zudem wird dadurch der bisher noch schwache Aufwuchs ungeförderter grüner PPAs gestärkt. Zu den zentralen Abnehmern grüner PPAs zählen insbesondere die energieintensive Industrie – auch zur Erfüllung der Strompreiskompensation –, Rechenzentren sowie Elektrolyseure für die Wasserstoffproduktion. Gerade letztere sind aufgrund der geltenden Strombezugskriterien [RFNBO-Kriterien] auf den Bezug von grünem Strom durch PPAs angewiesen. Gleichzeitig ermöglichen PPAs den Ausbau Erneuerbarer Energien auch außerhalb staatlicher Fördermechanismen und können dazu beitragen, den Finanzierungsbedarf des EEG-Systems zu begrenzen.

Nachvollziehbar ist zugleich, dass der Gesetzgeber die **Wechselmöglichkeit limitieren** möchte, um einen kontinuierlichen Wechsel zwischen Förderung und Abschöpfung zu vermeiden. **Allerdings erscheint die vorgesehene Begrenzung auf die ersten zehn Kalenderjahre nach Inbetriebnahme zu starr. Ein späterer Ausstieg könnte insbesondere im Hinblick auf die Weitervermarktung als Post-EEG-Anlage sinnvoll sein.** Eine Streichung der Befristung würde den PPA-Markt für Bestandsanlagen öffnen und der Tatsache Rechnung tragen, dass viele Endverbraucher PPAs mit Laufzeiten von 1-5 Jahren suchen. In der Vergangenheit wurde der Bedarf oft von Bestandsanlagen gedeckt. Zukünftig hätten Projekte keinen Anreiz mehr, diesen Bedarf zu decken – weder Neuanlagen, die hierüber keine ausreichende Finanzierungsbasis sichern können, noch Bestandsanlagen, die innerhalb der ersten 10 Jahre zwar dürften, es aber mangels langfristiger Absicherung nicht tun, noch Bestandsanlagen, die zwar keine langfristige Absicherung benötigen, es aber nicht dürfen. Der Markt für kurzfristige PPAs, an denen die Industrie interessiert ist, kommt komplett zum Erliegen. Gerade im Zeitraum von ungefähr zwei Jahren vor Ende des Förderzeitraums sollte der Anlagenbetreiber möglichst hohe Flexibilität haben, um die Anlage für die Post-EEG-Bewirtschaftung vorzubereiten. **Der BDEW regt daher an, die einmalige Wechselmöglichkeit für Onshore-Wind- und PV-Anlagen flexibler auszugestalten und stärker an der Entwicklung des PPA-Marktes auszurichten.** Aus diesem Grund sollte die einmalige Wechselmöglichkeit auch nicht nur zum Ende/Anfang eines Kalenderjahres möglich sein, sondern unterjährig zum Monatsende. Sollte in dem Jahr eine Abschöpfung zu zahlen sein, sollte diese natürlich bis zum Wechsel zu zahlen sein.

Darüber hinaus schlägt der BDEW vor, **für in der Ausschreibung bezuschlagte Anlagen eine ungefördernde Vermarktung des Stroms in den ersten zehn Betriebsjahren ohne Abschöpfung zuzulassen. Nach Ablauf mindestens eines Betriebsjahres sollte innerhalb der ersten zehn Jahre ein einmaliger Wechsel in den CfD zu den Konditionen des EEG-Zuschlags möglich sein.** Diese zusätzliche Wechseloption wäre ein weiterer Beitrag zum Aufwuchs ungeförderter grüner PPAs im Strommarkt. Für die ersten Jahre ab Inbetriebnahme besteht typischerweise ein liquider Hedging-Markt, sodass sich diese Phase besonders für eine Vermarktung über PPAs

oder Terminabsicherungen eignet. Für weiter in der Zukunft liegende Lieferjahre steigen dagegen die Preis- und Marktrisiken deutlich an. Gerade für diese späteren Jahre bietet eine staatliche Absicherung durch CfD- bzw. EEG-Mechanismen einen wichtigen Beitrag zur Investitionssicherheit. Zugleich können marktliche Frontjahre die Entwicklung funktionierender PPA-Märkte fördern, da ein größerer Anteil des erzeugten Stroms direkt an industrielle Abnehmer oder Elektrolyseure vermarktet wird. Bei einer angenommenen technischen Lebensdauer von rund 30 Jahren könnten damit bis zu 50 % der gesamten Stromproduktion marktlich vermarktet werden, wenn z. B. die ersten fünf Betriebsjahre und die letzten zehn Jahre außerhalb der EEG-Förderung vonstattengehen. Nach Abschluss der PPA-Phase würden die Anlagen wieder in die CfD-Absicherung wechseln und dort für den verbleibenden Zeitraum der EEG-Förderlaufzeit ohne weitere Wechseloption verbleiben.

Der Vorschlag nutzt die Möglichkeiten liquider Terminmärkte zur Absicherung der Preisrisiken. Dadurch wird die Terminmarktliquidität auch durch neue geförderte EE-Anlagen gestützt. Eine hohe Liquidität der Strommärkte ist Voraussetzung für ein effizientes Risikomanagement und geringere Strompreise.

Zudem ist es **aus BDEW-Sicht sinnvoll, EEG-Anlagen in der „Sonstigen Direktvermarktung“ nicht voll abzuschöpfen, sondern erst ab einer höheren Erlösbergrenze, bei der die Abschöpfung erst wesentlich oberhalb des Jahresmarktwert erfolgt.** Die derzeit vorgesehene volle Abschöpfung basierend auf dem Jahresmarktwert macht einen Wechsel in die „Sonstige Direktvermarktung“ unattraktiv, da es ohne einen nicht abgeschöpften Marktwert ohne Abschöpfung zu wenig Spielraum für eine marktbasierende Vermarktung der Anlage gibt. Um eine Umgehung der Abschöpfung zu vermeiden, sollte eine Mindestverweildauer von beispielsweise zwei Jahren in der „Sonstigen Direktvermarktung“ festgelegt werden. Dadurch werden PPAs mit einer Laufzeit von drei bis vier Jahren ermöglicht, wie industrielle Abnehmer sie nutzen.

Der Abschluss von mehr ungeforderten grünen PPAs aus Neuanlagen wird auch durch das derzeitige Redispatch-Regime erschwert. Das derzeitige Redispatch Regime wirkt sich negativ auf ungeforderte Erneuerbare-Anlagen aus, da Grünstrom zu Graustrom wird. Die derzeitigen Entschädigungsmechanismen für ungeforderte Anlagen beschränken sich auf den finanziellen Ausgleich des Werts von Herkunftsnachweisen. Dieser monetäre Ersatz bildet nicht nur nicht den vollständigen Wert von Grünstrom ab, sondern führt auch dazu, dass für redispatchte Strommengen keine Herkunftsnachweise ausgestellt werden, wodurch Grünstrom faktisch zu Graustrom wird. Dies schwächt den PPA-Markt und konterkariert politische Zielsetzungen, insbesondere die industrielle Dekarbonisierung und geringere Dekarbonisierungskosten durch marktbasierten Ausbau Erneuerbarer. **Um Erneuerbare Energien nicht zu benachteiligen, muss abgeregelter Grünstrom durch gleichwertigen Grünstrom ersetzt werden – nicht durch**

Graustrom. Dies erfordert, dass Anlagenbetreibern die Beschaffung von Ersatz-Herkunftsnachweisen ermöglicht wird und redispatchte Strommengen sowie die beschafften Zertifikate als gleichwertig mit Strom anerkannt werden, der aus der zugrunde liegenden, ungefördernten Erzeugungsanlage stammt.

Ein weiteres für das EEG-Konto kostenneutrales Instrument, um den Abschluss von mehr ungefördernten grünen PPAs aus Neuanlagen bei Wind an Land und PV-Freiflächen zu erreichen, ist die **Einführung einer staatlichen Besicherung des Ausfallrisikos grüner PPAs**. Aus BDEW-Sicht sollte die KfW mit der Administration dieser Besicherung beauftragt werden, die im Falle eines Ausfalls des PPA-Abnehmers für die verbleibende Laufzeit des Liefervertrags 80 % der Differenz zwischen dem vereinbarten Preis und dem Marktwert des Stroms übernimmt. Dadurch kommen zum einen auch weniger bonitätsstarke Abnehmer für PPAs in Frage und zum anderen sinken für nur durch PPAs finanzierte Projekte die Finanzierungskosten. Die EU-Kommission fordert ebenfalls die strukturelle Stärkung und finanzielle Absicherung des PPA-Marktes ein, sodass die Bundesregierung das Instrument auch unter diesem Gesichtspunkt einführen sollte. Der BDEW hat diesen Vorschlag in seinem Positionspapier „Besicherung des Ausfallrisikos grüner PPAs – Handlungsempfehlungen des BDEW“ genauer ausgearbeitet.

5.2 Zahlungspflicht in der sonstigen Direktvermarktung

Gem. § 21d Abs. 1 EEG-RefE soll die Zahlungspflicht künftig auch für Strom gelten, der über die sonstige Direktvermarktung veräußert wird, um durch einen Wechsel der Vermarktungsform der Abschöpfung gezielt zu entgehen.

BDEW-Bewertung:

Es ist nachvollziehbar, dass mit der Regelung der Gesetzgeber eine Umgehung der Abschöpfung durch einen Wechsel der Vermarktungsform verhindern möchte. Die Rückzahlungspflicht für Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung ist dementsprechend sinnvoll. Die Abschöpfung sollte nur für Anlagen unterbleiben, die die Möglichkeit zum einmaligen Wechsel aus dem EEG oder in das EEG nutzen und dann dauerhaft in der ungefördernten Vermarktung verbleiben. Um die Liquidität am Markt zu stärken und negative Auswirkungen auf den PPA-Markt zu minimieren, sollte stattdessen die vorgesehene einmalige Wechseloption noch flexibler gestaltet werden. Der BDEW hat dazu unter 5.1 Vorschläge formuliert.

5.3 Änderungen bei der Abschlagszahlungspflicht nach § 26 EEG

§ 26 Abs. 1 Satz 2 EEG-RefE sieht vor, dass der Anspruch des Netzbetreibers auf Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach § 20a Abs. 3 EEG-RefE vier Wochen nach Zugang der Endabrechnung des Netzbetreibers fällig wird, anders als der Abschlagszahlungsanspruch des

Netzbetreibers, der am 15. Kalendertag des auf die Einspeisung folgenden Kalendermonats fällig wird, also zu einem kalendertagsweise bestimmten Zeitpunkt.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW lehnt daher die Fälligkeitsbestimmung für den Refinanzierungsbeitrag insoweit ab, als dass Streit über den Zugang der Endabrechnung als solchem und speziell über dessen Zeitpunkt vorbestimmt ist. Wie bei Abschlagszahlungen auf eine EEG-Förderung sollte daher ein fester Kalendertag vorgesehen sein, z. B. der 15. Kalendertag des Monats nach Testierung der Netzbetreiber-Kalenderjahresendabrechnung.

Der BDEW schlägt daher folgenden Wortlaut des neuen § 26 Abs. 1 Satz 2 EEG-RefE vor:

„Der Anspruch des Netzbetreibers auf Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach § 20a Absatz 3 wird ~~vier Wochen nach Zugang der Endabrechnung des Netzbetreibers zum 15. Juli des Kalenderjahres, in dem die Endabrechnung erstellt worden ist, fällig.~~

Zu berücksichtigen ist außerdem beim neuen § 26 Abs. 2 EEG-RefE, dass Abschlagszahlungen auf Basis des Jahresmarktwertes des Vorjahres zu erheblichen Förderverzerrungen führen können. Dieses Risiko ist bei Verwendung des Marktwertes des Vormonats der Fälligkeit der Abschlagszahlung eher geringer. Deshalb plädiert der BDEW dafür, die Bezugnahme auf den Jahresmarktwert des Vorjahres im Gesetzeswortlaut zu streichen.

Da die Abschläge nach Abs. 2 erst zum 15. Kalendertag des Folgemonats fällig werden, aber entsprechende Preisentwicklungen im Leistungsmonat berücksichtigen können sollen, der im Gesetzeswortlaut genannte Begriff „Vormonat“ zudem unklar ist, sollte klargestellt werden, dass der „Vormonat“ der Leistungsmonat ist, und nicht der Monat vor dem Leistungsmonat.

Hieraus ergibt sich dann folgender Gesetzesvorschlag für § 26 Abs. 2 EEG-RefE:

*„(2) Auf die zu erwartenden Zahlungen nach § 19 Absatz 1 oder § 20a Absatz 1 sind monatlich Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten. Die Höhe der Abschläge kann insbesondere anhand ~~des Jahresmarktwertes des Vorjahres oder~~ des Monatsmarktwertes des Vormonats **der Fälligkeit der Abschlagszahlung** bestimmt werden. Die Abschläge sind vorbehaltlich des nachfolgenden Satzes jeweils zum 15. Kalendertag des Folgemonats fällig. (...)“*

6. Änderungen bei der Negative-Preise-Regelung in § 51 EEG samt Übergangsregelung in § 101 EEG-RefE

Der BDEW bewertet die im Referentenentwurf vorgesehenen Änderungen und Neuerungen in §§ 51 und 101 EEG-RefE wie folgt:

6.1 Änderungen in § 51 EEG

Die Änderung in der **Negative-Preise-Regelung in § 51 EEG** wird im Vergleich zum EEG 2023 leicht modifiziert auf die Neuordnung der Veräußerungsformen, entspricht aber im Übrigen § 51 EEG 2023.

BDEW-Bewertung:

Prinzipiell befürwortet der BDEW Regelungen, nach denen bei negativen Preisen keine Förderung gezahlt wird. Sie sorgen dafür, dass das Marktpreissignal nicht verzerrt wird und Anreize zu einer Nutzung des EE-Stroms ohne Netzeinspeisung entstehen. Nach der geltenden Fassung des § 51 EEG 2023 ist die Regelung für alle Anlagen ab 100 kW anwendbar, und zusätzlich für alle Anlagen unter 100 kW bis einschl. 2 kW ab Beginn des Folgekalenderjahres des Einbaus eines iMSys. Der BDEW lehnt insoweit bereits die Anwendbarkeit der geltenden Regelung in einem Bereich unterhalb des derzeit geltenden Schwellenwertes von 7 kW für einen Pflicht-Rollout ab. Positiv ist, dass im Vergleich zum Arbeitsentwurf wieder Schwellenwerte eingeführt wurden.

Dies wird durch den vorliegenden Gesetzentwurf noch verschärft, indem die Schwelle für den Pflicht-Rollout auf 2 kW abgesenkt werden soll. Der BDEW lehnt diese Absenkung aus den nachfolgend unter 26. genannten Gründen ab. Konsequenterweise sollte die Schwelle innerhalb von § 51 EEG 2023 und § 51 EEG-RefE auf 7 kW angehoben werden, damit beide Schwellenwerte synchronisiert werden. Für Anlagen unterhalb der Leistungsschwelle von 7 kW sollte keine Pflicht zum Einbau eines iMSys bestehen (siehe auch hierzu die Kritik an der Neuregelung in § 9 Abs. 2 Satz 4 EEG-RefE unter Nr. 9). Dann können diese Anlagen auch nicht auf das Preissignal reagieren.

~~Bereits jetzt gilt, dass Anlagen größer 2 kW bis 100 kW unter die Negative-Preise-Regelung ab dem Folgekalenderjahr der Installation eines iMSys fallen. Im Falle einer Umsetzung der vorgesehenen Änderung würde dies auch für Anlagen unter 2 kW gelten, was bei Netzbetreibern für einen gewaltigen Abrechnungsaufwand sorgen würde und außerdem europarechtlich nicht vorgegeben ist. Daher lehnt der BDEW neben der Kritik an der aktuell geltenden Regelung mit der 2 kW-Grenze die vorgesehene Ausweitung auf Anlagen unter 2 kW ab.~~

Außerdem fehlt bereits bei der geltenden Fassung des § 51 EEG 2023 eine Regelung für den Fall, dass die **Anlage bereits bei ihrer Inbetriebnahme mit einem iMSys ausgestattet** ist, z. B. weil das iMSys bereits bezugsseitig vorhanden war, oder weil der zuständige Messstellenbetreiber bereits für bestimmte neu in Betrieb genommenen Anlagen eine iMSys mit Inbetriebnahme der Anlage einbaut. In diesem Falle käme es nicht zu der Abrechnungsumstellung für die EEG-Förderung bei nachträglicher Inbetriebnahme einer iMSys, wie dies im Regierungsentwurf der „Energierrechtsnovelle 2025 Strom“ als Begründung für die Karenzfrist bis zum

kommenden Kalenderjahresbeginn genannt worden ist. Daher wäre jedenfalls denkbar, dass die Negative-Preise-Regelung bereits ab Inbetriebnahme der Neuanlage anzuwenden ist. Allerdings gibt es in der Praxis bei der Verbindung von neuen Erzeugungsanlagen zu vorhandenen iMSys regelmäßig Probleme mit dem Pairing des Smart-Meter-Gateway, weshalb Verzögerungen beim Datentransfer entstehen. Zudem wäre andernfalls die Berechnung noch unterjährig umzustellen. Daher plädiert der BDEW dafür, auch im Falle von Bestands-iMSys die Anwendbarkeit der Negative-Preise-Regelung erst auf den kommenden Kalenderjahresbeginn zu setzen. Dies kann wie folgt in § 51 Abs. 2 EEG-RefE gesetzlich klargestellt werden:

*„(2) Absatz 1 ist nicht anzuwenden auf Anlagen, die der Netzbetreiberabnahme nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 oder dem Mieterstromzuschlag nach § 19 Absatz 1 Nummer 3 zugeordnet sind für Zeiträume vor dem Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Anlage mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet wird. **Satz 1 gilt dann entsprechend, wenn die Anlage bei ihrer Inbetriebnahme bereits durch ein vorhandenes oder ein neu in Betrieb genommenes intelligentes Messsystem ausgestattet wird.**“*

Hinsichtlich der **Übergangsregelung in § 100 Abs. 47 EEG 2023** weist der BDEW darauf hin, dass er die Grundidee der nachträglichen „Einstiegsmöglichkeit“ in die aktuelle „Negative-Preise-Regelung“ zwar begrüßt. 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 geht die Wirkung dieser Regelung weitgehend ins Leere, wenn sie faktisch nur auf Anlagen anwendbar ist, die an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Nach derzeitiger Prospektion werden intelligente Messsysteme im RLM-Bereich (iRLM) gemäß MsbG erst ab 2028 verbaut werden und zunächst bei Neuanlagen und anschließend bis 2032 flächendeckend ausgerollt.

6.2 Änderungen der Meldepflichten der Strombörsen gegenüber den ÜNB (§ 51a EEG-RefE)

Der Referentenentwurf sieht verschiedene Änderungen bei den Meldepflichten der Strombörsen gegenüber den ÜNB vor.

BDEW-Bewertung:

Die dieser Mitteilungspflicht der Strombörsen gegenüber den ÜNBs zugrunde liegende SDAC-Daten liegen den ÜNBs durch ihre Teilnahme an der Marktkopplung bereits vor. **Diese Berichtspflicht ist daher obsolet, schafft unnötige Kosten und Zeitaufwand für die Strombörsen und sollte als Maßnahme zum Bürokratieabbau und zur Verkürzung des EEGs abgeschafft werden.**

6.3 Neue Übergangsregelung in § 101 EEG-RefE

Gemäß dem neuen § 101 EEG-RefE sollen §§ 51 und 51a EEG-RefE auch auf diejenigen Bestandsanlagen anwendbar sein, wenn sich deren anzulegender Wert nach der für sie maßgeblichen Fassung des EEG in Zeiträumen, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, erst nach Ablauf aufeinanderfolgender Stunden verringert, oder wenn sich deren anzulegender Wert gar nicht verringert hatte.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die Anwendbarkeit der Übergangsregelung auch auf diejenigen Fälle, in denen die bisher auf entsprechende Bestandsanlagen anzuwendende Negative-Preise-Regelung einen Bezug auf Kalenderstunden enthielt, oder in denen bislang gar keine Negative-Preise-Regelung anwendbar war. Insoweit wird die bestehende Regelung des § 100 Abs. 47 EEG 2023 erweitert. Somit müssen nicht ausschließlich neuere oder Neuanlagen Zeiträume mit negativen Strompreisen ausregeln. Hierdurch wird die Anzahl der Zeiträume mit negativen Preisen effektiv reduziert. **Der BDEW hatte diesen Vorschlag bereits in seinem Positionspapier Energiewende bezahlbar gestalten - Einsparpotenziale und Handlungsempfehlungen des BDEW im Stromsektor unterbreitet.**

Es sollte dabei aber eine etwas höhere Kompensation von 0,8 - 1,0 ct/kWh geprüft werden. Zumindest für Windenergie an Land führt der bisherige Satz dazu, dass eher wenige Anlagen hier freiwillig wechseln würden, sobald die beihilferechtliche Genehmigung des § 100 Abs. 47 EEG 2023 vorliegt. Bei einer höheren Kompensation würden deutlich mehr Anlagen wechseln, was volkswirtschaftlich positive Effekte auf negative Preise und Marktwerte hätte.

Allerdings weist der BDEW darauf hin, dass diese Regelung derzeit nicht auf Anlagen in den **Spannungsebenen oberhalb der Niederspannung** angewandt werden kann, da iMSys technisch bedingt weiterhin nur in Niederspannung eingesetzt werden können. Dies mag sich ab 2028 mit technischer Zulassung von iRLM i.V. mit einem Smart-Meter-Gateway für Mittel-, Hoch- und Höchstspannung ändern (s. vorstehend unter Nr. 6.1).

Der BDEW begrüßt außerdem, dass § 101 EEG-RefE nach dem Gesetzeswortlaut und der Begründung im Referentenentwurf unabhängig davon anwendbar ist, welche Vermarktungsform der Anlagenbetreiber gewählt hat bzw. wählt. Im Fraktionsentwurf des „Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen“¹ war § 100 Abs. 47 EEG 2023 noch damit umschrieben worden, dass die Regelung für

¹ BT-Drs. 20/14235, S. 85 f.

Anlagen in der Einspeisevergütung gelten würde, obwohl auch Anlagen nach dem EEG 2014, die zwar oberhalb der Schwellenwerte für die Direktvermarktungspflicht liegen, aber unterhalb der Schwellenwerte für die Negative-Preise-Regelung, die Regelung anwenden können.

Die Verlängerung des Zahlungszeitraums nach § 51a EEG für Zeiten negativer Preise sollte nicht eingeschränkt werden. Wenn Anlagen in diesen Zeiten keinen Zahlungsanspruch haben, muss die Systematik der Verlängerung erhalten bleiben, um Investitionssicherheit und Finanzierbarkeit nicht zusätzlich zu schwächen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass sich die Rückzahlungspflicht durch den Refinanzierungsbeitrag künftig auch auf die verlängerte Förderung bezieht. Daher muss deren Dauer neu bewertet werden.

7. Änderungen bei den Sanktionen nach §§ 52 und 52a EEG

7.1 Änderungen in § 52 EEG

7.1.1 Streichung von § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023

Der BDEW geht trotz der vorgesehenen Streichung von § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 davon aus, dass für Bestandsanlagen nach § 100 Abs. 1 EEG-RefE sowohl die Ausfallvergütung als auch die Sanktionierung der überlangen Inanspruchnahme derselben nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 weiterhin anwendbar sind. Insoweit verweisen wir auch auf die nachfolgenden juristischen Anmerkungen unter 25.4.

7.1.2 Ergänzung eines § 52 Abs. 1 Nr. 9a EEG (Verstoß gegen § 36h Abs. 3 Satz 2 EEG)

Der Referentenentwurf sieht vor, dass der Verstoß gegen die Pflicht aus § 36h Abs. 3 Satz 2 EEG, also der nicht termingerechten Vorlage der Wind-Gutachten, künftig über einen neuen § 52 Abs. 1 Nr. 9a EEG-RefE sanktioniert werden soll.

