

BEE-Stellungnahme zur EEG-Novelle 2027

Entwurf der Bundesregierung vom 07.09.2026

Berlin, 30. September 2026



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
Das Wichtigste in Kürze	6
Vorbemerkungen.....	9
1 Teil 1: Rahmen des Gesetzes	13
1.1 Zum Biomasse-Ziel in §4 Nr. 4	13
1.2 Streichung des Strommengenpfads in §4a EEG	13
1.3 Grenzüberschreitende Ausschreibungen in §5 EEG	15
1.4 Änderungen im §6 zur finanziellen Beteiligung der Kommunen beim Ausbau	15
2 Teil 1: Änderung in technische Anforderungen.....	17
2.1 Änderungen im §9 zu technischen Vorgaben, Fernsteuerbarkeit und Einspeisebegrenzung.....	17
2.2 Änderungen im §10b zu Vorgaben in der Direktvermarktung und vertragliche Abregelung.....	19
3 Änderung in der Förderung	21
3.1 Änderungen in §19 zu Zahlungsansprüchen und Speicheroptionen	21
3.2 Änderungen im §20 zur Marktprämie und neue Mitteilungspflichten.....	21
3.3 Änderungen im §21 – Netzbetreiberabnahme und Wegfall der Einspeisevergütung	24
3.4 Änderungen in §21b – Veräußerungsform.....	25
3.5 Änderungen in §21c – Verfahren für die Zuordnung und Wechsel	26
3.6 Änderungen in §21d zur Einführung eines CfD Förderrahmens	27
3.1 Änderungen im §21e zum Wegfall des Refinanzierungsbeitrags bei Verzicht auf Marktprämie	29
3.2 Änderungen im §22 – Wettbewerbliche Ermittlung des anzulegenden Werts	30
3.3 Änderungen im §24 – Sonderregelungen für Strom aus mehreren Anlagen und Anlagenzusammenfassungen	32
4 Änderung in den Ausschreibungen	34
4.1 Änderungen im §28 – Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine für Windenergie an Land	34
4.2 Änderungen im §28a – Ausschreibungsvolumen von Solaranlagen des ersten Segments.....	36
4.3 Änderungen im §28b – Ausschreibungsvolumen von Solaranlagen des zweiten Segments.....	37
4.4 Änderungen im §28c – Ausschreibungsvolumen von Biomasse.....	38
4.5 Streichung des § 28d – Biomethanausschreibungen.....	38
4.6 Änderungen im §28e – Ausschreibungsvolumen von Resilienzausschreibungen	39

4.7	Änderungen im §§28f und 28g – Ausschreibungsvolumen im Rahmen von wasserstoffbasierten Konzepten	40
4.8	Änderungen im §36b – Höchstwert für Windenergieanlagen an Land	42
4.9	Änderungen im §36d – Begrenzung von Entgelten zur Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land	42
4.10	Änderungen im §36h – Anzulegender Wert für Wind Onshore	44
4.11	Änderungen im §36i – Dauer der Zahlungspflichten für Windenergieanlagen an Land.....	45
4.12	Änderungen in § 36j – Zusatzgebote für Windenergieanlagen an Land.....	45
4.13	Änderungen in § 37 – Gebote für Solaranlagen des ersten Segments	46
4.14	Änderungen im §37d –Besondere Solaranlagen des ersten Segments.....	47
4.15	Änderungen im §37e – Erlöschen von Zuschlägen für Solaranlagen des ersten Segments.....	48
4.16	Änderungen in §38 – Besondere Zahlungsbestimmungen für Solaranlagen des ersten Segments	48
4.17	Änderungen in§38a – Anpassung des anzulegenden Werts bei besonderen Solaranlagen.....	49
4.18	Änderungen im §38e – Höchstwerte für Solaranlagen des zweiten Segments	50
4.19	Änderungen im §39b – Höchstwert für Biomasseanlagen	50
4.20	Änderungen im §39g – Einbeziehung bestehender Biomasseanlagen	50
4.21	Änderungen im §39h – Dauer des Zahlungsanspruchs für Biomasseanlagen	51
4.22	Änderungen im §39i – Besondere Zahlungsbestimmungen für Bioenergie.....	52
4.23	Änderungen im §39n – Resilienzausschreibungen	56
5	Änderung in der Förderung	56
5.1	Änderungen in §40 – Wasserkraft	56
5.2	Änderungen in den §§41 bis 44c – Bioenergie und Gase.....	57
5.3	Änderungen im §45 – Geothermie.....	58
5.4	Änderungen im §46 – Wind Onshore / Flugwindenergieanlagen	60
5.5	Änderungen in den §§48 und 48a – Solare Strahlungsenergie und Mieterstromzuschlag	62
5.6	Änderungsbedarf in §50a Abs. 1 EEG – Flexibilitätszuschlag auf 130 €/kW anheben.....	63
5.7	Änderungen in § 50c – Direktvermarktungsbonus für Kleinanlagen.....	64
6	Änderung zu Rechtsfolgen und Strafen.....	66
6.1	Änderungen in §51 – Negative Strompreise	66
6.2	Änderungen im §51a – Verlängerung des Zahlungszeitraums bei negativen Strompreisen.....	67
6.3	Änderungen im §52 – Pönalstrafen bei Pflichtverstößen	68

6.4	Änderungen im §§53, 53a und 53b – Anpassung von Zahlungsansprüchen und Zahlungspflichten	70
7	Weitergabe, Vermarktung und Stromkennzeichnung	72
7.1	Änderungen im §§56 und 57 – Weitergabe und Vermarktung durch den Übertragungsnetzbetreiber	72
7.2	Änderungen in §58 – Stromkennzeichnung	73
8	Mitteilungspflichten, Herkunftsnachweise und Doppelvermarktung	74
8.1	Änderungen in den §§71 bis 73– Daten-, Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten	74
8.2	Änderungen in § 79 – Herkunftsnachweise	75
8.3	Streichung des § 79a – Abschaffung der Regionalnachweise	75
8.1	Änderungen in §80 - Doppelvermarktungsverbot	77
9	Änderung zu Rechtsschutz und behördliches Verfahren	78
9.1	Änderungen in den §§81 bis 87	78
10	Verordnungsermächtigungen	79
10.1	Änderungen in den §§88a und 88d – Grenzüberschreitende Ausschreibungen und Resilienzausschreibungen	79
10.2	Änderungen in den §§92 und 96 – Herkunftsnachweise und Grüner Wasserstoff	80
10.3	Änderungen in den §§94 und 95 – Systemdienlicher Anlagenbetrieb, Solare Strahlungsenergie	81
11	Kooperationsausschuss und Monitoring	83
11.1	Änderungen in den §§97 und 98	83
11.2	Änderungen in den §§99 bis 99b – Fortschrittsbericht, Evaluierung und Bürgerenergiebericht	83
12	Schlussbestimmungen	85
12.1	Änderungen in den §§100 bis 104 – Übergangsbestimmungen, freiwilliger Wechsel in §51 und beihilferechtlicher Genehmigungsvorbehalt	85
13	Anlagen zum EEG	88
13.1	Anlage 1 – Berechnung der Marktprämie und des Refinanzierungsbeitrags	88
13.2	Anlage 2 – Referenzertrag bei Windenergie an Land	89
13.3	Vorschlag für eine neue Anlage 5 – Ökologisch besonders wertvolle Substrate	91
14	Zu den Änderungen im Messstellenbetriebsgesetz– iMSys-Rollout und Steuerungseinrichtungen	92
15	Zu den Änderungen in der Erneuerbaren-Energien-Verordnung	94
16	Vorzeitiges Außerkrafttreten der Innovationsausschreibungsverordnung	96
17	Änderungen des Energiefinanzierungsgesetzes	97
18	Fehlende zentrale Maßnahmen im EEG-Entwurf	99

18.1	Umstellung von einer zeit- in eine mengenbasierte Förderung	100
18.2	Umstellung der Netzbetreiberschaltung (Redispatch) von der Einzelanlage auf den Netzverknüpfungspunkt.....	101
18.3	Überbauungsrecht für EE-Anlagenbetreiber in § 8a EEG.....	102
18.4	Streichung des räumlichen Bezugs in § 21 Abs. 2 Nr. 1 Buchstabe a – Direktbelieferung stärken	103
18.5	Abschöpfungsrahmen im CfD-System auf Basis real erzielter Erlöse.....	104
18.6	Zweiten Vergütungszeitraum für Bioenergie auf 15 Jahre verlängern.....	105
18.7	Einfache Entschädigungsregelung für Abschaltung von Kleinstanlagen durch den Netzbetreiber	106
18.1	Fristverlängerung aufgrund Transportverzögerungen.....	107
	Ansprechpartner*innen	109



Das Wichtigste in Kürze

- **Der Marktzugang für erneuerbare Energien muss als zentrales Leitprinzip der EEG-Novelle gestärkt werden.** Neben der Direktvermarktung müssen regionale Belieferung, PPAs, Energy Sharing, Bürgerenergie und Direktbelieferung rechtssicher und bürokratiearm ermöglicht werden. Das EEG 2027 darf marktnahe Vermarktungsformen nicht durch zusätzliche Nachweis-, Abrechnungs- oder Abschöpfungsrisiken erschweren, sondern muss sie als Grundlage für Investitionen, Akzeptanz und Systemintegration stärken – auch mit Blick auf den wachsenden Strombedarf von Rechenzentren und Industrie.
- **Erneuerbare Energien sollten stärker Systemverantwortung übernehmen können.** Das EEG 2027 sollte dafür die Steuerung der netzwirksamen Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt statt der pauschalen Abregelung einzelner Erzeugungsanlagen ermöglichen. Anlagenbetreiber sollten vor dem Netzverknüpfungspunkt mehr Verantwortung für Einspeisemanagement, Überbauung, Speicher, flexible Verbraucher und Einspeiseinfrastruktur übernehmen können, um bestehende Netzanschlüsse effizienter zu nutzen, Abregelung zu vermeiden und die Systemintegration erneuerbarer Energien zu verbessern.
- **Die vorgesehene Streichung der Einspeisevergütung für Neuanlagen bis 25 kW muss zurückgenommen werden.** Die im Regierungsentwurf vorgesehene befristete Übergangszahlung bietet keinen gleichwertigen Ersatz für die bisherige langfristige Investitionsabsicherung. Umfragen und wissenschaftliche Analysen belegen: Die Gewährung einer EEG-Einspeisevergütung bleibt für die Mehrzahl privater und gewerblicher Akteure auch im Falle hoher Eigenverbrauchsquoten kurz- und mittelfristig eine unverzichtbare Investitionsabsicherung. Sie aktiviert notwendiges privates Kapital für die Finanzierung der Energiewende und sichert darüber hinaus die Akzeptanz und eine breite unmittelbare Partizipation der Bevölkerung. Bei ihrem Wegfall wird ein Markteinbruch erwartet, bundesweit stehen zehntausende Jobs in Handwerk und Mittelstand auf dem Spiel.
- **Auch die vorgesehene Absenkung der Direktvermarktungspflicht für Neuanlagen unter 100 kW muss gestrichen werden,** da für eine Umsetzung die technischen, prozessualen und wirtschaftlichen Voraussetzungen absehbar nicht gegeben sind. Weder die von der Regierung vorgesehene, auf drei Jahre befristete Übergangszahlung in Höhe von 5,2 Cent je kWh, noch der auf 4 Jahre befristete Direktvermarktungsbonus in Höhe von 1,5 Cent je kWh für Anlagen unter 25 kW stellen geeignete Auffangmechanismen dar, um die nach dem aktuellen EEG im nächsten Jahr für 20 Jahre gewährte Einspeisevergütung in Höhe von rd. 6,5 bis 7,5 Cent je kWh bei Teileinspeisern und rd. 10 bis 12 Cent je kWh bei Volleinspeisern auch nur ansatzweise zu kompensieren.
- **Das jährliche Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen im EEG 2027 muss zwingend auf mindestens 2.500 MW/a bis 2032 angehoben werden.**
- Der sog. „**Maisdeckel**“ ist aus allen EEG-Fassungen zu **streichen**, da Vorgaben zur Fruchtfolge besser im landwirtschaftlichen Fachrecht geregelt werden. Hilfsweise sollte der Maisdeckel auf mindestens 70 Masseprozent angehoben werden.
- Die Vergütungsdauer für Biomasseanlagen in der Anschlussförderung sollte sowohl für zukünftig als auch bereits bezuschlagte Anlagen auf **15 Jahre verlängert** werden, da sich die notwendigen Investitionen in die geforderte Flexibilität erst innerhalb dieses Zeitraums amortisieren lassen.

- Der Flexibilitätszuschlag ist insbesondere aufgrund der gestiegenen Inflation und höherer Zinsen auf 130 Euro/kW anzuheben. Er sollte als Vergütung für gesicherte erneuerbare Leistung anerkannt und über die Kapazitätsumlage nach dem Strom-VKG refinanziert werden. Bei Biogasanlagen sollte wieder zu einem Vergütungssystem auf Grundlage der Bemessungsleistung zurückgekehrt werden. Die Begrenzung auf förderfähige Betriebsviertelstunden hat sich als zu starr und in der Praxis nicht bewährt. Die Höchstbemessungsleistung sollte einheitlich 45 Prozent der installierten Leistung betragen und damit weiterhin einen deutlichen Anreiz für eine flexible Fahrweise sowie eine mindestens 2,2-fache Überbauung setzen. Netzbetreiber sollten zum Angebot einer **flexiblen Netzanschlussvereinbarung** verpflichtet werden, da fehlende Netzkapazitäten eines der größten Hemmnisse für eine umfassende Flexibilisierung sind.
- Der **Kleinanlagenzuschlag** bei Biomasseanlagen ist insbesondere aufgrund höherer spezifischer Investitionskosten wieder einzuführen und deutlich aufzuwerten.
- Biomasseanlagen sollten die Möglichkeit erhalten, ein **Zusatzgebot** zur weiteren Flexibilisierung ihrer Anlage abgeben zu können, insbesondere da Anlagen aufgrund fehlender Übergangszeiten oder mangelndem Netzanschluss ihr volles Potenzial im Zeitpunkt der Gebotsangabe nicht ausschöpfen konnten.
- Die eigenständigen Biomethanausschreibungen sollten erhalten bleiben und zusätzlich zu den Biomasseausschreibungen durchgeführt werden.
- Um das im Klimaschutzprogramm vorgesehene Ziel zusätzlicher Windenergieleistung rechtzeitig zu erreichen, sollte das reguläre Ausschreibungsvolumen für Windenergie an Land in den Jahren 2027 und 2028 auf jeweils mindestens 16.000 MW angehoben werden. Die Mengen der Resilienzausschreibungen müssen zusätzlich zu den regulären Ausschreibungsvolumina bereitgestellt werden und dürfen nicht auf diese angerechnet werden. **Der vorgesehene Pachtendeckel nach § 36d und die pauschale Sanktionsregelung nach § 53a dürfen nicht in der vorliegenden Form eingeführt werden. Ein Eingriff in langfristige Grundstücksnutzungsverträge bedarf einer umfassend geprüften, verhältnismäßigen und praxistauglichen Lösung.**
- Die Anhebung des Korrekturfaktors für schwache Standorte in der Südregion auf 1,65 ist zu begrüßen. Die neuen Begrenzungen in der Küstenregion und der Region Mitte-Nord sind dagegen kritisch, da sie die Finanzierung von Projekten mit Schall-, Arten-, Radar- oder sonstigen Ertragsbeschränkungen erheblich erschweren können.
- Bei der Einführung eines produktionsabhängigen CfD muss ein ausreichend bemessener, mit dem Strompreisniveau ansteigender Marktwertkorridor eingeführt werden. Dieser muss insbesondere Direktvermarktungs-, Prognose-, Ausgleichsenergie-, Marktwert- und Abregelungsrisiken abdecken. Für Wind- und Solaranlagen sollte der Korridor um einen dynamischen Sicherheitszuschlag in Höhe von 6 Prozent des energieträgerspezifischen Jahresmarktwerts ergänzt werden. Die **Abschaffung des Untersegments für Besondere Solaranlagen** würde den Markthochlauf insbesondere der Agri-PV abrupt beenden und muss **zurückgenommen werden**.
- Die Schwelle für die Pflicht zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags sollte von 100 kW auf 200 kW angehoben werden. Damit wird ein angemessenes Verhältnis zwischen den möglichen Abschöpfungserlösen und dem administrativen Aufwand hergestellt. Bereits das StromPBG folgte dem Grundsatz einer ausreichend hohen Bagatellgrenze. Um die Direktbelieferung von Industrieanlagen zu stärken, muss das **Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ gestrichen werden**, denn eine vernünftige Distanz der Anlagen zum abnehmenden Unternehmen ergibt sich bereits aus immissionsschutzrechtlichen Gründen und aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten.

- Langfristige PPAs müssen als eigenständige Finanzierungs- und Vermarktungsform gestärkt werden. Anlagenbetreiber sollten unter klar definierten Voraussetzungen mehrfach zwischen einer langfristigen PPA-Vermarktung und der EEG-Marktprämie wechseln können. Dabei sind finanzierungsrelevante, langfristige PPAs von kurzfristiger Arbitrage abzugrenzen. Während der PPA-Vermarktung muss sich der Abschöpfungsrahmen an den tatsächlich erzielten Vertragserlösen orientieren. Die vorgesehenen Absenkungen der Förderwerte beziehungsweise Anhebungen der Degressionsfaktoren müssen angesichts der gestiegenen Investitions- und Betriebskosten zurückgenommen werden. Dies gilt insbesondere für die Wasserkraft, bei der es sich um eine ausgeforschte Technologie mit nur noch begrenzten Kostensenkungspotenzialen handelt. **Zur Vermeidung der negativen Strompreise, und zur Senkung der Kosten im EEG** sowie zur Stabilisierung der Investitionen in Erneuerbare Energien sollte die **Umstellung von einer zeit- in eine mengenbasierte Förderung realisiert werden**. Zusätzlich sollte in diesem Rahmen die angedachte Begrenzung der Vermarktungsschwelle der Übertragungsnetzbetreiber von minimal -10 Euro pro MWh auf 0 Euro pro MWh angehoben werden, um eine künstliche Ausweitung der § 51 Zeitfenster zu verhindern.

Vorbemerkungen

Das EEG ist seit über 25 Jahren ein zentraler Garant für Investitions- und Planungssicherheit in der Energiewende. Gerade angesichts geopolitischer Spannungen und fossiler Energiekrisen bleiben Verlässlichkeit und Planbarkeit entscheidend für eine sichere, bezahlbare und resiliente Energieversorgung. Mit einem Anteil von rund 60 Prozent an der Stromerzeugung sind erneuerbare Energien bereits das Rückgrat der deutschen Stromversorgung und bereit, künftig noch mehr Systemverantwortung zu übernehmen.

Der Entwurf verfolgt laut Begründung das Ziel, das EEG stärker auf Bezahlbarkeit, Kosteneffizienz, Versorgungssicherheit, Marktintegration und Systemdienlichkeit auszurichten. Er hält zudem am Ziel eines Anteils von 80 Prozent erneuerbaren Stroms am Bruttostromverbrauch bis 2030 fest und will die Ausbaupfade sowie Ausschreibungsmengen bis 2032 verstetigen.

Der vorliegende Entwurf zum EEG enthält eine ganze Reihe gravierender Verschlechterungen der Investitionsbedingungen für nahezu alle EE-Technologien. Sollten es hier nicht zu grundlegenden Nachbesserungen kommen, wird der Ausbau Erneuerbarer Energien nicht beschleunigt, sondern ausgebremst.

Erforderlich ist ein integrierter Ansatz, der den Ausbau der erneuerbaren Energien mit dem Netz- und Speicherausbau sowie einem flexiblen Stromsystem verzahnt. Das EEG 2027 muss verlässliche Investitionsbedingungen schaffen, die bestehenden Ausbauziele sichern und gemeinsam mit den weiteren energiewirtschaftlichen Reformen ein kohärentes Gesamtpaket bilden. Der Marktzugang für erneuerbare Energien muss dabei als zentrales Leitprinzip gestärkt werden. Neben der Direktvermarktung müssen insbesondere PPAs, regionale Belieferung, Direktbelieferung, Energy Sharing und Bürgerenergie rechtssicher und bürokratiearm ermöglicht werden.

Verschlechterungen und Risiken durch das neue EEG

Der Entwurf enthält zahlreiche Regelungen, die das Erreichen der EE-Ausbauziele massiv gefährden und massive wirtschaftliche Schäden bei den betroffenen EE-Branchen anrichten würden.