BDEW-Bewertung:

Nach Einschätzung des BDEW werden die erforderlichen Gutachten und Nachweise bislang grundsätzlich fristgerecht vorgelegt. Gleichwohl kann es im Einzelfall aus technischen oder organisatorischen Gründen zu zeitlichen Engpässen kommen, etwa infolge ausgelasteter Gutachterkapazitäten oder verzögerter Datenbereitstellungen durch Hersteller.

Das damit verbundene Risiko würde durch den Vorschlag vollständig auf die Betreiber verlagert, obwohl diese bei der Erstellung der Gutachten in erheblichem Maße von externen Dritten abhängig sind und die zugrunde liegenden Prozesse nur eingeschränkt beeinflussen können.

Vor diesem Hintergrund stellt der Vorschlag aus Sicht des BDEW eine einseitige und unverhältnismäßige Risikoverlagerung dar, insbesondere mit Blick auf die vorgesehene Höhe der Sanktionen. Hinzu kommt ein zusätzlicher behördlicher Prüf- und Verwaltungsaufwand.

7.1.3 Klarstellungen in § 52 Abs. 3 Nr. 3 EEG-RefE

Der BDEW begrüßt die Klarstellungen in **§ 52 Abs. 3 Nr. 3 EEG-RefE**, dass eine rückwirkende Reduzierung der Sanktionierung erst dann eintreten soll, wenn der Anlagenbetreiber sowohl die MaStR-Registrierung als auch die Kalenderjahresendmeldung nachgeholt hat. Dies entspricht der bisherigen BDEW- und BNetzA-Auslegung der Regelung.

Allerdings ist aus dem Gesetzeswortlaut und der Praxis heraus **unklar, welche Kalenderjahresendmeldung hiermit gemeint ist**. Eine Endmeldung für ein bestimmtes Kalenderjahr kann bei Anlagen ohne RLM oder iMSys nicht ohne Weiteres nachgeholt werden, da die Messwerte für das Ende dieses Kalenderjahres nicht nachträglich rekonstruierbar sind. Insoweit ist fraglich, ob mit der Nachholung der Pflichterfüllung zur Kalenderjahresendmeldung dann die Nachholung der versäumten Meldung für das bestimmte Kalenderjahr gemeint ist, oder die Vornahme der Kalenderjahresendmeldung für das Folge-Kalenderjahr. Wenn Ersteres gemeint ist, ist die Heilung der Sanktion im Regelfall messtechnisch gar nicht möglich. Es kommt daher zu einem Dauer-Pflichtverstoß ohne Heilungsmöglichkeit. Wenn Letzteres gemeint ist, kommt es mit Vornahme der Folge-Kalenderjahresendmeldung bereits zu einer Heilung. Die Zweckerreichung dieser Heilung ist aber fraglich, da sie für das betroffene Kalenderjahr keine heilende Funktion entfalten kann.

Darüber hinaus ist in der einzufügenden Fassung des § 52 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 EEG-RefE folgender Schreibfehler zu korrigieren:

„3. bei einem Pflichtverstoß nach Absatz 1 Nummer 11, sobald sämtliche der in Absatz 1 Nummer 11 genannten Pflichten erfüllt werden; diese Verringerung wirkt zurück bis zum Beginn des Pflichtverstoßes.“

Hinsichtlich weiterer, in § 52 EEG 2023 notwendiger Änderungen verweist der BDEW auf seine nachfolgenden Darstellungen unter 25.4 und 25.6 im juristischen Teil.

7.2 BNetzA Kontrolle der Netztrennbefugnis nach § 52a EEG

Die vorgesehene Befugnis der Bundesnetzagentur nach § 85 Abs. 1 Nr. 3e EEG-RefE, zu kontrollieren, ob Netzbetreiber die Vorgaben des § 52a EEG einhalten, bewertet der BDEW grundsätzlich positiv.

Die praktische Herausforderung für die Verteilnetzbetreiber liegt allerdings in der konkreten Ausgestaltung des § 52a EEG, der angepasst werden muss. Obwohl eine ausdrücklich und

einfach handhabbare Netztrennbefugnis wünschenswert ist, sieht der BDEW diese Regelung insbesondere im Verhältnis zu den parallelen Regelungen in § 6 NELEV und § 24 NAV kritisch, weil die verschiedenen Regelungen unterschiedliche Voraussetzungen, Fristen und Rechtsfolgen haben. Für Netzbetreiber stellt weniger die Frage der Unverhältnismäßigkeit oder potenzieller Haftungsrisiken ein Problem dar, sondern vielmehr die hohe Umsetzungskomplexität des zugrunde liegenden Kriteriums. Erforderlich ist daher, statt eines frei wählbaren Zwölfmonatszeitraums auf das Kalenderjahr als eindeutigen Bezugsrahmen abzustellen. Unklar bleibt zudem der Mehrwert des § 52a EEG gegenüber den bestehenden Regelungen in § 6 NELEV.

Zum Hintergrund: Wenn eine Erzeugungsanlage an das Netz angeschlossen ist, ist es in der Praxis beinahe unmöglich, diese vom Netz zu nehmen – ungeachtet der rechtlichen Grundlagen nach § 6 NELEV oder § 52a EEG.

Hinzu kommt, dass der Netzbetreiber keine hinreichenden und der Anlagenbetreiber auch nur ggf. die nötigen Kenntnisse für die gefahrlose Trennung („nur“) der betroffenen Erzeugungsanlage innerhalb der Kundenanlagen haben. Eine Trennung nur der Erzeugungsanlagen vom Netz bzw. der Kundenanlage birgt daher für den Netzbetreiber auch Haftungsrisiken. Dies kann bedeuten, dass diese Regelung letztlich leerläuft. Daher sollte Konsequenz die Unterbrechung des Netzanschlusses sein. Der Anlagenbetreiber hat es dabei zu jedem Zeitpunkt in der Hand, dies – mit allen Konsequenzen für die Bezugsseite und ggf. weitere betroffene Dritte – durch nachweisliche außer Betriebnahme seiner Anlage zu unterbinden.

Der BDEW regt zudem an, dass das Anlagensegment, das zwischen 25 kW und 100 kW liegt und mit Funkrundsteuerung angebunden ist und nicht getestet werden kann, wenn überhaupt erst mit Einbau eines iMSys von der Netztrennung betroffen sein sollte. Gerade für kleinere Anlagen dürfte die parallele finanzielle Sanktion in § 52 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2023 zusätzlich zur Netztrennbefugnis unverhältnismäßig sein.

BDEW-Vorschlag zu § 52a Abs. 1 und 2 EEG-RefE

*„(1) Der Netzbetreiber, an dessen Netz eine Anlage angeschlossen ist, **muss den Netzan-schluss, über den die Anlage mit dem Netz verbunden ist, muss die Anlage** vorbehaltlich der Androhung nach Absatz 2 **vom Netz trennen unterbrechen, oder, sofern er deren Ein-speisung nicht durch Abregelung dauerhaft durch andere Maßnahmen unterbinden kann,** wenn der Anlagenbetreiber hinsichtlich dieser Anlage **in einem Kalenderjahr einem Zeit-raum von zwölf Monaten** in insgesamt mindestens sechs **Kalendermonaten** jeweils mindestens einmal gegen § 9 Absatz 1 oder Absatz 2 oder gegen § 10b Absatz 1 oder Absatz 2 verstoßen hat und der Anlagenbetreiber die Anlage nicht bereits nachweislich außer Betrieb genommen hat. **Dies gilt für Anlagen über 7 bis 100 Kilowatt nur, wenn sie ab dem***

1. Januar 2028 in Betrieb genommen oder ab dem 1. Januar 2028 mit einem intelligenten Messsystem und Steuerungseinrichtungen ausgerüstet werden.

(2) Bevor der Netzbetreiber **den Netzanschluss, über den die Anlage nach Absatz 1 mit dem Netz verbunden ist, eine Anlage nach Absatz 1 vom Netz trennt** oder deren Einspeisung **durch Abregelung dauerhaft durch andere Maßnahmen** unterbindet, hat er dem Anlagenbetreiber unter Benennung der konkreten Pflichtverletzung in Textform eine Frist von einem Monat zur Behebung zu setzen und auf die Rechtsfolgen nach Absatz 1 bei fehlender Behebung hinzuweisen. Der Netzbetreiber kann die Frist nach Satz 1 einmalig um bis zu einen Monat verlängern.“

(3) Sobald der Anlagenbetreiber die Behebung der nach Absatz 2 benannten Pflichtverletzung vollständig nachgewiesen hat, hebt der Netzbetreiber die Unterbrechung des Netzanschlusses auf.

Absätze 3 bis 7 des § 52a EEG-RefE werden gestrichen.

8. Ausgestaltung des Refinanzierungsbeitrags

In § 21d und den wesentlichen Änderungen in Anlage 1 des EEG-RefE wird die europarechtlich verpflichtende Übererlösabschöpfung im EEG verankert. Der Entwurf sieht für Anlagen ab 100 kW die Einführung eines zweiseitigen Differenzvertragsmodells (CfD) vor, das oberhalb des anzulegenden Wertes eine Abschöpfung von Mehrerlösen vorsieht.

Der Clawback-Mechanismus soll auch für Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung und damit für PPAs gelten und geht somit über eine reine Förderabschöpfung hinaus. Grund ist die Vermeidung eines missbräuchlichen zeitweisen Wechsels in die Sonstige Direktvermarktung, um die Abschöpfung zu umgehen.

Es ist allerdings die Möglichkeit zu einem einmaligen und dauerhaften Wechsel aus dem CfD in die ungefördernde Vermarktung möglich, bei der keine Abschöpfung erfolgt.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW unterstützt ausdrücklich das Ziel, die europarechtlichen Vorgaben zur Übererlösabschöpfung umzusetzen. Für die Branche ist von zentraler Bedeutung, dass die EEG-Förderung auch über den 31. Dezember 2026 hinaus beihilferechtlich genehmigt bleibt und zeitnah ein nahtloser Übergang in das neue Förderregime gewährleistet wird, um einen Fadenriss zu vermeiden.

Gleichzeitig ist aus Sicht des BDEW darauf zu achten, dass die **Umsetzung in einem ersten Schritt möglichst in die bestehende Logik integriert** wird. Ein grundlegender Systemwechsel hin zu einem umfassend neuen Fördermechanismus sollte – sofern politisch gewünscht – in

einem zweiten Schritt erfolgen und einer vertieften fachlichen Abstimmung mit der Branche unterzogen werden. Entscheidend ist insgesamt, dass der Fördermechanismus weiterhin planbare und kalkulierbare Rahmenbedingungen bietet, um die Finanzierung neuer Projekte – insbesondere vor dem Hintergrund steigender Kapitalkosten – nicht zu gefährden.

Zudem ist die vorgesehene Schwelle für die Anwendung der Übererlösabschöpfung mit Blick auf administrative Belastungen sorgfältig zu prüfen. Insbesondere bei kleineren Anlagen entstehen erhebliche Abwicklungs- und Inkassorisiken auf Ebene der Netzbetreiber. Dies dürfte zu hohem Aufwand bei Korrekturen und Rechtsstreitigkeiten führen, wenn eine zeitnahe Korrektur administrativ nicht erfolgen kann. Netzbetreiber müssen hierfür neue Prozessabläufe aufsetzen. **Der BDEW hält es für sachgerecht, die Abschöpfung erst ab einer Anlagengröße von 200 kW entsprechend der EU-rechtlich geforderten Mindestschwelle anzuwenden, bei der Aufwand und Ertrag in einem angemessenen Verhältnis stehen.** Zudem hatte der BDEW zur Begrenzung des Umsetzungsaufwands vorgeschlagen, **die Abschöpfung dadurch umzusetzen, dass die Gleitende Marktpremie künftig auch ein negatives Vorzeichen einnehmen kann.** Es würden dann im Gegensatz zur nun vorgesehenen Umsetzung keine neuen Zahlungsströme entstehen und der Umsetzungsaufwand in den IT-Systemen der Netzbetreiber wäre gering.

Positiv für die Abwicklung ist, dass Ansprüche nach § 20a EEG jedenfalls gegen Förderansprüche aufgerechnet werden können (§ 27 Abs. 1 Satz 1 EEG-RefE). Für die Fälle, in denen kein Förderanspruch in der sonstigen Direktvermarktung besteht, ist dieser Mechanismus allerdings nicht anwendbar.

Auch bei einer negativen Marktpremie müssten Netzbetreiber Rückzahlungen von Anlagenbetreibern einfordern. Im Fall von Insolvenzen können Forderungsausfälle entstehen. Diese Risiken sollten nicht dem Netzbetreiber zugerechnet werden. Stattdessen sollten entsprechende Kosten und Forderungsausfälle über den bundesweiten EEG-Finanzierungsmechanismus (EEG-Konto) ausgeglichen werden. Hierfür müsste das Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) entsprechend angepasst werden.

Aus Sicht des BDEW sollte zudem eine Indexierung der Förderhöhe im CfD geprüft werden.

Die Ausgestaltung könnte sich bspw. am in Großbritannien etablierten und erprobten Design orientieren, das an den Verbraucherpreisindex (VPI) gekoppelt ist. Vorteile des Systems sind u.a. die regulatorisch erprobte Umsetzbarkeit, internationale Wettbewerbsfähigkeit, ein robuster Hedge gegen allgemeine Inflation, der als Grundlage für ergänzende marktliche Absicherungen und das Risikomanagement dienen kann sowie eine hohe Liquidität und Transparenz des Indexes. Der BDEW hat am Beispiel der Offshore-Wind-Ausschreibungen (WindSeeG) einen konkreten Vorschlag für die Umsetzung der Indexierung anhand der europäischen Harmonised Index of Consumer Prices (HICP) veröffentlicht ([siehe BDEW-Positionspapier, 2026](#)).

9. Technische Vorgaben nach § 9 EEG

9.1 Ablehnung einer pauschalen Reduktion der Wirkleistungseinspeisung auf 50 % nach § 9 Abs. 2b EEG

Durch den neu eingefügten § 9 Absatz 2b EEG 2027 wird die Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung von bisher 60 % auf 50 % bei Solaranlagen des zweiten Segments mit einer installierten Leistung von weniger als 25 oder 100 Kilowatt (im vorliegenden Entwurf noch nicht festgelegt) erweitert und auch unabhängig vom Einbau eines intelligenten Messsystems und unabhängig von der Veräußerungsform des in das Stromnetz eingespeisten Stroms beibehalten. Hierdurch soll der Anreiz zur Investition in Speicher gestärkt werden, um die Strommengen von Solaranlagen in der Mittagszeit, die nicht mehr in das Stromnetz eingespeist werden kann, aufzunehmen und am Abend wieder einzuspeisen. Dabei werden die Anlagen für die Zwecke dieser Regelung unabhängig von den Eigentumsverhältnissen nur dann zusammengefasst, wenn sie von demselben Betreiber am selben Standort gleichzeitig in Betrieb genommen werden (vgl. § 9 Abs. 3a EEG-RefE).

BDEW-Bewertung:

Eine pauschale Reduzierung der Einspeiseleistung setzt, anders als in der Gesetzesbegründung suggeriert wird, keinen effizienten Anreiz für die Anschaffung eines Speichers. Diese Begründung zielt auf ein Problem, das in der Realität nicht existiert.

Bereits jetzt zeigen die aktuellen Zubauzahlen von PV-Installationen, dass sie nahezu immer mit Speicher realisiert werden. Die Aufnahme der Anlagen in die Direktvermarktung setzt sie einem Anreizsystem aus, welches Anlagenbetreiber zur Optimierung ihrer Einspeisung bewegt. Das enorme Flexibilitätspotenzial dieser Anlagen darf ebenfalls nicht außer Acht gelassen werden. Über die Marktintegration können sie ihr Potenzial entfalten und einen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Die Regelung hätte zur Folge, dass auch Anlagen eingeschränkt werden, die bereits heute durch Direktvermarktung oder Energiemanagementsysteme systemdienlich betrieben werden. Damit wird die systemseitig sinnvolle und effiziente Nutzung von Flexibilitäten in Haushalten deutlich eingeschränkt und deren Wirtschaftlichkeit gefährdet. Außerdem schwächt die pauschale Begrenzung zudem die Wirkung marktaktiver Speicher, weil die 50 %-Deckelung am Netzverknüpfungspunkt auch die spätere netzwirksame Ausspeisung begrenzen würde.

Jedenfalls nach Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem und entsprechender Steuerbarkeit und in der Veräußerungsform der Direktvermarktung sollte die pauschale 50 %-Begrenzung nicht greifen.

9.2 Änderungen zu „Nulleinspeisungsanlagen“

Der Entwurf zu § 9 Abs. 2 EEG enthält Änderungen, die Rechtssicherheit in Bezug auf Nulleinspeisungsanlagen bringen sollen. Der BDEW hat viele dieser Unklarheiten durch die PV-Spitzennovelle kritisiert und Verbesserungen angemahnt. Die Klarstellungen sind daher grundsätzlich positiv zu sehen.

Die Ergänzung der Formulierung „und Strom in ein Netz einspeisen“ in § 9 Abs. 2 EEG ist eine notwendige und sinnvolle Klarstellung für Nulleinspeiseanlagen. Für Anlagen ab 100 kW verbleiben die Vorgaben zur Steuerung am Generator der Anlage nach § 13a EnWG.

Der BDEW fordert allerdings an, dass an **§ 9 Abs. 2 EEG 2023 ein Satz angehängt** wird, in dem die Formulierung „Anlagen, die Strom in ein Netz einspeisen“ wie folgt klargestellt wird. Die Voraussetzungen für eine Nulleinspeisung regelt die im März 2026 aktualisierte VDE-AR-N 4105, ausschließlich hierauf ist technischerseits Bezug zu nehmen. Hierfür soll auf die allgemein anerkannten Regeln der Technik verwiesen werden. Werden die Technischen Anschlussregeln des VDE eingehalten, besteht die Vermutung, dass die allgemein anerkannten Regeln der Technik eingehalten wurden (Verweis auf § 49 EnWG).

„Anlagen oder KWK-Anlagen, die Strom in ein Netz einspeisen, sind nicht solche, bei denen der erzeugte Strom nicht oder nur in technisch nicht vermeidbaren und im Umfang vernachlässigbar geringen Mengen in das Netz eingespeist wird, weil der erzeugte Strom ausschließlich zur Eigenversorgung oder Weitergabe des Stroms ohne Netzdurchleitung verwendet wird. Ob und in welchem Maße technisch nicht vermeidbar eingespeist wird, bestimmt sich nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik. § 49 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EnWG ist entsprechend anzuwenden.“

9.3 Weitere Hinweise zu § 9 EEG 2023

Die Anforderungen an die Sicht- und Steuerbarkeit von Anlagen für den Netzbetreiber („netzdienliche Steuerung“) in § 9 EEG 2023 sind mit dem MsbG durch die „kleine EnWG-Novelle“ abgestimmt und verzahnt worden, sodass eine Priorisierung des Pflichtrollouts hin zu einem „Steuerungsrollout“ möglich wurde. Dies hat der BDEW ausdrücklich begrüßt.

In der Praxis haben sich allerdings bereits unterschiedliche Verständnisse der Formulierung in § 9 Abs. 2 EEG 2025 gebildet, wonach **„bis zum Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes und zur erstmaligen erfolgreichen Testung der Anlage oder KWK-Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber über diese neu eingebaute Technik sowie unbeschadet weiterer Vorgaben im Zusammenhang mit der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes“** verschiedene Pflichten bestehen. § 29 Abs. 1

Nr. 2 MsbG betrifft lediglich den Pflichtrollout durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber für Anlagen über 7 kW und steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG.

Aus Sicht des BDEW sollten die Anforderungen an Anlagen vor der Möglichkeit für den Netzbetreiber, diese Anlagen über ein intelligentes Messsystem sehen und tatsächlich steuern zu können, nicht davon abhängen, ob die Anlagen im Pflichtrollout durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber ausgerüstet werden oder auf andere Weise (etwa durch einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber oder als vorzeitiger Einbau auf Kundenwunsch).

Fälle, in denen eine steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG hinter demselben Netzanschluss wie eine Anlage verbaut ist, sind Anwendungsfälle von § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG (Pflichtrollout), sollten aber nicht in allen Fällen, gerade bei Kleinstanlagen, automatisch dazu führen, dass diese Anlagen ebenfalls immer sicht- und steuerbar sein müssen.

§ 9 Abs. 2 EEG wird wie folgt geändert und ergänzt:

Satz 1:

„Bis zum Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen ~~nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes~~ und zur erstmaligen erfolgreichen Testung der Anlage oder KWK-Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber über diese neu eingebaute Technik sowie unbeschadet weiterer Vorgaben im Zusammenhang mit der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes müssen (...)“

Die vorübergehende Verzögerung der Steuerung durch den Netzbetreiber über das Smart-Meter-Gateway soll auch aus Akzeptanzgründen nicht zu deutlich höheren Kosten für den betroffenen Anschlussnutzer führen. Handelt es sich um eine Steuerung am Netzanschluss, sollen die für den Übergangszeitraum durch die konventionelle Steuerung entstehenden Kosten die Kosten für die Steuerung über das intelligente Messsystem nicht übersteigen. Einer Regelung bedarf es nicht für Anlagen, die bereits mit einem iMS und einer Steuerungseinrichtung ausgestattet sind, aber noch nicht darüber gesteuert werden können. Für diese Anlagen trifft § 9 Abs. 2a EEG bereits eine Regelung.

BDEW-Vorschlag:

§ 9 Abs. 2a EEG soll wie folgt ergänzt werden:

„(2a) Nach dem Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes hat der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber bis zu einer nach Absatz 2 Satz 1 erfolgreich durchgeführten Testung zum Ausgleich der entstehenden Aufwendungen für den Weiterbetrieb von technischen Einrichtungen nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 und 2 ab dem 1. Januar 2028 für jedes

*angefangene Jahr einen Betrag von 100 Euro brutto zu zahlen. Die Zahlungspflicht entfällt, wenn der Netzbetreiber eine erfolglose Testung nach Satz 1 nicht zu vertreten hat. **Hat der grundzuständige Messstellenbetreiber nach § 29 Messstellenbetriebsgesetz zwar ein intelligentes Messsystem, aber noch keine Steuerungseinrichtungen eingebaut und erfolgt die Steuerung über eine konventionelle Steuerungseinrichtung im Sinne von Absatz 2, gelten für die Höhe des Entgelts des Netzbetreibers für die Steuerung am Netzanschluss § 30 Absatz 2 Nummer 2 und für die Steuerung der Anlage als Zusatzleistung nach § 34 Absatz 2 Nummer 7 und 8 die Vorgaben zum angemessenen Entgelt nach § 35 Messstellenbetriebsgesetz entsprechend.***

9.4 Einbeziehung von KWK-Anlagen, Ausschluss von EE-Speichern

Die Regelung in § 9 Abs. 2 Nr. 2 und 3 EEG soll so erweitert werden, dass nicht nur Anlagen, sondern auch KWK-Anlagen darunterfallen und stellt gleichzeitig klar, dass Speicher nicht erfasst sind. Beide Anpassungen **begrüßt der BDEW**, da in der Branche seit Inkrafttreten des PV-Spitzengesetzes Uneinigkeit über die Auslegung hinsichtlich dieser Anlagenarten besteht.

10. Änderungen zur kommunalen Beteiligung nach § 6 EEG

10.1 „Fiktive Strommengen“, tatsächlich eingespeiste Strommengen und tatsächlich erzeugte Strommengen

Im EEG-RefE wird die bislang in § 6 Abs. 2 und 5 EEG 2023 vorgesehenen Möglichkeit gestrichen, auf die „**fiktiven Strommengen**“ eine kommunale Beteiligung zu zahlen. Künftig soll sich die kommunale Beteiligung nach § 6 Abs. 1 bis 3 EEG auf die „**tatsächlich erzeugten Strommengen**“ erstrecken. Allerdings soll nur die kommunale Beteiligung, die für die tatsächlich in das Netz eingespeisten und nach EEG und EEG-Verordnungen geförderten Strommengen gezahlt worden ist, nach § 6 Abs. 5 EEG 2023 refinanzierbar sein. Darüber hinaus wurde die kommunale Beteiligung bei Windenergieanlagen an Land sowie bei PV-Freiflächenanlagen von ehemals 0,2 Cent pro Kilowattstunde auf **0,3 Cent** pro Kilowattstunde erhöht. Darüber hinaus wird in § 6 Abs. 6 EEG 2027 nunmehr klargestellt, dass eine **Erstattung der an die Gemeinden geleisteten Zahlungen lediglich bis zu einer Höhe von 0,2 Cent pro Kilowattstunde möglich ist.**

BDEW-Bewertung:

Der BDEW begrüßt die Streichung der bislang in § 6 Abs. 2 und 5 EEG 2023 vorgesehenen Möglichkeit, auf die „**fiktiven Strommengen**“ eine kommunale Beteiligung zu zahlen. Dies, zusammen mit der in § 6 Abs. 5 EEG 2023 unter bestimmten Bedingungen vorgesehenen Möglichkeit des Ausgleichsanspruchs des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber auch

für die kommunale Beteiligung auf diese fiktiven Strommengen, hat zu erheblichen Umsetzungsproblemen und juristischen Fragen in der Praxis geführt.

Der BDEW begrüßt insoweit auch die Einführung einer neuen **Übergangsregelung** in § 100 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EEG-RefE, wonach Betreiber von Windenergieanlagen an Land den Gemeinden Beträge durch einseitige Zuwendungen ohne Gegenleistung für fiktive Strommengen nach Nummer 7.2 der Anlage 2 des EEG anbieten dürfen, sofern darüber eine Vereinbarung nach § 6 Abs. 4 EEG vor dem Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes zur EEG-Novelle geschlossen und seitdem nicht angepasst wurde. Der BDEW gibt aber zu bedenken, dass hiernach 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 für diese Verträge trotzdem anwendbar sein soll.

Der BDEW lehnt allerdings die im Referentenentwurf vorgesehene Erstreckung der kommunalen Beteiligung auf die „**tatsächlich erzeugten Strommengen**“ ab. Dies würde gegenüber der geltenden Rechtslage noch folgende Strommengen einbeziehen:

- den Anlagen-Eigenbedarf,
- Leitungsverluste zwischen Anlage und Netzverknüpfungspunkt,
- erzeugte, aber dezentral vor dem Netzverknüpfungspunkt verbrauchte Strommengen, entweder durch einen Elektrolyseur oder für andere Zwecke, und
- erzeugte aber vor dem Netzverknüpfungspunkt in einen Stromspeicher eingespeiste Strommengen, die danach nicht in das Netz eingespeist worden sind.

Hiergegen sprechen aber folgende Gründe:

- Die meisten Windenergieanlagen sind nicht mit einer **geeichten Erzeugungsmessung** ausgestattet, müssten dies aufgrund des Mess- und Eichgesetzes aber sein, weil diese Messgrößen dann „im geschäftlichen oder amtlichen Verkehr verwendet werden“ würden, wenn die erzeugten Strommengen Berechnungsbasis für die kommunale Beteiligung sein sollen. Insoweit ist die Validität der Datenbasis dieser „erzeugten Strommenge“ unklar und wird zwischen Gemeinden, Anlagenbetreibern und Netzbetreibern strittig werden. Die Ausstattung der Anlagen mit **geeichten Erzeugungsmessungen** führt zudem für die Anlagenbetreiber zu **doppelten Kosten**: Neben den zusätzlichen Messkosten muss die kommunale Beteiligung für die Differenz zwischen erzeugter und in das Netz eingespeister Strommenge von den Anlagenbetreibern selbst gezahlt werden, weil sie hierfür keinen Ausgleichsanspruch nach § 6 Abs. 5 EEG 2027 hätten.

- Auf diese geeichten Untermessungen kann auch aufgrund von **§ 24 Abs. 3 EEG 2023** nicht verzichtet werden: Ansonsten würden Strommengen, die nach dieser Regelung nach Leistung oder Referenzertrag der Anlagen auf diese aufgeteilt werden, hiernach Anlagen zugewiesen werden, die diese Strommengen möglicherweise wegen Stillstands gar nicht erzeugt haben. Es käme somit zu einer Verletzung der Zuordnung von Strommengen zu den konkreten Anlagen, und möglicherweise zu einer strafrechtlich relevanten, fehlerhaften Zahlung.
- Die meisten Betreiber von Windenergieanlagen gewähren derzeit nur für diejenigen Strommengen eine kommunale Beteiligung, für die sie die **Beteiligung auch nach § 6 Abs. 5 EEG 2023 wieder vom Netzbetreiber erstattet bekommen**, weil ansonsten die betriebswirtschaftliche Finanzierung der Anlage wegen der gestiegenen Preise auf Basis von Bestands-Zuschlägen schwierig wird.
- Die Inanspruchnahme der „tatsächlich erzeugten Strommengen“ würde **eigenverbrauchoptimierte EEG-Anlagen mit Überschusseinspeisung benachteiligen**, weil diese hinsichtlich des finanziellen Erlöses aus der kommunalen Beteiligung aus kommunaler Sicht immer mit Vollstrom-Einspeisungsanlagen gleichgesetzt werden, obwohl der Anlagenbetreiber die kommunale Beteiligung für die nicht eingespeisten Strommengen nicht nach § 6 Abs. 5 EEG 2023 erstattet bekommen kann.

Insgesamt führt daher die Verwendung der „tatsächlich erzeugten Strommengen“ **zu erheblichen bürokratischen Mehrbelastungen** beim Anlagen- und beim Netzbetreiber, weshalb der BDEW sie in der Gesamtbewertung ablehnt.

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 ungefördernde 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.

Außerdem sollte die kommunale Beteiligung auch für sonstige bauliche Anlagen erlaubt werden, z.B. auf Deponien und ehemaligem Tagebau. Die Ausnahme erscheint unbegründet und entzieht den Kommunen die Möglichkeit zur Teilhabe.

10.2 Anhebung der Beträge zur finanziellen Beteiligung der Kommunen am Ausbau

Die kommunale Beteiligung bei Windenergieanlagen an Land sowie bei PV-Freiflächenanlagen wurde von ehemals 0,2 Cent pro Kilowattstunde auf **0,3 Cent** pro Kilowattstunde erhöht. Darüber hinaus wird in § 6 Abs. 6 EEG 2027 nunmehr klargestellt, dass eine **Erstattung der an die Gemeinden geleisteten Zahlungen lediglich bis zu einer Höhe von 0,2 Cent pro Kilowattstunde möglich ist.**

BDEW-Bewertung:

Die Anhebung der Beträge zur Beteiligung der Kommunen am Ausbau der Windenergie an Land als auch der PV-Freiflächenanlagen ist ein wichtiger Beitrag, um Gemeinden insbesondere im ländlichen Raum an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien teilhaben zu lassen und lokale Wertschöpfung zu erreichen. Gleichzeitig ist festzustellen, dass der Trend zu eigenständigen Beteiligungsgesetzen auf Länderebene zu einer zunehmenden Zersplitterung des Rechtsrahmens führt. Unterschiedliche landesrechtliche Vorgaben schaffen erhebliche Rechts- und Planungsunsicherheiten, erschweren die Projektentwicklung und Genehmigung, erhöhen den administrativen Aufwand und beeinträchtigen die Wirtschaftlichkeit von Vorhaben. Zudem können sie die Vielfalt der Marktakteure einschränken, da insbesondere kleinere Projektentwickler mit zusätzlichen regulatorischen Anforderungen belastet werden.

Vor diesem Hintergrund sollte die Länderöffnungsklausel in § 22b Abs. 6 EEG 2023 dahingehend angepasst werden, dass über die bundesrechtliche Regelung des § 6 EEG hinausgehende Verpflichtungen zur finanziellen Beteiligung der Gemeinden ausgeschlossen werden. Einheitliche bundesrechtliche Vorgaben würden die Rechtssicherheit erhöhen, den Bürokratieaufwand reduzieren und zugleich eine verlässliche Beteiligung der Kommunen am Ausbau der Erneuerbaren Energien gewährleisten. Weitergehende landesspezifische Regelungen zur finanziellen Beteiligung sollten daher ausgeschlossen werden.

Sofern die Länderöffnungsklausel unverändert bestehen bleibt, muss zumindest sichergestellt werden, dass **Kommunalbeteiligungen oberhalb von 0,2 ct/kWh vollständig refinanziert**

werden können. Andernfalls würden zusätzliche Kosten einseitig bei den Projektentwicklern verbleiben und die Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Projekte in den EEG-Ausschreibungen weiter verschlechtern. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund zusätzlicher neuer Regulierungsprozesse, welche für die Betreiber von Erneuerbare Energien-Anlagen die wirtschaftlichen Bedingungen immer unsicherer machen, darunter beispielsweise regional differenzierte Baukostenzuschüsse oder ein dynamischer, jährlicher Leistungspreis.

Die im Rahmen der anstehenden Novellen des EEG und des EnWG vorgesehenen kurzfristigen Maßnahmen sollten daher konsequent mit den laufenden Reformprozessen zur Netzentgelt-systematik abgestimmt werden. Insbesondere sind die Arbeiten der Bundesnetzagentur im AgNes-Prozess sowie die angekündigten Regelungen zu Netzentgelten in der Strombinnen-marktverordnung zu berücksichtigen. Nur eine kohärente Ausgestaltung der verschiedenen Regelungsvorhaben kann Zielkonflikte, widersprüchliche Anreize und unbeabsichtigte Wechselwirkungen vermeiden.

10.3 Neue Überwachungsbefugnis der BNetzA

Die neu einzuführende **Überwachungsbefugnis der BNetzA in § 85 EEG** dahingehend, dass Netzbetreiber Zahlungen nach § 6 Abs. 5 EEG ordnungsgemäß geleistet haben, muss nach Auffassung des BDEW unbedingt damit flankiert werden, dass **§ 6 EEG keinerlei Auslegungszweifel eröffnet**. Insoweit sind die vorstehend genannten, notwendigen Korrekturen in § 36h Abs. 2 EEG unbedingt durchzuführen. Findet diese Klarstellung nicht statt, lehnt der BDEW diese Überwachungsbefugnis ab.

Der BDEW betont insoweit auch, dass die **Ausnahme von der Strafbarkeit der Gewährung und Entgegennahme von Zahlungen im Rahmen der kommunalen Beteiligung** nach § 6 Abs. 4 Satz 3 EEG 2023 in der Praxis nicht weitreichend genug ist. Immer dann, wenn sich im Rahmen von § 6 EEG 2023 eine unklare Rechtslage oder eine mögliche Regelungslücke ergibt, kann die Beantwortung dieser Rechtsfrage oder die Schließung der Regelungslücke eine Strafbarkeit nach sich ziehen². Dies betraf prioritär die Gewährung von kommunaler Beteiligung auf „fiktive Strommengen“, betrifft nun aber auch jegliches vorstehend dargestelltes Zuordnungsproblem im Rahmen der „erzeugten Strommengen“ zu einer bestimmten Anlage, Der

² Vgl. BGH, Beschluss vom 14. Dezember 2022, Az. [StB 42/22](#) zu § 6 EEG.

BDEW verweist insoweit auf die Publikation der Fachagentur Wind an Land und Solar zu § 6 EEG 2023, dort insbesondere auf die Seiten 15 f.

11. Änderungen zu Wasserkraft

Aussetzung der Degression

Es ist wichtig, dass die bisher im EEG enthaltene Degression der Fördersätze ausgesetzt wird und die Fördersätze vielmehr an die aktuellen Preiserhöhungen angepasst werden.

BDEW-Bewertung:

Aus Sicht des BDEW entspricht die Degression der Fördersätze nicht der Kostenentwicklung.
Daher sollte die Degression ausgesetzt werden.

12. Änderungen zu Windenergie

12.1 Streichung der Berechtigung der Bundesnetzagentur zur Anpassung des Ausschreibungsvolumens gem. § 28 Absatz 3a EEG 2023

Die Berechtigung der Bundesnetzagentur, nach Maßgabe des § 28 Absatz 3a EEG 2023 das Ausschreibungsvolumen um bis zu 30 % zu erhöhen oder zu reduzieren, wird insgesamt gestrichen.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW bedauert, dass die Bundesnetzagentur künftig nicht mehr befugt sein soll, die Ausschreibungsvolumina zu ändern. Durch die Neuregelung geht ein Mechanismus verloren, der zügig die Anpassung von Ausschreibungsvolumina ermöglichte, beispielsweise im Falle einer Zielverfehlung beim Ausbau Erneuerbarer Energien.

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

12.2 Änderung des Höchstwertes nach § 36b EEG

Im aktuellen Referentenentwurf ist ein Höchstwert von 7,1 Cent/kWh vorgesehen. Der Wert von 7,1 Cent/kWh entspricht damit dem Wert, der aufgrund der Degression von 2 % auf Basis des Wertes von 7,25 % für 2026 ab dem 1. Januar 2027 gelten würde.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW begrüßt zwar grundsätzlich, dass der Höchstwert gegenüber demjenigen nach dem geltenden § 36b EEG 2023 in Richtung des Niveaus der BNetzA-Festlegungen der letzten Jahre angehoben werden soll. **Aus Sicht des BDEW sollte die Höhe des festgelegten Höchstwerts aber kritisch überprüft werden.** Zwar liegt dieser auf dem Niveau, das sich auch bei einer Ermittlung nach den Maßstäben des EEG ergeben hätte. Gleichwohl ist zu berücksichtigen, dass sich aus den noch ausstehenden und parallel möglichen Neuregelungen der Netzentgeltsystematik im Rahmen des von der Bundesnetzagentur angestoßenen AgNes-Prozesses **erhebliche zusätzliche Kostenbelastungen** insbesondere für Windenergieprojekte ergeben können.

Hierzu zählen insbesondere regional differenzierte Baukostenzuschüsse, die diskutierten Kapazitätspreise sowie mögliche Zusatzkosten und Risiken infolge weiterer Belastungen durch mögliche Regelungen in sog. kapazitätslimitierten Netzgebieten, die zu einer erheblichen Verlagerung von Kosten in das EEG führen können.

Vor diesem Hintergrund erscheint fraglich, ob der festgelegte Höchstwert ausreicht, um die künftigen Kosten- und Risikostrukturen angemessen abzubilden. Der BDEW spricht sich daher dafür aus, die Höhe des Höchstwerts unter Berücksichtigung der absehbaren regulatorischen Entwicklungen erneut zu prüfen, um den notwendigen Ausbau der Windenergie an Land abzusichern.

12.3 Begrenzung von Entgelten zur Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land § 36d EEG

Neu ist die Einführung einer Begrenzung von Entgelten zur Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land. Dabei soll zukünftig die Summe der jeweils für das Jahr der Inbetriebnahme sowie die folgenden 19 Kalenderjahre zu zahlende Entgelte auf höchstens 2,5 Prozent des Produkts, aus dem aus dem jährlichen erzielbaren Standortertrag der Anlage und dem für die Anlage im jeweiligen Jahr maßgeblichen anzulegenden Wert begrenzt sein.

BDEW-Bewertung:

Eine gesetzliche Begrenzung der Entgelte für die Nutzung von Grundstücken zur Errichtung von Windenergieanlagen an Land ist aus Sicht des BDEW derzeit nicht erforderlich und wird in der derzeitigen Ausgestaltungsform ausdrücklich abgelehnt. Der intensive Wettbewerb in den EEG-Ausschreibungen setzt bereits wirksame Anreize für eine wirtschaftliche Projektkalkulation und begrenzt überhöhte Pachtzahlungen. Zahlreiche Pachtverträge werden angesichts des dynamischen Wettbewerbs nachverhandelt. Bei Umsetzung der Entgeltbegrenzung besteht die Gefahr, dass die Bereitschaft von Flächeneigentümern, Flächen für den Ausbau der

Windenergie bereitzustellen, erheblich abnimmt. Dies könnte zu einer spürbaren Verknappung verfügbarer Standorte bis hin zu einem weitgehenden Erliegen der Flächenbereitstellung für neue Windenergieprojekte führen. Schließlich ist zweifelhaft, dass eine Begrenzung der Pachtzahlungen die Akzeptanz des Windenergieausbaus erhöht; vielmehr tragen regionale Wertschöpfung und eine angemessene finanzielle Beteiligung der lokalen Akteure wesentlich zur Akzeptanz vor Ort bei.

Zudem begegnet die Regelung profunden inhaltlichen Bedenken:

- Die Regelung greift in das Eigentumsrecht der Grundstücksverpächter und in die Vertragsfreiheit der Parteien ein, ohne dies hinreichend zu rechtfertigen.
- Die Regelung umfasst auch Zahlungen für Nutzungen von Grundstücken für Nebenanlagen. Darunter fallen laut Begründung auch Leitungen nach § 11a EEG. Relevant dürfte die Regelung aber vielmehr sein für Leitungen, die nicht unter § 11a EEG fallen, denn über § 11a Abs. 2 EEG ist die Zahlung bei Ausübung der Duldungspflicht ohnehin eingeschränkt. Anstatt über § 36d EEG einen komplizierten Sanktionsmechanismus zu etablieren, sollte vielmehr § 11a EEG angepasst werden und auch private Grundstücke umfassen (siehe unten Ziffer 12.10).
- Die Einhaltung der Pachthöhenbegrenzung soll durch den Netzbetreiber kontrolliert (§ 36d EEG) und sanktioniert (§ 53a EEG) werden. Liegen dem Netzbetreiber tatsächliche Anhaltspunkte vor, dass die Vorgaben zur Pachthöhenbegrenzung nicht eingehalten werden, hat der Netzbetreiber zu prüfen, ob ein Verstoß vorliegt. Solche Prüfpflichten für den Netzbetreiber sind absolut abzulehnen. Sie entsprechen weder der Rolle noch dem Kompetenzbereich des Netzbetreibers. Darüber hinaus ist die vorgesehene Prüferfordernis sachfremd. Letztlich werden Netzbetreiber mit dieser Regelung zu Sachwaltern politischer Maßgaben gemacht und mit erheblichen zusätzlichen Belastungen versehen. Zudem stellt sich rein praktisch die Frage, aus welchen Gründen dem Netzbetreiber, der keinen Einblick in die Pachtvereinbarungen des Anlagenbetreibers hat, tatsächliche Anhaltspunkte vorliegen sollten.
- Außerdem ist die Kontrolle der Deckelung schwach angelegt – gleichzeitig ist kritisch, dass die Pönalzahlung bei Überschreitung sehr hoch angesetzt ist.
- Zusätzlich ist die Übergangsfrist zu kurz gesetzt, so dass bei bereits geplanten Projekten Verträge nachverhandelt werden müssten.
- Der Umstand, dass Schadensersatzzahlungen generell sowie Zahlungen vor dem Jahr der Inbetriebnahme von der Begrenzung ausgenommen sind, wird in der Praxis vermutlich zu Umgehungsgeschäften führen. Ergebnis ist wiederum eine große zusätzliche Belastung für den Netzbetreiber, dem die Kontrolle über die Einhaltung der Pachthöhenbegrenzung obliegt. Diese Belastung ist mit der Rolle und den Pflichten des

Netzbetreibers nicht in Einklang zu bringen. Die Regelung ließe sich auch insofern leicht umgehen, als dass die Verpflichtung zur Begrenzung auf die 20 Jahre Förderdauer angelegt ist. Ein Vertrag könnte für die ersten 20 Jahre eine sehr geringe und nach Ablauf der 20 Jahre zulässigerweise eine sehr hohe Pachtzahlung vorsehen.

- Darüber hinaus stellt die Regelung des Pachtpreisbegrenzungsradius von 2,5 km eine Ungleichbehandlung von Projekten dar: Unbegrenzte Pachthöhen außerhalb des Radius von 2,5 km zur Ermöglichung dieser Projekte würde Pachten mit dieser Regelung für diese Projekte voraussichtlich erhöhen, nicht senken. Dies läuft dem Ziel der eigentlichen Regelung diametral entgegen.

12.4 Änderung von § 36f EEG

Der BDEW begrüßt die vorgesehene Änderung in § 36f EEG-RefE, dass nunmehr anstelle des Zeitpunktes der Erteilung des Zuschlags an denjenigen der Gebotsabgabe angeknüpft werden soll.

12.5 Änderungen in § 36h EEG

12.5.1 Einfügung eines neuen § 36h Abs. 3 Satz 2 (neu) für die Vorlage der Ertragsgutachten

§ 36h Abs. 3 Satz 2 EEG-RefE sieht vor, dass Anlagenbetreiber künftig verpflichtet sein sollen, die Nachweise nach § 36h Satz 1 Nr. 1 EEG unverzüglich nach Inbetriebnahme und die Nachweise nach § 36h Satz 1 Nr. 2 EEG jeweils bis zum Ablauf des 65., 125. und 185. auf die Inbetriebnahme der Anlagen folgenden Monats zu erbringen.

BDEW-Bewertung:

Hinsichtlich der Bewertung verweist der BDEW auf seine vorstehenden Ausführungen zu den neuen Sanktion nach § 52 Abs. 1 Nr. 9a EEG-RefE unter Nr. 7.1.2.

12.5.2 Erhöhung des Korrekturfaktors für den Gütefaktor von 50 % sowie weitergehende Änderungen am Referenzertragsmodell in § 36h EEG

Der Referentenentwurf sieht in § 36h neben einer Festlegung von Stützwerten für Gütefaktoren zwischen 50-80 Prozent eine Erhöhung des Korrekturfaktors für den Gütefaktor von 50 % von 1,55 auf 1,65 vor. Die Kompensation von Mindererträgen für Windenergieprojekte in der neuen Küstenregion und in der neuen Region Mitte-Nord über den Korrekturfaktor soll künftig begrenzt werden. Bei Windenergieanlagen in der Küstenregion sind zukünftig nur noch

Stützwerte anzuwenden, die einem Gütefaktor von 80 Prozent oder höher entsprechen. Der Korrekturfaktor kann bei Windenergieanlagen in dieser Region demnach nur noch auf bis zu 1,16 ansteigen. Bei Windenergieanlagen in der Region Mitte-Nord sind zukünftig nur noch Stützwerte anzuwenden, die einem Gütefaktor von 70 Prozent oder höher entsprechen. Der Korrekturfaktor kann bei Windenergieanlagen in dieser Region demnach nur noch auf bis zu 1,29 ansteigen. Bei allen anderen Windenergieanlagen, die in keiner der drei definierten Regionen Küstenregion, Region Mitte-Nord oder Südregion errichtet werden, sind wie bislang die Stützwerte anzuwenden, die einem Gütefaktor von 60 Prozent oder höher entsprechen. Der Korrekturfaktor kann bei solchen Windenergieanlagen weiterhin auf bis zu 1,42 ansteigen, was der bisherigen Kompensationsgrenze gemäß § 36h Absatz 1 Satz 3 Nummer 3 EEG 2023 entspricht. Windprojekte außerhalb der Küstenregion, Region Mitte-Nord und Südregion erfahren damit keine Änderungen.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW kritisiert, dass das BMWF den Ländern und Verbänden für die Bewertung dieser grundlegenden Änderungen des Referenzertragsmodells lediglich eine äußerst kurze Stellungnahmefrist eingeräumt hat. Die vorgeschlagenen Änderungen greifen tief in die Systematik des EEG ein und weisen erhebliche Wechselwirkungen mit den parallel verfolgten Regelungen des Netzausbaupakets auf. Eine belastbare Analyse der fachlichen, wirtschaftlichen und regulatorischen Auswirkungen ist unter diesen Bedingungen nicht möglich. Der BDEW hält eine angemessene Beteiligung der betroffenen Kreise und eine sorgfältige Prüfung der Wechselwirkungen für zwingend erforderlich. Die im Netzausbaupaket vorgesehene Begrenzung der installierten Leistung auf maximal 280 W/m² Rotorfläche für Windenergieanlagen an Land führt zu **erheblichen Wechselwirkungen mit der Systematik des EEG**, die im weiteren Gesetzgebungsverfahren berücksichtigt werden sollten. Die Regelung hätte zur Folge, dass zahlreiche heute marktübliche Anlagenkonfigurationen künftig nicht mehr zulässig wären oder keinen Netzanschluss erhalten könnten. Statt leistungstärkerer Generatoren kämen vermehrt kleinere Generatorvarianten bei gleicher Rotorfläche zum Einsatz.