Als besonders kritisch ist die geplante Abschaffung der Einspeisevergütung für Kleinanlagen < 25 kW zu sehen. In der Folge würde der Zubau im PV-Dachsegment massiv einbrechen und die kleine Wasserkraft geschwächt, obwohl gerade kleinere Anlagen für dezentrale Erzeugung, Bürgerbeteiligung und regionale Wertschöpfung wichtig sind.

Die vorgesehene Absenkung der Schwelle für die verpflichtende Direktvermarktung ist praxisfern und absehbar aufgrund fehlender technischer, prozessualer und wirtschaftlicher Voraussetzungen nicht umsetzbar. Sie würde eine massive zusätzliche Marktbarriere für neue Solaranlagen im Heim- und Mietwohnbereich sowie im Kleingewerbe darstellen. Die Direktvermarktungspflicht für Anlagen unter 100 kW sollte daher unbedingt ebenso verzichtet werden wie auf eine Abschaffung der Einspeisevergütung für PV-Systeme < 25 kW.

Die vorgesehenen Ausschreibungsvolumina für Biomasse von 1.000 MW in den Jahren 2027 und 2028, 750 MW in den Jahren 2029 und 2030 sowie 500 MW in den Jahren 2031 und 2032 sind aus BEE-Sicht deutlich zu niedrig. Um einen künstlichen Rückbau flexibler, steuerbarer erneuerbarer Leistung zu verhindern, müsste das Volumen auf mindestens 2,5 GW pro Jahr

bis 2032 angehoben werden. Andernfalls droht, dass ausgerechnet jene Kapazitäten verloren gehen, die Wind- und Solarenergie systemdienlich ergänzen. Zudem muss die Vergütungsdauer für Biomasseanlagen in der Anschlussförderung auf 15 Jahre verlängert werden, da sich die notwendigen Investitionen in die Flexibilisierung innerhalb von zwölf Jahren regelmäßig nicht amortisieren lassen.

Kritisch ist zudem, dass auch Anlagen mit PPA-Verträgen auf Basis von Referenzmarktwerten statt realer Erlöse abgeschöpft werden sollen. Dadurch entstehen vor allem für PPA-Modelle in der sonstigen Direktvermarktung erhebliche Risiken, weil reale Erlöse und potenzielle Abschöpfung auseinanderfallen können. Somit ist davon auszugehen, dass es kaum zu PPA-Verträgen kommt und insbesondere der kurzfristige PPA-Markt austrocknet, obwohl diese Verträge in ihrem Wirken die volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende massiv senken würden. Zudem fehlt im aktuellen EEG-Entwurf die Berücksichtigung eines Marktwertkorridors innerhalb der Abschöpfung. Dieser ist von zentraler Bedeutung, da mit höheren Strompreisniveaus die Kosten und Risiken der Direktvermarktung steigen und somit auch die entsprechenden Dienstleistungsentgelte. Die Zahlungspflicht darf daher erst oberhalb eines ausreichend bemessenen Marktwertkorridors einsetzen. Zudem sollte die Bagatellgrenze für den Refinanzierungsbeitrag von 100 auf 200 kW angehoben werden.

Der Wegfall der Ausfallvergütung erhöht ohne Not Vermarktungsrisiken. Die Ausfallvergütung war bisher ein wichtiges Sicherheitsnetz, etwa bei Problemen beim Wechsel in die Direktvermarktung. Die gleichzeitige Streichung verkürzter Ummeldefristen verschärft dieses Problem zusätzlich.

Ebenfalls kritisch sind die Absenkungen verschiedener EEG-Vergütungssätze für EE-Technologien und die Verschärfung von Degressionsfaktoren zu betrachten. Dies trifft vor allem Investitionen in Erneuerbare Energien und Flexibilitäten im netztechnischen Süden. Die Absenkung statt notwendiger Erhöhung der Vergütungssätze für die kleine Wasserkraft schwächt dezentrale und steuerbare erneuerbare Erzeugung und erhöht somit künstlich teure fossile Redispatchkosten. Die Anhebung des maximalen Korrekturfaktors für schwache Standorte in der Südregion auf 1,65 ist dagegen zu begrüßen. Die neuen Begrenzungen in der Küstenregion und der Region Mitte-Nord sind jedoch kritisch, da sie die Finanzierung von Projekten mit Schall-, Arten-, Radar- oder sonstigen Ertragsbeschränkungen erheblich erschweren können.

Schließlich schwächt der Wegfall des Strommengenpfads und Streichung der bisherigen Regelungen zu grünem Wasserstoff die strategische Ausrichtung des EEG. Der Strommengenpfad war ein wichtiger Maßstab für die tatsächliche erneuerbare Stromerzeugung, die Streichung der bisherigen Verordnungsermächtigung zu Anforderungen an grünen Wasserstoff nimmt dem EEG einen Baustein für Speicherfähigkeit, Sektorenkopplung und ein flexibles erneuerbares Stromsystem. Der Entwurf streicht sowohl § 4a als auch die bisherige Verordnungsermächtigung in § 93 zu Anforderungen an grünen Wasserstoff. Die Anhebung der Ausschreibungsvolumina für Windenergie an Land auf 15.000 MW in den Jahren 2027 und 2028 ist grundsätzlich positiv. Um das im Klimaschutzprogramm vorgesehene Ziel zusätzlicher Windenergieleistung rechtzeitig zu erreichen, sollte das reguläre Ausschreibungsvolumen in diesen Jahren jedoch auf jeweils mindestens 16.000 MW angehoben werden. Die Mengen der Resilienzausschreibungen müssen zusätzlich zu den regulären Ausschreibungsvolumina bereitgestellt werden und dürfen nicht auf diese angerechnet werden.

Zugleich fehlen im Entwurf zentrale Maßnahmen für eine stärkere Systemintegration der erneuerbaren Energien. Netzbetreiberschaltungen sollten an der netz wirksamen Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt statt an der einzelnen Erzeugungsanlage ansetzen. Zusätzlich braucht es ein rechtssicheres Überbauungsrecht für bestehende Netzverknüpfungspunkte. Zur Stärkung der Direktbelieferung von Industrie- und Gewerbekunden sollte das Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ gestrichen und stattdessen auf die Belieferung über eine Direktleitung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes abgestellt werden. Zur Vermeidung negativer Strompreise und zur Stabilisierung der Investitionen in erneuerbare Energien sollte zudem von einer zeit- auf eine mengenbasierte Förderung umgestellt werden.

Verbesserungen durch das neue EEG

Positiv bewertet der BEE, dass Biomasseanlagen von der vorgesehenen CfD-Abschöpfung beziehungsweise dem Refinanzierungsbeitrag ausgenommen werden. Dies ist sachgerecht, da Bioenergie als flexible, steuerbare Ergänzung zu Wind- und Solarenergie für Versorgungssicherheit und Systemintegration wichtig bleibt. Der Entwurf erkennt selbst an, dass flexible Biogasanlagen eine Perspektive brauchen und Bioenergie auch künftig eine Rolle im Stromsystem behalten soll.

Zu begrüßen sind außerdem die differenzierten Regelungen zur Anlagenzusammenfassung. Freiflächenanlagen im Außenbereich nach § 35 BauGB und Freiflächenanlagen im Geltungsbereich eines Bebauungsplans nach § 30 BauGB sollen nicht als eine Anlage gelten. Dies schafft mehr Rechtssicherheit, vermeidet sachwidrige Zusammenfassungen und stärkt die Praxistauglichkeit der PV-Projektentwicklung.

Positiv ist auch die Anhebung der Ausschreibungsvolumina für Windenergie an Land auf 15.000 MW in den Jahren 2027 und 2028 sowie die anschließende Verstetigung auf 12.000 MW im Jahr 2029 und 10.000 MW jährlich in den Jahren 2030 bis 2032. Dies stärkt Planbarkeit und Projektpipelines für kosteneffiziente Erneuerbaren-Technologien. Wie dargestellt, besteht für die Jahre 2027 und 2028 jedoch weiterer Anpassungsbedarf.

Ebenfalls begrüßt der BEE die vorgesehene Anhebung der Vermarktungsschwelle der Übertragungsnetzbetreiber in der Erneuerbaren-Energien-Verordnung (EEV). Bis Ende 2028 sollen die zu vermarktenden Strommengen in 20 Tranchen mit Preislimits zwischen -50 und -10 Euro/MWh angeboten werden. Ab dem 1. Januar 2029 gilt ein einheitliches Preislimit von -10 Euro/MWh. Damit können durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verstärkte stark negative Strompreise begrenzt, der Marktwert erneuerbarer Energien stabilisiert, Förderkosten gesenkt und Risiken aus § 51 EEG reduziert werden. Da jedoch bereits leicht negative Preise die Rechtsfolgen des § 51 EEG auslösen, löst die Anhebung auf -10 Euro/MWh das zugrunde liegende Problem nicht. Der BEE fordert daher weiterhin ein Preislimit von 0 Euro/MWh.

Positiv sind zudem in den EEV-Anpassungen zugunsten der Bioenergie: die Ausweitung der Anschlussförderung auf Anlagen, deren ursprünglicher Zahlungsanspruch vor dem 1. Januar 2032 endet, die Verlängerung des Anschlusszeitraums auf zwölf Jahre sowie die deutliche Anhebung der Vergütung für Kleinstanlagen von 15,5 auf 20,4 ct/kWh für Anlagen unter 75 kW und von 7,5 auf 18,1 ct/kWh für Anlagen von 75 bis 150 kW. Diese Änderungen können helfen, flexible steuerbare erneuerbare Leistung im Bestand zu sichern. Kritisch ist jedoch, dass Güllekleinstanlagen, die bereits vor Inkrafttreten der Neuregelung in die Anschlussförderung gewechselt sind, nach der neuen Übergangsbestimmung in § 12g EEV weiterhin nach altem

Recht vergütet werden und damit weder von den höheren Vergütungssätzen noch von der Verlängerung profitieren.

Gesamtbewertung

Der BEE erkennt einzelne Verbesserungen an, insbesondere, bei der Anlagenzusammenfassung, bei einzelnen Ausschreibungsvolumina, bei der Festlegung der Resilienzausschreibungsvolumina bis 2032 und bei der EEV-Vermarktungsschwelle. Insgesamt überwiegen jedoch die negativen Änderungen, durch den Entzug hinreichend attraktiver Investitionsbedingungen für ganze EE-Marktsegmente und erhebliche Risiken für Investitionssicherheit, dezentrale Erzeugung, Finanzierung, PPA-Modelle, Bioenergie, kleine Wasserkraft, PV-Dachanlagen, besondere Solaranlagen und windschwächere Standorte. Der Entwurf sollte daher so nachgebessert werden, dass Marktintegration und Kosteneffizienz nicht zulasten von Ausbau, Verlässlichkeit und Systemdienlichkeit gehen. Hierzu gehören insbesondere der Erhalt ausreichender niedrigschwelliger Vergütungsoptionen für Kleinanlagen, ausreichende Biomasseausschreibungen und längere Refinanzierungszeiträume, ein praxistauglicher CfD-Rahmen mit Marktwertkorridor und realer Erlösbetrachtung, die Stärkung von PPA und Direktbelieferung sowie eine bessere Nutzung bestehender Netzanschlüsse.

Im Folgenden werden die entsprechenden Änderungen anhand der Teilstrukturen des EEG näher beleuchtet und analysiert.

1 Teil 1: Rahmen des Gesetzes

1.1 Zum Biomasse-Ziel in §4 Nr. 4

Der Entwurf der Bundesregierung legt ein Ziel von 9,5 GW für die installierte Leistung für die Stromerzeugung aus Biomasse in den Jahren 2030 und 2035 fest. Grundsätzlich ist die Anhebung gegenüber dem bisherigen Biomasse-Ziel von 8,4 GW zu begrüßen. In der Begründung wird jedoch suggeriert, das Biomasse-Ziel würde eine Stabilisierung der Stromerzeugung aus Biomasse bedeuten. Dies trifft jedoch nicht zu.

Richtig ist, dass ein Ziel von 9,5 GW eine Stabilisierung der Stromerzeugungskapazität A (installierten Leistung) auf dem heutigen Niveau darstellt. Aufgrund der Begrenzung der vergütungsfähigen Betriebsviertelstunden von Biogasanlagen (§ 39i Abs. 2a EEG 2023) steht diesen 9,5 GW aber zukünftig eine deutlich geringere Strommenge als heute gegenüber. Bei gleichbleibender Stromerzeugungskapazität von 9,5 GW führt die sinkende Laufzeit dazu, dass die aus Biomasse erzeugte Strommenge bis 2035 sinkt – gemäß Berechnungen der Bioenergieverbände um 35 Prozent.

Bioenergie stellt im künftigen Stromsystem eine wichtige flexible und steuerbare Ergänzung zu Wind- und Solarenergie dar. Gerade flexible Biomasseanlagen leisten einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Solar. Der BEE weist darauf hin, dass allein durch die Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands kurzfristig 12 GW gesicherte flexible erneuerbare Leistung bereitgestellt werden könnten. Ein Abbaupfad, wie er im Entwurf vorgesehen ist, würde die Systemkosten erhöhen und müsste durch den Bau weiterer Gaskraftwerke substituiert werden.

Dass der Entwurf einen derart starken Rückbau aus Biomasse erzeugten Strommenge vorsieht, widerspricht zudem mehreren Vorgaben des Koalitionsvertrags, insbesondere der folgenden Aussage: „Wir wollen das Flexibilitätspotenzial der Biomasse konsequent heben. [...] Wir werden den Biogasanlagen eine Zukunft geben, insbesondere sind die Besonderheiten kleinerer und wärmegeführter Anlagen stärker zu berücksichtigen.“

Der BEE fordert deshalb, die Biomasse-Ziele auf so festzulegen, dass die Stromerzeugung aus Biomasse mindestens auf dem heutigen Niveau stabilisiert und das volle Flexibilitätspotenzial der Anlagen gehoben wird.

1.2 Streichung des Strommengenpfads in §4a EEG

Der Entwurf der Bundesregierung sieht vor, den bisherigen Strommengenpfad nach § 4a EEG 2023 zu streichen. Damit würden die gesetzlichen Richtwerte, für die aus Erneuerbaren Energien erzeugte Strommenge entfallen. Der Entwurf begründet dies unter anderem mit dem

Monitoringbericht „Energiewende effizient machen“, wonach der Bruttostromverbrauch langsamer steige als ursprünglich angenommen. Zudem wird argumentiert, der Strommengenpfad vermittle eine Scheingenauigkeit und sei für die Nachsteuerung nicht erforderlich, da die Zielerreichung auch über bestehende EEG-Berichtspflichten evaluiert werde.

BEE bewertet die Streichung des Strommengenpfads kritisch. Gerade in einer Phase hoher Unsicherheit über Stromverbrauch, Elektrifizierung, Netzausbau, Wasserstoffhochlauf und Realisierungsgeschwindigkeit einzelner Technologien braucht es einen verbindlichen Orientierungsrahmen für die tatsächliche erneuerbare Stromerzeugung. Der Strommengenpfad ist keine exakte Prognose, sondern ein politisch gesetzter Maßstab, um Fortschritte messbar zu machen, Zielabweichungen frühzeitig zu erkennen und rechtzeitig nachsteuern zu können. Eine bloße Evaluation im Rahmen allgemeiner Berichtspflichten kann diese Steuerungsfunktion nicht ersetzen.

Die Begründung für die Streichung überzeugt auch deshalb nicht, weil sich die angeführten Effekte weitgehend ausgleichen können: Ein langsamerer Anstieg des Bruttostromverbrauchs steht Verzögerungen beim Ausbau und bei der Stromerzeugung aus Wind an Land und Wind auf See gegenüber, etwa aufgrund verzögerter Netzanbindungen oder Abschaltauflagen. Daraus lässt sich kein tragfähiger Grund für eine vollständige Streichung ableiten.

Zudem ist der Strommengenpfad eng mit der Möglichkeit verbunden, Ausschreibungsvolumina kurzfristig und moderat anzupassen. Nach der bisherigen Systematik konnte die Bundesnetzagentur bei Abweichungen vom Strommengenpfad Ausschreibungsvolumina um bis zu 30 Prozent anpassen, ohne dass hierfür ein langwieriges Gesetzgebungsverfahren erforderlich war. Gerade angesichts dynamischer Entwicklungen bei Stromverbrauch, Ausbaugeschwindigkeit und Systemintegration ist diese flexible Nachsteuerungsmöglichkeit ein wichtiges Instrument zur Sicherung der EEG-Zielerreichung.

Auch technologiespezifisch bleibt ein Strommengenpfad relevant. Im PV-Bereich wird der Ausbaupfad zwar grundsätzlich bestätigt, zugleich warnt die Solarwirtschaft jedoch vor erheblichen Einschnitten bei Gebäude-PV, Direktvermarktungspflichten und Förderkürzungen, die die tatsächliche Stromerzeugung aus PV dämpfen können. Ein reiner Blick auf installierte Leistung reicht daher nicht aus, wenn Regelungen gleichzeitig dazu führen können, dass Anlagen kleiner dimensioniert, auf Eigenverbrauch optimiert oder als Nulleinspeiseanlagen betrieben werden.

Für die Bioenergie ist ein Strommengenpfad ebenfalls bedeutsam, weil installierte Leistung allein die systemische Wirkung steuerbarer erneuerbarer Erzeugung nicht ausreichend abbildet. Der BEE weist darauf hin, dass ein bloßes Leistungsziel von 9,5 GW bei sinkenden Volllaststunden gerade keine Stabilisierung der Stromerzeugung aus Biomasse bedeutet, sondern zu einem deutlichen Rückgang der erzeugten Strommenge führen kann. Dies zeigt exemplarisch, warum neben installierter Leistung auch erzeugte erneuerbare Strommengen im Blick behalten werden müssen.

Der BEE empfiehlt daher, § 4a EEG nicht zu streichen. Der Strommengenpfad sollte als zentraler Orientierungs- und Nachsteuerungsmechanismus beibehalten und bei Bedarf an aktuelle Entwicklungen angepasst werden. Die Streichung würde Transparenz, Verbindlichkeit und kurzfristige Steuerungsfähigkeit schwächen und steht damit im Widerspruch zum Ziel, die Ausbauziele der Bundesregierung sicher zu erreichen.

1.3 Grenzüberschreitende Ausschreibungen in §5 EEG

Der BEE bewertet die Anpassungen in § 5 EEG-Entwurf grundsätzlich neutral, soweit sie grenzüberschreitende Kooperationen klarer strukturieren und zusätzliche Kooperationsformen ermöglichen. Der Entwurf ermöglicht dabei, bis zu insgesamt 20 Prozent der jährlich zu installierenden Leistung grundsätzlich für Anlagen in EU- und EFTA-Staaten sowie unter bestimmten Voraussetzungen im Vereinigten Königreich zu öffnen. Möglich sind gemeinsame Ausschreibungen, Ausschreibungen anderer Staaten mit deutscher finanzieller Beteiligung sowie die Öffnung deutscher Ausschreibungen für ausländische Anlagen.

Grenzüberschreitende Ausschreibungen können zur europäischen Integration der Energiewende beitragen, müssen aber transparent ausgestaltet werden und dürfen den inländischen Ausbaupfad nicht schwächen. Kritisch ist insbesondere, dass in § 5 Absatz 5 die Bezugnahme auf den Strommengenpfad gestrichen wird. Diese Folgeänderung ist zwar systematisch nachvollziehbar, knüpft aber an die vom BEE abgelehnte Streichung des § 4a EEG an. Hinsichtlich der Bewertung wird auf das Kapitel zu § 4a EEG verwiesen. Auch die Anrechnung grenzüberschreitender Ausschreibungen und Kooperationen auf nationale Ausbauziele und Ausschreibungsvolumina sollte so erfolgen, dass keine Verdrängung inländischer Ausbau- und Investitionsperspektiven entsteht.

1.4 Änderungen im §6 zur finanziellen Beteiligung der Kommunen beim Ausbau

Der EEG-Entwurf passt § 6 Absatz 2 und 3 an und stellt für die kommunale Beteiligung künftig auf die **tatsächlich erzeugte Strommenge** ab. Bislang war grundsätzlich die tatsächlich eingespeiste Strommenge maßgeblich. Bei Windenergieanlagen konnten zusätzlich fiktive Strommengen berücksichtigt werden. Künftig sollen fiktive Strommengen nach Anlage 2 Nummer 7.2 nicht mehr beteiligungsfähig sein. Für bereits vor Inkrafttreten geschlossene und seitdem nicht angepasste Vereinbarungen bleibt die Beteiligung an fiktiven Strommengen nach der Übergangsregelung in § 100 Absatz 2 jedoch weiterhin zulässig. Zugleich bleibt es den Beteiligten nach der Gesetzesbegründung möglich, vertraglich eine kleinere Bezugsmenge, etwa die tatsächlich eingespeiste Strommenge, zu vereinbaren.