Diese Anpassung wirkt sich nicht nur auf den Energieertrag der Anlagen aus, sondern verändert zugleich die für das EEG maßgeblichen **Referenzerträge** und damit die Berechnung der **Standortgüte**. Dadurch wird die im EEG verankerte Standortdifferenzierung geschwächt, deren Ziel es ist, windschwächere Regionen – insbesondere in Süddeutschland – gegenüber windstärkeren Standorten wettbewerbsfähig zu halten. Erste Analysen zeigen, dass insbesondere Projekte an Standorten mit einer Standortgüte von etwa 50 bis 60 Prozent, die für viele Vorhaben in Süddeutschland typisch sind, gegenüber den heute üblichen Anlagenkonfigurationen erhebliche wirtschaftliche Nachteile erfahren würden.

Vor diesem Hintergrund sollte die im Netzpaket vorgesehene Begrenzung der installierten Leistung auf maximal 280 W/m² Rotorfläche für Windenergieanlagen an Land im Zusammenspiel mit der geltenden EEG-Systematik dringend überprüft werden. **In der derzeit vorgesehenen Ausgestaltung reduziert sie den regulatorisch gewollten Ausgleichseffekt des Referenzertragsmodells erheblich und konterkariert damit die Zielsetzung des EEG, den Ausbau der Windenergie auch an windschwächeren Standorten zu ermöglichen. Damit stehen die Regelungen des Netzausbaupakets und des EEG in diesem Punkt in einem inhaltlichen Zielkonflikt.** Darüber hinaus verweisen wir auf unseren Vorschlag zur Anpassung des Ausgleichs der sog. Innerparkverschattung unter Punkt 12.11.

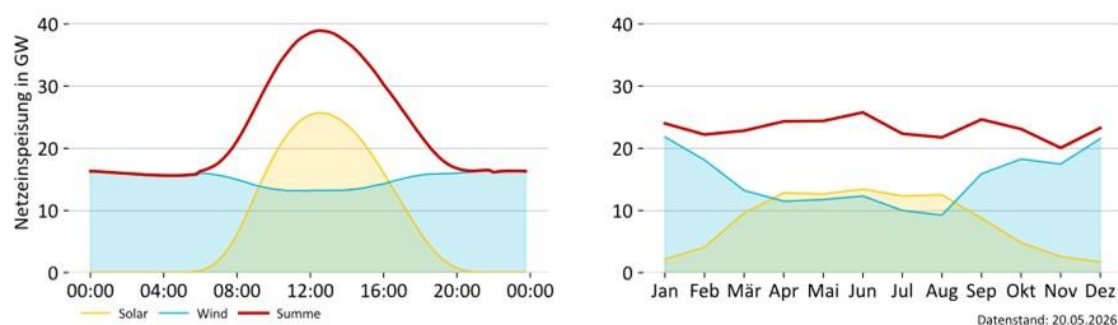
Darüber hinaus begrüßt der BDEW die Anhebung des Korrekturfaktors Für den Gütefaktor von 50 % von 1,55 auf 1,65. Die bestehende Differenzierung der Standortgüte in der Südregion bis zu einem Standortgütegrenzwert von 50 % ist ein zentrales Instrument, um strukturelle Nachteile gegenüber windreicheren Regionen in Norddeutschland auszugleichen. Dieser Standortgütegrenzwert trägt maßgeblich dazu bei, Windenergiestandorte im Süden wirtschaftlich nutzbar zu machen. Ohne diese Regelung wären nahezu zwei Drittel der bislang adressierten Windenergiegebietsflächen in der Südregion aufgrund der Windverhältnisse wirtschaftlich nicht erschließbar.

Der Ausbau der Windenergie in Süddeutschland ist systemisch erforderlich und muss weiterhin deutlich verstärkt werden, um die dortigen Lastzentren zuverlässig mit zusätzlichem erneuerbarem Strom zu versorgen. Zudem würde eine Reduktion des Korrekturfaktors nicht nur die Wirtschaftlichkeit neuer Projekte beeinträchtigen. Sie könnte darüber hinaus auch Projekte in fortgeschrittenen Entwicklungsstadien – bis hin zu bereits genehmigten Vorhaben – nachträglich entwerten und damit erhebliche Investitionsunsicherheiten und signifikanten volkswirtschaftlichen Schaden verursachen.

Dabei ist grundsätzlich anzunehmen, dass eine Integration von Windenergieanlagen an Land in das Bestandsnetz aufgrund des komplementären Einspeiseverhaltens über den Tagesverlauf als auch den Jahresverlauf gerade in PV-Einspeisedominierten Netzabschnitten eine sinnvolle Ergänzung sein kann.

Einspeisung von PV und Wind* je Tageszeit und Monat

Durchschnittliche Netzeinspeisung im Zeitraum 01.05.2023-30.04.2026



Quelle: ENTSO-E

*Summe von Wind an Land und auf See.

Aufgrund höherer spezifischer Kosten können Anlagen in der Südregion Deutschlands in stark überzeichneten Ausschreibungen kaum mit Geboten von Windenergieanlagen aus der Nordregion mithalten. Dadurch wird langfristig die Konzentration der Installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land in der Nordregion weiter verstetigt. Neben einer **Erhöhung** des Korrekturfaktors für 50 % Standorte spricht sich der BDEW für die **Einführung einer temporären Süd-Quote für WaL-Ausschreibungen** aus (s. nachfolgend unter 12.7).

12.6 Änderung von § 36i EEG 2023

Der aktuelle Referentenentwurf sieht vor, dass die Frist in § 36i EEG von gegenwärtig 30 auf künftig 36 Monate verlängert wird.

BDEW-Bewertung:

Aus Sicht des BDEW ist diese Änderung grundsätzlich zu begrüßen. Der BDEW gibt jedoch zu bedenken, dass **die erfreuliche Entwicklung der Genehmigungen für Windprojekte auch zu längeren Bauzeiten führt**, da Zulieferkapazitäten im Tiefbau, in der Transportlogistik, beim Bau von Umspannwerken, Lieferung von Kabeln und Turmsegmenten aufgestockt werden müssen. Fehlende Kapazitäten führen zu höheren Marktpreisen. Bei längeren Realisierungsfristen besteht hingegen eine bessere Wettbewerbssituation und die Projekte lassen sich kostengünstiger realisieren. **Der BDEW schlägt daher eine Verlängerung der Frist auf 52 Monate vor.**

12.7 Zusätzlicher Änderungsvorschlag: Einführung einer temporären Süd-Quote in den regulären EEG-Ausschreibungen

Durch die Einführung einer regionalen Quotenregelung innerhalb der regulären Ausschreibungen für Windenergie an Land kann der Ausbau in der Südregion gezielt gestärkt und ein ausgewogenerer Ausbau in Deutschland unterstützt werden.

Hierfür sollte das derzeit **im EEG vorgesehene jährliche Ausschreibungsvolumen von 10.000 MW um die zusätzlichen 12.000 MW aus dem Klimaschutzprogramm ergänzt** werden. Um die Umsetzung dieser zusätzlichen Mengen frühzeitig anzustoßen und eine Inbetriebnahme der Anlagen bis spätestens 2030 zu ermöglichen, sollte das zusätzliche Ausschreibungsvolumen zeitlich gestaffelt bereitgestellt werden: im Jahr 2026 mit 2.000 MW im zweiten Halbjahr sowie in den Jahren 2027 bis 2029 mit jeweils 3,3 GW.

Hierfür schlägt der BDEW folgende Ergänzung im EEG vor:

§ 28 Abs. 2 Nr.3 (neu): Das Ausschreibungsvolumen wird im Jahr 2026 um 2.000 Megawatt sowie in den drei aufeinanderfolgenden Jahren zwischen 2027 und 2029 um jeweils 3.333 Megawatt installierte Leistung angehoben, um das zusätzliche Ausschreibungsvolumen vom 12 Gigawatt Leistung aus dem Klimaschutzprogramm umzusetzen.

Zudem sollte sichergestellt werden, dass **30 % des jährlichen Ausschreibungsvolumens gezielt für Projekte in der Südregion reserviert** werden. Die verbleibenden 70 % sollten weiterhin standortunabhängig und technologieoffen im wettbewerblichen Verfahren vergeben werden. Damit kann sowohl den besonderen Anforderungen der Südregion Rechnung getragen als auch die Effizienz des wettbewerblichen Ausschreibungssystems erhalten werden.

Ablauf

In einer ersten Phase einer Ausschreibungsrunde werden Zuschläge an qualifizierte Projekte in der Südregion bis zur Höhe der festgelegten Quote von 30 % erteilt.

In der zweiten Phase einer Ausschreibungsrunde wird das verbleibende Ausschreibungsvolumen im offenen, standortunabhängigen Wettbewerb vergeben. Nicht ausgeschöpfte Mengen der Südquote können innerhalb derselben Ausschreibungsrunde in das standortunabhängige Volumen überführt und regulär vergeben werden.

Bewertung

Ein zentraler Vorteil dieses Ansatzes liegt darin, dass Südstandorte kontinuierlich in jeder Ausschreibungsrunde berücksichtigt werden, anstatt lediglich punktuell über Sonderausschreibungen. Gleichzeitig können nicht ausgeschöpfte Mengen der Südquote – je nach

konkreter Ausgestaltung – noch innerhalb derselben Runde dem allgemeinen Wettbewerbsvolumen zugeführt werden. Ein vergleichbarer Mechanismus existiert bereits bei den Ausschreibungen für besondere Solaranlagen des ersten Segments, bei denen nicht bezuschlagte Mengen in derselben Runde erneut für den allgemeinen Wettbewerb geöffnet werden.

Auf diese Weise wird sichergestellt, dass Ausschreibungsvolumen nicht ungenutzt bleibt, wenn in der Südregion nicht ausreichend genehmigte Projekte zur Verfügung stehen. Zugleich schafft der Ansatz gezielte Anreize für Projektierer und Vorhabenträger, Projekte in der Südregion zu entwickeln und umzusetzen. Aktuelle Genehmigungszahlen belegen, dass es für die Einführung einer temporären Südquote ein ausreichendes Startangebot gibt, dass intensiven Wettbewerb erwarten lässt.

Konkreter Ergänzungsvorschlag:

1. Einführung einer temporären Süd-Quote in den regulären EEG-Ausschreibungen:

„§ 36d EEG neu Zuschlagsverfahren für Windenergieanlagen an Land“

*Abweichend von § 32 Absatz 1 führt die Bundesnetzagentur folgendes Zuschlagsverfahren durch: Sie öffnet die fristgerecht eingegangenen Gebote nach dem Gebotstermin. Sie prüft die Zulässigkeit der Gebote nach den §§ 33 und 34. Sie separiert die zugelassenen Gebote, die für Projekte in der Südregion abgegeben wurden, und sortiert diese Gebote entsprechend § 32 Absatz 1 Satz 3. Sodann erteilt die Bundesnetzagentur allen nach Satz 4 separierten Geboten einen Zuschlag im Umfang ihres Gebots, bis eine Zuschlagsmenge in den Ausschreibungen der Jahre **2026, 2027, 2028 und 2029** von **30 %** des an diesem Gebotstermin zu vergebenden Ausschreibungsvolumens durch einen Zuschlag erreicht oder erstmalig überschritten ist.*

Sodann sortiert die Bundesnetzagentur sämtliche zugelassenen Gebote, die nicht bereits nach Satz 5 einen Zuschlag erhalten haben, entsprechend § 32 Absatz 1 Satz 3 und erteilt allen Geboten einen Zuschlag im Umfang ihres Gebots, bis das gesamte Ausschreibungsvolumen erstmals durch den Zuschlag zu einem Gebot erreicht oder überschritten ist (Zuschlagsgrenze). Geboten oberhalb der Zuschlagsgrenze wird kein Zuschlag erteilt.

2. Erhöhung des Ausschreibungsvolumens um 12.000 MW für Onshore Wind verteilt auf die kommenden vier Jahre

12.8 Zusätzlicher Änderungsvorschlag: Anpassung der Länderöffnungsklausel gem. § 22b Abs. 6 EEG

Für das Gelingen der Energiewende sind Akzeptanz und aktive Mitwirkung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Kommunen unverzichtbar. Nur wenn der Ausbau der Erneuerbaren

Energien von einer breiten gesellschaftlichen Basis getragen wird, kann die Transformation des Energiesystems dauerhaft erfolgreich umgesetzt werden. Eine bundesweit einheitliche Regelung zur Bürger- und Kommunalbeteiligung kann hierzu einen wichtigen Beitrag leisten: Sie stärkt Akzeptanz und gesellschaftliche Unterstützung für den Ausbau Erneuerbarer Energien, schafft mehr Rechtssicherheit für alle Beteiligten und fördert eine faire Teilhabe der Standortkommunen und Anwohnerinnen und Anwohner vor Ort.

Der Trend zu immer neuen, eigenständigen Beteiligungsgesetzen auf Länderebene führt jedoch zu erheblicher Unsicherheit in der Branche. Unterschiedliche landesrechtliche Vorgaben erschweren die Projektrealisierung, erhöhen die Komplexität von Genehmigungs- und Umsetzungsprozessen und können sich negativ auf die Akteursvielfalt sowie die Wirtschaftlichkeit von Projekten auswirken.

Demnach sollte die Länderöffnungsklausel in § 22b Abs. 6 EEG 2023 angepasst werden. Weitergehende landesspezifische Bestimmungen zur Bürgerbeteiligung sollten nur im Rahmen eines bundeseinheitlichen Rahmens erfolgen dürfen. Dies sichert Planungs- und Investitionssicherheit.

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 Anwendungsreich gefallen sind.

12.9 Zusätzlicher Änderungsvorschlag: 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 eigespeisten Strommengen von Wind- und PV-Projekten finanziell beteiligt. Darüber hinaus existieren vielfältige landesgesetzliche Zahlungsverpflichtungen. Diese Zahlungen dienen der Akzeptanzförderung vor Ort. **Damit die akzeptanzfördernde Wirkung eintritt, müssen die Bürgerinnen und Bürger wissen, dass diese 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.

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 Anlagenbetreiber die Zahlungen schon jetzt eigenständig 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. Damit § 6 EEG sowie der gemeindliche Teil der zusätzlichen landesrechtlichen Zahlungen iSd. § 6a EEG (BDEW-Änderungsvorschlag siehe oben) 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 sollte § 6 EEG nach Auffassung des BDEW um folgende 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 den §§ 6, 6a 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, 6a 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.

12.10 Zusätzlicher Änderungsvorschlag: 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.

Weitere notwendige Anpassungen:

12.11 Zusätzlicher Änderungsvorschlag: Anpassung der „Innerparkverschattung“ beim Referenzertragsmodell § 36h EEG

Der Standortertrag ist im EEG (§ 36h und Anlage 2) als der Bruttostromertrag definiert. Er wird auf Grundlage des standortspezifischen Windpotenzials, einer spezifischen Leistungskurve und für eine bestimmte Nabenhöhe berechnet, abzüglich von Verlustfaktoren wie beispielsweise Abschattungsverlusten, Verfügbarkeitsverlusten und Mindererträgen aufgrund genehmigungsrechtlicher Auflagen.

Indem Abschattungseffekte durch Windenergieanlagen im Windpark in den Standortertrag eingerechnet werden (§ 36h i.V. mit Anlage 2, Absatz 7.1 EEG 2023), steigt die EEG-Vergütung pro kWh und Wind-Flächen können dichter bebaut werden als ohne diesen Ausgleich. Ein durch das EEG geförderter Windpark wird also dichter bebaut als ein Park, der ausschließlich marktlich und damit ertragsoptimiert zugebaut würde.

Der ausgleichsfähige Verlustfaktor der Abschattungseffekte für Neuanlagen gemäß § 36h EEG 2023 könnte begrenzt werden. Durch einen Wegfall des Anreizes zur Inkaufnahme der Verschattung von Windanlagen innerhalb des Windparks sinkt die Vergütung je kWh ab und die Anlagen werden dementsprechend auf der ausgewiesenen Fläche so gestellt, dass ein optimiertes Kosten-Nutzen-Verhältnis entsteht. Durch die Maßnahme sind Kosteneinsparungen pro kWh für neu in Betrieb gehende Windenergieanlagen von bis zu 15 % zu erwarten.

Dem steht eine etwas geringere Ausnutzung der ausgewiesenen Windvorranggebiete gegenüber, da die Anlagen einzeln jeweils mehr Strom erzeugen, aber auch weiter auseinander stehen. Der Windstrom wird also nicht nur kostengünstiger, sondern es wird auch weniger Windstrom auf der gleichen Fläche erzeugt. Sollte der Verlustfaktor gemäß § 36h EEG 2023 angepasst werden, müsste daher umso dringlicher auf eine Verfügbarkeit von ausreichend Windflächen insbesondere durch eine Fortentwicklung des Zwei-Prozent-Zieles geachtet werden, um die Ausbauziele für Windenergie an Land zu geringeren Erzeugungskosten ohne eine künstlich geschaffene Flächenknappheit zu erreichen. **Der BDEW schlägt vor, für Abschattungseffekte die Kompensation beispielweise auf einen Wert von 10 % zu begrenzen.**

12.12 Änderungen in § 5 für grenzüberschreitende Ausschreibungen für Offshore-Wind-Kooperationsprojekte

Nach dem Referentenentwurf sollen europäische Offshore-Kooperationsprojekte im Rechtsrahmen von EEG und Energiefinanzierungsgesetz leichter umgesetzt und auf die Ausbauziele im Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) angerechnet werden können. Die neue Regelung in § 5 Abs. 2 S. 3 Nr. 2 EEG-RefE ermöglicht es, dass sich die Bundesrepublik Deutschland im Rahmen des EEG und basierend auf einer völkerrechtlichen Vereinbarung an Ausschreibungen finanziell beteiligt, die durch einen oder mehrere andere Mitgliedstaaten der Europäischen

Union durchgeführt werden, wie z. B. für das deutsch-dänische Projekt Bornholm Energy Island geplant ist. Die neue Regelung in § 5 Abs. 5 S. 5 EEG-RefE stellt klar, dass Offshore-Windparks außerhalb des Bundesgebiets nach Maßgabe einer völkerrechtlichen Vereinbarung auf die im WindSeeG geregelten Steigerungen der installierten Leistung und Ausschreibungsvolumina angerechnet werden. Der BDEW bewertet diese neuen Regelungen als sehr positiv.

Der BDEW spricht sich zudem dafür aus, dass neben den hybriden Kooperationsprojekten (z. B. Bornholm Energy Island) auch radiale Kooperationsprojekte (sog. „cross boarder radials“) umgesetzt werden, da sie die Kosteneffizienz im Offshore-Wind-Ausbau signifikant steigern können und gleichzeitig eine Reduktion der Bebauungsdichte in der deutschen AWZ für höhere Volllaststunden bei Aufrechterhaltung des 70-GW-Ziels ermöglichen (siehe BDEW-Positionspapier 2025, Kap. 3.2 und Studie des Fraunhofer IWES, 2026). Daher sollten zukünftig auch Ausschreibungen nach dem EEG/WindSeeG für Offshore-Windparks in den AWZs anderer Nord- und Ostseeanrainerstaaten (insbesondere Dänemark, Schweden, Niederlande) – basierend völkerrechtlichen Vereinbarungen – für eine radiale, d.h. ausschließliche, Anbindung nach Deutschland ermöglicht werden.

Um sowohl für hybride Offshore-Kooperationsprojekte als auch für radiale Offshore-Kooperationsprojekte die Klarheit der Vorgaben im EEG zu erhöhen, schlägt der BDEW folgende Konkretisierungen vor:

§ 5 EEG-RefE

*„(2) Soweit die Zahlungen für Strom aus Erneuerbaren Energien durch Ausschreibungen ermittelt werden, sollen im Umfang von insgesamt 20 % der gesamten jährlich zu installierenden Leistung an Anlagen auch Gebote für Anlagen im Staatsgebiet **oder der ausschließlichen Wirtschaftszone** eines oder mehrerer der folgenden anderen Staaten bezuschlagt werden können:*

- 1. Mitgliedstaaten der Europäischen Union,*
- 2. Staaten der Europäischen Freihandelsassoziation,*
- 3. Vereinigtes Königreich Großbritannien und Nordirland, soweit die Anlagen eine direkte Verbindungsleitung in das Bundesgebiet haben.*

Der Umfang nach Satz 1 kann in dem Maß überschritten werden, in dem Gebote für Windenergieanlagen auf See bezuschlagt werden sollen. Zu dem Zweck nach Satz 1 können die Ausschreibungen

- 1. gemeinsam mit einem oder mehreren der in Satz 1 genannten anderen Staaten durchgeführt werden,*
- 2. unter finanzieller Beteiligung der Bundesrepublik Deutschland durch einen oder mehrere der in Satz 1 genannten anderen Staaten durchgeführt werden oder*

3. für Anlagen im Staatsgebiet oder der ausschließlichen Wirtschaftszone eines oder mehrerer der in Satz 1 genannten anderen Staaten geöffnet werden.“

Durch eine solche Erweiterung kann Klarheit geschaffen und eine Auslegungsnotwendigkeit des Begriffes „Staatsgebiet“, wie in den Erläuterungen zum EEG-RefE auf Seite 130 enthalten, vermieden werden.

13. Änderungen zu Solarstrom

Der BDEW sieht folgende Modifizierungen bzw. Erweiterungen der im Referentenentwurf zu Solarstrom vorgesehenen Änderungen als notwendig an:

13.1 Änderungen bei der leistungsseitigen Zusammenfassung von Solaranlagen in § 24 Abs. 1 und 2 EEG 2023

Der BDEW nimmt wie folgt zu den vorgesehenen Änderungen in § 24 Abs. 1 und 2 EEG 2023 Stellung:

13.1.1 Änderung in § 24 Abs. 1 Satz 3 EEG

Nach dem Referentenentwurf soll keine leistungsseitige Zusammenfassung von Solaranlagen des ersten Segments (bislang: „Freiflächenanlagen“) mit Aufdach-Solaranlagen erfolgen, und auch nicht mit „Garten-PV“. Der BDEW bewertet dies als positiv.

13.1.2 Klarstellung der Nicht-Zusammenfassung von Steckersolaranlagen nach § 24 Abs. 1 Satz 5 EEG

Nach dem Referentenentwurf sollen mehrere Solaranlagen als eine Anlage gelten, wenn ihre Leistung zusammen nicht mehr als 2 kW umfasst.

Der BDEW bewertet diese klarstellenden Änderungen ebenfalls als positiv, weil sie seiner bisherigen Rechtsauslegung entsprechen.

13.1.3 Änderungen in § 24 Abs. 2 EEG

Nach dem Referentenentwurf sollen nun „**Solaranlagen des ersten Segments**“ und nicht mehr wie bisher „Freiflächenanlagen“ nach der gesetzlichen Definition in § 3 EEG zusammengefasst werden. Umfasst von der neuerlichen Zusammenfassung sind daher z. B. auch Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen wie Mülldeponien.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW spricht sich dagegen aus, dass die Zusammenfassung nach § 24 Abs. 2 EEG von bisher „Freiflächenanlagen“ auf „Solaranlagen des ersten Segments“ ausgeweitet wird. Von Letzteren wären auch Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen umfasst, wie Solaranlagen auf Mülldeponien, Aschehalden oder Bahndämmen. Die ehrgeizigen PV-Ausbauziele bis 2030 werden absehbar die Inanspruchnahme weiterer Flächen für Nicht-Gebäude-Solaranlagen voraussetzen. Um dabei die Flächenkonkurrenz insbesondere zur Landwirtschaft und zu für Natur- und Artenschutz relevanten Flächen zu minimieren, sollten dabei vor allem auf Flächen auf sonstigen baulichen Anlagen zurückgegriffen werden. Sie sind bereits nicht mehr in ihrem ursprünglichen natürlichen Zustand. Deren Verwendung für die Aufstellung von PV-Anlagen führt damit regelmäßig in deutlich geringerem Umfang zu Zielkonflikten. Durch die Gleichstellung mit Freiflächenanlagen können diese für Solaranlagen prädestinierten Potenziale aber nicht mehr zusammenhängend erschlossen werden und fallen durch die Gebotsgrößenbegrenzung des § 37 Abs. 3 EEG im Ausschreibungswettbewerb hinter Freiflächenanlagen zurück.

Der BDEW sieht dies außerdem als Problem, als eine **kommunale Beteiligung nach § 6 EEG** weiterhin nur zahlbar ist bei „Freiflächenanlagen“ über 1 MW, nicht hingegen generell bei „Solaranlage des ersten Segments“. Obwohl daher die Zusammenfassungsregelung in § 24 Abs. 2 EEG auf einen größeren Anlagenkreis hin erweitert werden soll, und dadurch Anlagen mit größerer Leistung und folglich deren Ausschreibungspflichtigkeit entsteht, kann für diese neu hinzukommenden Anlagen keine kommunale Beteiligung gezahlt und damit keine Maßgabe für deren Akzeptanz geleistet werden.

Darüber hinaus sieht **§ 24 Abs. 2 Satz 3 EEG-RefE** nun eine **Ausnahme von der Zusammenfassung nach Absatz 2 der Regelung** vor

- für Freiflächenanlagen, die im Außenbereich nach § 35 Abs. 1 BauGB errichtet wurden, und
- für Freiflächenanlagen, die im Geltungsbereich eines Bebauungsplans nach § 30 Abs. 1 BauGB errichtet wurden.

Der BDEW sieht dies zwar als Schritt in die richtige Richtung an, aber nicht als abschließend notwendige Maßnahme: Nach Auffassung des BDEW sollten neben den nach § 35 Abs. 1 BauGB privilegierten Solaranlagen auch **sämtliche „besonderen Solaranlagen“ von der Zusammenfassung ausgenommen werden**, weil diese „besonderen Solaranlagen“ alle einen „dual use“ aufweisen, weshalb deren Flächenverbrauch geringer als der von sonstigen Solaranlagen ist. Der BDEW hat diese Position in seinem Papier „Zusammenfassung von besonderen Solaranlagen und PV-Freiflächenanlagen (PV-FFA) entlang von Verkehrswegen“ dargestellt und begründet.

13.2 Änderung der maximalen Gebotsgröße

Der BDEW regt für den kosteneffizienten Ausbau der Solarenergie an, in § 37 Abs. 3 EEG die maximale Gebotsgröße für Solaranlagen des ersten Segments von 50 auf 100 MW zu erhöhen, sofern dies durch die EU-Kommission genehmigungsfähig ist. Bereits im Jahr 2023 war diese Gebotsgröße angesichts der Gaspreiskrise ermöglicht worden.

Mittlerweile sieht der BMW-Entwurf eine weitere deutliche Anhebung des jährlichen Ausschreibungsvolumens auf 14.000 MW vor, die durch Fehlmengen im Aufdachsegment nach § 24 Abs. 3 ergänzt, ebenfalls im kostengünstigsten Ausschreibungssegment noch zusätzlich ausgeschrieben werden sollen. Die Anbietervielfalt sollte durch eine Anhebung der Gebotsgröße auf 100 MW daher nicht eingeschränkt werden.

13.3 Änderungen bei den naturschutzfachlichen Anforderungen für Solar-Freiflächenanlagen

13.3.1 Zu den Änderungen in § 37 Abs. 1a und § 38 Abs. 2 EEG 2023

Die durch den Gesetzentwurf vorgesehenen Änderungen in **§ 37 Abs. 1a Nr. 1 bis 5 EEG 2023** sehen letztlich nur Präzisierungen der bereits geltenden naturschutzfachlichen Anforderungen vor, aber keine grundlegenden Änderungen, auch hinsichtlich der Umsetzbarkeit und der Prüffähigkeit der Einhaltung der Anforderungen.

Die Änderungen in **§ 38 Absatz 2 EEG 2027** schaffen zudem ein Nachweisverfahren zur Erfüllung der Anforderungen nach § 37 Absatz 1a EEG 2027. Ziel ist es, die Qualität der naturschutzfachlichen Bewertung sicherzustellen, ohne die Netzbetreiber mit inhaltlichen Prüfungen zu belasten. Künftig müssen Anlagenbetreiber die Einhaltung der Kriterien durch die Bestätigung einer fachlich geeigneten Person nachweisen. Als geeignet gelten insbesondere Fachkräfte aus Bereichen wie Landschafts- und Umweltplanung, Landespflege, Landschaftsökologie, Geografie, Biologie, Agrar- oder Forstwissenschaften sowie Naturschutz. Die Verantwortung für die Auswahl der qualifizierten Fachperson liegt beim Anlagenbetreiber. Netzbetreiber sind weder zur Prüfung der fachlichen Richtigkeit der Bestätigung noch der Qualifikation der benannten Person verpflichtet; weitergehende Nachweise müssen nicht vorgelegt werden.

BDEW-Bewertung:

Nach Auffassung des BDEW gehen diese Änderungen zwar in die richtige Richtung, reichen aber anlagenbetreiberseitig zur hinreichenden Durchführbarkeit der Anforderungen und netzbetreiberseitig zur hinreichenden Prüfbarkeit der Anforderungen nicht aus. Der BDEW

verweist insoweit auf sein Positionspapier „Einführung von ökologischen Mindeststandards für Solaranlagen auf der Freifläche“.

13.3.2 Zu der Anwendbarkeit der Änderungen in § 37 Abs. 1a EEG 2023 auf Anlagen in der gesetzlichen Förderung

Der BDEW begrüßt, dass die Anforderungen nach § 37 Abs. 1a EEG aufgrund der im Referentenentwurf vorgesehenen Änderungen in § 48 Abs. 6 EEG 2023, im Referentenentwurf nun Absatz 4 der Regelung, nur noch auf Solaranlagen nach § 48 Abs. 1 Nr. 1 Variante 2, Nr. 2 bis 3 und Nr. 6 anzuwenden sind, also nur auf

- › Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen,
- › Solaranlagen auf planfestgestellten Flächen,
- › Solaranlagen auf Flächen im Geltungsbereich eines Bebauungsplans und
- › Solaranlagen nach 35 Abs. 1 Nr. 8 b) BauGB.

Der BDEW weist allerdings darauf hin, dass Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen in der Praxis seit geraumer Zeit auch „Solarzäune“ umfassen, d.h. Solaranlagen, die v.a. an Einzäunungen von Privatgrundstücken angebracht worden sind. Für diese Solaranlagen ist die Anwendbarkeit der naturschutzfachlichen Anforderungen nach § 37 Abs. 1a EEG 2023 unsinnig, weil diese Anlagen regelmäßig gar nicht die relevante Größe für die entsprechenden Anforderungen erreichen. Die Anforderung der hinreichenden Durchgängigkeit der Anlagen ist zudem allein bereits durch die allermeist vorher bestehende Umzäunung des Grundstücks schon nicht erfüllt worden, ohne dass es hierfür einer Solaranlage bedurfte.

Da unter § 48 Abs. 1 Nr. 1, Variante 2, EEG 2023 jegliche Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen unabhängig von ihrer konkreten Leistung fallen, solange sie unter dem Ausschreibungs-Schwellenwert bleiben, sollte die Anwendbarkeit der naturschutzfachlichen Anforderungen im Rahmen von § 48 Abs. 1 Nr. 1, Variante 2, EEG 2023 **auf Anlagen oberhalb einer Leistung von 30 kW beschränkt werden**.

Entfall Zahlungsberechtigung § 38

§ 38 EEG-RefE (Entfall Zahlungsberechtigung) wird zu “Besondere Zahlungsbestimmungen für Solaranlagen des ersten Segments“. Die Beantragung der Zahlungsberechtigung durch den Anlagenbetreiber entfällt, wie auch die Pönalisierung für die exakte Einhaltung des Standortes. Es reicht aus, wenn der Standort der Solaranlagen zumindest teilweise mit den im Gebot angegebenen Flurstücken übereinstimmt. Die Prüfung wird ausschließlich durch den Netzbetreiber vorgenommen und führt für ihn zu erheblichem zusätzlichem Aufwand, während die BNetzA

entlastet wird. Anlagenbetreiber können einen Zuschlag nicht mehr an einem anderen Standort einsetzen (§ 54 Abs. 2 EEG entfällt). Es ist unklar, wie die hinterlegten Sicherheiten bei der BNetzA ausgezahlt werden.

13.5 Entfall der Übertragung von Zuschlägen §54 Abs. 2

Die Möglichkeit für den Anlagenbetreiber, einen Zuschlag an einem anderen Standort einzusetzen nach §54 Absatz 2, entfällt.

BDEW-Bewertung:

Die bisherige Möglichkeit der Übertragung von Zuschlägen nach § 54 Abs. 2 mit der gleichzeitigen Tarifreduktion von 0,3 Cent muss bestehen bleiben. Das EEG ermöglicht es den Bietern bislang, auch mit nicht vollständig entwickelten Projekten in die Ausschreibung zu gehen. Bieter nehmen hier ein relevantes Risiko auf sich, um Projekte zügig und termingerecht ans Netz zu bringen. Die Möglichkeit der Zuschlagsübertragung hilft den Bietern, im Falle unvorhersehbarer Entwicklungen einen Zuschlag zu übertragen. Sofern diese Möglichkeit entfällt, werden Bieter aufgrund der hohen Pönale nur noch mit vollkommen fertig entwickelten und risikofreien Projekten an den Ausschreibungen teilnehmen, was zu einer Verlangsamung des Ausbaus führen wird. Die Übertragung ist auch in Folge der Regelungen zur Anlagenzusammenfassung notwendig.

13.4 Höchstwert für Solaranlagen des ersten Segments nach § 37b EEG

Der Höchstwert für alle Solaranlagen des ersten Segments ist gemäß § 37b EEG-RefE gedeckelt auf 5,9 Cent/kWh. Das Verfahren zur Bestimmung des Höchstwerts bleibt gleich.

Der bisher höhere Höchstwert von 9,5 Cent/kWh für besondere Solaranlagen ist gestrichen; für Agri-PV und Moor-PV erhöht sich der anzulegende Wert um 0,5 Cent/kWh. Für die anderen besonderen Solaranlagen gibt es keine Privilegierung, stattdessen gilt auch für sie der generelle Höchstwert von 5,9 Cent/kWh.

Für den Höchstgebotswert in 2027 soll der Durchschnitt der Gebotswerte in 2026 herangezogen werden.

BDEW-Bewertung:

Aus Sicht des BDEW ist der neue Höchstwert von 5,9 Cent/kWh für „Solaranlagen des ersten Segments“ zu niedrig angesetzt. Insbesondere im Licht der mit zunehmender Häufigkeit auftretenden negativen Preise für Solarstrom in der Mittagszeit reicht der Höchstwert nicht aus, um eine Anlage wirtschaftlich zu betreiben. Mit der Umstellung auf einen zweiseitigen CfD

werden Gebote in Auktionen steigen, da Gewinne zu Spitzenpreisen wegfallen. Ab 2027 und in den Folgejahren werden zudem weitere Zusatzkosten entstehen, die eingepreist werden müssen, darunter die Kapazitätsentgelte aus dem AgNes-Prozess, Baukostenzuschüsse, die Zusatzbeiträge aus der Anhebung der kommunalen Beteiligung auf 0,3 Cent/kWh - von der lediglich 0,2 Cent/kWh erstattbar sind, sowie auch perspektivisch dynamische Netzentgelte. Auch durch im Netzpaket vorgesehene Regelungen wie der Redispatch-Vorbehalt und die systemdienliche Anschlussleistung (SAL) erhöhen die Kosten für Anlagenbetreiber. Die Einpreisung dieser Kostenpunkte erfordert einen höheren Höchstwert. Der BDEW fordert daher, **um den Zubau nicht zu gefährden, dass der Höchstwert daher parallel zu Wind an Land auf 7 Cent/kWh angehoben werden sollte. Für besondere Solaranlagen fordert der BDEW einen gesonderten Höchstwert (siehe folgendes Kapitel).**

Zudem lehnt der BDEW das Heranziehen des Durchschnitts der Gebotswerte in 2026 für die Berechnung des Höchstgebots werts für 2027 ab. Zwar ist die Festlegung des Höchstwertes an den vorherigen Ausschreibungsergebnissen fest zu machen, eine gut angenommene Praxis und spiegelt die Marktverhältnisse wider. Es ist allerdings nicht sinnvoll, Werte aus 2026 als Basis für Werte in 2027 zu nutzen, da es ab dem EEG 2027 erstmalig um Ausschreibungen in einem veränderten Förderdesign gehen wird und damit ein Systemwechsel erfolgt. Hinzu kommen andere Netzanschlussbedingungen (SAL-Konzept aus dem Netzpaket) sowie weitere Kostenbelastungen über Netzentgelte. Zusätzlich wird gerade in den letzten Ausschreibungen 2026 ein hoher Preisdruck erwartet, wodurch der Durchschnitt sinken wird und damit keine verwertbare Datengrundlage für den Höchstwert 2027 darstellt. Für 2027 sollte deshalb der in §37b veranschlagte zulässige Höchstwert verwendet werden.

Der BDEW schlägt die Änderung der Regelung wie folgt vor:

„Der Höchstwert ergibt sich aus dem um 8 Prozent erhöhten Durchschnitt der Gebotswerte des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der letzten drei Gebotstermine, deren Zuschläge bei der Bekanntmachung des jeweiligen Gebotstermins nach § 29 bereits nach § 35 Absatz 1 bekanntgegeben waren, dabei beträgt er jedoch höchstens 5,9 Cent pro Kilowattstunde. Abweichend von Satz 1 beträgt der Höchstwert für die erste Ausschreibung in 2027 5,9 ct/kWh. Ein sich aus der Berechnung ergebender Wert wird auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet. Für die Berechnung des Höchstwertes für die Ausschreibungen im Jahr 2027 nach Maßgabe der Sätze 1 und 2 sind die Gebotswerte der im Jahr 2026 durchgeführten Gebotstermine heranzuziehen.“

13.5 Besondere Solaranlagen

Zu Besonderen Solaranlagen fordert der BDEW gegenüber dem Referentenentwurf folgende Änderungen:

13.5.1 Abschaffung eines gesonderten Segments und gesonderten Höchstwertes für besondere Solaranlagen und Einführung eines Bonus für Agri-PV und Moor-PV

Das **gesonderte Untersegment** für besondere Solaranlagen nach § 37d EEG 2023, das durch das „Solarpaket 2024“ geschaffen worden ist, aber bislang mangels beihilferechtlicher Genehmigung noch nicht anwendbar war, wird nach dem Referentenentwurf aus Kostengründen sowie zur Herstellung eines einheitlichen Fördersystems ersatzlos gestrichen.

Es entfallen auch die in § 37b Abs. 2 EEG 2023 geregelten Bestimmungen über einen **abweichenden Höchstwert** für ausschreibungspflichtige besondere Solaranlagen. Dieser wurde im Solarpaket I 2024 eingeführt, ist jedoch mangels beihilferechtlicher Genehmigung nicht anwendbar.

Nach Streichung des Sondersegments gilt dann für besondere Solaranlagen der Höchstwert für Solaranlagen des ersten Segments von 5,9 Cent/kWh. Neu eingeführt wird in § 38a EEG-RefE in den Ausschreibungen des ersten Segments ein Bonus von 0,5 Cent/kWh auf den Anzulegenden Wert für bestimmte besondere Solaranlagen: darunter fallen Agri-PV-Anlagen auf Ackerflächen und Dauerkulturflächen sowie Moor-PV-Anlagen.

Parallel dazu erfolgt die Streichung des in § 48 Abs. 1b EEG 2023 geregelten und bislang ebenfalls nicht anwendbaren Förderaufschlags für bestimmte besondere Solaranlagen, allerdings wurde auch hier parallel zu der Regelung in den Ausschreibungen eine Erhöhung des Anzulegenden Werts um 0,5 Cent/kWh für Agri-PV und Moor-PV eingeführt. Hier fällt unter Agri-PV neben Ackerflächen und Dauerkulturen auch Grünland.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW hält die Streichung des Untersegments der besonderen Solaranlagen für nicht sachgerecht. Besondere Solaranlagen sind für einen innovativen, vielfältigen und systemdienlichen EE-Ausbau unverzichtbar. Sie sind jedoch im Vergleich mit Freiflächenanlagen deutlich teurer zu entwickeln und können ohne zusätzliche Prämie nicht mit den normalen Freiflächenanlagen konkurrieren. **Grundsätzlich plädiert der BDEW weiterhin für eine fortgeführte gesonderte Unterscheidung und einen gesonderten Höchstwert für besondere Solaranlagen, da sie sonst in den Ausschreibungen keine Zuschläge erlangen können und dementsprechend kein Zubau besonderer Solaranlagen erfolgen würde.** Bisher lag der Höchstwert bei 9,5 ct/kWh für besondere Solaranlagen. Aus Sicht des BDEW könnte der Höchstwert künftig bei 8,5 ct/kWh festgelegt werden, da die Technologieentwicklung der letzten Jahre etwas

kostengünstigere Systeme erlaubt. Parallel fordert der BDEW die Umsetzung des in § 48 Abs. 1b EEG 2023 geregelten Förderaufschlags.

Die alternative Einführung eines Bonus für Agri-PV-Anlagen und Moor-PV-Anlagen in der Ausschreibung und in der gesetzlichen Förderung soll die nachteiligen Effekte einer Streichung von Untersegment und Förderaufschlag nach Solarpaket 1 mildern. Der eingeführte Bonus von 0,5 Cent/kWh zusätzlich zum Anzulegenden Wert ist dafür jedoch aus Sicht des BDEW zu niedrig.

0,5 Cent/kWh sind zu gering, um eine Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu erreichen. Der BDEW fordert daher die Erhöhung des Bonus auf 1 Cent/kWh.

Es muss zudem im Gesetz klargestellt werden, dass Bonus-fähige Agri-PV-Anlagen explizit auch Tracker-PV mit lichter Höhe (Drehpunkt 2,10m) umfassen.

Außerdem sollte neben Agri-PV und Moor-PV **auch Floating-PV** von diesem Bonus umfasst sein, da diese durch besondere bauliche Gegebenheiten und statische Herausforderungen ebenfalls deutlich teurer in der Entwicklung als gewöhnliche Freiflächenanlagen sind.

Zudem umfasst der Bonus nach § 38a EEG-RefE für Anlagen in der Ausschreibung lediglich Agri-PV-Anlagen auf Ackerland und mit Dauerkulturen, während die Regelung in § 48 Abs. 1b Nummer 1 für Anlagen in der gesetzlichen Förderung auch Agri-PV Anlagen auf Grünland umfassen. Die Regelung in § 38a EEG-RefE sollte mit der Regelung in § 48 Abs. 1b gleichziehen und ebenfalls Agri-PV-Anlagen auf Grünland nach § 37 Abs. 1 Nummer 3 Buchstabe c EEG-RefE umfassen.

Eine mangelnde Unterstützung für besondere Solaranlagen hätte schwerwiegende Implikationen für bereits entwickelte sowie geplante Projekte mit besonderen Solaranlagen und stellt zudem die Planbarkeit und Investitionssicherheit in Deutschland in Frage.

Agri-PV-Anlagen sind mittlerweile fester Bestandteil des EE-Ausbaus. Sie reduzieren Flächenkonkurrenzen zwischen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und landwirtschaftlicher Nutzung und heben Synergien. Dies ist insbesondere im Hinblick auf die mangelnde Flächenverfügbarkeit und dem gleichzeitig im vorliegenden Entwurf gesetzten Fokus auf Ausschreibungen im ersten Segment eine zentrale Herausforderung im PV-Ausbau. Agri-PV-Anlagen verursachen höhere Kosten, da sie die landwirtschaftliche Nutzung ermöglichen müssen: Sie sind komplexer in der Planung und benötigen individuelle Anpassung der Anlage an Kulturart, Ernteverfahren und Maschinenbreiten sowie aufwendigere Unterkonstruktionen. Größere Abstände zwischen den Modulen sowie die Lichtdurchlässigkeit der Module sorgen für weniger installierte Leistung pro Hektar als bei Freiflächenanlagen und damit höhere Kosten je kW.

Im Rahmen von **Moor-PV** werden Moor-Böden wiedervernässt, was den EU- und nationalen Klima- und Wiederherstellungszielen entspricht. Um zu einer wirtschaftlich rentablen Wiedervernässung und Nutzung von Moorböden zu gelangen, ist eine Stärkung wirtschaftlicher Anreize für Privateigentümer*innen notwendig. Dafür reicht die Palu-Förderrichtlinie allein nicht aus, es braucht einen höheren Höchstwert für die PV-Anlagen. Höhere Kosten bei Moor-PV resultieren unter anderem aus höherem Materialaufwand durch längere Ramppfosten und andere Verankerung als auf Mineralboden sowie aus schwierigeren Zugänglichkeiten der Moorflächen beim Bau und während des Betriebs durch höhere Wasserstände und notwendige bodenschonende Maschinen. Ohne einen gesonderten Höchstwert könnte es stattdessen zu einer vermehrten Errichtung von PVA auf trockenen Moorböden kommen, was den genannten Zielen widerspricht.

13.5.2 Festlegungskompetenz von Anforderungen an besondere Solaranlagen

Die BNetzA hat laut EEG die Kompetenz inne, Anforderungen an Besondere Solaranlagen festzulegen. Diese Kompetenz sollte von der BNetzA an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) übertragen werden, da es sich um energiewirtschaftliche Regelungen handelt. Dennoch sollte bei Festlegung der Anforderungen eine interministerielle Abstimmung mit dem Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMLEH) stattfinden, um landwirtschaftliche Expertise nicht zu vernachlässigen, welche insbesondere für Agri-PV unerlässlich ist. Ziel ist es, dass die Ministerien die Anforderungen überarbeiten, sobald der Bedarf entsteht. Sofern die BNetzA Vorgaben zur landwirtschaftlichen Bewirtschaftung machen soll, sollte sie auch im EEG dazu ausdrücklich und mit einem entsprechenden Rahmen ermächtigt werden.

13.5.3 Anforderungen an Agri-PV mit dem bestehenden Agrarrecht synchronisieren

Die Agri-PV wird als integrierte Doppelnutzung landwirtschaftlicher Flächen in einem sich entwickelnden Markt notwendig sein, um die Ausbauziele der Photovoltaik in Deutschland zu erreichen. Dabei ist entscheidend, dass der landwirtschaftlichen Komponente als Hauptnutzung der Fläche über die Projektlaufzeit dieselbe Flexibilität eingeräumt wird, wie auf Flächen ohne PV-Anlage, damit landwirtschaftliche Betriebe die Agri-PV Fläche problemlos in ihre Anbauplanung integrieren können. Der im Moment vorhandene Mechanismus im EEG und der daraus resultierenden Festsetzung der BNetzA für besondere Solaranlagen auf Ackerland und Flächen mit Dauerkulturen und „mehrjährigen Kulturen“ erwirkt leider das Gegenteil.

Um diese Schieflage zu korrigieren, fordert der BDEW:

- › **die Streichung des Begriffes „mehrjährige Kulturen“ in § 37 Abs. 1 Nr. 3 b) & § 48 Abs. 1 Nr. 5 b) EEG:** Der Begriff „mehrjährige Kulturen“ existiert im Agrarrecht nicht, führt aber im

vorliegenden Kontext dazu, dass gängige Bewirtschaftungsformen der Ökolandbaus oder viehhaltender Betriebe auf Ackerflächen nicht angewendet werden können, wenn eine Fläche als solche mit einer besonderen Solaranlage kategorisiert werden soll. Durch diese nur im EEG geschaffene Flächenkategorie der „mehrjährigen Kulturen“ sind die BNetzA und die Netzbetreiber dazu gezwungen, über den Projektverlauf fortlaufend gute fachliche landwirtschaftliche Praxis zu beurteilen und massiv einzuschränken. Landwirte sollten jedoch ihre Fruchtfolgen auf Ackerland frei wählen können, und Netzbetreiber die technischen, aber nicht die landwirtschaftlichen Parameter ihrer Anschlussnehmer im Blick behalten.