Der BEE bewertet die Streichung der fiktiven Strommengen ausdrücklich positiv. Sie reduziert Komplexität, beseitigt Rechtsunsicherheiten bei der Erstattungsfähigkeit und vereinfacht die praktische Anwendung des § 6 EEG. Fiktive Strommengen haben die Berechnung erheblich verkompliziert, ohne den Kommunen in der Praxis in relevantem Umfang zusätzliche Zahlungen zu bringen. Die Streichung ist daher ein sinnvoller Beitrag zum Bürokratieabbau. Das Abstellen auf die **erzeugte** statt auf die **eingespeiste** Strommenge ist grundsätzlich nachvollziehbar, weil dadurch auch bei zunehmendem Eigenverbrauch und Speichern höhere kommunale Zahlungen ermöglicht werden können. Dies kann die Akzeptanz vor Ort stärken und den Handlungsspielraum der Anlagenbetreiber erweitern. Zugleich muss jedoch klar geregelt werden, welche Strommengen unter die erzeugte Strommenge fallen. Eigenverbrauch, Leitungs- und Umspannverluste sowie Quertiefenlieferungen innerhalb eines Parks sollten nicht

einbezogen werden. Andernfalls drohen neue Abgrenzungsfragen, zusätzliche Messanforderungen und ein unnötiger Bürokratieaufbau.

Der BEE begrüßt, dass der Betrag, den Anlagenbetreiber den betroffenen Gemeinden nach § 6 Absatz 2 und 3 EEG anbieten können, von 0,2 auf 0,3 Cent pro Kilowattstunde angehoben wird. Eine stärkere finanzielle Beteiligung der Standortkommunen kann die lokale Wertschöpfung erhöhen und damit zu einer größeren Akzeptanz für den Ausbau der erneuerbaren Energien vor Ort beitragen. Kritisch ist jedoch, dass nach § 6 Absatz 5 EEG weiterhin lediglich 0,2 Cent pro Kilowattstunde erstattungsfähig sein sollen. Die Differenz von 0,1 Cent pro Kilowattstunde müssten die Anlagenbetreiber selbst tragen. Dies kann insbesondere bei knappen Projektmargen den Anreiz verringern, den gesetzlich ermöglichten Beteiligungsrahmen von 0,3 Cent pro Kilowattstunde tatsächlich auszuschöpfen. Damit die vorgesehene Erhöhung ihre akzeptanzsteigernde Wirkung vollständig entfalten kann, sollte auch die Erstattungsfähigkeit auf 0,3 Cent pro Kilowattstunde angehoben werden.

Kritisch bleibt, dass nach § 6 Absatz 5 weiterhin nur die tatsächlich eingespeisten Strommengen erstattungsfähig sein sollen, für die eine Förderung in Anspruch genommen oder ein Refinanzierungsbeitrag geleistet wurde. Dadurch kann eine Diskrepanz zwischen der kommunalen Beteiligung auf Grundlage der erzeugten Strommenge und der Erstattung auf Grundlage der eingespeisten, geförderten Strommenge entstehen. Die Differenz müssten Anlagenbetreiber selbst tragen oder vertraglich weiterreichen. Dies kann insbesondere bei Eigenverbrauchs-, Speicher-, Direktbelieferungs- und PPA-Konzepten zu zusätzlichen Kosten führen und steht damit im Spannungsverhältnis zum Ziel, marktnahe und verbrauchsnahe Vermarktungsmodelle zu stärken.

Der BEE empfiehlt daher, § 6 EEG so nachzuschärfen, dass die kommunale Beteiligung weiterhin praxistauglich und akzeptanzfördernd wirkt, ohne neue Mess- und Abgrenzungspflichten auszulösen. Der Begriff der kommunalbeteiligungsfähigen Strommengen sollte gesetzlich präzisiert werden. Eigenverbrauch, Leitungs- und Umspannverluste sowie Querlieferungen im Park sollten ausdrücklich ausgenommen werden. Zudem sollte geprüft werden, ob die Erstattungsfähigkeit stärker an die beteiligungsfähige Strommenge beziehungsweise zumindest an geförderte Anlagen statt allein an geförderte Strommengen anknüpfen kann. So ließe sich vermeiden, dass die kommunale Beteiligung zu nicht erstattungsfähigen Zusatzkosten führt und damit Direktbelieferung, PPA-Modelle oder Speicherintegration erschwert.

2 Teil 1: Änderung in technische Anforderungen

2.1 Änderungen im §9 zu technischen Vorgaben, Fernsteuerbarkeit und Einspeisebegrenzung

Der EEG-Entwurf nimmt in § 9 mehrere Anpassungen der technischen Vorgaben für Erneuerbare-Energien-Anlagen vor. In § 9 Absatz 1 und Absatz 3 werden zunächst redaktionelle Klarstellungen vorgenommen, indem auf die installierte Leistung „der Solaranlage oder Solaranlagen“ abgestellt wird. Der BEE bewertet diese Änderungen neutral, da sie vor allem der Klarstellung der Bezugsgröße dienen.

Positiv bewertet der BEE die Klarstellung in § 9 Absatz 2, dass Fernsteuerbarkeitsanforderungen künftig nur für Anlagen gelten, die Strom in ein Netz einspeisen. Damit wird klargestellt, dass echte Nulleinspeiseanlagen, die keinen Strom oder nur technisch unvermeidbare und vernachlässigbare Mengen in das Netz einspeisen, nicht denselben Steuerungsanforderungen unterliegen müssen wie einspeisende Anlagen. Dies ist sachgerecht und vermeidet unverhältnismäßige technische Anforderungen für Anlagen, die netzseitig keine steuerbare Einspeisung bereitstellen.

Für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 kW, die Strom in das Netz einspeisen, sieht § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 EEG-E bis zum Einbau intelligenter Messsysteme und Steuerungseinrichtungen eine Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt auf maximal 60 Prozent der installierten Leistung vor. Für Solaranlagen des zweiten Segments wird diese Regelung durch die dauerhafte 50-Prozent-Begrenzung nach § 9 Absatz 2b EEG-E verdrängt. Die 60-Prozent-Grenze betrifft damit vor allem kleine Anlagen anderer Technologien. Die im Referentenentwurf vorgesehene zusätzliche Verpflichtung, Anlagen in der unentgeltlichen Abnahme während des Übergangszeitraums mit Einrichtungen zur Fernsteuerung durch den Netzbetreiber auszustatten, ist entfallen. Der BEE begrüßt, dass damit im Kleinanlagensegment auf zusätzliche technische Anforderungen verzichtet wird.

Kritisch ist jedoch, dass die Ausnahme für direkt vermarktete Anlagen, die der Referentenentwurf in § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 noch vorsah, im Wortlaut des Gesetzentwurfs entfallen ist, während die Gesetzesbegründung weiterhin nur Anlagen erfasst, die ihren Strom nicht direkt vermarkten. Nach dem Normtext müssten damit auch direkt vermarktete Kleinanlagen ihre Einspeisung begrenzen – im Widerspruch zu § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 Buchstabe b EEG-E für Anlagen ab 25 kW und zum Ziel, gerade das Kleinanlagensegment in die Direktvermarktung zu überführen. Der BEE fordert, die Ausnahme für direkt vermarktete Anlagen im Normtext wiederherzustellen. Die weitergehenden Fragen zu Direktvermarktungspflicht, iMSys-Rollout, Steuerungseinrichtungen und Marktkommunikation werden in § 10b sowie im Kapitel zum Messstellenbetriebsgesetz behandelt.

§ 9 Absatz 2b sieht für neue Solaranlagen des zweiten Segmentes mit einer installierten Leistung von weniger als 100 kW eine dauerhafte Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 50 Prozent der installierten Leistung vor. Der BEE bewertet diese Regelung differenziert.

Einerseits kann eine solche Begrenzung dazu beitragen, Einspeisespitzen zu reduzieren, Netzanschlüsse effizienter zu nutzen und die Integration von Speichern sowie Eigenverbrauch zu stärken. Sie kann damit als Beitrag zu einer besseren Netzintegration der Erneuerbaren verstanden werden. Andererseits werden potenziell erzeugbare erneuerbare Strommengen nicht vollständig genutzt.

Die Begrenzung soll dauerhaft, unabhängig vom Einbau eines intelligenten Messsystems und unabhängig von der gewählten Veräußerungsform gelten. Damit würden auch direktvermarktete und technisch steuerbare Anlagen pauschal begrenzt. Der BEE hält eine solche starre Vorgabe dort nicht für sachgerecht, wo durch flexible Betriebsweisen, Speicher, Direktvermarktung oder eine Steuerung am Netzverknüpfungspunkt eine gleichwertige oder bessere Begrenzung der netzwirksamen Einspeisung erreicht werden kann. Die weitergehende Forderung nach einer Steuerung der netzwirksamen Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt wird in Kapitel 18.2 behandelt.

§ 9 Absatz 2b erstreckt die dauerhafte Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 50 Prozent auf Solaranlagen des zweiten Segments mit einer installierten Leistung von weniger als 100 kW. Damit wird ein breites Segment der Gebäude-PV von einer dauerhaften Einspeisebegrenzung erfasst. Dies vergrößert den Kreis der betroffenen Anlagen und kann insbesondere bei Anlagen mit hohen Einspeiseanteilen zu erheblichen Abregelungsverlusten und entsprechenden wirtschaftlichen Auswirkungen führen. Der BEE sieht die pauschale Anwendung der dauerhaften Einspeisebegrenzung auf das gesamte Segment unterhalb von 100 kW daher kritisch.

Für die Solarwirtschaft ist insbesondere relevant, dass die bisherige Einspeisebegrenzung auf 60 Prozent nur übergangsweise bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems vorgesehen war. Eine dauerhafte Absenkung auf 50 Prozent kann insbesondere bei Volleinspeiseanlagen in Südausrichtung zu spürbaren Abregelungsverlusten führen. Anlagen mit Speicher und Eigenverbrauch können diese Verluste dagegen eher reduzieren.

§ 9 Absatz 3a enthält eine spezielle Anlagenzusammenfassung für die Anwendung der 50-Prozent-Begrenzung. Mehrere Solaranlagen gelten hierfür unabhängig von den Eigentumsverhältnissen als eine Anlage, wenn sie von demselben Betreiber am selben Standort gleichzeitig in Betrieb genommen werden. Der BEE bewertet diese Regelung positiv. Sie vereinfacht die Abgrenzung gegenüber weitergehenden Zusammenfassungenregeln und kann gerade im PV-Bereich unnötige Härten vermeiden, da einzelne Module oder Anlagenkonstellationen nicht übermäßig weit zusammengefasst werden.

Unabhängig von den konkreten Änderungen in § 9 bleibt aus Sicht des BEE wichtig, technische Anforderungen praxistauglich auszugestalten. Fernsteuerbarkeit und Sichtbarkeit sind für die Systemintegration grundsätzlich notwendig. Anforderungen wie eine stufenlose Steuerbarkeit, Nachrüstpflichten oder die verpflichtende Einbindung intelligenter Messsysteme dürfen jedoch nicht zu technischen Umsetzungsproblemen oder faktischen Betriebshemmnissen führen. Besonders bei Bestandsanlagen und älteren Anlagen im Weiterbetrieb müssen Vertrauensschutz, technische Machbarkeit und Verhältnismäßigkeit gewahrt bleiben. Gerade im Hinblick auf die häufig, zum Teil stark negativen Strompreise gibt es bereits für größere EE-Anlagenbetreiber und Direktvermarkter ausreichende Anreize zur marktbedingten Abregelung der Anlagen.

Der BEE empfiehlt daher, die Klarstellung zu Nulleinspeiseanlagen beizubehalten und die dauerhafte zur 50-Prozent-Begrenzung für Solaranlagen des zweiten Segments mit einer installierten Leistung von weniger als 100 kW eng mit Speicher-, Eigenverbrauchs- und Steuerungskonzepten zu verknüpfen. Der BEE begrüßt zudem, dass für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 kW keine zusätzliche übergangsweise Pflicht zur Fernsteuerbarkeit durch den Netzbetreiber vorgesehen ist. Technische Pflichten sollten erst dann greifen, wenn Mess-, Steuerungs- und Kommunikationsprozesse massengeschäftstauglich verfügbar sind. Ziel muss sein, die Netzintegration erneuerbarer Energien zu verbessern, ohne den dezentralen Ausbau, insbesondere im PV-Dachsegment, unnötig zu bremsen.

2.2 Änderungen im §10b zu Vorgaben in der Direktvermarktung und vertragliche Abregelung

Der EEG-Entwurf ändert § 10b Absatz 1 dahingehend, dass die technischen Anforderungen der Direktvermarktung künftig für alle direktvermarkteten Neuanlagen unabhängig von ihrer installierten Leistung gelten sollen. Die bisherige Ausnahme für Anlagen mit einer installierten Leistung bis 25 kW wird damit für direktvermarktete Neuanlagen gestrichen. Nach der Begründung soll dadurch eine bessere Markt- und Systemintegration auch kleinerer Anlagen erreicht werden. Zugleich wird eine Formulierung in § 10b Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 Buchstabe b redaktionell bereinigt.

Der BEE bewertet diese Änderung kritisch. Die grundsätzliche Kritik an der faktischen Direktvermarktungspflicht für Anlagen unterhalb einer installierten Leistung von 100 kW und am Wegfall niedrigschwelliger und i.d.R. absehbar weiterhin notwendiger Förderoptionen für Anlagen unter 25 kW wird im Kapitel § 20 Marktprämie dargestellt. Für § 10b ist ergänzend entscheidend, dass die technischen und prozessualen Voraussetzungen für eine massengeschäftstaugliche Direktvermarktung kleiner Anlagen bislang nicht ausreichend gegeben sind. Insbesondere eine Steuerung über intelligente Messsysteme ist in der Praxis derzeit noch nicht in dem Umfang etabliert, der für eine verpflichtende Einbindung kleiner Anlagen erforderlich wäre. Die Streichung der Ausnahme für Anlagen unter 25 kW würde daher nicht nur eine redaktionelle oder kosmetische Änderung darstellen, sondern zusätzliche technische und prozessuale Belastungen im Kleinanlagensegment verursachen. Mit dem „Solarspitzen-gesetz“ und der Streichung der Einspeisevergütung während Zeiten negativer Preise wurde zudem bereits ein Anreiz zur Flexibilisierung der Anlagen und zur Reduktion von Einspeisespitzen gesetzt. Auch die im Regierungsentwurf für Solaranlagen des zweiten Segments mit einer installierten Leistung von weniger als 100 kW vorgesehene dauerhafte Begrenzung der Einspeiseleistung auf 50 Prozent würde zur Glättung von Solarspitzen in erheblichem Umfang beitragen, sodass eine Direktvermarktungspflicht von PV-Kleinanlagen für eine effizientere Systemintegration verzichtbar ist.

Die bisherige Ausnahme von den technischen Anforderungen ist gerade für aggregierte Kleinanlagenmodelle weiterhin erforderlich. Eine verpflichtende Steuerung über iMSys ist auf absehbare Zeit nicht praxistauglich, solange Technik, Prozesse und Marktkommunikation nicht massengeschäftstauglich funktionieren.

Der neue § 10b Absatz 7 verpflichtet Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmen, in Direktvermarktungsverträgen einen strommarktpreisabhängigen Schwellenwert zu vereinbaren, ab dem der Direktvermarkter die Anlage ferngesteuert abregelt. Außerdem soll eine Regelung zur Kostentragung für den Fall vereinbart werden, dass die Abregelung trotz Erreichens des Schwellenwerts nicht erfolgt. Nach der Begründung soll damit ein markt- und systemdienlicher Betrieb direktvermarkteter Anlagen in Situationen negativer Preise oder temporärer Erzeugungsüberschüsse sichergestellt werden.

Der BEE bewertet diese Neuregelung kritisch. Bei Direktvermarktungsverträgen handelt es sich um bilaterale Verträge zwischen Anlagenbetreibern und Direktvermarktern, in denen Schwellenwerte, Abregelungsrechte und Kostentragung bereits heute vertraglich geregelt werden können. Eine gesetzliche Pflicht schafft daher keinen erkennbaren zusätzlichen systemischen Nutzen. Vielmehr besteht die Gefahr, dass die Regelung nur formale Vertragsbestandteile erzwingt, ohne tatsächlich negative Preise wirksam zu verhindern oder eine systemweit koordinierte Steuerungswirkung zu entfalten.

Besonders kritisch ist der damit verbundene Prüf- und Anpassungsaufwand. Anlagenbetreiber und Direktvermarkter müssen sicherstellen, ob ihre Verträge den gesetzlichen Anforderungen entsprechen, zugleich müssten Netzbetreiber kontrollieren, ob entsprechende Klauseln enthalten sind. Dies führt zu erheblichem Prüf- und Bürokratieaufwand, ohne dass ein angemessener Nutzen erkennbar wäre. Gerade weil die Vertragsparteien entsprechende Kostentragungsregelungen bereits heute frei vereinbaren können, erscheint die gesetzliche Vorgabe in § 10b Absatz 7 unverhältnismäßig und wenig zielführend.

Der BEE empfiehlt daher, die Ausnahme von den technischen Anforderungen des § 10b für Anlagen unter 25 kW beizubehalten und die verpflichtende technische Einbindung kleiner Anlagen nicht einzuführen, solange Technik, Prozesse und Marktkommunikation nicht massengeschäftstauglich verfügbar sind. Zudem sollte § 10b Absatz 7 gestrichen werden. Statt neuer formaler Vertragspflichten und zusätzlicher Prüf- und Anpassungspflichten sollten praxistaugliche Direktvermarktungsprozesse, standardisierte Marktkommunikation, funktionierende Steuerungstechnik und wirtschaftlich tragfähige Aggregationsmodelle für kleine Anlagen geschaffen werden.

3 Änderung in der Förderung

3.1 Änderungen in §19 zu Zahlungsansprüchen und Speicheroptionen

Der Regierungsentwurf passt § 19 an die neue Systematik der Zahlungsansprüche an. § 19 Absatz 1 umfasst weiterhin den Anspruch auf Marktprämie, eine Zahlung im Rahmen der Netzbetreiberabnahme sowie den Mieterstromzuschlag. Die Netzbetreiberabnahme wird dabei ausdrücklich in die Varianten der befristeten Übergangszahlung, der unentgeltlichen Abnahme und der Netzbetreiberabnahme für ausgeführte Anlagen unterteilt. Für Neuanlagen tritt sie an die Stelle der bisherigen Einspeisevergütung und wird in § 21 näher ausgestaltet. Die Zahlungspflicht der Anlagenbetreiber in Form des Refinanzierungsbeitrags wird demgegenüber getrennt von den Zahlungsansprüchen in § 21d geregelt.

Für Speicher- und Hybridkonzepte ist zudem entscheidend, dass § 19 Absatz 3 und die Abgrenzungs- beziehungsweise Pauschaloptionen praxistauglich angewendet werden. Flexible Anlagenkonzepte dürfen nicht durch unklare Zuordnungen zwischen geförderten und nicht geförderten Strommengen, gemeinsamer Messung oder Bilanzierung erschwert werden. Die Möglichkeit, förderfähige und nicht förderfähige Strommengen bei der Zwischenspeicherung voneinander abzugrenzen, ist daher grundsätzlich sinnvoll, muss aber mess- und abrechnungstechnisch einfach umsetzbar sein. Kritisch ist, dass die Abgrenzungs- und Pauschaloptionen erst angewendet werden können, wenn und soweit die konkretisierenden Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 85d wirksam geworden sind. Die erforderlichen Festlegungen sollten deshalb rechtzeitig vor Inkrafttreten der neuen Förderregelungen vorliegen.

3.2 Änderungen im §20 zur Marktprämie und neue Mitteilungspflichten

Der Regierungsentwurf begrenzt den Anspruch auf Zahlung der Marktprämie auf Anlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 25 kW. Für Neuanlagen unterhalb dieser Schwelle besteht damit für eingespeiste Strommengen grundsätzlich kein Anspruch auf Marktprämie mehr. Sie können weiterhin der sonstigen Direktvermarktung oder der Netzbetreiberabnahme zugeordnet werden. Für bestimmte Neuanlagen sieht § 21 übergangsweise eine befristete Übergangszahlung vor. Nach der Gesetzesbegründung soll dieses Kleinanlagensegment künftig stärker auf hohe Eigenverbrauchsanteile, Speicher und Nulleinspeisung ausgerichtet werden. Eine Ausnahme gilt für ertüchtigte Wasserkraftanlagen, die nach § 40 Absatz 2 als neu in Betrieb genommen gelten. Für diese besteht der Anspruch auf Marktprämie unabhängig von der installierten Leistung.