- › **Synchronisierung des EEG mit dem gegenwärtig und zukünftig bestehenden Agrarrecht:** Das EEG 2023 und die nachgelagerten Festsetzungen der BNetzA auf Ackerland und Dauergrünland erwähnen nicht nur Flächenkategorien, die im Agrarrecht nicht existieren, sondern berücksichtigt auch nicht, dass das Agrarrecht dynamischen Charakter besitzt. In der Regel wird die europäische GAP alle sieben Jahre angepasst und verändert die Anforderungen an landwirtschaftliche Betriebe und deren Flächennutzung. Die landwirtschaftlich regulierten Anforderungen des Gesetzgebers sollten auf Agri-PV Flächen keine anderen sein als auf Flächen ohne PV.

13.6 Höchstwert für Solaranlagen des zweiten Segments nach § 38e EEG

Der Höchstwert für Solaranlagen des zweiten Segments wird im § 38e Abs. 1 EEG-RefE für 2027 auf 9,9 Cent/kWh festgelegt. Der BDEW sieht diesen Höchstwert prinzipiell als positiv an, da dieser über den im EEG 2023 vorgesehenen 9 Cent/kWh liegt.

13.7 Erstattungspflicht des Projektsicherungsbeitrags

Der BDEW begrüßt, dass der Projektsicherungsbeitrag nach § 38d Abs. 6 EEG-RefE bereits in voller Höhe erstattungspflichtig sein soll, wenn die installierte Leistung der Anlage mindestens 95 % der bezuschlagten Gebotsmenge beträgt. Dies entspricht den Regelungen für Sicherheitsleistungen für die anderen ausschreibungspflichtigen EEG-Anlagen.

13.8 Streichung von § 48 Abs. 2 EEG 2023

Der Referentenentwurf sieht eine vollständige Ersetzung der bisherigen Aufdach-Förderung nach § 48 Abs. 2 EEG 2023 durch die niedrigere Freiflächen-Förderung nach § 48 Abs. 1 EEG vor. Der anzulegende Wert würde dann 6,2 ct/kWh für alle neuen Solaranlagen – sowohl zur Volleinspeisung wie auch zur Teileinspeisung und sowohl für PV-Freiflächenanlagen als auch Dachanlagen – betragen und damit für Dachanlagen erheblich abgesenkt.

Allerdings werden im EEG 2027 RefE im Gegensatz zum Leak zwei neue Regelungen für die Aufdachanlagen eingeführt. Zunächst in § 19 der Zahlungsanspruch auf die sog.

Netzbetreiberabnahme nach § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1, Nummer 2 oder Nummer 3. Der Zahlungsanspruch ist zeitlich gestaffelt nach Anlagengröße und besteht dann für drei Jahre. Die Höhe des Zahlungsanspruch ist in § 23 EEG-RefE geregelt. (Genauerer zu der Netzbetreiberabnahme siehe in Kapitel 3.1). Außerdem wurde in §50c für die Gewährleistung eines erfolgreichen Übergangs in die Direktvermarktung ein Direktvermarktungsbonus für Anlagen unter 25 kW in der Veräußerungsform der Sonstigen Direktvermarktung eingeführt, welcher 1,5 Cent/kWh beträgt und für vier Jahre gilt. Genauerer zum Direktvermarktungsbonus auch in Kapitel 4.3.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW hatte für Aufdachanlagen zur Volleinspeisung wie auch zur Teileinspeisung bis zu einer installierten Leistung von 100 kWp bereits die Streichung der Förderung nach EEG vorgeschlagen. Hintergrund des Vorschlags ist die Entwicklung des PV-Zubaus zur Volleinspeisung auf Dächern, der seit Einführung des Vergütungsentfalls bei viertelstündlichen negativen Preisen bei Anlagen zur Volleinspeisung ohnehin nur noch geringe Zuwächse zeigt. **Die Wirtschaftlichkeit kleiner Anlagen liegt im Eigenverbrauch, dieser ist Anreiz für den Zubau. Die Absenkung des anzulegenden Werts auf 6,2 ct/kWh ist daher aus BDEW-Sicht zu begrüßen. Die Schaffung einer Übergangsphase durch die Netzbetreiberabnahme begrüßt der BDEW ebenfalls.**

Gleichzeitig sollte die Direktvermarktung für Kleinanlagen neben dem Anreiz des Eigenverbrauchs weiter angereizt werden. Von daher begrüßt der BDEW die Schaffung einer Übergangsphase hin zur Direktvermarktung durch den Direktvermarktungsbonus für Anlagen unter 25 kW in der sonstigen Direktvermarktung, damit der weitere Zubau von PV-Dachanlagen bis 25 kW trotz der perspektivischen Streichung der Förderung nicht einbricht.

Allerdings fordert der BDEW als vereinfachte und gerechte Lösung statt des Direktvermarktungsbonus für Anlagen unter 25kW, dass **auch für diese kleine Anlagen bis 25 kW der Marktprämienanspruch in Höhe eines anzulegenden Werts von 6,2 ct/kWh wie für Anlagen über 25 kW gilt, wenn sie die geförderte Direktvermarktung beschreiten.** Perspektivisch kann die Marktprämie abgesenkt werden und spätestens ab 2030 durch die ungeforderte Direktvermarktung ersetzt werden (siehe Ausführungen in Kapitel 3.2 und 4.2).

14. Änderungen bei Biomasseanlagen

14.1 Änderungen in § 39f EEG

§ 39f EEG 2023 soll durch den Gesetzentwurf dahingehend geändert werden, dass der Zuschlag auf die geänderte Genehmigung bezogen bleibt, wenn die Genehmigung nach der Gebotsabgabe geändert wird (bislang: Erteilung des Zuschlags). Der Umfang des Zuschlags verändert sich dadurch nicht. Der BDEW sieht dies wie im Falle von Wind an Land grds. als positiv an.

14.2 Anhebung des Maisdeckels von aktuell 25 % auf 30 % (§ 39i EEG)

Durch die Änderung in § 39i Abs. 1 EEG 2027 wird der Anteil von Getreidekorn und Mais, der zur Erzeugung des Biogases eingesetzt werden darf, von 25 Masseprozent für Anlagen, die in den Jahren 2026 bis 2028 einen Zuschlag erhalten haben, auf höchstens **30 Masseprozent ab dem Jahr 2027 angehoben**.

§ 39i Abs. 1 Nr. 1 – 4 EEG 2023 werden hierfür vollständig gestrichen. Der Absatz 1a (Ausschluss von Biomethan) wird unverändert beibehalten. Die gestrichenen Nummern regelten bisher eine gestaffelte Begrenzung des Anteils von Getreidekorn und Mais in Abhängigkeit vom Zeitpunkt des Zuschlags in den Ausschreibungen. Dabei sank der zulässige Anteil mit späteren Zuschlagsjahren schrittweise. Durch die Streichung entfällt diese nach Zuschlagszeitpunkt differenzierte Staffelung für Ausschreibungsverfahren ab 1. Januar 2027.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW geht davon aus, dass die vorgeschlagene Anhebung des Maisdeckels für neu bezuschlagte Anlagen die Fläche des Maisanbaus nicht relevant erhöht. Der Anwendungsbereich ist auf einen vergleichsweise kleinen Teil des Biogasanlagenbestands beschränkt. Die daraus resultierenden Auswirkungen auf Nährstoffeinträge, Erosion oder Pflanzenschutzmitteleinsatz wären im Vergleich zum bereits bestehenden Anlagenbestand und den bestehenden Anbauflächen gering.

Ein Ausbau der Maisanbaufläche erhöht die Belastungen für Böden, Gewässer und Biodiversität (Nitrateinträge, Einträge von Pflanzenschutzmitteln, Erosion und Bewässerungsbedarf des Maisanbaus). Der Fokus sollte auf der Nutzung von Rest- und Abfallstoffen liegen. Als alternative Energiepflanzen, sollten ökologisch günstigere Alternativen wie die „Durchwachsene Silphie“ stärker berücksichtigt werden.

15. Deponiegas, Klärgas, Grubengas

Das Einsetzen der Degression nach § 41 EEG wird vom 1. Juli 2027 auf 1. Januar 2028 und dann jeweils zum 1. Januar des Folgejahres verschoben, und der Degressionsbetrag von 1,5 % auf 1 % gesenkt.

Die Verringerung der Degression auf 1 % ist aus Sicht des BDEW zu begrüßen. Noch besser wäre ein Degressionsbetrag von 0,5 %, sodass die Degression auf gleichem Niveau wie auch bei Biogasanlagen läge.

16. Resilienzausschreibungen

16.1 Ausschreibungsvolumen der Resilienzausschreibungen (§ 28e EEG)

Die bisherigen Innovationsausschreibungen werden abgeschafft. Mit der Neufassung des § 28e EEG 2027 wird das Ausschreibungsvolumen für Resilienzausschreibungen nach § 39n EEG 2027 auf insgesamt 4.000 MW festgelegt. Damit wird ein Teil der unionsrechtlichen Vorgaben aus Artikel 26 Absatz 7 der Verordnung (EU) 2024/1735 (Net-Zero Industry Act, NZIA) umgesetzt, wonach ein Mindestvolumen an Resilienzausschreibungen vorzusehen ist.

Von den 4.000 MW entfallen 3.500 MW auf Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land nach § 28 EEG 2027 und 500 MW auf Solaranlagen des ersten Segments nach § 28a EEG 2027. Weitere 2.000 MW sollen im Rahmen von Resilienzausschreibungen für Windenergieanlagen auf See nach dem Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) umgesetzt werden.

BDEW-Bewertung:

Der im NZIA vorgesehene Kriterienkatalog erscheint sehr umfangreich und dürfte in der praktischen Umsetzung mit erheblichen administrativen Herausforderungen verbunden sein. Zugleich wird der NZIA durch den IAA bereits weiterentwickelt, während die Mitgliedstaaten noch mit der Ausgestaltung und Anwendung der bestehenden NZIA-Kriterien befasst sind. Aus Sicht der Praxis ist wichtig, dass die Erfüllung der Kriterien pragmatisch ausgestaltet wird und grundsätzlich bereits zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme nachgewiesen werden kann, etwa durch entsprechende Nachweise der Hersteller. Zusätzliche laufende Monitoring- oder Berichtspflichten während des Anlagenbetriebs sollten möglichst vermieden werden. Soweit der Gesetzgeber Anforderungen für die Betriebsphase vorsehen möchte, sollte geprüft werden, ob bestehende Systeme und Zertifizierungen (z. B. KRITIS-Vorgaben, EMAS, ISO-Standards) als ausreichend anerkannt werden können. Sofern sich durch die spezifischen NZIA-Kriterien höhere Kosten ergeben, sollten diese auch in angepassten Höchstwerten reflektiert sein.

Für die Planung von Windenergieprojekten ist es darüber hinaus essenziell, dass die konkrete Ausgestaltung der nicht-preislichen NZIA-Kriterien in den Ausschreibungen frühzeitig bekannt gegeben und gleichmäßig auf die vier unterjährigen Ausschreibungstermine verteilt wird. Die im Entwurf vorgesehene gesonderte Resilienzausschreibung reduziert hingegen das reguläre Ausschreibungsvolumen und birgt erhebliche Klumpenrisiken. **Daher ist entscheidend, dass das Volumen von 3.500 MW für Windenergieanlagen an Land additiv zu den regulären 10.000 MW im EEG ausgestaltet wird.** Nur so kann sichergestellt werden, dass das Volumen der Resilienzausschreibung nicht zu einer faktischen Verknappung bestehender Ausschreibungsvolumina führt und die Resilienzausschreibung tatsächlich zusätzlichen Ausbau bei Windenergieanlagen an Land ermöglicht.

Darüber hinaus sollte ein konkretes Datum zur Vorlage der entsprechenden Verordnung gesetzlich verankert werden. Die konkrete Ausgestaltung der Verordnung sollte zudem parallel zur EEG-Novelle in einem transparenten Verfahren gemeinsam mit der Branche beraten werden.

17. Änderungen hinsichtlich Herkunftsnachweisen (§ 79 EEG)

Der Referentenentwurf sieht eine Änderung in § 79 Abs. 1 Nr. 1 EEG vor. Diese Änderung ist angesichts der Förderänderungen, die der Referentenentwurf vorsieht, konsequent.

Ergänzend sollten aber auch die nachfolgenden Aspekte hinsichtlich der Speichermischnutzung berücksichtigt werden:

Es ist aktuell unklar, ob für Strom aus einem Mischspeicher mit EE- und Graustrom bei Auspeisung des EE-Stroms in das Netz und Anwendbarkeit der kommenden MiSpeL-Festlegung für diesen EE-Strom Herkunftsnachweise ausgestellt werden dürfen, oder nicht (vgl. nachfolgend auch unter Nr. 25.3). Dies basiert vornehmlich darauf, dass Herkunftsnachweise nur für eine Anlage im Sinne von § 3 Nr. 1 EEG 2023 ausgestellt werden dürfen, der Mischspeicher aber keine solche Anlage ist, weil er nicht ausschließlich Strom aus Erneuerbaren Energien einspeichert.

Insoweit sollten

- entweder die entsprechenden Passagen in § 19 Abs. 3b Satz 2 und 3c Satz 5 EEG klarstellend angepasst werden,
- oder der Anlagenbegriff in § 3 Nr. 1 EEG entsprechend modifiziert werden,
- oder eine ausdrückliche Befugnis zur Ausstellung entsprechender Herkunftsnachweise in § 79 EEG eingearbeitet werden.

Bei einer strikten Gesetzesauslegung würden die EE-Strommengen daher trotz Förderfähigkeit nach § 19 Abs. 3b und 3c EEG 2023 i.V. mit der kommenden MiSpeL-Festlegung für die Ausstellbarkeit von Herkunftsnachweisen als Graustrommengen behandelt werden. Dies widerspricht dem Sinn der MiSpeL-Festlegung, gerade die grüne Eigenschaft dieser Strommengen zu erhalten.

18. Einstellung des Regionalnachweisregisters (§ 79a EEG) und der regionalen Grünstromkennzeichnung (§ 42 Abs. 5 EnWG)

Durch die Streichung des § 79a EEG i.V.m. der Anpassung des § 42 Abs. 5 EnWG entfällt zukünftig die Möglichkeit der Ausweisung des regionalen Grünstromanteils in der Stromkennzeichnung der Stromlieferanten.

Eine Streichung ist aus Gründen der Bürokratieentlastung, der geringen Anwendung und generellen Fokussierung der Stromkennzeichnung auf das Wesentliche nachvollziehbar. § 100 Abs. 10 EEG sieht eine Übergangsfrist in Bezug zum Entfall von § 79a EEG vor. **Aber auch die Anpassung von § 42 Abs. 5 EnWG sollte mit einer Übergangsfrist versehen werden**, so dass Regionalnachweise aus dem Lieferjahr 2026 noch in der aktualisierten Stromkennzeichnung zum 01.07.2027 Berücksichtigung finden können. Dies dient dem Vertrauensschutz für bisherige Anwender der regionalen Grünstromkennzeichnung.

19. Klarstellung des Doppelvermarktungsverbots für RFNBO-Nachweise (§ 80 EEG)

Im EEG sollte klargestellt werden, dass Strom aus bestehenden und EEG-geförderten Erneuerbare-Energien-Anlagen im Rahmen der europäischen Übergangsregelungen weiterhin zur Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff beziehungsweise erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) eingesetzt werden kann. Die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 lässt in der Übergangsphase ausdrücklich zu, dass hierfür Strom aus bestehenden und geförderten Erneuerbare-Energien-Anlagen genutzt wird.

Zur Wahrung der Kohärenz zwischen dem EEG und den Anforderungen der RFNBO-Zertifizierung sollte das Doppelvermarktungsverbot in § 80 EEG entsprechend präzisiert werden. Nachweise, die ausschließlich im Rahmen der RFNBO-Zertifizierung belegen, dass für die Wasserstoffherstellung Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzt wurde, sollten nicht zum Ausschluss der EEG-Förderung führen. Voraussetzung muss dabei sein, dass die Nutzung des geförderten Stroms nach den europäischen Vorgaben zulässig und eine anderweitige Vermarktung oder Doppelzählung der erneuerbaren Eigenschaft derselben Strommenge ausgeschlossen ist. Eine entsprechende Klarstellung schafft Rechts- und Investitionssicherheit für

Wasserstoffprojekte und vermeidet unnötige Widersprüche zwischen dem europäischen Zertifizierungsrahmen und dem nationalen Förderrecht. Hierfür sollte § 80 entsprechend angepasst werden:

§ 80 EEG 2023 - Doppelvermarktungsverbot

(2) Anlagenbetreiber, die eine Zahlung nach §19 oder §50 für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas erhalten, dürfen Herkunftsnachweise oder sonstige Nachweise, die die Herkunft des Stroms belegen, für diesen Strom nicht weitergeben. Gibt ein Anlagenbetreiber einen Herkunftsnachweis oder sonstigen Nachweis, der die Herkunft des Stroms belegt, für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas weiter, darf für diesen Strom keine Zahlung nach §19 oder §50 in Anspruch genommen werden.

Die Sätze 1 und 2 sind nicht anzuwenden auf Regionalnachweise nach §79as oder sonstige Nachweise, die ausschließlich dem Nachweis dienen, dass für die Herstellung von Wasserstoff nur Strom aus erneuerbaren Energien verbraucht wurde anzuwenden.“

20. Änderungen hinsichtlich der Clearingstelle EEG/KWKG

Es wird eine neue Verpflichtung für Netzbetreiber eingefügt, gegenüber der Clearingstelle eine zentrale Kontaktstelle einzurichten („Single Point of Contact“), um ihr eine elektronische Kontaktaufnahme in Angelegenheiten wie Schiedsverfahren und sonstigen Verfahren der Clearingstelle (§ 81 Abs. 4 EEG) zu erleichtern.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW begrüßt diese Änderungen grundsätzlich, rät aber an, anstelle des Begriffs „Betreiber von Energieversorgungsnetzen“, der nur im EnWG definiert ist, den Begriff „Netzbetreiber“ zu verwenden, der in § 3 Nr. 36 EEG 2023 legal definiert ist.

21. Streichung der VO-Ermächtigung zur Regelung der Eigenschaften für Grünen Wasserstoff (§ 93)

Die Verordnungsermächtigung zur Regelung der Eigenschaften für Grünen Wasserstoff soll gemäß dem Referentenentwurf gestrichen werden.

BDEW-Bewertung:

Die Streichung ist aus BDEW-Sicht nicht zu begrüßen. Die Eigenschaften sind zwar in der 37. BImSchV bereits geregelt. Bei Streichung müsste vom EEG auf die 37. BImSchV übergeleitet werden, wenn Eigenschaften von Grünem Wasserstoff aus der 37. BImSchV auch im Rahmen

des EEG gelten sollten, weil die 37. BImSchV sonst im Rahmen des EEG nicht gelten würde. Zudem könnte die Streichung von § 93 EEG könnte Auswirkungen auf Befreiungstatbestände haben, da wiederum die Definition von grünem Wasserstoff in § 26 EnFG auf § 93 EEG verweist.

22. Übergangsregelungen (§ 100)

22.1 Grundlegende Anmerkungen zur Übergangsregelung

Die Übergangsregelung des § 100 EEG behält den Grundsatz bei, dass die Neuregelungen nur für Neuanlagen gelten und die Geltung des EEG 2027 für Bestandsanlagen in den § 100 Abs. 2 ff. EEG-RefE dargestellt wird. Dabei soll für **ältere Bestandsanlagen, also Anlagen mit Inbetriebnahme oder Bezuschlagung in einem Ausschreibungstermin jeweils vor dem 1.1.2023**, allerdings weiterhin § 100 EEG 2023 durch einen entsprechenden Verweis in § 100 Abs. 1 EEG 2027 gelten, soweit nicht § 100 Abs. 2 ff. EEG 2027 hier Änderungen vorsieht. Damit gilt für **Anlagen mit Inbetriebnahme oder Bezuschlagung in einem Ausschreibungstermin jeweils zwischen dem 1.1.2023 und 31.12.2026** das EEG 2023, vorbehaltlich der Modifikationen in § 100 Abs. 2 ff. EEG 2027-E.

BDEW-Bewertung:

Der BDEW begrüßt die grundsätzliche Weitergeltung des Altrechts für Bestandsanlagen und Bestandszuschläge. So werden Anlagen, die bereits in Betrieb genommen worden sind oder für die bereits ein Zuschlag aus einer vorherigen Ausschreibung existiert, nicht nachträglich einem neuen Rechtsrahmen zugeführt, der für die Anlagen bzw. Projekte eine wirtschaftliche Benachteiligung darstellen könnte.

Es fehlt allerdings der **Schutz von Bürgerenergieanlagen nach § 22b Abs. 1 Nr. 1 EEG 2023**. § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG-RefE sollte daher durch folgenden neuen Buchstaben d) ergänzt werden:

„d) für die vor dem 1. Januar 2027 nach § 22b Absatz 1 Nummer 1 der Bundesnetzagentur mitgeteilt worden ist, dass sie als Windenergieanlagen an Land Anlagen einer Bürgerenergiegesellschaft sind,“

22.2 Anwendbarkeit von § 10c EEG 2023 auch auf Bestandsanlagen

Dass für die Anwendung von § 10c EEG (Zuordnung von geringen Stromverbräuchen von Solaranlagen) auch auf Bestandsanlagen klarstellend erstreckt werden soll, sieht der BDEW grundsätzlich positiv. Wir weisen darauf hin, dass durch Auslegung der bisherigen in diesem Aspekt nicht eindeutigen Regelungen der BDEW jedenfalls zu dem Schluss gekommen ist, dass bereits § 10c EEG 2023 auch auf Bestandsanlagen anzuwenden war bzw. ist.

22.3 Weitere Bestimmungen für bestehende Anlagen nach § 101 EEG-RefE

Der BDEW begrüßt grundsätzlich, dass § 101 EEG-RefE inhaltlich die Übergangsregelung des § 100 Abs. 47 EEG 2023 weiterentwickelt. Insoweit verweist der BDEW auf seine Kommentierung der Regelung vorstehend unter Nr. 6.3.

23. Beihilferechtlicher Vorbehalt nach § 102 EEG-RefE

23.1 Grundlegende Anmerkungen zum § 102 EEG-RefE

Der BDEW sieht die Notwendigkeit eines neuen beihilferechtlichen Vorbehalts aufgrund der teilweisen staatlichen Finanzierung der EEG-Förderung. Es fehlt allerdings auch im § 102 EEG-RefE eine Regelung, die eine rückwirkende Geltung der Bestimmungen von Teil 3, § 85a, § 100 Abs. 6 und 9, § 101 und der Anlagen 1 bis 5 des EEG 2027 teilweise oder vollständig anordnet bzw. teilweise oder vollständig ausschließt, für den Fall, dass die beihilferechtliche Genehmigung dieser Regelungen nicht bis zum 1. Januar 2027 vorliegt. Dies betrifft insbesondere Regelungen der gesetzlichen, nicht ausschreibungsbezogenen Förderung, bei denen eine rückwirkende Anwendung der entsprechenden Regelungen grundsätzlich denkbar wäre, anders als Änderungen beim Ausschreibungsdesign oder den Höchstwerten, die rückwirkend nicht zur Anwendung gebracht werden können.

Außerdem fehlt in der Regelung eine Bestimmung, welche Regelungen des EEG 2027 denn bis zur beihilferechtlichen Genehmigung anwendbar sind, s. § 101 Abs. 1 Satz 2 und Abs. 2 Satz 2 EEG 2023.

23.2 Anwendbarkeit der Regelungen aus dem „Solarpaket 2024“ trotz beihilferechtlichem Vorbehalt

Es existiert außerdem weiterhin keine beihilferechtliche Genehmigung der entsprechend unter Vorbehalt gestellten Änderungen im EEG durch das „Solarpaket 2024“, nur mit Ausnahme der Änderungen in § 100 Abs. 15 und 16 EEG 2023. Die bislang nicht genehmigten Regelungen sind folgende:

- Absenkung des Ausschreibungs-Schwellenwertes für Solaranlagen des zweiten Segments von 1 MW auf 750 kW nach § 22 Abs. 3 Satz 2 EEG 2023 i. V. mit der neuen minimalen Gebotsgröße für Solaranlagen des zweiten Segments von mehr als 750 kW nach § 30 Abs. 2 EEG 2023,
- Erhöhungen des Ausschreibungsvolumens für Solaranlagen des zweiten Segments einschl. deren kalenderjährlicher Aufteilung nach § 28b Abs. 2 EEG 2023,
- Privilegierung für Flugwindenergieanlagen an Land aus § 36h Abs. 3 Satz 2 und 3 und § 46 Abs. 3 EEG 2023,
- maximale Gebotsgröße bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments in § 37 Abs. 3 und § 38a Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 von 50 MW,
- Vergütung von zusätzlicher Leistung, die durch Repowering von Solaranlagen des zweiten Segments entsteht, nach § 38h Satz 2 EEG 2023,
- Bildung eines Untersegments für besondere Solaranlagen innerhalb der Solaranlagen des ersten Segments nach § 37d EEG 2023 sowie neue Höchstwert-Regelung für besondere Solaranlagen nach § 37b Abs. 2 EEG 2023,
- neuer Bonus für besondere Solaranlagen in der gesetzlichen Förderung nach § 48 Abs. 1b EEG 2023,
- angehobener anzulegender Wert für die Förderzone > 40 kW für Solaranlagen nach § 48 Abs. 2 EEG 2023,
- Änderung der Ersetzungsregelung für Aufdach-/Lärmschutzwand-Solaranlagen nach § 48 Abs. 2 durch Abs. 4 Satz 2 EEG 2023,
- geänderte Regelung zur Höchstwertfestsetzungskompetenz der BNetzA in § 85a Abs. 1 Satz 2 EEG 2023,
- vorübergehende Anpassung der Berechnungsgrundlage für den anzulegenden Wert von Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 1 Megawatt, von Pilotwindenergieanlagen an Land und von Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften nach § 22 Abs. 2 Satz 2 Nummer 1 bis 3 EEG 2023 in § 46 Abs. 1 Satz 1 zweiter Halbsatz EEG nach § 100 Abs. 35 EEG 2023, und
- Verlängerung der Realisierungsfristen für Biomethananlagen mit einer „opt-out“-Möglichkeit für Bestands-Zuschläge nach § 100 Abs. 36 EEG 2023.

Wann diese beihilferechtliche Genehmigung ergehen wird, und mit welchem Inhalt, ist weiterhin unklar. Der BDEW geht davon aus, dass die **ausschreibungsbezogenen Änderungen** auf Ausschreibungen und Bezuschlagungen, die vor der beihilferechtlichen Genehmigung

stattfinden, nicht anwendbar sind. Dies entspricht jedenfalls der Positionierung des BMWF und der BNetzA hinsichtlich des „Biomassepaketes 2025“.

Allerdings sind zahlreiche der vorstehenden **Änderungen nicht abhängig von einer Ausschreibung**, z. B. die Änderungen bei der PV-Ersetzungsregelung in § 48 EEG und die Anhebung des anzulegenden Wertes für die Förderzone oberhalb von 40 kW bei Solar-Aufdachanlagen. Es ist weiterhin unklar, ob diese Änderungen bei erfolgter beihilferechtlicher Genehmigung auch rückwirkend gelten sollen bzw. können, oder nicht. Da sich Anlagenbetreiber mangels Vertrauensschutzes nicht auf Regelungen berufen können, die vom Gesetzgeber unter beihilferechtlichen Vorbehalt gestellt worden sind, sollte im EEG 2027 klargestellt werden,

- dass die nicht-ausschreibungsbezogenen Änderungen durch das „Solarpaket 2024“ nur für Anlagen anwendbar sind, die ab dem Zeitpunkt der beihilferechtlichen Genehmigung in Betrieb genommen worden sind, bzw. auf Austauschvorgänge, die ab diesem Zeitpunkt stattgefunden haben, und
- dass die ausschreibungsbezogenen Änderungen durch das „Solarpaket 2024“, soweit sie nach dem EEG 2023 oder künftig dann dem EEG 2027 noch relevant sind, nur für Ausschreibungstermine und hieraus resultierende Zuschläge nach der beihilferechtlichen Genehmigung anwendbar sind.

24. Anmerkungen zu Anlage 1

Die in Nr. 4.2 vorgesehene viertelstundenscharfe Korrektur des Refinanzierungsbeitrags ist nicht praxisgerecht und deshalb abzulehnen. Nach der Begründung müssten die Netzbetreiber in Abschöpfungsjahren für jede einzelne Viertelstunde eines Kalenderjahres ermitteln, ob ein Anpassungsbedarf besteht und in welcher Höhe der Refinanzierungsbeitrag jeweils anzusetzen ist; erst anschließend könnten die jeweiligen Viertelstundenwerte mit den eingespeisten Strommengen verrechnet werden. Dies führt zu einem erheblichen zusätzlichen Abwicklungs-, Datenverarbeitungs- und Prüfaufwand und steht damit aus Sicht der Vollzugspraxis außer Verhältnis zum Regelungszweck.

25. Juristische Anmerkungen zu Einzelfragen im EEG

25.1 Klarstellung bei der Mitteilung des Einspeiseortes, § 8b EEG

Dass in § 8b EEG die Vierwochenfrist für die Mitteilung des Einspeiseortes sich stärker an der Systematik des § 8 EEG ausrichten und damit eine Rechtsunsicherheit beseitigen soll, ist begrüßenswert. Ausdrücklich soll die entsprechende Identifikationsnummer die Teilnahme am Bilanzkreissystem ermöglichen.

Der alleinige Bezug auf das Feststehen des Verknüpfungspunkts nach § 8 Abs. 1 bis 3 EEG 2023 lässt aber wiederum Fragen zum konkreten Zeitpunkt offen (etwa, wann eine Zuweisung nach § 8 Abs. 3 EEG 2023 erfolgt). Ziel muss gerade für Kleinstanlagen sein, dass die entsprechende Identifikationsnummer sowie alle anderen für den Direktvermarktungsprozess notwendigen Informationen einheitlich in einem massengeschäftsstauglichen Format möglichst frühzeitig mitgeteilt wird, wenn kein Anspruch auf eine Einspeisevergütung besteht und daher eine Anmeldung zur Direktvermarktung erforderlich wird. Denn für die wirksame Nutzung der Identifikationsnummer ist es erforderlich, dass zu diesem Zeitpunkt auch die weiteren Daten, insbes. Stammdaten und Messkonzept zur Verfügung stehen, damit die Anlage im System verankert ist und keine Fehlermeldungen auftreten. Dabei ist auch darauf hinzuweisen, dass ein möglichst frühes Netzanschlussbegehren beim Netzbetreiber zu einer deutlich zügigeren Anmeldung führen kann. Anmeldungen *nach Inbetriebnahme mit Netzanschluss und damit Einspeisung* sind jedenfalls auch nach § 52 EEG sanktionsbewehrt. **Die Identifikationsnummer sollte daher spätestens vier Wochen nach Vorliegen der vollständigen Antragsunterlagen mitgeteilt werden.**

25.2 Weitere Änderungen an § 10b EEG 2023

Die Frist zum Nachweis für die Fernsteuerbarkeit bei Wechsel der Veräußerungsform muss klargestellt werden.

Mit dem PV-Spitzenengesetz wurden die Fristen für die Sanktionierung sieht § 10b Abs. 1 Satz 3 EEG 2023 wie folgt angepasst. Zweck der Änderung war, für den Nachweis der Fernsteuerbarkeit einen realistischen Zeitrahmen zu geben.

Die Pflicht nach Satz 1 muss 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.

Für einen Wechsel des Direktvermarktungsunternehmens bzw. einen Wechsel von einer Form der Einspeisevergütung zur Direktvermarktung bedeutet das:

Da die Meldung bei Wechsel einer Veräußerungsform (nicht beim Wechsel des Direktvermarkters ohne Wechsel der Veräußerungsform) mit Vormonatsfrist erfolgen muss (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2023), wäre „nicht vor Beginn des zweiten auf die Meldung des Direktvermarktungsunternehmens“ zeitgleich mit dem Beginn der eigentlichen Übernahme der Direktvermarktung. Eine Karenzfrist zum Einbau entsprechender Steuerungseinrichtungen würde entfallen, was gerade nicht Sinn der Änderung durch den Gesetzgeber war.

BDEW-Vorschlag für § 10b Abs. 1 Satz 2 EEG-RefE (neu):

Die Pflicht nach Satz 1 muss 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 bzw. auf die Übernahme der Vermarktung Veräußerung durch das Direktvermarktungsunternehmen folgenden Kalendermonats erfüllt werden.

Begründung

Die Meldung muss vormonatlich erfolgen, also beispielsweise bis zum 30. April für die Anmeldung zur Vermarktung ab dem 1. Juni. Erst ab dem 1. Juni kann die Fernsteuerbarkeit durch den Direktvermarkter realisiert bzw. geprüft und gemeldet werden. Daher erscheint es angemessen und sinnvoll, die Frist ab Beginn der Vermarktung durch den Direktvermarkter laufen zu lassen, der dann – wie bei Inbetriebnahme der Anlage – knapp 2 Monate Zeit hat, die Fernsteuerungseinrichtungen einzurichten/ anzutesten.

25.2.1 Klarstellung der Geltung von § 10b Abs. 2 EEG auch für Bestandsanlagen

Auch für ältere Bestandsanlagen (Inbetriebnahme vor dem 1.1.2023) sollten die geänderten Rahmenbedingungen für die marktorientierte Steuerung nach § 10b Abs. 2 EEG 2023 (neu) nach dem „PV-Spitzengesetz“ gelten.

Mit der „kleinen Energierechtsnovelle“ ist § 10b Abs. 2 EEG 2023 (neu) so geändert worden, dass die Sicht- und Steuerbarkeit durch den Direktvermarkter erst ab dem 1. Januar 2028 und ab Einbau eines intelligenten Messsystems über das Smart-Meter-Gateway erfüllt werden muss. Bis dahin müssen Anlagenbetreiber Übertragungstechniken und Übertragungswege zur Abrufung der Ist-Einspeisung und zur ferngesteuerten Regelung der Einspeiseleistung verwenden, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage entsprechen und wirtschaftlich vertretbar sind. Allerdings gilt diese Änderung nicht ausdrücklich für Bestandsanlagen, anders als die Änderungen in § 10b Abs. 1 EEG 2023 (vgl. §§ 100 Abs. 1, Abs. 1a Nr. 1 EEG 2023).

Dies hätte allerdings zur Folge, dass bei Einbau eines iMS sofort die Steuerung darüber möglich sein müsste – anders als für Neuanlagen, die nach § 10b Abs. 2 EEG 2023 (neu) noch eine Übergangsfrist bis 2028 erhalten. Für die Direktvermarktung ist allerdings in jedem Fall eine viertelstündliche Messung und Bilanzierung erforderlich (§ 21b Abs. 3 EEG 2023), sodass der Einbau von iMS hierfür eine kostengünstige Alternative zu herkömmlicher Messtechnik wäre.

Der Gesetzgeber dürfte die Angleichung für Bestandsanlagen übersehen oder den weiteren Einbau außerhalb der Pflichteinbaufälle unterschätzt haben. Auch von Direktvermarktern von Bestandsanlagen kann jedoch nichts Unmögliches verlangt werden.

BDEW-Vorschlag:

§ 100 Abs. 1a Nr. 1 EEG 2023 sollte daher wie folgt ergänzt und damit klargestellt werden:

(1a) Für Strom aus Anlagen nach Absatz 1 gilt abweichend von Absatz 1, dass

1. § 10b Absatz 1 **und Absatz 2** dieses Gesetzes anstelle von § 10b Absatz 1 **und Absatz 2 Satz 1 bis 4 Nummer 1** des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung anzuwenden ist,

25.3 Klarstellung der Verweisung für „MiSpeL“-Speicher“

Der BDEW spricht sich für eine zielgenauere Verweisung auf die anwendbaren EEG-Vorschriften für marktorientierte Speicher aus.

Hintergrund:

Die mit dem „Solarpaket 2024“ aufgenommene Änderung in § 19 Abs. 3b und c EEG 2023 soll die gemischte Nutzung von Speichern und den anteiligen EEG-Fördererhalt ermöglichen. Die „Pauschaloption“ und die „Abgrenzungsoption“ sind allerdings erst nach Erlass der BNetzA-Festlegung „MiSpeL“ anwendbar. Die Pauschaloption kann darüber hinaus erst nach beihilferechtlicher Genehmigung angewandt werden.

In der Praxis ist bislang unklar, wie der Pauschal-Verweis von § 19 Abs. 3b Satz 2 und Abs. 3c Satz 5 EEG 2023 auszulegen ist. Die Regelungen lauten:

Die Vorschriften dieses Gesetzes und des Energiefinanzierungsgesetzes sind entsprechend anzuwenden, soweit der Anspruch nach Satz 1 geltend gemacht wird.

Da sich die Änderungen in Teil 3 des EEG 2023 findet und Sinn und Zweck der Anpassung der anteilige EEG-Fördererhalt war, geht der BDEW davon aus, dass auf die Regelungen verwiesen werden sollte, die mit der Geltendmachung des Förderanspruchs zusammenhängen. Darauf sollte der Verweis klarstellend eingegrenzt und nur um wenige Verweise außerhalb von Teil 3 ergänzt werden:

BDEW-Vorschlag für § 19 Abs. 3b Satz 2 und Abs. 3c Satz 5 EEG 2023:

Die Paragraphen 9 und 10b sowie ~~die Vorschriften~~ **Teil 3** dieses Gesetzes und des Energiefinanzierungsgesetzes sind entsprechend anzuwenden, soweit der Anspruch nach Satz 1 geltend gemacht wird.

Für gemischt genutzte Speicher sollten dieselben **Anforderungen an die netzdienliche und marktorientierte Steuerung** gestellt werden, wie an Speicher, die EEG-Anlagen sind. Da auch nach Auffassung der BNetzA es sich bei den Veräußerungsformen, in denen Pauschal- und Abgrenzungsoption realisiert wird, um die geförderte Direktvermarktung handelt, kann hier nichts anderes als für übrigen EEG-Anlagen gelten.

Wenn Speicher im EEG 2027 systemisch vorausgesetzt werden, muss der Rechtsrahmen für gemeinsam betriebene EE- und Speichieranlagen eindeutig und investitionsfähig ausgestaltet

werden. Dies betrifft insbesondere Co-Location, Mischspeicher, anteiligen Fördererhalt, Messkonzepte, Direktvermarktung und die Kombination mit marktlicher Flexibilität. Zudem muss der Redispatch so ausgestaltet werden können, dass EE-Anlagen im Redispatch die Möglichkeit zu einer Speicherung ihres Stroms anstelle von Abregelung haben.

25.4 Klarstellung der Anwendung der Ausfallvergütung für Bestandsanlagen

Im Regierungsentwurf des „Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung“ von Ende 2024 war eine **Klarstellung der Berechnungsweise der Anfangs- und Folgeausfallvergütung** nach § 21 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG 2023 vorhanden. Da die Berechnungsmethodik insbesondere bei einer dauerhaften oder regelmäßigen Inanspruchnahme der Ausfallvergütung weiterhin im Streit ist, sollte diese Regelung in den Gesetzentwurf übernommen werden, wenn auch nur im Rahmen einer Übergangsregelung zur Klarstellung für Bestandsanlagen für die Zukunft.

Außerdem fehlt weiterhin die **Übergangsregelung für die Höhe der Folge-Ausfallvergütung** für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2023 bis zum Inkrafttreten des „Solarpaketes 2024“. Das EEG 2023 in der ersten Fassung bestimmte die Folge-Ausfallvergütung noch in Höhe des Marktwertes, das Solarpaket hatte hingegen eine Höhe von Null vorgegeben, allerdings ohne eine Übergangsregelung für Bestandsanlagen. Daher ist seitdem 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 innerhalb dieses Zeitfensters in einer EEG-Ausschreibung bezuschlagt worden sind, oder als Pilot-Windenergieanlagen festgestellt worden sind.

Die im Regierungsentwurf des „Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung“ von Ende 2024 vorgesehene Ergänzung des geltenden § 100 Abs. 28 EEG 2023³ um einen Verweis auf § 21 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG 2023 (in der am 15. Mai 2024 geltenden Fassung) war vorgesehen, um diesem Problem abzuhelpfen. Allerdings regelte § 21 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG 2023 (in der am 15. Mai 2024 geltenden Fassung) nicht wie ab dem 16. Mai 2024 die „Ausfallvergütung“, sondern die Förderung von ausgeförderten Anlagen. Die „Ausfallvergütung“ wurde in der damaligen Fassung in § 21 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG 2023 geregelt. Daher muss § 100 Abs. 28 Satz 1 EEG 2023 durch folgenden Zusatz am Ende ergänzt werden:

³ BRats-Drs. 581/24, S. 127.

„in der am 15. Mai 2024 geltenden Fassung oder in der Fassung seiner sinngemäßen Vorgängerregelung anzuwenden“.

25.5 Definition bestimmter Leistungsschwellen in neuen EEG-Regelungen

Zahlreiche Bestimmungen in den durch das „Sofortmaßnahmengesetz“ bzw. das „Solarpaket 2024“ 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.

Insoweit muss im Rahmen der EEG-Novelle 2027 klargestellt werden, nach welchen Maßgaben die Leistungen der entsprechenden Anlagen im Verhältnis zu diesen Leistungsschwellen berechnet werden.

25.6 Änderungen in § 52 EEG 2023

Der Referentenentwurf sieht zahlreiche Änderungen innerhalb von § 52 EEG 2023 vor. Teilweise begrüßt der BDEW diese, teilweise lehnt er diese ab (s. vorstehend unter Nr. 7.1 und 12.4.1), und teilweise fehlen notwendige Änderungen innerhalb dieser Regelung.

25.6.1 Im Referentenentwurf vorgesehene Änderungen in § 52 EEG 2023

Der BDEW begrüßt die vom Regierungsentwurf vorgesehenen Klarstellungen innerhalb von **§ 52 Abs. 1 Nr. 9** und dem neuen **Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 EEG**. Eine Sanktionsminderung nach § 52 Abs. 3 EEG 2023 bereits bei nachträglicher Vornahme der Kalenderjahresendmeldung führt im Zweifel nicht zu einer hinreichenden Datenbasis im Marktstammdatenregister. Insoweit verweist der BDEW aber ergänzend auf seine vorstehenden Ausführungen zu § 52 EEG-RefE unter 7.1.

25.6.2 Weitere notwendige Präzisierungen 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. Gleiches gilt dann, wenn die Anlage zwar bereits an das Netz angeschlossen ist, aber noch nicht in dieses einspeist. In beiden Fällen ist eine Sanktionierung nach § 52 EEG 2023 in der Branche strittig. Insoweit muss die Regelung präzisiert werden.

Außerdem 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. 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) fehlt die Angabe des Ereignisses, ab dem die Sanktion rückwirkend auf 2 Euro/kW/Kalendermonat verringert wird, s. für die ökologischen Mindestanforderungen in der BDEW-Stellungnahme zu den naturschutzfachlichen Mindestkriterien bei PV-Freiflächenanlagen.

Hinsichtlich **§ 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023** sollte die **Erstanmeldung zur Direktvermarktung** nicht mehr über das EEG sanktioniert, sondern nur noch in den Marktprozessen abgebildet werden. Die Praxis hat gezeigt, dass die Mitteilungspflichten der Anlagenbetreiber nach § 21c EEG 2023, die parallel zu den von der BNetzA festgelegten Prozessen 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.

Darüber hinaus 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 EEG 2023 sollte um einen neuen Satz 2 erweitert 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 wird abgelehnt, wenn die Voraussetzungen nicht vorliegen.***

§ 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023 in der Fassung des Referentenentwurfs 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 den Wechsel zwischen den verschiedenen Veräußerungsformen nach § 21b Absatz 1 nicht nach Maßgabe des § 21c übermittelt haben, wenn die Anlage nicht bereits nach § 21c Absatz 1 Satz 2 oder Satz 3 als einer Veräußerungsform zu geordnet gilt.

25.6.3 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 erhaltenen Sanktionsbeiträge in der unabgesenkten Höhe und erheblichem Verwaltungsaufwand durch eine eventuelle rückwirkende Korrektur der Sanktionszahlungen über mehrere Jahre hinweg.

Die Netzbetreiber haben diese Belastungen über zahlreiche Jahre zu tragen, 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 2023):

„(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.“

25.7 Gesetzgeberische Klarstellung der Höhe der Biomasse-Anschlussförderung nach § 39g Abs. 6 EEG 2023 und Vorgängerregelungen

Die Berechnungsmethodik der Anschlussförderung von Biomasseanlagen nach dem geltenden § 39g Abs. 6 EEG 2023 einschl. der bis zu § 39f EEG 2017 zurück gehenden Vorgängerregelungen ist weiterhin unklar: Die Clearingstelle EEG/KWKG hatte zwar in ihrer Entscheidung im Verfahren 2025/4-VI eine Berechnungsmethodik empfohlen. Dieser steht aber eine gegensätzliche Methodik nach Maßgabe des nicht rechtskräftigen Urteils des LG Oldenburg vom 21. November 2025 – Az. 6 O 3033/24 gegenüber. Der zeitliche wie inhaltliche Ausgang des Rechtsmittelverfahrens ist unklar.

Aufgrund der erheblichen Bedeutung der Anschlussförderung für Biomasseanlagen sowohl für die Anlagenbetreiber in betriebswirtschaftlicher Hinsicht als auch für die Netzbetreiber hinsichtlich der Netz- und Systemstabilität durch die gesicherte Leistung dieser Anlagen muss der Widerspruch in der Berechnungsmethodik zwischen den Sätzen 1 und 2 der Regelungen zugunsten der Anlagen- und Netzbetreiber durch einen eindeutigen Gesetzeswortlaut geklärt werden. Dies kann auch im Rahmen einer Übergangsregelung nur für Bestandsanlagen und -zuschläge geschehen.

Der BDEW begrüßt zwar insoweit die Darstellungen in der Begründung des Entwurfs zur Auslegung des geltenden § 39g Abs. 6 EEG 2023. Er gibt jedoch zu bedenken, dass sie nach der Rechtsprechung rechtlich nicht für die Gesetzesauslegung bindend sind, da es sich hierbei um spätere Aussagen des Gesetzgebers zu einem bereits bestehenden Normkomplex handelt, zumal aus einer anderen Legislaturperiode.⁴ Abschließende Rechtssicherheit für die Anlagen- und Netzbetreiber würde daher erst durch eine Klarstellung im Gesetzeswortlaut selbst erreicht werden.

⁴ BGH, Urteil vom 20. Juli 2011, Az. IV ZR 177/09, Rdn. 33; Beschluss vom 29. September 2009 - X ZB 1/09, NJW 2010, 76 Rn. 23.

25.8 § 21b EEG: Direktbelieferung der Industrie vereinfachen

Die Direktbelieferung mit Strom aus Erneuerbaren Energien stellt für Industrieunternehmen eine große Chance dar. Viele Unternehmen aus dem industriellen Mittelstand sind in Lieferketten eingebunden, in denen CO₂-Minderungsziele verbindlich definiert sind. Die Firmen brauchen eine einfache Möglichkeit zur Dekarbonisierung. Obwohl die Industriestrombelieferung einige Vorteile hat, gibt es nach wie vor wenig Direktbelieferung in der Praxis.

Ein Hindernis für die ungehinderte Direktbelieferung der Industrie, die eine direkte physische (und nicht nur eine bilanzielle) Stromlieferung ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes meint, ist die in § 21b Abs. 4 Nr. 2 a) EEG 2023 enthaltene Pflicht des Anlagenbetreibers, die genannten Veräußerungsformen für jeglichen nicht in unmittelbarer räumlicher Nähe außerhalb des Netzes an Dritte gelieferten Strom zu nutzen. Die „unmittelbare räumliche Nähe“, die im Gesetz zudem nicht definiert wird, begrenzt damit die Vermarktungsoptionen des Anlagenbetreibers. Ein maximaler räumlicher Abstand zwischen Erzeugungsanlage und Abnehmer ergibt sich aber aufgrund der mit zunehmender Distanz abnehmenden Wirtschaftlichkeit. Jenseits gesetzlicher Restriktionen wird daher diese fehlende Wirtschaftlichkeit dem Risiko längerer Parallelleitungen entgegen.