Der BEE bewertet diese Änderung extrem kritisch. Die Begrenzung des Marktprämienanspruchs trifft insbesondere Kleinstanlagen im Bereich **PV** und den **Neubaukleiner Wasserkraft** erheblich und dürfte zu einem deutlich geringeren Ausbauvolumen führen. Die Solarwirtschaft hat anhand repräsentativer Marktbefragungen und wissenschaftlicher Berechnungen nachgewiesen, dass die EEG-Förderung für die weitaus überwiegende Zahl neuer privater und gewerblicher PV-Kunden weiterhin eine Investitionsvoraussetzung und ein wichtiges Absicherungsinstrument darstellt. Bei einem Wegfall des Vergütungsanspruchs für die Gebäude-PV unter 25 kWp wird ein Nachfragerückgang im betroffenen Marktsegment von jährlich mehreren Gigawatt erwartet. Verschärfend kommt hinzu, dass die Bundesnetzagentur Netzentgelte für Prosumer plant, die zu einer jährlichen zusätzlichen Kostenbelastung von bis zu 150 Euro jährlich führen können.

Weder die von der Regierung vorgesehene auf drei Jahre befristete Übergangszahlung in Höhe von 5,2 Cent je kWh, noch der auf 4 Jahre befristete Direktvermarktungsbonus in Höhe von 1,5 Cent je kWh stellen geeignete Auffangmechanismen dar, um die nach dem aktuellen EEG im nächsten Jahr für 20 Jahre gewährte (und anschließend um halbjährlich 1 % degressive) Einspeisevergütung in Höhe von rd. 6,5 bis 7,5 Cent je kWh bei Teileinspeisern und rd. 10 bis 12 Cent je kWh bei Volleinspeisern auch nur ansatzweise zu kompensieren. Betroffen wären davon gleichermaßen Eigenheimbesitzer:innen, Mieter:innen und Kleingewerbe, die mit Hilfe der Solartechnik ihre Stromkosten senken wollen. Gerade innerstädtische Projekte fallen unter die 25-kW-Schwelle und werden durch den Entwurf wirtschaftlich unrentabel – mit direkten Folgen für Akzeptanz und soziale Teilhabe an der Energiewende.

Auch bei der kleinen Wasserkraft greift die Ausnahme für ertüchtigte Anlagen zu kurz. Zwar ist es zu begrüßen, dass Ertüchtigungen nach § 40 Absatz 2 unabhängig von der installierten Leistung marktprämienberechtigt bleiben. Neue Wasserkraftanlagen mit weniger als 25 Kilowatt werden jedoch weiterhin ausgeschlossen. Dies schwächt eine verlässliche, dezentrale und kontinuierlich einspeisende erneuerbare Erzeugung. Die technologiespezifischen Auswirkungen werden im Kapitel zu § 40 näher dargestellt.

Der Marktprämienanspruch für Anlagen unter 25 kW ist damit nicht isoliert zu betrachten, sondern entfaltet erhebliche Folgewirkungen in weiteren Regelungsbereichen des Entwurfs. Die daraus folgenden Probleme bei Direktvermarktung, Netzbetreiberabnahme, Veräußerungsformen, Gebäude-PV und Messstellenbetrieb werden in den Kapiteln zu **§ 10b**, **§ 21**, **§ 21b**, **§ 21c**, **§ 48/48a** sowie zum **Messstellenbetriebsgesetz** ergänzend aufgegriffen. Die grundsätzliche Ablehnung der 25-kW-Grenze wird jedoch zentral in diesem Kapitel begründet. Ergänzend wird dabei auf die ausführlichere Begründung in der Stellungnahme des Bundesverbandes Solarwirtschaft verwiesen.

Der BEE empfiehlt daher, die pauschale Begrenzung des Anspruchs auf Einspeisevergütung/ Marktprämie auf Anlagen ab 25 kW nicht umzusetzen. Kleinstanlagen brauchen weiterhin eine verlässliche, niedrighschwellige Förder- oder Vergütungsoption für eingespeiste Strommengen. Andernfalls drohen deutlich geringere Ausbauvolumina, mehr Nulleinspeisung, ungenutzte Dachpotenziale und der Verlust verlässlicher erneuerbarer Erzeugung sowie teils irreversible Schäden für die heimische Solarbranche in massivem Ausmass.

Für Anlagen mit einer installierten Leistung ab 100 Kilowatt wird in § 20 Absatz 2 eine neue fristgebundene Voraussetzung für den Anspruch auf Marktprämie eingeführt. Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber spätestens sechs Monate nach Inbetriebnahme in Textform

mitteilen, dass sie für den erzeugten Strom eine Marktprämie nach § 20 Absatz 1 in Anspruch nehmen wollen. Einer gesonderten Mitteilung bedarf es nicht, wenn die Anlage innerhalb dieser Frist der Veräußerungsform der Direktvermarktung mit Marktprämie zugeordnet wird. Erfolgt weder die Mitteilung noch die entsprechende Zuordnung fristgerecht, kann der Anspruch auf Marktprämie später nicht mehr geltend gemacht werden. Die Regelung gilt nicht für Anlagen, die in einer Ausschreibung einen Zuschlag erhalten haben. Ebenfalls ausgenommen sind Biomasseanlagen. Die Ausnahme gilt jedoch nicht für Deponie- und Klärgasanlagen. Für Deponie- und Klärgasanlagen mit einer installierten Leistung ab 100 Kilowatt müssen die Mitteilung oder die entsprechende Zuordnung daher innerhalb der Sechsmonatsfrist erfolgen.

Die Regelung steht im Zusammenhang mit dem neuen Refinanzierungsbeitrag nach § 21d. Sie soll verhindern, dass Anlagen zunächst in die sonstige Direktvermarktung wechseln, in Hochpreisjahren von hohen Markterlösen profitieren und erst später in die Marktprämie wechseln, ohne zuvor der Abschöpfung unterlegen zu haben. Nach der Gesetzesbegründung kann die Mitteilung oder die Zuordnung auch nur für einen bestimmten Teil der installierten Leistung erfolgen. Dann bestehen der Anspruch auf Marktprämie und – soweit die weiteren Voraussetzungen erfüllt sind – die Zahlungspflicht nach § 21d nur für die Strommengen, die diesem Leistungsanteil zuzuordnen sind. Dies kann für Anlagenkonzepte mit anteiliger Marktprämie und anteiliger PPA- oder sonstiger Direktvermarktung relevant sein.

Der BEE bewertet die Einführung einer fristgebundenen Mitteilungs- und Zuordnungsregelung als grundsätzlich nachvollziehbar, soweit sie der Abgrenzung zwischen Strommengen mit und ohne Anspruch auf Marktprämie sowie der Vermeidung einer Umgehung des Refinanzierungsbeitrags dient. Positiv ist, dass die Mitteilung in Textform erfolgen kann und innerhalb der Sechsmonatsfrist grundsätzlich korrigierbar ist. Ebenfalls sachgerecht ist, dass eine Zuordnung zur Direktvermarktung mit Marktprämie innerhalb der Frist der Mitteilung gleichsteht, weil dem Netzbetreiber in diesem Fall bereits erkennbar ist, dass eine Marktprämie in Anspruch genommen werden soll. § 20 Absatz 2 Satz 2 stellt ausdrücklich klar, dass bei unterschiedlichen Mitteilungen oder Zuordnungen sowie bei einem Wechsel der Veräußerungsform oder einer Änderung der prozentualen Aufteilung innerhalb der ersten sechs Monate der jeweils höchste ausgewiesene Anteil der installierten Leistung für den Marktprämienanspruch maßgeblich ist. Damit wird verhindert, dass ein bereits der Marktprämie zugeordneter Leistungsanteil nachträglich reduziert und dadurch einer möglichen Abschöpfung entzogen wird.

Gleichzeitig schafft die Regelung neue Risiken für Anlagen, die zunächst bewusst in die sonstige Direktvermarktung gehen, etwa im Rahmen von PPAs. Wird in diesen Fällen versäumt, innerhalb der Sechsmonatsfrist eine Mitteilung nach § 20 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 abzugeben oder die Anlage der Direktvermarktung mit Marktprämie zuzuordnen, ist ein späterer Wechsel in die Marktprämie ausgeschlossen. Dies kann erhebliche wirtschaftliche Folgen haben, obwohl die fehlende Mitteilung im Einzelfall lediglich auf einem administrativen Versehen beruhen kann. Gerade für PPA-Projekte ist diese Ausschlusswirkung relevant, weil Anlagenbetreiber ihre Vermarktungs- und Finanzierungsstrategie häufig an sich verändernde Marktbedingungen anpassen müssen. Aus Sicht des BEE ist es daher wichtig, dass die Regelung nicht zu einem Hemmnis für PPA-Modelle und die sonstige Direktvermarktung wird. Nach einer fristgerechten Mitteilung oder Zuordnung müssen Anlagenbetreiber weiterhin zwischen der Direktvermarktung mit Marktprämie und der sonstigen Direktvermarktung wechseln und damit auch Grünstrom-

PPAs mit Herkunftsnachweisen abschließen können. Diese Flexibilität darf nicht durch formale Fristversäumnisse unterlaufen werden. Die sechsmonatige Frist sollte daher durch klare Informationspflichten, einfache digitale Prozesse und eine Erinnerung des Netzbetreibers flankiert werden.

Der BEE empfiehlt daher, § 20 Absatz 2 grundsätzlich beizubehalten, die dauerhafte Ausschlusswirkung aber praxistauglich abzufedern. Netzbetreiber sollten verpflichtet werden, Anlagenbetreiber spätestens fünf Monate nach Inbetriebnahme auf die drohende Ausschlusswirkung hinzuweisen, sofern bis dahin keine Mitteilung zur Inanspruchnahme der Marktprämie oder gleichstehende Zuordnung erfolgt ist. Zudem sollten digitale Standardprozesse für die Mitteilung und ihre Korrektur sowie eine angemessene Heilungsmöglichkeit für unverschuldete Fristversäumnisse geschaffen werden. So kann die notwendige Abgrenzung zum Refinanzierungsbeitrag erreicht werden, ohne PPA-Modelle, flexible Vermarktung oder Investitionssicherheit unnötig zu gefährden.

3.3 Änderungen im §21 – Netzbetreiberabnahme und Wegfall der Einspeisevergütung

Der Entwurf der Bundesregierung sieht mit § 21 EEG eine grundlegende Neuausrichtung der bisherigen Fördermechanik vor. Insbesondere wird die klassische Einspeisevergütung für Neuanlagen grundsätzlich abgeschafft und durch die Netzbetreiberabnahme mit den Varianten der befristeten Übergangszahlung und der unentgeltlichen Netzbetreiberabnahme sowie eine umfassende Marktintegration ersetzt.

Die befristete Übergangszahlung nach § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 steht nur bestimmten Neuanlagen offen. Anlagen, die im Jahr 2027 in Betrieb genommen werden, können sie bei einer installierten Leistung von weniger als 50 Kilowatt in Anspruch nehmen. Für Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2028 sinkt die Leistungsschwelle auf weniger als 25 Kilowatt. Für Anlagen mit Inbetriebnahme in den Jahren 2029 und 2030 ist die Übergangszahlung nur noch bei einer installierten Leistung von weniger als 7 Kilowatt vorgesehen. Für Neuanlagen, die ab dem Jahr 2031 in Betrieb genommen werden, ist in § 21 keine Übergangszahlung mehr vorgesehen. Die Übergangszahlung wird nach § 25 Absatz 2 grundsätzlich bis zum Ende des 36. auf die Inbetriebnahme folgenden Kalendermonats gewährt. Die Bundesnetzagentur kann ihre Dauer oder ihren Anwendungsbereich für Anlagen mit weniger als 25 Kilowatt durch Festlegung verlängern, wenn eine Direktvermarktung noch nicht mit angemessenem Aufwand möglich ist, längstens jedoch bis zum 31. Dezember 2032.

Daneben können Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt der Netzbetreiberabnahme in der Variante der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet werden. Der Anspruch verringert sich in diesem Fall auf null. Die Netzbetreiberabnahme für ausgeführte Anlagen wird als weitere Variante fortgeführt. Steckersolargeräte mit einer installierten Leistung der Solaranlagen von insgesamt bis zu 2 Kilowatt und einer Wechselrichterleistung von insgesamt bis zu 800 Voltampere sind von der befristeten Übergangszahlung ausgeschlossen, für eingespeisten Strom können sie der unentgeltlichen Abnahme oder der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet werden.

Diese Neuausrichtung ist überaus kritisch zu bewerten. Die Abschaffung der Einspeisevergütung greift tief in etablierte und bewährte Investitionsmechanismen ein und führt

insbesondere im dezentralen Bereich zu erheblichen Verwerfungen. Die grundsätzlichen Auswirkungen der 25-kW-Grenze auf Kleinanlagen, PV-Dachanlagen, neue kleine Wasserkraft, Direktvermarktungskosten und Nulleinspeisung werden im Kapitel § 20 Marktprämie dargestellt.

Die Einspeisevergütung stellt bisher eine für die Anlagenrentabilität in aller Regel unverzichtbare, einfache, verlässliche und niedrigschwellige Finanzierungskomponente dar. Betreiber kleiner dezentraler PV-Anlagen sind in der Regel „Einmalinvestoren“. Für sie bleibt eine einfache und planbare Vergütungsoption wichtig, um Investitionsentscheidungen nicht von komplexen Vermarktungs- und Abwicklungsprozessen abhängig zu machen und hinreichende Investitionsanreize zu bieten.

Weder die von der Regierung vorgesehene auf drei Jahre befristete Übergangszahlung in Höhe von 5,2 Cent je kWh, noch der auf 4 Jahre befristete Direktvermarktungsbonus in Höhe von 1,5 Cent je kWh stellen geeignete Auffangmechanismen dar, um die nach dem aktuellen EEG im nächsten Jahr für 20 Jahre gewährte (und anschließend um halbjährlich 1 % degressive) Einspeisevergütung in Höhe von rd. 6,5 bis 7,5 Cent je kWh bei Teileinspeisern und rd. 10 bis 12 Cent je kWh bei Volleinspeisern auch nur ansatzweise zu kompensieren.

Die damit verbundenen massiven Investitionsbeschränkungen kann auch die auf das Jahr 2032 gedeckelte Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur nicht nennenswert abmildern.

Besonders problematisch ist zudem der Wegfall der Ausfallvergütung für Neuanlagen. Diese dient bislang dazu, Sondersituationen abzufedern, in denen eine Direktvermarktung vorübergehend nicht möglich ist, etwa bei der Insolvenz eines Direktvermarkters, bei Verzögerungen unmittelbar nach der Inbetriebnahme oder bei technischen und administrativen Problemen im Vermarktungsprozess. Die unentgeltliche Abnahme stellt hierfür keinen wirtschaftlich gleichwertigen Ersatz dar, weil die eingespeisten Strommengen nicht vergütet werden. Die Ausfallvergütung oder ein funktional gleichwertiger Auffangmechanismus sollte daher erhalten bleiben. Die Anforderungen an Wechsel- und Korrekturfristen werden im Kapitel zu § 21c näher behandelt.

Fehlt eine wirtschaftlich tragfähige Auffangoption, kann dies in der Praxis dazu führen, dass Einspeisung reduziert oder vermieden wird. Die daraus folgenden Fehlanreize, insbesondere Nulleinspeisung und kleinere Anlagendimensionierung, werden im Kapitel zu § 20 dargestellt. Insgesamt führt die geplante Ausgestaltung zu erheblichen Risiken für den dezentralen Ausbau, die Akteursvielfalt und die Investitionssicherheit.

Der BEE empfiehlt daher, die Abschaffung der Einspeisevergütung für Kleinanlagen zu überdenken und aus dem Entwurf zu streichen. Zumindest für Kleinanlagen sollte die Einspeisevergütung als niedrigschwellige und dauerhaft verfügbare Vergütungsoption erhalten oder durch einen funktional gleichwertigen Mechanismus ersetzt werden. Die befristete Übergangszahlung ist als vorübergehende Erleichterung grundsätzlich sinnvoll, reicht hierfür aber nicht aus. Zusätzlich sollte die Ausfallvergütung oder ein wirtschaftlich gleichwertiger Auffangmechanismus für vorübergehende Vermarktungsausfälle erhalten bleiben.

3.4 Änderungen in §21b – Veräußerungsform

Der Entwurf der Bundesregierung nimmt in § 21b überwiegend Folgeänderungen zur Abschaffung der Einspeise- und Ausfallvergütung sowie zur Einführung der Netzbetreiberabnahme vor. Die grundsätzliche Bewertung dieser Änderungen erfolgt im Kapitel

zu § 21. Materiell relevant ist insbesondere, dass die befristete Übergangszahlung – ebenso wie die unentgeltliche Abnahme und der Mieterstromzuschlag – nicht prozentual mit anderen Veräußerungsformen kombiniert werden darf. Die prozentuale Aufteilung zwischen der Direktvermarktung mit Marktprämie und der sonstigen Direktvermarktung bleibt demgegenüber möglich. Für ausgeförderte Anlagen ist ausdrücklich eine Zuordnung entweder zur Netzbetreiberabnahme in der Variante für ausgeförderte Anlagen oder zur sonstigen Direktvermarktung möglich.

Zudem kann die befristete Übergangszahlung nicht für Strommengen in Anspruch genommen werden, die an Dritte weitergegeben werden. Überschussstrom aus dem Eigenverbrauch des Anlagenbetreibers bleibt nach der Gesetzesbegründung hiervon unberührt. Der BEE hält die Vermeidung einer selektiven Zuordnung unterschiedlich werthaltiger Strommengen grundsätzlich für nachvollziehbar. Die Abgrenzung zwischen Eigenverbrauch, Drittbelieferung und Überschusseinspeisung muss jedoch rechtssicher und ohne unverhältnismäßigen Mess- und Abrechnungsaufwand möglich sein.

3.5 Änderungen in §21c – Verfahren für die Zuordnung und Wechsel

Der Entwurf der Bundesregierung sieht in § 21c EEG Anpassungen beim Verfahren zur Zuordnung und zum Wechsel der Veräußerungsform vor. Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber weiterhin vor Beginn des jeweils vorangehenden Kalendermonats mitteilen, wenn sie Strom erstmals einer Veräußerungsform nach § 21b EEG zuordnen oder zwischen den Veräußerungsformen wechseln. Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt, für die keine andere Zuordnung getroffen wurde, gelten automatisch als der Netzbetreiberabnahme in der Variante der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet. Nach dem EEG 2023 greift diese automatische Zuordnung noch für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 200 Kilowatt. Der Anwendungsbereich des Auffangmechanismus wird damit erheblich eingeschränkt. Für Anlagen ab 100 Kilowatt besteht künftig keine automatische Zuordnung zur unentgeltlichen Abnahme mehr.

Die automatische Zuordnung für Anlagen unter 100 Kilowatt kann zwar dazu beitragen, dass eine Einspeisung rechtlich weiterhin erfolgen kann und Streitigkeiten über eine rückwirkende Zuordnung vermieden werden. Sie ersetzt jedoch keinen wirtschaftlich tragfähigen Auffangmechanismus. Die grundsätzliche Bewertung der unentgeltlichen Abnahme erfolgt im Kapitel zu § 21.

Für ausgeförderte Anlagen bleibt die automatische Zuordnung zu der für sie vorgesehenen Variante der Netzbetreiberabnahme bestehen, sofern der Anlagenbetreiber keine andere Zuordnung getroffen hat. Die Anpassung vollzieht insoweit lediglich die neue Systematik der Netzbetreiberabnahme nach und bewirkt keine wesentliche materielle Änderung.

Mit der Abschaffung der Ausfallvergütung entfällt zudem die bisherige Möglichkeit, einen Wechsel in die Ausfallvergütung oder aus dieser heraus noch bis zum fünftletzten Werktag des Vormonats mitzuteilen. Die Bewertung des Wegfalls dieses Auffangmechanismus erfolgt im Kapitel zu § 21.

Für Anlagen ab 100 Kilowatt fehlt künftig eine automatische Auffangzuordnung. Zuordnungs- oder Anmeldefehler können daher unmittelbar zu einer fehlenden Zuordnung führen.

Bei einer erstmaligen Zuordnung von Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 kW zur sonstigen Direktvermarktung müssen Anlagenbetreiber zusätzlich angeben, ob sie den Anspruch auf Zahlung des Bonus nach § 50c geltend machen. Die zusätzliche Mitteilung ist als Voraussetzung für eine eindeutige Abwicklung grundsätzlich nachvollziehbar. Sie muss jedoch über einen einfachen, standardisierten und digitalen Prozess erfolgen. Formale Fehler bei der Mitteilung dürfen nicht zu einem endgültigen Verlust des Bonus führen, jedenfalls muss eine angemessene Korrekturmöglichkeit vorgesehen werden. Die materielle Ausgestaltung des Bonus wird im Abschnitt zu § 50c bewertet.

Darüber hinaus sollte ein monatlicher Wechsel zwischen der Direktvermarktung mit Marktprämie und der sonstigen Direktvermarktung weiterhin möglich bleiben. Ein solcher Wechsel beendet die Zahlungspflicht nach § 21d nicht, wenn für die Anlage ein wirksamer Zuschlag vorliegt oder eine Mitteilung nach § 20 Absatz 2 erfolgt ist. Nur so können Anlagenbetreiber sowie Industrie- und Gewerbekunden flexibel auf konkrete PPA-Nachfragen reagieren, Strommengen zeitweise außerhalb der Förderung vermarkten und dadurch zugleich das EEG-Konto entlasten, weil für diese Mengen keine Marktprämie gezahlt wird.

Der BEE empfiehlt daher, § 21c EEG so anzupassen, dass Zuordnungs- und Anmeldefehler nicht zu einer fehlenden Zuordnung führen. Erforderlich sind praxistaugliche Heilungs- und Korrekturmöglichkeiten für Um- und Anmeldefehler. Die Mitteilungsprozesse einschließlich der zusätzlichen Angabe zum Bonus nach § 50c müssen standardisiert, digital und massengeschäftstauglich ausgestaltet werden. Die grundsätzlichen Fragen zur Begrenzung des Marktprämienanspruchs, zur Abschaffung der Einspeisevergütung und zum Wegfall der Ausfallvergütung werden in den Kapiteln zu § 20 und § 21 behandelt. Die Änderungen des § 21b betreffen demgegenüber im Wesentlichen die systematische Einordnung der neuen Veräußerungsformen.

3.6 Änderungen in §21d zur Einführung eines CfD Förderrahmens

Der Entwurf der Bundesregierung führt mit § 21d einen Refinanzierungsbeitrag als Umsetzung des europäischen Rahmens für zweiseitige Differenzverträge ein. Anlagenbetreiber müssen danach einen Refinanzierungsbeitrag an den Netzbetreiber zahlen, wenn der Jahresmarktwert den anzulegenden Wert übersteigt. Die Zahlungspflicht gilt grundsätzlich für Neuanlagen im EEG 2027, insbesondere für Ausschreibungsanlagen und Anlagen, für die eine Mitteilung nach § 20 Absatz 2 abgegeben wurde. Ausgenommen sind unter anderem Biomasseanlagen mit Ausnahme von Klär- und Deponiegasanlagen, sowie Anlagen mit weniger als 100 kW installierter Leistung. Die Zahlungspflicht besteht auch für Strom, der im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung veräußert wird. Der Refinanzierungsbeitrag ist produktionsbasiert und wird für eingespeiste Strommengen erhoben.

Der BEE bewertet grundsätzlich positiv, dass der CfD-Förderrahmen produktionsabhängig ausgestaltet wird. Eine Abschöpfung, die an tatsächlich erzeugte und eingespeiste Strommengen anknüpft, ist sachgerechter als eine rein fiktive Erlösbetrachtung. Sie kann

Transparenz schaffen, Risiken reduzieren und stabile Marktbedingungen unterstützen. Positiv ist zudem, dass ein Mindesterloß vorgesehen wird, um sicherzustellen, dass Anlagen auch in Abschöpfungsjahren mit niedrigen positiven Spotmarktpreisen weiterhin wirtschaftlich einspeisen können.

Entscheidend ist jedoch die Einführung und konkrete Ausgestaltung des benötigten Marktwertkorridors. Ein solcher Korridor ist im Entwurf der Bundesregierung bislang nicht vorgesehen. Dieser muss ausreichend bemessen sein, um steigende Marktwert-, Vermarktungs- und Direktvermarktungsrisiken abzubilden. Mit steigendem Strompreisniveau steigen regelmäßig auch Preis-, Prognose-, Ausgleichsenergie- und Abregelungsrisiken der Direktvermarkter. Diese Risiken werden über höhere Dienstleistungsentgelte an Anlagenbetreiber weitergegeben und mindern deren tatsächliche Erlöse. Wird der Refinanzierungsbeitrag ohne ausreichenden Puffer allein am Jahresmarktwert oberhalb des anzulegenden Werts bemessen, kann faktisch mehr abgeschöpft werden als nur der Erlös oberhalb des anzulegenden Werts.

Ein zu enger oder fehlender Marktwertkorridor wäre auch volkswirtschaftlich ineffizient. Anlagenbetreiber und Bieter würden die zusätzlichen Risiken voraussichtlich vorsorglich in ihre Gebote einpreisen. Dadurch könnten die Förderkosten steigen, unabhängig davon, ob später tatsächlich Abschöpfungszeiträume oder erhöhte Direktvermarktungsentgelte eintreten. Der BEE hält daher mindestens einen relativen Marktwertkorridor in Bezug auf das jeweilige Spotpreisniveau für erforderlich. Bereits im Hochpreisjahr 2022 zeigte sich, dass Direktvermarktungsentgelte erheblich ansteigen können. Diese realen Kosten- und Risikoeffekte müssen im neuen CfD-Rahmen berücksichtigt werden.

Darüber hinaus muss § 21d sicherstellen, dass der Refinanzierungsbeitrag nicht auf fiktiven Referenzmarktwerten (z.B. energieträgerspezifischen Jahresmarktwerten) beruht, wenn diese die real erzielbaren Erlöse bestimmter Vermarktungsmodelle übersteigen. Dies betrifft insbesondere netzgekoppelte PPA- und Überschusseinspeisekonzepte. Die konkrete Berechnungslogik ist in Anlage 1 auszugestalten, der ergänzende politische Vorschlag einer Wahl- beziehungsweise Ausnahmemöglichkeit auf Basis real erzielter Erlöse wird in Kapitel 18.5 dargestellt.

Positiv bewertet der BEE die Ausnahme von Biomasseanlagen mit Ausnahme von Klär- und Deponiegasanlagen vom Refinanzierungsbeitrag. Bioenergie stellt im künftigen Stromsystem eine wichtige flexible und steuerbare Ergänzung zu Wind- und Solarenergie dar. Eine Abschöpfung würde hier zusätzliche Risiken für Anlagen schaffen, die gerade durch ihre flexible Fahrweise Systemdienstleistungen erbringen und Versorgungssicherheit unterstützen. Die Ausnahme ist daher sachgerecht und sollte beibehalten werden. Als weitergehenden Änderungsbedarf fordert der BEE, die Ausnahme mit gleicher sachlogischer Begründung auch auf Wasserkraftanlagen auszuweiten, die stetig verfügbar sind und wichtige Systemdienstleistungen bereitstellen.

Auch die De-minimis-Regelung, wonach Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 kW nicht unter die Zahlungspflicht fallen, wird vom BEE als positiv bewertet. Doch sollte diese Grenze mindestens auf 200 kW anzuheben, da die potenziellen Mehreinnahmen ansonsten in keinem angemessenen Verhältnis zum zusätzlichen Berechnungs- und Bürokratieaufwand stehen.

§ 21d verweist für Speicher- und Hybridkonzepte auf die Regelungen des § 19 Absatz 3 bis 3b. Die Zuordnung der erzeugten und eingespeisten Strommengen muss daher auch für Co-Location-Speicher transparent, nachvollziehbar und rechtssicher ausgestaltet werden. Speicher dürfen durch die Erlös- und Abschöpfungsmechanik nicht wirtschaftlich benachteiligt werden, obwohl sie einen wichtigen Beitrag zur Systemflexibilität und zur marktgerechten Einspeisung erneuerbarer Energien leisten.

Der BEE empfiehlt daher, die Regelung in § 21d grundsätzlich beizubehalten, aber deutlich nachzuschärfen. Der Refinanzierungsbeitrag sollte produktionsabhängig bleiben, Biomasseanlagen mit Ausnahme von Klär- und Deponiegasanlagen sollten weiterhin ausgenommen und die Ausnahme auf Wasserkraftanlagen ausgeweitet werden, und ein Marktwertkorridor muss eingeführt und auch ausreichend dynamisch ausgestaltet werden, um reale Vermarktungs-, Direktvermarktungs- und Marktwert Risiken abzubilden. Zudem sollte die Regelung PPA-Modelle nicht belasten und administrativ einfach überprüfbar sein. Nur so kann der CfD-Rahmen Investitionssicherheit schaffen, ohne zusätzliche Risiken einseitig auf Anlagenbetreiber zu verlagern oder die Energiewende durch höhere Gebote unnötig zu verteuern. Die De-minimis-Grenze sollte auf mindestens 200 kW angehoben werden.

3.1 Änderungen im §21e zum Wegfall des Refinanzierungsbeitrags bei Verzicht auf Marktprämie

Der Entwurf der Bundesregierung sieht mit § 21e EEG die Möglichkeit vor, dass Anlagenbetreiber aus dem Fördersystem aussteigen und ihren Strom vollständig marktlich vermarkten können. Teilen sie dem Netzbetreiber in Textform mit, dass sie dauerhaft keine Marktprämie mehr in Anspruch nehmen werden, entfallen ab dem ersten Kalendertag des Folgejahres sowohl der Anspruch auf Zahlung der Marktprämie als auch die Pflicht zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach § 21d. Die Mitteilung kann einmalig bis zum Ablauf des zehnten Kalenderjahres nach Inbetriebnahme der Anlage erfolgen. Bei ertüchtigten Wasserkraftanlagen kann sie auf den der Leistungserhöhung zuzurechnenden Leistungsanteil beschränkt werden. Für den von der Mitteilung erfassten Strom ist ein späterer Wechsel zurück in die Marktprämie ausgeschlossen. Damit wird ein Instrument geschaffen, das die Marktintegration erneuerbarer Energien stärkt und den Übergang in einen zunehmend marktbasierten Stromsektor unterstützt.

Die Einführung einer solchen Wahlmöglichkeit ist grundsätzlich positiv zu bewerten. Sie eröffnet Anlagenbetreibern die Option, auf Marktchancen zu reagieren und ihre Vermarktungsstrategie dauerhaft auf eine rein marktliche Finanzierung umzustellen. Damit wird ein wichtiger Schritt hin zu einem stärker marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien vollzogen.

Kritisch zu sehen ist zudem die konkrete Ausgestaltung der zeitlichen Bindung. Die im Entwurf vorgesehene Struktur orientiert sich an festen Zeiträumen, obwohl europarechtlich keine entsprechende Vorgabe besteht. Eine stärkere Flexibilisierung – etwa durch die Abkopplung vom Kalenderjahr oder durch gleitende Zeitfenster – wäre sachgerecht, um den tatsächlichen Marktbedingungen besser Rechnung zu tragen und unnötige Einschränkungen zu vermeiden.

Positiv hervorzuheben ist, dass mit dieser Regelung erstmals ein klar definierter Mechanismus für den freiwilligen Ausstieg aus der Förderung geschaffen wird, der in vorherigen Entwurfsständen noch nicht enthalten war. Dies schafft zusätzliche Transparenz und Handlungsspielräume für Anlagenbetreiber.

Gleichzeitig bleibt jedoch eine zentrale Lücke bestehen: Die Regelung enthält keine ausreichenden flankierenden Maßnahmen zur Stärkung von Power Purchase Agreements (PPA). Insbesondere kurzfristige PPA-Modelle werden durch die aktuelle Ausgestaltung nichtausreichend unterstützt. Ohne eine gezielte staatliche Absicherung solcher marktlichen Instrumente besteht die Gefahr, dass der Ausstieg aus der Förderung für viele Anlagen wirtschaftlich nicht tragfähig ist und das Potenzial marktbasierter Geschäftsmodelle ungenutzt bleibt. Die weitergehenden Vorschläge zur Stärkung von PPA-Strukturen werden in Kapitel 18.5 behandelt.

Der BEE empfiehlt daher, die Regelung zur Ausstiegsoption durch eine flexiblere zeitliche Ausgestaltung zu ergänzen und gleichzeitig gezielte Maßnahmen zur Stärkung von PPA-Strukturen vorzusehen, um die intendierte Marktintegration tatsächlich wirksam zu unterstützen. Bei Umsetzung einer realen Erlösabschöpfung kann dies wie bisher im EEG monatsweise realisiert werden. Zumindest sollte eine Wechselmöglichkeit am Anfang bestehen, sodass ein Projekt auch in den ersten Jahren über PPAs laufen könnte, dann einmalig in den CfD gehen kann und dann einmalig zu Beginn der zweiten Dekade in den Markt wechseln könnte, kurzfristige Wechsel zwischen den Veräußerungsformen sind hiervon zu trennen und werden im Kapitel zu § 21c behandelt.

3.2 Änderungen im §22 – Wettbewerbliche Ermittlung des anzulegenden Werts

Der Entwurf der Bundesregierung sieht in § 22 Folgeänderungen zur geplanten Streichung der bisherigen Regelungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff sowie für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung vor. Zugleich wird die Überschrift von „Wettbewerbliche Ermittlung der Marktprämie“ in „Wettbewerbliche Ermittlung des anzulegenden Wertes“ geändert und der Verweis auf die erfassten Ausschreibungssegmente auf die §§ 28 bis 39n sowie §§ 88 bis 88d angepasst. Soweit dadurch entsprechende Ausschreibungssegmente aus der Systematik der wettbewerblichen Ermittlung des anzulegenden Wertes herausgenommen werden, ist dies materiell abzulehnen.

§ 22 sollte sich systematisch auf die Frage beschränken, für welche Anlagen der anzulegende Wert wettbewerblich zu ermitteln ist und welche Ausschreibungssegmente in diese Systematik einbezogen werden. Die inhaltliche Bewertung der Streichung der wasserstoffbezogenen Ausschreibungsregelungen erfolgt in den Kapiteln zu §§ 28f und 28g, §§ 39o bis 39q sowie §§ 93 und 96, die Neuausrichtung der Innovationsausschreibungen wird im Kapitel zu § 39n behandelt.

Neu gefasst wird außerdem § 22 Absatz 3 Satz 1. Bei Solaranlagen besteht der Zahlungsanspruch künftig nur noch, solange und soweit ein von der Bundesnetzagentur erteilter Zuschlag wirksam ist. Das bislang zusätzlich erforderliche

Zahlungsberechtigungsverfahren entfällt. Diese Vereinfachung ist grundsätzlich zu begrüßen. Die materielle Bewertung der Abschaffung des Zahlungsberechtigungsverfahrens erfolgt bei den Änderungen der §§ 38 und 38a.

Der BEE empfiehlt daher, § 22 nur insoweit anzupassen, wie dies systematisch erforderlich ist. Die Streichung der wasserstoffbezogenen Ausschreibungsregelungen sollte jedoch nicht nachvollzogen werden. Vielmehr sollten die Regelungen für grünen Wasserstoff, wasserstoffbasierte Speicher- und Rückverstromungskonzepte sowie innovationsbezogene Ausschreibungsinstrumente in den dafür einschlägigen Ausschreibungs- und Verordnungskapiteln praxistauglich weiterentwickelt werden.

3.3 Änderungen im §24 – Sonderregelungen für Strom aus mehreren Anlagen und Anlagenzusammenfassungen

Der Regierungsentwurf passt die Regelungen zur Anlagenzusammenfassung an. Die Zusammenfassungsregeln sollen künftig auch für die Ermittlung der Zahlungspflicht nach § 21d sowie für die Bestimmung der Anlagengröße nach § 20 Absatz 2, § 21 Absatz 1 und § 22 relevant sein. Für Solaranlagen des ersten Segments sieht § 24 Absatz 2 zudem vor, dass eine im Außenbereich nach § 35 Absatz 1 BauGB errichtete Freiflächenanlage und eine im Geltungsbereich eines Bebauungsplans nach § 30 Absatz 1 BauGB errichtete Freiflächenanlage nicht als eine Anlage zusammengefasst werden. Damit sollen insbesondere Härten vermieden werden, wenn zu einem bereits geplanten Projekt später weitere Anlagen in räumlicher Nähe hinzutreten.

Darüber hinaus werden Solaranlagen des zweiten Segments künftig nicht mit Solaranlagen des ersten Segments zusammengefasst. Dies betrifft neben Solaranlagen auf, an oder in Gebäuden und Lärmschutzwänden insbesondere auch Garten-PV-Anlagen nach § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1a. Zugleich wird die Abgrenzung auf Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen, beispielsweise ehemaligen Deponien, erstreckt. Diese systematische Klarstellung ist grundsätzlich zu begrüßen.

Die vorgesehene punktuelle Entschärfung ist grundsätzlich zu begrüßen. Insbesondere die geplante Trennung von baurechtlich privilegierten und nicht privilegierten Solaranlagen adressiert ein reales Praxisproblem und kann dazu beitragen, den Verlust der Förderfähigkeit bereits geplanter und im EEG bezuschlagter Projekte zu vermeiden. Der BEE bewertet diese Änderung positiv, sieht darin jedoch keine abschließende Lösung für die mit § 24 EEG verbundenen Härten.

§ 24 Absatz 2a enthält eine gesonderte Regelung zur Anlagenzusammenfassung für die Ermittlung der Anlagengröße im Zusammenhang mit der Marktpremie. Danach werden ausschließlich zur Ermittlung der Anlagengröße für die Marktpremiengrenze nach § 20 Absatz 1 mehrere Solaranlagen nur dann als eine Anlage angesehen, wenn sie von demselben Betreiber am selben Standort gleichzeitig in Betrieb genommen werden. Die gegenüber § 24 Absatz 1 enger gefassten Zusammenfassungskriterien sind grundsätzlich sachgerecht. Die Begriffe „derselbe Standort“ und „gleichzeitig“ sollten jedoch rechtssicher und praxistauglich ausgelegt werden. Als Folgeänderung wird § 24 Absatz 3 außerdem auf die Berechnung des Refinanzierungsbeitrags und des Zahlungsanspruchs im Rahmen der Netzbetreiberabnahme erstreckt.

Kritisch bleibt, dass die Anlagenzusammenfassung bei Solaranlagen des ersten Segments weiterhin erhebliche Unsicherheiten und wirtschaftliche Risiken verursachen kann. Nach der bisherigen Systematik können Anlagen zusammengefasst werden, wenn sie in einem räumlichen und zeitlichen Zusammenhang realisiert werden. Dies kann insbesondere bei größeren Solaranlagen des ersten Segmentes dazu führen, dass durch ein anderes Projekt in räumlicher Nähe nach dem Entwurf auf 50 MW begrenzte förderfähige Höchstgröße überschritten wird und ein Projekt trotz gültigem EEG-Zuschlag die Voraussetzungen für den Zahlungsanspruch nicht mehr erfüllt. Unabhängig von der erforderlichen Reform der

Anlagenzusammenfassung sollte die Höchstgrenze in § 37 Absatz 3 und § 38 Absatz 1 Nummer 2 auf 100 MW angehoben werden.

Dieses Risiko ist aus Investitionssicht nicht sachgerecht. Projektierer können regelmäßig nicht sicher vorhersehen, ob und wann Dritte in räumlicher Nähe weitere Anlagen planen oder in Betrieb nehmen. Der vollständige Verlust der Förderfähigkeit aufgrund fremder Projektentwicklungen stellt daher eine unverhältnismäßige Härte dar und gefährdet die Finanzierbarkeit von Vorhaben. Dies gilt insbesondere, wenn ein Projektierer rechtzeitig einen Zuschlag erhalten hat und die Förderfähigkeit erst durch spätere oder parallele Entwicklungen Dritter infrage gestellt wird.

Hinzu kommt, dass die Anlagenzusammenfassung auch kommunalpolitisch kontraproduktiv wirken kann. Sie kann dem Interesse von Kommunen widersprechen, PV-Freiflächenanlagen regional zu bündeln. Wenn Projektierer aufgrund der Gefahr des Verlusts der Förderfähigkeit gezwungen sind, Projekte zeitlich zu strecken oder aufzugeben, wird eine planerisch sinnvolle Konzentration von Solarparks erschwert.

Besonders problematisch ist die fortbestehende Anlagenzusammenfassung bei mehreren baurechtlich privilegierten Agri-PV-Anlagen in räumlicher Nähe. Die neue Ausnahme verhindert lediglich die Zusammenfassung einer privilegierten Freiflächenanlage mit einer nicht privilegierten Freiflächenanlage, mehrere privilegierte Agri-PV-Anlagen können weiterhin untereinander zusammengefasst werden. Der BEE weist darauf hin, dass das Baurecht für diese Anlagen bereits strikte Begrenzungen hinsichtlich Anlagengröße und Anzahl der Anlagen pro Betriebsstätte vorsieht. Eine zusätzliche Anlagenzusammenfassung im EEG erscheint daher überschießend und kann insbesondere verschiedene landwirtschaftliche Betriebe betreffen, die unabhängig voneinander privilegierte Agri-PV-Anlagen realisieren wollen.