Zur Vereinfachung sollte das Kriterium der unmittelbaren räumlichen Nähe in § 21b EEG gestrichen werden.

25.9 Ausweitung des § 83 EEG: Ausnahmecharakter des einstweiligen Rechtsschutzes wahren

Der BDEW lehnt die Aufnahme von § 8b (Mitteilung der Identifikationsnummer für die Teilnahme am Bilanzkreissystem) ab.

Die Privilegierung des einstweiligen Rechtsschutzes nach § 83 Abs. 2 EEG ermöglicht die Durchsetzung sämtlicher in § 83 Abs. 1 EEG genannten Ansprüche, ohne dass eine konkrete Eilbedürftigkeit dargelegt und glaubhaft gemacht werden muss. Dadurch kann das Eilverfahren insbesondere bei Auskunftsansprüchen bereits zur vorgelagerten Informationsbeschaffung oder allgemeinen Beschleunigung des Netzanschlussprozesses genutzt werden. Mit der in der EEG-Novelle vorgesehenen Einbeziehung von Ansprüchen nach § 8b EEG wird diese Privilegierung stark ausgedehnt. Je weiter der Anwendungsbereich des § 83 EEG gefasst wird, desto klarer muss der Ausnahmecharakter des einstweiligen Rechtsschutzes gesetzlich abgesichert werden. Eine gesetzliche Vermutung sollte auf eng begrenzte Fälle beschränkt bleiben, in denen ein hinreichend realisierungsreifes EE-Vorhaben konkret gefährdet ist und der Netzbetreiber gesetzliche Bearbeitungs- oder Mitteilungsfristen überschritten hat.

Hinzu kommt, dass auch die Anpassungen in dieser Novelle den Zeitpunkt für die Mitteilung der Identifikationsnummer nicht hinreichend beschreiben (siehe oben).

26. Änderungen des Messstellenbetriebsgesetz (Artikel 3)

Der Gesetzentwurf sieht eine Absenkung der Leistungsgrenze zum Einbau eines intelligenten Messsystems und einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt für Anlagenbetreiber mit einer installierten Leistung von mehr als 2 Kilowatt gem. § 29 Abs. 1 Nr. 2b i. V. m. § 30 Abs. 1 Nr. 4 MsbG-E vor.

Der BDEW lehnt die Absenkung der Leistungsgrenze bzw. die Ausweitung der Rolloutverpflichtung für Anlagen mit einer Anlagenleistung zwischen 2 und 7 Kilowatt ab.

Eine pauschale Ausstattung dieser Anlagen ist im Kontext des Systemnutzens und der aktuellen Geschwindigkeit des Pflichtrollouts in Frage zu stellen.

Eine Erweiterung der Einbauverpflichtung für iMSys mit Steuerbarkeit auf Anlagen mit mehr als 2 kW führt zu einer erheblichen Ausweitung der Rolloutverpflichtung und ist zum aktuellen Zeitpunkt weder zielführend noch sachgerecht. Diese Anlagen haben eine **geringe Systemrelevanz**. Die Ausstattung, insbesondere mit Steuerungseinrichtung sowie die Abbildung dieser in den komplexen Prozessen, verursacht jedoch enormen Aufwand bei geringem systemdienlichem Nutzen. Die Ausstattung kleinerer Anlagen kann ggf. später sinnvoll sein, wenn der Rollout von iMSys weit fortgeschritten und die Steuerung über diese Infrastruktur etabliert ist, aktuell jedoch noch nicht, auch aus wirtschaftlicher Sicht. Die Pflicht zur Ausstattung mit iMSys und Steuerungseinrichtung sollte sich auf den bestehenden Rahmen des im MsbG definierten Pflichtrollouts fokussieren und konsequent fortgesetzt werden. Bestehende Rolloutziele könnten durch die Ausweitung auf Kleinstanlagen gefährdet werden, insbesondere da die vorgesehenen Umsetzungszeiträume mit Blick auf die verfügbaren Markt- und Installationskapazitäten bereits jetzt ambitioniert sind. Anstatt die Einbauverpflichtung auszuweiten, sollte der Fokus auf weitere Skalierung und die Hebung der Messwertqualität der bisherigen Pflichteinbaufälle gelegt werden. Sollten sich Kunden dennoch für den Einbau eines iMSys und Steuerungseinrichtung entscheiden, besteht grundsätzlich die Möglichkeit des Einbaus auf Kundenwunsch.

Die angedachte Änderung der Quotenregelung für den Einbau intelligenter Messsysteme und der Steuerungseinrichtungen von 90 % installierter Leistung auf eine Prozentzahl an Messstellen für die Erzeugungsanlagen nimmt dem Messstellenbetreiber zusätzlich die Möglichkeit etwas flexibler zu agieren. Zwar ist die Quotenberechnung derzeit sehr komplex und die Änderung vor diesem Hintergrund nachvollziehbar, durch die parallele Ausweitung der Einbauverpflichtung auf Erzeugungsanlagen ab 2 kW erhöht sich die Anzahl der auszustattenden

Messstellen mit geringer Systemrelevanz jedoch maßgeblich. Insbesondere beim Steuerungsrollout ist die installierte Leistung die maßgebliche Kennzahl. Die Machbarkeit für die verpflichteten Messstellenbetreiber sollte im Gesamtkontext der Änderungen geprüft werden.

Es ist wichtig, zwischen iMSys- und Steuerungsrollout zu differenzieren, da sich diese derzeit in sehr unterschiedlichen Entwicklungsstadien befinden. Der Steuerungsrollout sollte keinesfalls komplexer werden und bevorzugt in vorbereiteten Neuanlagen umgesetzt werden. Dort kann er am schnellsten umgesetzt werden, so ist die Systemwirkung am größten. Die Nachrüstung von Bestandsanlagen ist häufig herausfordernd aufgrund ungeeigneter Zählerplätze, fehlender Kommunikationsanbindung oder fehlender technischer Schnittstellen. Der Aufwand, bestehende Kleinanlagen bis 7 kW nachträglich mit Steuerungstechnik auszurüsten steht in keinem Verhältnis zum zusätzlichen Nutzen, den diese Anlagen bringen.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang auch darauf hinzuweisen, dass die Verknüpfung der Quote für das Jahr 2026 mit dem Einbau von iMSys und Steuerungseinrichtung dringend aufgehoben werden muss. Sollten die Steuerungseinrichtungen durch die Messstellenbetreiber verbaut werden müssen, ohne dass die Steuerung durch die Netzbetreiber möglich ist, würde dies die Kosten für die Steuerung deutlich erhöhen, denn der Anlagenbetreiber müsste dann trotzdem zusätzlich die Steuerung über konventionelle Steuerungseinrichtungen ermöglichen. Diese Doppelausstattung wäre ineffizient und würde die Kosten deutlich und ohne Nutzen erhöhen. Der BDEW fordert daher seit 2024, die Verknüpfung von Messung über das iMSys und die Steuerung über diese Technik für das Jahr 2026 bezogen auf die zu erreichende Ausstattungsquote aufzuheben. Der Rollout mit intelligenten Messsystemen sollte aber unverändert voranschreiten.

Auf Folgendes wird grundsätzlich hingewiesen: Es ist dem Smart-Meter-Rollout in Deutschland nicht förderlich, wenn die gesetzgeberischen Vorgaben immer wieder angepasst und verändert werden. Die Bundesrepublik Deutschland hat von Anfang an einen – auch im europäischen Vergleich – besonders anspruchsvollen Weg gewählt und hohe Anforderungen gestellt. Dieser Weg hat insbesondere aufgrund der hohen sicherheitstechnischen Anforderungen und der Sicherstellung eines hohen Schutzes von personenbezogenen Daten viel Zeit in Anspruch genommen. Erst seit Kurzem ist ein Massenrollout möglich und die Unternehmen sind bereits in der Umsetzungsphase, so dass die Berücksichtigung neuer Anforderungen das weitere effiziente Vorgehen erschwert und somit den Rollout insgesamt verzögert.

Gleichzeitig enthält der [Verordnungsvorschlag](#) der Europäischen Kommission vom 17. Juli 2026 (Novelle der Strombinnenmarktverordnung, um Stromrechnungen „zukunftsicher“ zu machen) eine deutliche Erweiterung der Rollout-Verpflichtung. Damit müssten die gMSB auch für Verbrauchsanlagen mit weniger als 6.000 kWh einen Rolloutquote von 50% bis Ende 2031 und von 75% bis Ende 2034 erreicht haben. Diese Anlagen sind nach der bisherigen Kosten-

Nutzen-Analyse nicht für den Pflichtrollout vorgesehen, sondern dem Wahlrecht des Kunden zugeordnet. Der Beschluss der Koalition von CDU/CSU und SPD im Bund vom 2. Juli 2026 („Ein Programm für Aufschwung und Beschäftigung“) sieht ebenfalls eine Erweiterung der Rollout-Pflicht vor. So sollen die Ziele bis Ende 2030 (statt 2032) erreicht werden und es soll einen „Smart Meter Light“ für Endverbraucher < 6.000 kWh geben.

Wird zusätzlich der Rollout auf Kleinanlagen von 2 bis 7 kW erweitert, wird die Erreichung der Ziele schon aus ganz praktischen Erwägungen erschwert (Verfügbarkeit der Kapazitäten bei Personal und Material). Der BDEW plädiert daher dafür, eine Anpassung der Rolloutziele im Gesamtkontext zu diskutieren und nur nach Prüfung der praktischen Umsetzbarkeit gesetzgeberisch vorzuschreiben.

27. Änderungen in der Erneuerbare-Energien-Verordnung (Art. 4)

Die Voraussetzungen für die limitierte Vermarktung – also die Anpassung der Einspeiseleistung von Anlagen, die nicht direktvermarktet werden, auf Anweisung des ÜNB durch den VNB werden angepasst, sodass in Zukunft der Fall der limitierten Vermarktung deutlich öfter auftreten kann. Der Übertragungsnetzbetreiber hat danach die nach aktueller Prognose vorhergesagte viertelstündliche Einspeisung von Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen über eine marktgekoppelte Auktion vollständig zu preislimitierten Geboten in Höhe von -10 Euro pro Megawattstunde am Day-Ahead-Markt einer Strombörse zu vermarkten.

Der BDEW begrüßt eine Anhebung der Preislimits mit dem Ziel, die Kosten der Förderung Erneuerbarer Energien zu senken. Der BDEW empfiehlt die Vorgaben zur Preislimitierten Vermarktung so anzupassen, dass weiterhin wirtschaftliche Anreize zur Verbesserung der Steuerbarkeit von direkt vermarkteten Anlagen bestehen und gleichzeitig Transaktionskosten bei der Abregelung von Anlagen in festen Einspeisevergütung berücksichtigt werden können. Darüber hinaus empfiehlt der BDEW, Herausforderungen im System- und Netzbetrieb bei der Preissetzung berücksichtigen zu dürfen. Hierzu schlägt der BDEW vor, dass eine beliebige Anzahl wirtschaftlich nachvollziehbarer Gebote (Tranchen) innerhalb eines gesetzlich festgelegten Bereichs preislimitiert gehandelt werden müssen. Der gesetzlich festgelegte Bereich sollte so gewählt werden, dass einerseits die Kosten der Förderung der Erneuerbaren Energien so weit wie möglich gesenkt werden und auf der anderen Seite weiterhin ausreichend Anreize für die Abregelung in der Direktvermarktung erhalten bleiben. **Aus Sicht des BDEW könnte beispielsweise ein Bereich von -20 Euro pro Megawattstunde bis -100 Euro pro Megawattstunde gewählt werden. Der derzeit enthaltene Bereich von -10 Euro erscheint daher zu hoch.**

Der Verkauf von Strom bei negativen Preisen führt grundsätzlich zu einer Belastung des EEG-Kontos und damit zu einer Belastung der Steuerzahler. Daher ist eine Anhebung der Preislimits

eine sinnvolle Maßnahme, um die Bezahlbarkeit zu unterstützen. Gleichzeitig können im Rahmen der Abregelung Transaktionskosten entstehen, welche die Einsparungen bei Strompreisen nahe 0 Euro pro Megawattstunde möglicherweise wieder aufzehren. Diese Kosten können je nach Tranche unterschiedlich und im zeitlichen Verlauf variabel sein. Daher ist es nicht sinnvoll, weitere Vorgaben in der Erneuerbaren Energien Verordnung zu machen.

Weiterhin sieht der BDEW es als notwendig an, eine Vermarktung in Tranchen durchzuführen. Einerseits können dadurch wirtschaftlich nachvollziehbare Gebote (Transaktionskosten) erstellt werden, zum anderen können dadurch bei Bedarf Anforderungen aus dem Netz- und Systembetrieb berücksichtigt werden. Dazu zählen insbesondere die Vermeidung von Engpässen und Systembilanzproblemen durch eine gezielte Steuerung der örtlichen und zeitlichen Abregelung.

28. Juristische Änderungen im EnFG

28.1 Unverzügliche Mitteilungspflichten nach § 52 Abs. 1 EnFG und Sanktionen

Das Zusammenspiel von Melde- und Sanktionsregelungen für die Inanspruchnahme von Privilegierungen nach dem EnFG wirft erhebliche Umsetzungsfragen für die Praxis auf. Insbesondere ist für den Netzbetreiber 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). Der BDEW unterstützt ausdrücklich, dass eine Umlagenprivilegierung nur dann gewährt werden soll, wenn der Letztverbraucher tatsächlich kein „Unternehmen in Schwierigkeiten“ ist bzw. gegen ihn keine beihilferechtlichen Rückzahlungsansprüche bestehen.

Es ist aber nicht nachvollziehbar, dass eine spätere Anmeldung von Privilegierungen (etwa im Juni rückwirkend zum Januar desselben Jahres) nicht im Rahmen der Endabrechnung für das Kalenderjahr berücksichtigt werden sollte oder könnte, weil dann die Mitteilung der Informationen, die der Privilegierung zugrunde liegen, eben nach §§ 52 und 53 EnFG nicht mehr „unverzüglich“ erfolgt wäre, sondern mit mehreren Monaten Verzug. Dies bedeutet, dass lediglich für den zwischenzeitlichen Wegfall der Umlagenberechtigung (Letztverbraucher wird z. B. im Laufe eines Kalenderjahres zum „Unternehmen in Schwierigkeiten“) die Privilegierungen bei nicht rechtzeitiger Meldung im Rahmen der Endabrechnung für das gesamte Kalenderjahr entfallen sollten. Diese Fälle dürften eine rare Ausnahme in den Massenfällen - gerade der privaten Letztverbraucher - bilden, sodass eine einzelfallbezogene Auseinandersetzung mit dem unbestimmten Rechtsbegriff „unverzüglich“ vertretbar erscheint. Auf diese Weise könnten insbesondere die Privilegierungen massengeschäftstauglich für die weit überwiegende Zahl der Letztverbraucher abgewickelt werden. Es bliebe dann bei einer Initialmeldung, dass der

Letztverbraucher weder ein Unternehmen in Schwierigkeiten ist noch gegen ihn beihilferechtliche Rückforderungsansprüche bestehen. Ohne diese Meldung werden keine Umlageprivilegien gewährt. Erfolgt die Meldung bis zum 28. Februar des Folgejahres, können für das vorangegangene Kalenderjahr noch Umlageprivilegien ohne Sanktionierung in Anspruch genommen werden. Wird der Letztverbraucher zu einem Unternehmen in Schwierigkeiten oder entstehen ihm gegenüber beihilferechtliche Rückforderungsansprüche, entfällt die Privilegierung für das gesamte Kalenderjahr, wenn die Meldung nicht unverzüglich nach Eintritt dieses Umstands erfolgt.

BDEW-Vorschlag für eine Änderung des § 53 EnFG:

„(1) Der nach Teil 4 verringerte Anspruch auf Zahlung der Umlagen erhöht sich auf 100 Prozent, soweit die folgenden Mitteilungspflichten nicht oder nicht rechtzeitig erfüllt worden sind:

*1. die Mitteilungspflichten nach § 52 Absatz 1 Nummer 2 und 3 **in Verbindung mit Nr. 4, sofern die Mitteilung eine Änderungsmitteilung ist, dass es sich bei dem Letztverbraucher, zu dessen Verbrauch die Netzentnahme mit verringerter Umlagenpflicht erfolgt, um ein Unternehmen in Schwierigkeiten handelt oder dass gegen den Letztverbraucher, zu dessen Verbrauch die Netzentnahme mit verringerter Umlagenpflicht erfolgt, offene Rückforderungsansprüche aufgrund eines Beschlusses der Europäischen Kommission zur Feststellung der Unzulässigkeit einer Beihilfe und ihrer Unvereinbarkeit mit dem Europäischen Binnenmarkt bestehen,***

~~2. die Mitteilungspflicht nach § 52 Absatz 1 Nummer 4, soweit sie sich auf die Angaben nach § 52 Absatz 1 Nummer 2 und 3 bezieht, und~~

~~3. die Mitteilungspflichten nach § 52 Absatz 2 und 3.~~

*(2) Der nach Teil 4 verringerte Anspruch auf Zahlung der Umlagen erhöht sich für das jeweilige Kalenderjahr um 20 Prozentpunkte, soweit die ~~folgenden übrigen~~ Mitteilungspflichten nach **§ 52 Absatz 1 Nummer 1 bis 4** nicht spätestens bis zum 31. März des Jahres erfüllt werden, das auf das Kalenderjahr folgt, in dem diese Mitteilungspflicht unverzüglich zu erfüllen gewesen wäre.:*

~~1. die Mitteilungspflicht nach § 52 Absatz 1 Nummer 1 und~~

~~2. die Mitteilungspflicht nach § 52 Absatz 1 Nummer 4, soweit sie sich auf die Angabe nach § 52 Absatz 1 Nummer 1 bezieht.“~~

In diesem Zusammenhang weist der BDEW darauf hin, dass es sich insbesondere bei der Privilegierung für Wärmepumpen nach § 22 EnFG in der Regel um Standardlastprofil-Belieferungen

mit rollierender Jahresabrechnung handelt. Kalenderscharfe Jahresmengen liegen damit zu Endabrechnungstermin nicht unbedingt vor.

28.2 Änderungen bei den ÜNB-Mitteilungspflichten nach § 51 EnFG-E

Der Referentenentwurf sieht in § 51 Abs. 1 Nr. 3 c) EnFG-E die Mitteilungspflicht der ÜNB für den Abzugsbetrag für die Netzbetreiberabnahme vor, der sich wiederum nach Anlage 1 Nr. 9.5 EnFG-E berechnen soll. Der BDEW verweist insoweit auf seine vorstehenden Darstellungen unter Nr. 3.2.

28.3 Änderungen bei der Umlagebefreiung für Netzverluste 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 (neu: § 3 Nr. 36 EnWG-E) 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.

„(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 Elektrizitätsverteilernetzen im Sinn des § 3 Nummer 8 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 Netz ebene,“

28.4 Verlängerung der Inbetriebnahmefrist für die Umlagebefreiung bei der Herstellung von grünem Wasserstoff (§ 25 Absatz 2 EnFG)

Die in § 25 EnFG vorgesehene Umlagebefreiung für Strom, der zur Herstellung von grünem Wasserstoff eingesetzt wird, sollte über das Jahr 2029 hinaus für neue Elektrolyseanlagen geöffnet bleiben. Nach geltendem Recht ist die Befreiung von der Kraft-Wärme-Kopplungs-Umlage und der Offshore-Netzumlage auf Einrichtungen beschränkt, die vor dem 1. Januar 2030 in Betrieb genommen werden.

Diese Frist wird dem inzwischen deutlich verzögerten Wasserstoffhochlauf sowie den langen Planungs-, Genehmigungs-, Finanzierungs- und Netzanschlusszeiträumen größerer Elektrolyseprojekte nicht mehr gerecht. Zahlreiche Projekte, die für den Aufbau heimischer Elektrolysekapazitäten und die Entwicklung eines Wasserstoffmarktes erforderlich sind, werden voraussichtlich erst nach 2029 in Betrieb gehen. Die derzeitige Stichtagsregelung würde dadurch wirtschaftlich vergleichbare Projekte allein aufgrund ihres Inbetriebnahmezeitpunkts unterschiedlich behandeln und bereits vor 2030 die Investitionssicherheit beeinträchtigen.

Eine Verlängerung der Inbetriebnahmefrist bis zum 1. Januar 2035 sollte geprüft werden. Damit würde die ursprüngliche Zielsetzung der Regelung fortgeführt, den Hochlauf der grünen Wasserstofferzeugung durch eine Begrenzung regulatorisch bedingter Stromkosten zu unterstützen. Zugleich würde vermieden, dass Verzögerungen, die beispielsweise aus langwierigen Netzanschluss- oder Genehmigungsverfahren resultieren, zum vollständigen Verlust der Umlagebefreiung führen.

29. Juristische Änderungen im KWK-Gesetz

Jenseits des EEG müssen noch folgende Änderungen im KWK-Gesetz durchgeführt werden:

29.1 Übergangsregelung für Einsatzstoffänderung nach § 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 KWKG zu flüssiger Biomasse

Aufgrund des am 1. April 2025 in Kraft getretenen „KWKG-Änderungsgesetzes 2025“ ist nach § 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 KWKG nur noch der Einsatz von „*nicht fossilen* flüssigen Brennstoffen“ zulässig. Obwohl in der Begründung des „KWKG-Änderungsgesetzes 2025“ von einer Übergangsregelung für Bestandsanlagen gesprochen wird, fehlt diese im Gesetzeswortlaut. Daher muss § 35 Abs. 19 KWKG wie folgt geändert werden:

*„(19) § 6 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 **und Nummer 2**, § 7 Absatz 5 Satz 2, § 15 Absatz 4 Satz 3, § 18 Absatz 1 und 2, § 22 Absatz 1 und 2 und § 35 Absatz 17 Satz 4 bis 6 in der bis zum Ablauf des 31. März 2025 geltenden Fassung sind anzuwenden auf KWK-Anlagen und auf neue oder ausgebauten Fernwärme- und Kältenetze, die vor dem 1. April 2025 im Fall von*

KWK-Anlagen erstmals den Dauerbetrieb aufgenommen haben, oder im Fall einer Modernisierung wieder aufgenommen haben oder im Fall von Fernwärme- oder Kältenetzen in Betrieb genommen wurden.“

29.2 Abgrenzung der Negative-Preise-Regelung zu den förderfähigen kalenderjährlichen Vollbenutzungsstunden

Weiterhin ist unklar, wie die KWK-Strommengen während der Negative-Preise-Zeiten zu den förderfähigen kalenderjährlichen Vollbenutzungsstunden abgegrenzt werden, und wie sich dies in den Mitteilungspflichten nach § 15 Abs. 4 KWKG niederschlägt. Es ist insbesondere unklar,

- ob die Zählung der förderfähigen Vollbenutzungsstunden eines Kalenderjahres zu Beginn desselben zu laufen beginnt, und dann ohne Rücksicht auf Negative-Preise-Zeiten,
- ob KWK-Anlagenbetreiber berechtigt sind, die förderfähigen Vollbenutzungsstunden innerhalb eines Kalenderjahres zu verteilen, und
- wie angesichts der Streichung der 50 kW-Schwelle im ehemaligen § 7 Abs. 4 Satz 2 KWKG für die Anwendung der Negative-Preise-Regelung mit KWK-Anlagen zu verfahren ist, die weder eine registrierende Leistungsmessung noch ein iMSys haben und bei denen folglich Negative-Preise-Zeiten keiner konkreten Strommenge zugeordnet werden können.

Zur Erreichung von Rechtssicherheit für Anlagen- und Netzbetreiber bei der korrekten Abrechnung der KWKG-Förderung ist hier eine gesetzliche Klarstellung erforderlich.