Der BEE empfiehlt daher, § 24 Abs. 2 EEG weitergehend zu überarbeiten. Sachgerecht wäre eine vollständige Streichung der zusätzlichen Anlagenzusammenfassung für PV-Solaranlagen des ersten Segmentes, da bereits § 24 Abs. 1 EEG hinreichende Kriterien zur Vermeidung einer missbräuchlichen Aufteilung enthält. Sollte eine vollständige Streichung politisch nicht umsetzbar sein, sollte die Zusammenfassung jedenfalls auf Anlagen verbundener Unternehmen begrenzt werden. Damit könnten Umgehungstatbestände weiterhin verhindert werden, ohne unabhängige Projekte Dritter mit unverhältnismäßigen Förder- und Investitionsrisiken zu belasten.

4 Änderung in den Ausschreibungen

4.1 Änderungen im §28 – Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine für Windenergie an Land

Der Entwurf der Bundesregierung sieht eine Neufassung der Ausschreibungsregelungen für Windenergieanlagen an Land vor. Danach sollen reguläre Ausschreibungen im Jahr 2027 zu drei Gebotsterminen und in den Jahren 2028 bis 2032 ebenfalls zu drei regulären Gebotsterminen pro Jahr stattfinden. Das Ausschreibungsvolumen soll in den Jahren 2027 und 2028 jeweils 15 GW, im Jahr 2029 12 GW und in den Jahren 2030 bis 2032 jeweils 10 GW betragen. Ergänzend werden Regelungen zur Nachholung nicht bezuschlagter Mengen sowie zur Verrechnung von Resilienzausschreibungen nach § 39n in Verbindung mit § 88d EEG aufgenommen.

Die Reduktion der regulären Ausschreibungen von bisher vier auf drei Termine pro Jahr ist isoliert betrachtet eher neutral zu bewerten. Zwar reduziert sich die Zahl der regulären Gebotstermine, doch im Zusammenspiel mit den neu vorgesehenen Resilienzausschreibungen bleibt es jedoch in der Systematik des Entwurfs bei insgesamt vier Ausschreibungsrunden für Windenergieanlagen an Land. Der Entwurf der Bundesregierung sieht ab 2028 den 1. Februar als Gebotstermin für die Resilienzausschreibung vor, während die regulären Ausschreibungstermine am 1. Mai, 1. August und 1. November stattfinden. Im Jahr 2027 ist die Resilienzausschreibung übergangsweise für den 1. August vorgesehen, die regulären Ausschreibungen sind für den 1. Februar, 1. Mai und 1. November vorgesehen.

Die Fortschreibung und Anhebung der Ausschreibungsvolumina bis 2032 ist grundsätzlich positiv zu bewerten, da sie Anlagenbetreibern Planungs- und Investitionssicherheit für die kommenden Jahre gibt. Mit den Volumina von jeweils 15 GW in den Jahren 2027 und 2028 sowie 12 GW im Jahr 2029 greift der Entwurf die im Klimaschutzprogramm 2026 vorgesehenen zusätzlichen Ausschreibungsmengen von insgesamt 12 GW auf.

Für Windenergie an Land ist jedoch entscheidend, dass die Anrechnung von Resilienzausschreibungsmengen auf das reguläre Ausschreibungsvolumen nicht dazu führt, dass das tatsächlich verfügbare Wind-Ausschreibungsvolumen faktisch unter den erforderlichen Ausbaupfad fällt. Der Entwurf sieht bislang vor, die aufgrund der Resilienzausschreibungen ausgeschriebenen Mengen von dem jeweiligen jährlichen Ausschreibungsvolumen nach § 28 Absatz 2 abzuziehen. Die Resilienzausschreibungen schaffen damit keinen zusätzlichen Ausbaupuls, sondern reduzieren das für reguläre Ausschreibungen verfügbare Volumen.

Der BEE fordert daher, die Resilienzausschreibungen zusätzlich zu den regulären Ausschreibungsvolumina auszugestalten. Die für die Resilienzausschreibungen vorgesehenen

Mengen dürfen nicht von den Ausschreibungsmengen nach § 28 Absatz 2 abgezogen werden. Nur so können die mit den Resilienzausschreibungen verfolgten industrie- und resilienzpolitischen Ziele erreicht werden, ohne zugleich den für die Erreichung der Ausbauziele erforderlichen Wettbewerb in den regulären Ausschreibungen einzuschränken.

Ohne einen solchen zusätzlichen NZIA-Aufschlag besteht die Gefahr, dass das tatsächlich verfügbare Ausschreibungsvolumen zu niedrig ausfällt und die Ausbauziele verfehlt werden. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Resilienzausschreibungen aufgrund der zusätzlichen qualitativen Anforderungen nicht vollständig bezuschlagt werden oder bezuschlagte Projekte nicht innerhalb der vorgesehenen Fristen realisiert werden können. Die Nachholung nicht bezuschlagter Mengen kann diese Risiken nur teilweise und zeitlich verzögert ausgleichen.

Unabhängig davon reicht auch die vorgesehene Verteilung der zusätzlichen 12 GW auf die Jahre 2027 bis 2029 nicht aus, um sicherzustellen, dass die zusätzliche Windenergieleistung bereits im Jahr 2030 einen Beitrag zu den vorgesehenen CO₂-Einsparungen leisten kann. Das reguläre Ausschreibungsvolumen sollte daher in den Jahren 2027 und 2028 auf jeweils mindestens 16 GW angehoben werden. Die Mengen der Resilienzausschreibungen müssen zusätzlich zu diesen regulären Ausschreibungsvolumina ausgeschrieben werden.

Positiv zu bewerten ist die vorgesehene Nachholung nicht bezuschlagter Mengen. Nach § 28 Abs. 3 Nr. 1 EEG soll sich das Ausschreibungsvolumen ab 2028 um Mengen erhöhen, für die im vorangegangenen Kalenderjahr keine Zuschläge erteilt werden konnten. Dies ist sachgerecht, da nicht bezuschlagte Volumina nicht dauerhaft dem Ausbaupfad verloren gehen dürfen. Eine solche Nachholregelung stärkt die Zielerreichung und verhindert, dass temporäre Unterzeichnungen unmittelbar zu strukturellen Ausbaulücken führen.

Für Windenergie an Land ist die Anrechnung von Resilienzausschreibungsmengen auf das reguläre Ausschreibungsvolumen kritisch, weil dadurch das tatsächlich für reguläre Windprojekte verfügbare Volumen sinken kann. Die allgemeine Kritik an der Anrechnung, insbesondere mit Blick auf Praktikabilität, Wettbewerb, Nachholung nicht bezuschlagter Mengen und Realisierungsfristen, wird in § 28e und § 88d behandelt

Schließlich ist die Streichung der Eingriffsmöglichkeit der Bundesnetzagentur bei den Gebotsmengen kritisch zu bewerten. Zwar ist diese Folgeänderung im Entwurf vor dem Hintergrund der Streichung des Strommengenpfades angelegt. Gerade bei Zielverfehlungen, Unterzeichnungen oder absehbaren Unterschreitungen in anderen Ausschreibungssegmenten – etwa im Offshore-Bereich – bleibt jedoch ein flexibles Nachsteuerungsinstrument erforderlich. Der Entwurf der Bundesregierung sieht vor, die bisherige Berechtigung der Bundesnetzagentur zur Anpassung des Ausschreibungsvolumens um bis zu 30 Prozent vollständig zu streichen. Der BEE lehnt diese Streichung ab und bewertet die Anpassungsmöglichkeit als wichtiges Instrument, um auf Abweichungen vom Ausbaupfad oder veränderte Rahmenbedingungen reagieren zu können.

Der BEE empfiehlt daher, § 28 EEG dahingehend nachzuschärfen, dass die Fortschreibung der Ausschreibungsvolumina bis 2032 erhalten bleibt, das jährliche Ausschreibungsvolumen für Windenergie an Land in den Jahren 2027 und 2028 auf mindestens 16 GW angehoben wird, nicht bezuschlagte Mengen konsequent nachgeholt werden und die Anrechnung von Resilienzausschreibungen nicht zu einer faktischen Kürzung des für Windenergie an Land

erforderlichen Ausbauvolumens führt. Die in § 28 Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe vorgesehene Anrechnung der Resilienzausschreibungsmengen auf das reguläre Ausschreibungsvolumen sollte gestrichen werden.

Zudem empfiehlt der BEE über die Beibehaltung von § 28 Absatz 3a hinaus, eine technologieoffene Ausgestaltung der Regelung in Absatz 3a Nummer 1 Buchstabe a, sodass auch bezüglich der anderen erneuerbaren Energien flexibel auf fehlende Volumina reagiert werden kann. So lässt sich sicherstellen, dass der Gesamtausbau der erneuerbaren Energien effizient gesteuert wird, ohne einzelne Technologien bevorzugt zu behandeln.

4.2 Änderungen im §28a – Ausschreibungsvolumen von Solaranlagen des ersten Segments

Der Entwurf sieht vor, das Ausschreibungsvolumen für Solaranlagen des ersten Segments – insbesondere PV-Freiflächenanlagen – für die Jahre 2027 bis 2032 auf jeweils 14.000 MW zu installierende Leistung festzulegen. Das Ausschreibungsvolumen soll weiterhin gleichmäßig auf die Gebotstermine eines Kalenderjahres verteilt werden. Dies ist positiv zu bewerten, da dadurch Planungs- und Investitionssicherheit für Projektierer geschaffen wird.

Folgerichtig ist, dass die Erhöhung der Ausschreibungsvolumina künftig nicht nur nicht bezuschlagte Mengen aus F Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments einschließlich der entsprechenden Resilienzausschreibungen berücksichtigt, sondern auch fehlende Zuschläge im Dachsegment sowie nicht erreichte Ausbauvolumina kleinerer Anlagen des zweiten Segments bis 750 kW einbezieht. Bleibt der Zubau dieser kleineren Anlagen im vorangegangenen Jahr unter 6.500 MW, wird die Differenz im Folgejahr dem Ausschreibungsvolumen für Solaranlagen des ersten Segments zugeschlagen. Damit wird eine breitere Nachsteuerung ermöglicht, wenn PV-Ausbaumengen insgesamt hinter den Zielwerten zurückbleiben. Der BEE begrüßt grundsätzlich, dass nicht bezuschlagte Mengen aus dem Freiflächen- und Dachsegment sowie nicht erreichte Ausbauvolumina des Kleinanlagensegments in den PV-Ausschreibungen berücksichtigt werden. Die bisherige Einstufung der Anlagen in die jeweiligen Segmente und die segmentspezifischen Förder- und Ausschreibungsregelungen müssen dabei jedoch beibehalten werden. Die Übertragung nicht bezuschlagter oder nicht erreichter Mengen darf nicht zu einer Auflösung oder Verwischung der bestehenden Segmentierung führen. Der BEE empfiehlt, die Berücksichtigung nicht bezuschlagter Mengen aus dem Freiflächen- und Dachsegment sowie nicht erreichter Ausbauvolumina des Kleinanlagensegments beizubehalten. Die Einstufung der Anlagen in die bestehenden Segmente und die jeweiligen segmentspezifischen Regelungen sollten dabei unverändert fortgeführt werden.

Kritisch bleibt jedoch, dass Volumina aus Resilienzausschreibungen auf das reguläre Ausschreibungsvolumen angerechnet werden. Nach § 28a Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe c sollen die im selben Kalenderjahr in Resilienzausschreibungen ausgeschriebenen Gebotsmengen von den regulären Ausschreibungsmengen nach § 28a Absatz 2 abgezogen werden. Dadurch entsteht kein zusätzlicher Ausbauimpuls. Der BEE empfiehlt daher, die Anhebung auf 14 GW sowie den erweiterten Nachholmechanismus beizubehalten, Resilienzausschreibungen jedoch zusätzlich und nicht zulasten der regulären Ausschreibungsvolumina auszugestalten. § 28a Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe c sollte

entsprechend gestrichen werden. Die Resilienzausschreibungen müssen zusätzlich zu dem jährlichen regulären Ausschreibungsvolumen von 14 GW wirken.

Nur durch diese Zusätzlichkeit kann gewährleistet werden, dass die industrie- und resilienzpolitischen Ziele der Resilienzausschreibungen verfolgt werden, ohne das für die Erreichung der PV-Ausbauziele erforderliche reguläre Ausschreibungsvolumen zu reduzieren. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass zusätzliche qualitative Anforderungen zu einer geringeren Beteiligung oder zu Unterzeichnungen der Resilienzausschreibungen führen können. Nicht bezuschlagte Mengen dürfen daher nicht dauerhaft für den Ausbau verloren gehen. Die grundsätzliche Ausgestaltung der Resilienzausschreibungen wird in den Kapiteln zu § 28e und § 88d behandelt.

4.3 Änderungen im §28b – Ausschreibungsvolumen von Solaranlagen des zweiten Segments

Der Entwurf sieht vor, das Ausschreibungsvolumen für Solaranlagen des zweiten Segments ab 2027 bis einschließlich 2032 hinaus fortzuschreiben und die Ausschreibungsmenge von heute 2.300 MW/a (Solarpaket) auf zukünftig auf 1.500 MW abzusenken. Zudem wird das Ausschreibungsvolumen ab dem Jahr 2028 um die im Vorjahr außerhalb der Ausschreibungen zugebaute Leistung von Solaranlagen des zweiten Segments mit mehr als 750 kW reduziert. Begründet wird die Absenkung mit einer stärkeren Verlagerung hin zu den kostengünstigeren Ausschreibungen des ersten Segments.

PV-Anlagen des zweiten Segments haben bauartbedingt (auf Gebäuden) meist einen hohen Eigenverbrauch ohne Netznutzung der sich durch Lastflexibilisierung und Stromspeicher weiter im Hinblick auf die Systemkosten optimieren lässt. Die Anlagen fallen bereits heute unter die Direktvermarktungspflicht. Daher haben diese Anlagen ein hohes Potenzial zur Reduzierung der Stromsystemkosten.

Der BEE bewertet die Absenkung des Ausschreibungsvolumens daher kritisch. Nicht bezuschlagte Mengen des zweiten Segments werden nach § 28a Absatz 3 Nummer 1 Buchstabe a Doppelbuchstabe bb im Folgejahr bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments berücksichtigt die Einstufung der Anlagen in die bestehenden Segmente und die jeweiligen segmentspezifischen Ausschreibungsbedingungen müssen jedoch beibehalten werden. Die Absenkung auf 1.500 MW sollte zurückgenommen und das bisherige Ausschreibungsvolumen für Solaranlagen des zweiten Segments beibehalten werden. Das Ausschreibungsvolumen des zweiten Segments sollte so bemessen werden, dass dessen eigenständiger Beitrag zu Eigenverbrauch, netznaher Erzeugung und Systemintegration erhalten bleibt.

4.4 Änderungen im §28c – Ausschreibungsvolumen von Biomasse

Der Entwurf sieht vor, das Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen ab 2027 in den Jahren 2027 bis 2030 leicht anzuheben auf 1.000 MW pro Jahr in 2027 und 2028 bzw. 750 MW im Jahr 2029 und 2030. Für 2031 und 2032 liegt das Ausschreibungsvolumen weiterhin bei 500 MW pro Jahr. Damit wird das Ausschreibungsvolumen zunächst angehoben, ab dem Jahr 2029 jedoch schrittweise wieder reduziert. Die Fortschreibung der Ausschreibungen bis 2032 ist zwar grundsätzlich positiv, der abschmelzende Ausschreibungspfad bleibt jedoch deutlich hinter dem erforderlichen Bedarf zurück. Zur Stabilisierung der Stromerzeugung aus Biomasse und zur Flexibilisierung des Anlagenbestands wäre nach Einschätzung der Bioenergieverbände und des BEE ein Ausschreibungsvolumen von 2.500 MW pro Jahr bis 2032 erforderlich. Gerade flexible Biomasseanlagen leisten einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Solar. Der BEE weist darauf hin, dass allein durch die Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands kurzfristig 12 GW gesicherte flexible erneuerbare Leistung bereitgestellt werden könnten. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass die Flexibilisierung bestehender Bioenergieanlagen voraussichtlich schneller und deutlich kostengünstiger zur Bereitstellung gesicherter Leistung beitragen kann als der Neubau von Kraftwerken nach dem StromVKG. Ein erheblicher Teil der erforderlichen Anlagen-, Netzanschluss- und Standortinfrastruktur ist bereits vorhanden, während neue Kraftwerke zunächst geplant, genehmigt und errichtet werden müssen.

Positiv ist, dass sich das Ausschreibungsvolumen ab dem Jahr 2028 um die Mengen erhöht, für die im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr keine Zuschläge erteilt werden konnten.

Der BEE empfiehlt daher, **den abschmelzenden Ausschreibungspfad nicht umzusetzen und § 28c Abs. 2 EEG auf ein Volumen von mindestens 2.500 MW pro Jahr anzuheben**. Die pauschale Begründung, Bioenergie werde künftig verstärkt in anderen Sektoren benötigt, rechtfertigt keine schrittweise Reduzierung der Ausschreibungsmengen. Insbesondere eine angenommene vorrangige stoffliche Nutzung von Biomasse ist kein sachgerechter Grund, die flexible und systemdienliche Stromerzeugung aus Biomasse zurückzuführen. Die Verteilung der verfügbaren Biomasse auf die unterschiedlichen Nutzungspfade sollte vielmehr anhand ihrer jeweiligen Klimaschutz-, Effizienz- und Systemwirkungen erfolgen.

4.5 Streichung des § 28d – Biomethanausschreibungen

Der Entwurf sieht die vollständige Streichung der bisherigen Ausschreibungen für hochflexible Biomethan-Blockheizkraftwerke vor. Der BEE lehnt diese Streichung ab und hält die im Entwurf genannten Argumente, die angeblich für eine Streichung sprechen, nicht für stichhaltig.

Die Streichung wird zum einen damit begründet, Biomethan würde zukünftig in anderen Sektoren benötigt. Auch wenn der BEE zustimmt, dass Biomethan als wertvolle Ressource in vielen Sektoren eine Rolle spielen kann, so stellt die Nutzung als Flexibilitätsoption im Stromsektor aus Systemsicht eine sehr hochwertige Nutzungsform dar. Biomethan kann im Gasnetz über viele Monate gespeichert werden und stellt deshalb eine hervorragende Möglichkeit darstellt, den Schwerpunkt der Biogasverstromung auf die Wintermonate zu

verlagern. Darüber hinaus ist es eine hervorragende und kostengünstige Alternative zu dem noch knapperen Wasserstoff.

Darüber hinaus würde eine Streichung der Biomethan-Ausschreibung im aktuellen Marktumfeld zu keiner Nutzung in anderen Sektoren, sondern lediglich in einer Stilllegung von Biomethaneinspeiseanlagen. Denn der Biomethanmarkt ist aktuell durch ein Überangebot geprägt, das sich in den nächsten Jahren noch verschärfen wird, wenn die EEG-Vergütung für die bestehenden Biomethan-BHKW endet und das Biomethan wieder auf den Markt kommt. Diese Mengen können im Übrigen auch nicht von der geplanten Grüngasquote im Wärmebereich aufgenommen werden, die bestenfalls in den 2030er Jahren zu einem signifikanten Anstieg der Biomethannachfrage führt.

Der BEE empfiehlt daher, die Streichung der Biomethan-Ausschreibungen zurückzunehmen.

4.6 Änderungen im §28e – Ausschreibungsvolumen von Resilienzausschreibungen

Der Entwurf fasst die Ausschreibungsregelungen für Resilienzausschreibungen neu und sieht hierfür getrennte Gebotstermine für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen des ersten Segments vor. Für die Jahre 2027 bis 2032 ist ein jährliches Ausschreibungsvolumen von 4 GW vorgesehen, davon 3,5 GW für Windenergie an Land und 0,5 GW für Solaranlagen des ersten Segments. Für Windenergie an Land findet die Resilienzausschreibung im Jahr 2027 am 1. August und ab 2028 jeweils am 1. Februar statt. Für Solaranlagen des ersten Segments ist jeweils der 1. September vorgesehen.

Die Einführung von Resilienzausschreibungen ist als Instrument grundsätzlich positiv zu bewerten, da sie zur Stärkung europäischer Wertschöpfung, resilienter Lieferketten und strategischer Produktionskapazitäten beitragen kann. Die konkrete Ausgestaltung bleibt jedoch unzureichend, soweit die ausgeschriebenen NZIA-Mengen auf die regulären Ausschreibungsvolumina angerechnet werden. Dadurch entsteht kein zusätzlicher Ausbaupuls, vielmehr werden reguläre Mengen lediglich in ein anderes Ausschreibungssegment verschoben.

Der BEE fordert daher, die Resilienzausschreibungen zusätzlich zu den regulären Ausschreibungsvolumina durchzuführen. Die NZIA-Mengen dürfen weder bei Windenergie an Land nach § 28 EEG noch bei Solaranlagen des ersten Segments nach § 28a EEG von den regulären Ausschreibungsmengen abgezogen werden. Nur so stärken die Resilienzausschreibungen den Aufbau resilienter Lieferketten, ohne gleichzeitig die regulären Ausbaupfade zu schwächen.

Kritisch ist zudem die zeitliche Staffelung der Resilienzausschreibungen in der Übergangsphase. Die im Entwurf vorgesehene Übergangsrunde im August 2027 und der reguläre Termin im Februar 2028 folgen sehr kurzfristig aufeinander. Dies kann Projektierer, Hersteller, Zulieferer und Nachweisprozesse in der Anfangsphase erheblich belasten und den Wettbewerb unnötig verengen. Darüber hinaus sollte geprüft werden, ob die Bündelung des gesamten jährlichen Resilienzausschreibungsvolumens für Windenergie an Land auf einen einzigen Gebotstermin sachgerecht ist. Eine Verteilung auf beispielsweise zwei halbjährliche Termine könnte dazu beitragen, Ausschreibungs- und Realisierungsrisiken zu streuen und

Projektpipelines sowie Lieferketten gleichmäßiger auszulasten. Die Termine sollten zugleich so mit den regulären Ausschreibungen koordiniert werden, dass keine unnötige Ballung innerhalb kurzer Zeit entsteht. Der BEE empfiehlt daher, die Terminierung der ersten Resilienzausschreibungen praxistauglich auszugestalten und ausreichend Vorlauf für Gebotsvorbereitung, Nachweisführung und Lieferkettenaufbau sicherzustellen.

Für PV ist das vorgesehene Volumen von 0,5 GW zudem deutlich zu niedrig. Der BEE weist darauf hin, dass dies kein ausreichendes Signal für Investitionen in europäische Produktionskapazitäten setzt. Erforderlich ist daher ein verbindlicher Aufwuchspfad von 0,5 GW im Jahr 2027 über 0,75 GW im Jahr 2028, 1,0 GW im Jahr 2029, 1,5 GW im Jahr 2030 und 2,0 GW im Jahr 2031 auf 3,0 GW im Jahr 2032.

Der BEE empfiehlt daher, § 28e EEG beizubehalten, aber nachzuschärfen: Resilienzausschreibungen sollten zusätzlich zu den regulären Ausschreibungsvolumina wirken und für Solaranlagen des ersten Segments einen verbindlichen Aufwuchspfad auf bis zu 3,0 GW im Jahr 2032 vorsehen. Bei PV sollten zudem auch systemdienliche Speicher- und Innovationsaspekte berücksichtigt werden. Die PV-Resilienzausschreibungen sollten zugleich so weiterentwickelt werden, dass sie neben der industriepolitischen Resilienz auch Anreize für systemdienliche PV-Speicher-Kombinationen setzen. Dabei sollten die positiven Ansätze der bisherigen Innovationsausschreibungen aufgegriffen werden, ohne deren starres Ausschließlichkeitsprinzip fortzuführen. Resilienz- und Innovationsanforderungen können so in einem wettbewerblichen Ausschreibungssegment miteinander verbunden werden.

4.7 Änderungen im §§28f und 28g – Ausschreibungsvolumen im Rahmen von wasserstoffbasierten Konzepten

Der Entwurf sieht die vollständige Streichung der bisherigen Ausschreibungsregelungen für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung sowie für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff vor. Begründet wird dies damit, dass die entsprechenden Ausschreibungssegmente bislang nicht umgesetzt wurden und künftig nicht mehr umgesetzt werden sollen.

Dies ist kritisch zu bewerten, soweit die Streichung die Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff betrifft. Grüner Wasserstoff ist ein zentraler Baustein für ein dekarbonisiertes Stromsystem, da er flexibel gespeichert, zur Rückverstromung genutzt und zur Versorgungssicherheit in Zeiten geringer Wind- und Solarstromproduktion beitragen kann. Die ersatzlose Streichung der entsprechenden Ausschreibungsregelungen sendet daher ein falsches Signal für den Hochlauf von Wasserstoff und begrenzt die Entwicklung notwendiger Flexibilitätsoptionen.

Bei innovativen Konzepten ist demgegenüber differenziert zu bewerten: Die bisherige Ausgestaltung mag Defizite aufgewiesen haben, insbesondere mit Blick auf das strenge Ausschließlichkeitsprinzip. Daraus folgt jedoch nicht, dass innovative Ausschreibungssegmente vollständig gestrichen werden sollten.

Der BEE empfiehlt daher, die Streichung der Regelungen zu grünem Wasserstoff zurückzunehmen und jedenfalls einen geeigneten Förder- und Ausschreibungsrahmen für systemdienliche wasserstoffbasierte Speicher- und Rückverstromungskonzepte zu erhalten. Innovative Konzepte sollten nicht ersatzlos gestrichen, sondern praxistauglich weiterentwickelt werden. Die verordnungstechnische Ausgestaltung und die Anschlusslösung für Innovationsausschreibungen werden in §§ 93/96 behandelt.

4.8 Änderungen im §36b – Höchstwert für Windenergieanlagen an Land

Der BEE bewertet die vorgesehene Festschreibung des Höchstwerts für Windenergieanlagen an Land für das Jahr 2027 grundsätzlich positiv. Eine gesetzliche Festlegung schafft frühzeitig Klarheit für das kommende Ausschreibungsjahr und trägt damit zur Planungs- und Investitionssicherheit bei.

Kritisch zu bewerten ist jedoch die Fortführung des pauschalen Degressionsmechanismus. Die Erfahrungen der vergangenen Jahre zeigen, dass die Bundesnetzagentur ihre Festlegungskompetenz wiederholt nutzen musste, um die Höchstwerte an die tatsächlichen Kostenentwicklungen und Wirtschaftlichkeitsbedingungen anzupassen. Dies verdeutlicht, dass eine starre jährliche Absenkung der Höchstwerte den realen Marktbedingungen nicht gerecht wird. Nach dem Entwurf soll die Degression für den neu festgelegten Höchstwert ab dem 1. Januar 2028 beginnen.

Gerade angesichts weiterhin angespannter Lieferketten, gestiegener Finanzierungskosten und hoher Projektentwicklungskosten ist eine pauschale Degression nicht sachgerecht. Sie kann dazu führen, dass wirtschaftlich sinnvolle Projekte nicht mehr erfolgreich an Ausschreibungen teilnehmen können und damit dringend benötigter Ausbau verzögert wird.

Der BEE empfiehlt daher, den Höchstwert für 2027 beizubehalten, den Degressionsmechanismus in § 36b Abs. 2 EEG jedoch zu streichen und stattdessen eine flexible Anpassung an tatsächliche Markt- und Kostenentwicklungen sicherzustellen.

4.9 Änderungen im §36d – Begrenzung von Entgelten zur Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land

Der Entwurf sieht mit dem neuen § 36d erstmals eine Begrenzung der Entgelte vor, die Anlagenbetreiber für die Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land zahlen. Erfasst werden neben den eigentlichen Anlagenstandorten auch Grundstücke für Nebenanlagen innerhalb eines Umkreises von 2.500 Metern sowie bauordnungsrechtliche Abstandsflächen. Die Summe aller relevanten Entgelte soll im Jahr der Inbetriebnahme und in den folgenden 19 Kalenderjahren höchstens 3,5 Prozent des Produkts aus dem vor Inbetriebnahme ermittelten jährlich erzielbaren Standortertrag und dem jeweils maßgeblichen anzulegenden Wert betragen. Vor der Inbetriebnahme geleistete Einmal- und laufende Zahlungen werden gleichmäßig auf diese 20 Kalenderjahre verteilt. Die Regelung soll grundsätzlich für Anlagen gelten, deren anzulegender Wert in einem Gebotstermin ab dem 1. Januar 2028 ermittelt wird.

Der BEE bewertet die vorgeschlagene Ausgestaltung äußerst kritisch. Das Ziel, überhöhten Flächenentgelten entgegenzuwirken und dadurch die Projekt- und Förderkosten zu begrenzen, ist grundsätzlich nachvollziehbar. Die vorgesehene pauschale Obergrenze von lediglich 3,5

Prozent erscheint jedoch deutlich zu niedrig und wird den unterschiedlichen regionalen Grundstücksmärkten, Standortbedingungen und Projektstrukturen nicht gerecht. Gerade in Regionen mit knappen verfügbaren Flächen, kleinteiligen Eigentumsstrukturen oder umfangreichen Poolmodellen kann die vorgesehene Grenze die Flächensicherung erheblich erschweren und damit den Windenergieausbau bremsen. Problematisch ist insbesondere die Einbeziehung sämtlicher Zahlungen, die bereits vor dem Jahr der Inbetriebnahme geleistet wurden. Windenergieprojekte benötigen regelmäßig einen langen Planungs- und Genehmigungsvorlauf. Grundstücke, Abstandsflächen, Leitungsrechte und Zuwegungen müssen daher oftmals viele Jahre vor der Inbetriebnahme vertraglich gesichert und hierfür Reservierungs-, Options- oder sonstige Nutzungsentgelte gezahlt werden. Diese Zahlungen sind keine überhöhten Gewinnbeteiligungen, sondern häufig notwendige Projektentwicklungskosten. Ihre pauschale Verteilung auf das Jahr der Inbetriebnahme und die folgenden 19 Jahre reduziert den verbleibenden Spielraum für die laufenden Grundstücksentgelte und berücksichtigt weder die Länge noch die Risiken der Entwicklungsphase angemessen.

Zudem ist die im Referentenentwurf noch enthaltene ausdrückliche Klarstellung, dass Schadensersatzansprüche der Grundstückseigentümer und sonstigen Nutzungsberechtigten keine Entgelte im Sinne von § 36d sind, aus dem Gesetzestext gestrichen worden und findet sich nur noch in der Gesetzesbegründung. Der BEE fordert, diese Klarstellung aus Gründen der Rechtssicherheit wieder in den Normtext aufzunehmen.

Unverhältnismäßig ist insbesondere die vorgesehene Rechtsfolge nach § 53a. Bei einer Überschreitung soll der Anlagenbetreiber 50 Euro je Kilowatt installierter Leistung und Kalenderjahr an den Netzbetreiber zahlen. Die Höhe der Zahlung richtet sich damit nicht nach dem Umfang der Überschreitung. Schon eine geringfügige oder auf einer unklaren Zuordnung beruhende Überschreitung löst dieselbe leistungsbezogene Zahlung aus wie eine erhebliche Überschreitung. Die Zahlung fällt zudem grundsätzlich auch in den Folgejahren an, bis die Einhaltung durch ein Wirtschaftsprüfertestat nachgewiesen wird.

Der BEE verschließt sich einer sachgerechten Debatte über überhöhte Grundstücksentgelte und deren Auswirkungen auf Projekt- und Förderkosten nicht. Ein Eingriff in langfristige Grundstücksnutzungsverträge und die Vertragsfreiheit muss jedoch empirisch fundiert, verhältnismäßig und gemeinsam mit Projektierern, Anlagenbetreibern, Grundstückseigentümern, Kommunen und Finanzierern entwickelt werden. Erforderlich wären insbesondere eine realistische und regional differenzierte Obergrenze, eine angemessene Behandlung notwendiger Zahlungen während der Projektentwicklungsphase, klare Abgrenzungen der erfassten Grundstücksnutzungen, ein wirksamer Mechanismus zur Anpassung bestehender Verträge sowie eine Rechtsfolge, die sich am tatsächlichen Umfang einer Überschreitung orientiert.

Der BEE empfiehlt daher, § 36d und die korrespondierende Zahlungspflicht nach § 53a in der vorliegenden Form nicht einzuführen. Das Thema kann und sollte aufgegriffen werden, bedarf aber einer umfassend geprüften, rechtssicheren und praxistauglichen Regelung. Ein derart weitreichender Eingriff darf nicht als regulatorischer Schnellschuss erfolgen. Für eine detaillierte Bewertung des Vorschlags verweisen wir auf die Stellungnahme des BWE.

4.10 Änderungen im §36h – Anzulegender Wert für Wind Onshore

Der Entwurf führt ein regional stärker differenziertes Referenzertragsmodell ein. Neben der Südregion werden die neue Küstenregion und die Region Mitte-Nord definiert. Für die Küstenregion wird die Kompensation auf eine Standortgüte von mindestens 80 Prozent und einen maximalen Korrekturfaktor von 1,16 und für die Region Mitte-Nord auf mindestens 70 Prozent und einen maximalen Korrekturfaktor von 1,29 begrenzt. Für sonstige Anlagen, also Windenergieanlagen, die keiner der drei in Anlage 4 definierten Regionen zugeordnet sind, gilt eine Untergrenze von 60 Prozent und ein maximaler Korrekturfaktor von 1,42. Liegt die tatsächliche Standortgüte darunter, erfolgt keine weitergehende Kompensation der Mindererträge über den jeweils geltenden maximalen Korrekturfaktor hinaus.

Die Zuordnung zu den drei Regionen erfolgt ausschließlich anhand der in Anlage 4 ausdrücklich aufgeführten Gebietskörperschaften. Landkreise und kreisfreie Städte, die dort keiner Region zugeordnet sind, fallen damit unter die Kategorie der sonstigen Anlagen. Dies betrifft insbesondere sämtliche Standorte in Berlin, Sachsen und Thüringen sowie die nicht ausdrücklich aufgeführten Gebietskörperschaften weiterer Länder. Für diese Standorte gilt die Untergrenze von 60 Prozent mit einem maximalen Korrekturfaktor von 1,42.

Für Windenergieanlagen, deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins vor dem 1. Januar 2029 ermittelt wird, sieht der Entwurf Übergangsregelungen vor. In der Küstenregion gilt zunächst eine Untergrenze von 70 Prozent mit einem maximalen Korrekturfaktor von 1,29. In der Region Mitte-Nord gilt zunächst eine Untergrenze von 60 Prozent mit einem maximalen Korrekturfaktor von 1,42. Erst für spätere Gebotstermine greifen dort die strengerer Untergrenzen von 80 beziehungsweise 70 Prozent.

Der BEE bewertet diese regionalen Untergrenzen kritisch. Sie können dazu führen, dass Projekte mit genehmigungsrechtlichen Abschaltungen, Abschattungseffekten oder anderen standortspezifischen Einschränkungen nicht mehr ausreichend wirtschaftlich abgebildet werden. Die pauschalen Untergrenzen können damit wirtschaftlich und systemisch sinnvolle Projekte verhindern und den Ausbau der Windenergie an Land gefährden. Die kreisscharfe Zuordnung in Anlage 4 und die daraus folgende Auffangzuordnung aller nicht genannten Gebietskörperschaften zu den sonstigen Anlagen müssen daher transparent begründet und auf ihre sachgerechte Abbildung der tatsächlichen Windhöflichkeit und der standortspezifischen Projektbedingungen überprüft werden.

Positiv ist demgegenüber, dass der Korrekturfaktor für Standorte in der Südregion mit einer Standortgüte von 50 Prozent oder weniger von 1,55 auf 1,65 angehoben wird. Windenergieanlagen im Süden sind für eine regional ausgewogene Energiewende besonders wichtig. Sie erzeugen Strom näher an großen Verbrauchsschwerpunkten, können den Netzausbau entlasten und insbesondere Redispatch- und weitere Stromsystemkosten reduzieren.

Positiv zu bewerten ist auch die eigenständige Regelung für Flugwindenergieanlagen im neuen Absatz 3a. Danach wird für Flugwindenergieanlagen an Land ohne gesonderten Nachweis ein Gütefaktor von 50 Prozent angenommen, auch außerhalb der Südregion. Diese Privilegierung gilt nicht mehr für Flugwindenergieanlagen, deren anzulegender Wert in einem Gebotstermin

nach dem 31. Dezember des Jahres ermittelt wird, in dem die installierte Gesamtleistung aller Flugwindenergieanlagen bis zum Ablauf des 30. September erstmals 50 MW überschritten hat, und schafft damit einen sachgerechten, begrenzten Rahmen für erste Markterfahrungen mit dieser neuen Technologie. Inhaltlich wird die bereits bestehende Sonderregelung im Wesentlichen unverändert in § 36h Absatz 3a überführt.

Der BEE empfiehlt daher, die Anhebung des Korrekturfaktors für 50-Prozent-Standorte in der Südregion sowie die Sonderregelung für Flugwindenergieanlagen beizubehalten, die vorgesehenen regionalen Untergrenzen jedoch so auszugestalten, dass sie den Ausbau wirtschaftlich tragfähiger Windenergieprojekte nicht behindern. Für eine detaillierte fachliche Einordnung zur Neuausgestaltung des Referenzertragsmodells wird auf die Stellungnahme des Bundesverbands WindEnergie verwiesen.

4.11 Änderungen im §36i – Dauer der Zahlungspflichten für Windenergieanlagen an Land

Der Entwurf sieht vor, die Frist für den spätestmöglichen Beginn des Zahlungszeitraums für Windenergieanlagen an Land von 30 auf 36 Monate zu verlängern. Damit wird § 36i EEG an die bereits verlängerte Realisierungsfrist nach § 36e EEG angepasst. Diese Angleichung ist grundsätzlich positiv zu bewerten, da sie Wertungswidersprüche zwischen Realisierungsfrist, Pönalfrist und Beginn des Zahlungszeitraums reduziert.

Gleichwohl greift die Regelung zu kurz. Bei verlängerten Realisierungsfristen besteht weiterhin das Problem, dass die 20-jährige Zahlungsdauer bereits beginnt, obwohl das Projekt aufgrund nicht zu vertretender Verzögerungen noch nicht realisiert ist und kein Strom eingespeist werden kann. Dies führt faktisch zu einer Verkürzung des Förderzeitraums und damit zu einer Teilentwertung des Zuschlags.

Die Anpassung sollte zudem nicht allein für Windenergieanlagen an Land gelten. Auch PV-Projekte sind zunehmend von Verzögerungen betroffen, insbesondere durch lange Lieferzeiten bei Transformatoren und Netzanschlusstechnik. Zwar können PV-Anlagen teilweise formal ohne Netzanschluss in Betrieb genommen werden. In diesen Fällen beginnt jedoch bereits der Förderzeitraum, ohne dass Strom eingespeist werden kann. Dies verursacht erhebliche wirtschaftliche Nachteile und sollte durch eine entsprechende Fristregelung auch für PV-Anlagen adressiert werden.

Der BEE empfiehlt daher, die Verlängerung in § 36i EEG-E grundsätzlich beizubehalten, sie aber systematisch weiterzuentwickeln. Eine Fristverlängerung darf nicht dazu führen, dass sich der effektive Förderzeitraum verkürzt. Zudem sollten vergleichbare Anpassungen auch für PV-Anlagen vorgesehen werden, insbesondere bei nachweisbaren Verzögerungen durch Netzanschluss, Transformatoren oder Leistungselektronik.

4.12 Änderungen in § 36j – Zusatzgebote für Windenergieanlagen an Land

§ 36j ermöglicht Zusatzgebote, wenn die installierte Leistung einer Windenergieanlage die ursprünglich bezuschlagte Gebotsmenge übersteigt. Durch die Streichung der Voraussetzung „nach deren Inbetriebnahme“ können Zusatzgebote künftig bereits während der Realisierungsphase, also nach dem ursprünglichen Zuschlag, aber noch vor der Inbetriebnahme, abgegeben werden. Dies ist etwa bei einem Wechsel des Anlagentyps oder einer Änderungsgenehmigung relevant.

Der BEE begrüßt diese Änderung. Sie erhöht die Flexibilität der Projektierer und ermöglicht es, Leistungssteigerungen, die sich bereits während der Projektumsetzung ergeben, frühzeitig und rechtssicher in das Ausschreibungssystem einzubeziehen. Die Änderung sollte daher beibehalten werden.

4.13 Änderungen in § 37 – Gebote für Solaranlagen des ersten Segments

§ 37 regelt insbesondere die zulässigen Standorte und die zusätzlichen Anforderungen an Gebote für Solaranlagen des ersten Segments. Der Entwurf übernimmt diese Vorgaben weitgehend und nimmt einzelne Klarstellungen zu den Flächen- und Naturschutzkriterien vor. Materiell bedeutsam ist vor allem der neue Projektbezug: Die Solaranlage muss bereits vor der Gebotsabgabe als Projekt im Marktstammdatenregister registriert werden. Die entsprechende MaStR-Nummer ist im Gebot anzugeben. Damit wird als Folge der Abschaffung des bislang nachgelagerten Zahlungsberechtigungsverfahrens der Projektbezug in die Phase vor der Gebotsabgabe verlagert.

Unverändert bleibt die maximale Gebotsmenge nach § 37 Absatz 3 auf 50 MW begrenzt. Der BEE empfiehlt, diese Grenze auf 100 MW anzuheben. Dadurch können größere, einheitlich geplante Solarprojekte in einem Gebot abgebildet und künstliche Aufteilungen in mehrere Gebote vermieden werden. Dies reduziert den Verfahrens- und Transaktionsaufwand und erleichtert die effiziente Realisierung größerer PV-Projekte. Korrespondierend ist auch die in § 38 Absatz 1 Nummer 2 geregelte Höchstgrenze der installierten Leistung von 50 MW auf 100 MW anzuheben.

Der damit verbundene Abbau nachgelagerter Bürokratie ist grundsätzlich zu begrüßen. Kritisch ist jedoch, dass der Zuschlag bereits bei Gebotsabgabe stärker einem konkreten Projekt zugeordnet wird. In der bisherigen Praxis war es hilfreich, Zuschläge auf andere, schnelle realisierungsfähige Projekte übertragen und dadurch fortgeschrittene Projekte vorziehen zu können. Der neue Projektbezug darf diese sinnvolle Flexibilität nicht unnötig einschränken.

Für die Bewertung der konkreten Rechtsfolgen bei einer Realisierung auf anderen als den im Gebot angegebenen Flurstücken ist insbesondere auf die Regelungen in § 37e und § 38 zu verweisen. Dort ist auch zu klären, unter welchen Voraussetzungen eine Anlage „zumindest teilweise“ auf den ursprünglich angegebenen Flurstücken errichtet sein muss. Diese Fragen werden in den nachfolgenden Abschnitten gesondert bewertet.

4.14 Änderungen im §37d –Besondere Solaranlagen des ersten Segments

Der Entwurf sieht vor, § 37d EEG und damit das bisherige Untersegment für besondere Solaranlagen des ersten Segments zu streichen. Betroffen sind davon Agri-PV, Parkplatz-PV, Floating-PV und Moor-PV. Begründet wird die Streichung mit dem Ziel, das Fördersystem zu vereinheitlichen und zu verschlanken. Künftig sollen sämtliche besonderen Solaranlagen unter denselben Bedingungen wie klassische Freiflächenanlagen an den Ausschreibungen des ersten Segments teilnehmen. Zugleich entfällt der gesonderte Höchstwert für besondere Solaranlagen nach § 37b Absatz 2. Als teilweisen Ausgleich sieht der neue § 38a eine Erhöhung des anzulegenden Werts um 0,5 Cent pro Kilowattstunde für hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen und Moor-PV-Anlagen vor. Parkplatz-PV- und Floating-PV-Anlagen erhalten dagegen keinen entsprechenden Aufschlag.

Diese Streichung ist sehr kritisch zu bewerten. Besondere Solaranlagen leisten einen eigenständigen Beitrag zur Energiewende, weil sie Flächenkonkurrenzen reduzieren, Mehrfachnutzungen ermöglichen und neue Akzeptanzpotenziale erschließen. Dies gilt insbesondere für Agri-PV, die Landwirtschaft und Solarstromerzeugung kombiniert. Das Untersegment ist essenziell, um den Hochlauf dieser innovativen Anlagentypen zu ermöglichen und Kostensenkungen durch Skalierungseffekte zu erreichen.

Der pauschale Bonus von 0,5 Cent pro Kilowattstunde kann die Mehrkosten hochaufgeständerter Agri-PV- und Moor-PV-Anlagen nur teilweise kompensieren. Gleichzeitig verschlechtert der Wegfall des eigenen Untersegments und des gesonderten Höchstwerts die Wettbewerbsbedingungen für diese Technologien erheblich. Sie müssen künftig unmittelbar mit regelmäßig kostengünstigeren klassischen Freiflächenanlagen konkurrieren. Für Parkplatz- und Floating-PV verschärft sich die Situation zusätzlich, da diese trotz ihrer besonderen Kostenstrukturen überhaupt keinen Aufschlag erhalten.

Die ersatzlose Streichung würde zudem das Vertrauen in die gesetzgeberische Verlässlichkeit beeinträchtigen. Nach dem Solarpaket I sind bereits zahlreiche Unternehmen in Erwartung einer beihilferechtlichen Genehmigung in Vorleistung gegangen. Eine Streichung des Untersegments würde diese Investitionen entwerten und die Entwicklung eines jungen Marktsegments erheblich zurückwerfen.

Der BEE empfiehlt daher, § 37d EEG nicht zu streichen, sondern das Untersegment für besondere Solaranlagen beizubehalten und weiterzuentwickeln. Dafür sollte das Ausschreibungsvolumen für besondere Solaranlagen erhöht und über einen verlässlichen Aufwuchspfad abgesichert werden. Vorgeschlagen wird insbesondere, die im Solarpaket I vorgesehenen Volumina für 2027 und 2028 beizubehalten und anschließend sukzessive auf 3,2 GW im Jahr 2032 anzuheben. Auch der gesonderte Höchstwert nach § 37b Absatz 2 sollte erhalten bleiben. Der Bonus von 0,5 Cent pro Kilowattstunde kann das Untersegment und den eigenen Höchstwert lediglich ergänzen, aber nicht ersetzen. Zudem sollte eine angemessene Berücksichtigung der Mehrkosten von Parkplatz- und Floating-PV sichergestellt werden.

4.15 Änderungen im §37e – Erlöschen von Zuschlägen für Solaranlagen des ersten Segments

§ 37e wird als Folge der Abschaffung des besonderen Zahlungsberechtigungsverfahrens neu gefasst. Der Zuschlag erlischt künftig 24 Monate nach seiner öffentlichen Bekanntgabe, soweit die Solaranlagen bis dahin nicht zumindest teilweise auf den im Gebot angegebenen Flurstücken in Betrieb genommen worden sind. Die bisherige zusätzliche Frist von 26 Monaten für die Beantragung der Zahlungsberechtigung entfällt.

Der Wegfall der gesonderten Antragsfrist ist zu begrüßen. Künftig reicht grundsätzlich die fristgerechte Inbetriebnahme zumindest teilweise auf den im Gebot angegebenen Flurstücken aus. Damit wird verhindert, dass ein bereits innerhalb von 24 Monaten realisiertes Projekt allein wegen eines versäumten Antrags auf Zahlungsberechtigung seinen Zuschlag verliert und zusätzlich eine Pönale auslöst. Das Verfahrensrisiko für die Bieter wird dadurch reduziert.

Klärungsbedürftig bleibt allerdings, welcher Umfang für eine „zumindest teilweise“ erfolgte Inbetriebnahme auf den angegebenen Flurstücken erforderlich ist. Da diese Voraussetzung unmittelbar über das Erlöschen des Zuschlags entscheidet, sollte eindeutig geregelt werden, ob bereits ein geringfügiger Anlagenteil ausreicht oder ein bestimmter Anteil der installierten Leistung auf den angegebenen Flurstücken errichtet werden muss. Die Regelung sollte dabei ausreichend Flexibilität für notwendige Projektanpassungen erhalten. Für die weitergehenden Auswirkungen einer abweichenden Flurstücksnutzung auf den Zahlungsanspruch ist auf § 38 zu verweisen.

4.16 Änderungen in §38 – Besondere Zahlungsbestimmungen für Solaranlagen des ersten Segments

Der neue § 38 ersetzt das bisherige Zahlungsberechtigungsverfahren durch unmittelbar geltende Voraussetzungen für den Zahlungsanspruch. Ein Anspruch besteht insbesondere nur, wenn der Anlagenstandort zumindest teilweise mit den im Gebot angegebenen Flurstücken übereinstimmt, die jeweils zulässige Flächenkategorie eingehalten wird und die installierte Leistung 50 MW nicht überschreitet. Daneben werden weitere Anforderungen, etwa zu Naturschutzflächen und ökologischen Mindestkriterien, unmittelbar in § 38 übernommen. Ein gesonderter Antrag auf Erteilung einer Zahlungsberechtigung ist künftig nicht mehr erforderlich.

Klarstellungsbedarf besteht zudem beim Wortlaut des § 38 Absatz 1. Während der Referentenentwurf den Zahlungsanspruch nur entfallen ließ, „soweit“ die installierte Leistung 50 MW überschreitet, besteht der Anspruch nach dem Regierungsentwurf nur noch, „wenn“ die Leistung 50 MW nicht überschreitet. Nach dem Wortlaut entfielen damit bei einer Überschreitung der gesamte Zahlungsanspruch und nicht nur der Anspruch für die überschießende Leistung. Zudem ist § 38 Absatz 1 Nummer 4 so gefasst, dass er als Voraussetzung gelesen werden kann, wonach sich sämtliche Anlagen auf Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 1 oder 2 befinden müssen. Der BEE fordert, beides klarzustellen.

Der Wegfall des zusätzlichen Zahlungsberechtigungsverfahrens ist als Bürokratieabbau grundsätzlich zu begrüßen. Kritisch ist jedoch die damit verbundene stärkere Bindung des Zuschlags an das ursprünglich benannte Projekt. Nach bisherigem Recht konnten Bieter ihre

Anlagen unter Verringerung des anzulegenden Werts an einem anderen Standort errichten und die Gebotsmenge eines Zuschlags auf mehrere Anlagenstandorte aufteilen. Dadurch war es möglich, schneller realisierungsfähige Projekte vorzuziehen und bezuschlagte Mengen zeitnah umzusetzen. Eine vollständige Nutzung der bezuschlagten Gebotsmenge auf ausschließlich anderen Flurstücken ist künftig nicht mehr möglich. Diese in der Praxis nützliche Flexibilität sollte nicht ohne eine geeignete Ersatzregelung entfallen.

Zudem muss gesetzlich präzisiert werden, was unter einer nur „teilweisen“ Übereinstimmung mit den im Gebot angegebenen Flurstücken zu verstehen ist. Es bleibt offen, ob bereits einzelne Module auf einem ursprünglich angegebenen Flurstück ausreichen oder ob dort ein bestimmter Anteil der bezuschlagten Leistung errichtet werden muss. Diese Frage ist für Zahlungsanspruch und Finanzierung zentral und darf nicht der späteren Auslegung überlassen bleiben. Der BEE empfiehlt daher, einen eindeutigen und zugleich ausreichend flexiblen Mindestmaßstab festzulegen sowie Übertragungen auf andere, schneller realisierungsfähige Projekte weiterhin in einem begrenzten und transparenten Rahmen zuzulassen.

4.17 Änderungen in § 38a – Anpassung des anzulegenden Werts bei besonderen Solaranlagen

Der neue § 38a regelt nicht mehr das Zahlungsberechtungsverfahren, sondern einen Aufschlag auf den anzulegenden Wert für bestimmte besondere Solaranlagen. Hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen und Moor-PV-Anlagen erhalten einen Bonus von 0,5 Cent pro Kilowattstunde. Parkplatz-PV- und Floating-PV-Anlagen werden dagegen nicht berücksichtigt.

Die Anerkennung der höheren Kosten von Agri-PV- und Moor-PV-Anlagen ist grundsätzlich positiv. Der pauschale Bonus von 0,5 Cent pro Kilowattstunde kann deren Mehrkosten jedoch nur teilweise kompensieren. Nach Einschätzung der betroffenen Branchen wäre für hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen vielmehr ein Aufschlag in einer Größenordnung von etwa 2 Cent pro Kilowattstunde erforderlich, um die strukturellen Mehrkosten angemessen abzubilden. Gleichzeitig verschlechtern der Wegfall des eigenen Untersegments nach § 37d und des gesonderten Höchstwerts nach § 37b Absatz 2 die Wettbewerbsbedingungen erheblich, da die Anlagen unmittelbar mit kostengünstigeren klassischen Freiflächenanlagen konkurrieren müssen. Für Parkplatz- und Floating-PV ist die Regelung besonders unzureichend, da sie trotz ihrer erhöhten Kosten keinen Aufschlag erhalten.

Der BEE empfiehlt daher vorrangig, das bisherige Untersegment für besondere Solaranlagen einschließlich des gesonderten Höchstwerts beizubehalten. Sollte an der Streichung dennoch festgehalten werden, sollte der Aufschlag für hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen auf ein die tatsächlichen Mehrkosten angemessen abbildendes Niveau von etwa 2 Cent pro Kilowattstunde angehoben werden. Für Moor-, Parkplatz- und Floating-PV sollten ebenfalls technologiespezifisch angemessene Aufschläge vorgesehen werden. Der Bonus kann das bisherige Untersegment und den gesonderten Höchstwert lediglich ergänzen, aber nicht ersetzen. Im Übrigen wird auf die Bewertung zu § 37d verwiesen.

4.18 Änderungen im §38e – Höchstwerte für Solaranlagen des zweiten Segments

Der Entwurf sieht vor, den Höchstwert für Solaranlagen des zweiten Segments im Jahr 2027 auf 9,9 ct/kWh festzulegen. Dies ist positiv zu bewerten, da damit die geltende BNetzA Festlegung zum 01.01.2027 gesetzlich fortgeschrieben wird.

Die Fortschreibung trägt dazu bei, die Wirtschaftlichkeit von Dachanlagen im Ausschreibungssegment abzusichern. Dies ist gerade vor dem Hintergrund gestiegener Projekt-, Finanzierungs- und Netzanschlusskosten sachgerecht.

4.19 Änderungen im §39b – Höchstwert für Biomasseanlagen

Der Entwurf sieht vor, den Höchstwert für neue Biomasseanlagen bei 19,43 ct/kWh auf dem Niveau der derzeit geltenden Festlegung der Bundesnetzagentur festzuschreiben.

Gleichwohl ist die Festschreibung nicht ausreichend, um die gestiegenen Investitions- und Betriebskosten sowie neue ordnungsrechtliche Anforderungen angemessen abzubilden. Für den Neubau und den Weiterbetrieb vieler Biomasseanlagen bleiben die Ausschreibungsbedingungen damit weiterhin nicht hinreichend attraktiv. Sachgerecht wäre daher eine weitergehende Anhebung der gesetzlichen Höchstwerte.

Ergänzend verweist der BEE hinsichtlich des Maisdeckels auf die Ausführungen zu § 39i. Die Forderung nach Streichung des Maisdeckels, hilfsweise nach Anhebung auf mindestens 70% Masseprozent, wird dort im Zusammenhang mit den besonderen Zahlungsbestimmungen für Bioenergie begründet.

4.20 Änderungen im §39g – Einbeziehung bestehender Biomasseanlagen

Der Entwurf sieht mehrere Anpassungen bei den Ausschreibungen für bestehende Biomasseanlagen vor.

Höchstwert & Degression

Die Beibehaltung des Höchstwerts für bestehende Biomasseanlagen in Höhe von 19,83 ct/kWh (**§39g Abs. 5 Nr. 3**) ist als nicht ausreichend zu bewerten, da angesichts gestiegener Investitions-, Betriebs- und Substratkosten eine Anhebung sachgerecht wäre. Für den Weiterbetrieb und die Flexibilisierung bestehender Biomasseanlagen muss die Ermittlung Höchstwerte die tatsächlichen Kostenentwicklungen angemessen abbilden.

Kritisch zu bewerten ist die vorgesehene Erhöhung der Degression auf 1 Prozent pro Jahr. Gerade bei Biomasseanlagen ist angesichts steigender Kosten und zusätzlicher technischer

Anforderungen kein belastbarer Grund für eine pauschale Absenkung der Werte ersichtlich. Eine Degression kann die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen zusätzlich verschlechtern und sollte daher ausgesetzt oder bei 0,5% begrenzt werden (**§39g Abs. 5 Nr. 3**).

Streichung der Vergütungsobergrenze

Positiv ist demgegenüber die Streichung von **§ 39g Abs. 6** zu bewerten. Die bisherige Begrenzung des anzulegenden Werts auf den Durchschnitt der vorangegangenen drei Kalenderjahre führte zu Rechtsunsicherheiten und konnte insbesondere durch unterschiedliche Auslegung der Netzbetreiber zu sachlich nicht gerechtfertigten Ergebnissen führen. Die Streichung beseitigt diese Unsicherheit und verbessert die Planungssicherheit für Anlagenbetreiber. Die Begrenzungen des § 39g Abs. 6 sollten auch für bereits bezuschlagte Biomasseanlagen entfallen.

Zusatzgebote

Ergänzend sollte § 39g die Möglichkeit eines Zusatzgebots für bestehende Biomasseanlagen vorsehen. Viele Betreiber konnten bei ihrer ersten Ausschreibungsteilnahme ihr Flexibilisierungspotenzial noch nicht vollständig ausschöpfen, etwa wegen fehlender Übergangszeiten, noch nicht verfügbarer Netzanschlusskapazitäten oder noch nicht abgeschlossener Investitionsplanung. Ein Zusatzgebot würde es diesen Anlagen ermöglichen, zusätzliche flexible Leistung nachträglich in das Ausschreibungssystem einzubringen. Die grundsätzlichen Fragen zur Vergütungssystematik, zur Rückkehr von Betriebsviertelstunden zur Bemessungsleistung, zur Bagatellgrenze und zur Überbauung werden in § 39i behandelt.

Fazit § 39g

Der BEE empfiehlt daher, § 39g neben der Anpassung der Höchstwerte und der Streichung der bisherigen Begrenzung nach §39g Abs.6 um eine praxistaugliche Zusatzgebotsmöglichkeit für bestehende Biomasseanlagen zu ergänzen. Die weitergehenden Anforderungen an die Vergütungssystematik flexibler Biogasanlagen werden in § 39i dargestellt.

4.21 Änderungen im §39h – Dauer des Zahlungsanspruchs für Biomasseanlagen

Die meisten bestehenden Biogasanlagen, die in die Anschlussvergütung wechseln, müssen noch einmal umfassend in die Flexibilisierung investieren - meist mehrere Millionen Euro. Diese Investition kann oft nicht über einen Zeitraum von 12 Jahren amortisiert werden. Viele Anlagen, die Ende 2025 oder 2026 in den zweiten Zahlungszeitraum wechseln mussten bzw. müssen und noch nicht ausreichend flexibilisiert sind, haben zudem nicht einmal zwölf Jahre für die Amortisierung.

Der BEE empfiehlt daher, den **zweiten Zahlungszeitraum für Biomasseanlagen auf 15 Jahre zu verlängern**, auch für bereits bezuschlagten Anlagen.

4.22 Änderungen im §39i – Besondere Zahlungsbestimmungen für Bioenergie

Änderungen von § 39i Abs. 1 – Begrenzung des Einsatzes von Mais

Der Entwurf sieht vor, den sogenannten **Maisdeckel (§ 39i Abs. 1)** einheitlich auf 30 Prozent festzulegen. Dies ist in der Tendenz positiv zu bewerten. Allerdings sollten Vorgaben zum Substrateinsatz besser im landwirtschaftlichen Fachrecht geregelt werden. Dort werden bereits insbesondere Vorgaben zur Fruchtfolge normiert. Daher wäre es sachgerechter Vorgaben zum Maisdeckel ganz aus dem EEG zu streichen. Hilfsweise sollte der Maisdeckel mindestens auf 40 Masseprozent angehoben werden. Soweit die 30-Prozent-Schwelle erhalten bleibt, sollte sie aus Gründen der Bürokratiereduktion und der Bilanzierbarkeit von Rohgas jedenfalls auch auf Anlagen Anwendung finden, die im Bioenergiepaket 1 bezuschlagt wurden und noch nicht in Betrieb gegangen sind.

Änderungen von § 39i Abs. 2 – Höchstbemessungsleistung

Die Regelung, wonach Mengen oberhalb der Höchstbemessungsleistung keine Vergütung erhalten, ist neutral zu bewerten (**§ 39i Abs. 2**). Sie entspricht der bestehenden Systematik, sollte aber nicht dazu führen, dass flexible Fahrweisen oder systemdienliche Betriebsmodelle wirtschaftlich entwertet werden.

Änderungen von § 39i Abs. 2a – Begrenzung der Betriebsviertelstunden

Mit dem Biomassepaket wurde die Vergütungssystematik für Biogasanlagen in den Biomasse-Ausschreibungen grundsätzlich umgestaltet (**§ 39i Abs. 2a**): Weg von einer Begrenzung der vergütungsfähigen Strommenge pro Jahr („Bemessungsleistung“) hin zu einer Begrenzung der vergütungsfähigen Betriebsviertelstunden pro Jahr. Dies sollte größere Anreize für eine flexible Fahrweise der Biogasanlagen setzen. In der Praxis gab es insb. von Anlagenbetreibern und Direktvermarktern sehr große Bedenken gegen diese Begrenzung der vergütungsfähigen Betriebsviertelstunden, weil das System sehr starr ist und die Möglichkeit für die Betreiber stark eingrenzt, die Anlage hinsichtlich der anlagenindividuellen Gegebenheiten zu steuern. Vielfach wurden folgende Probleme kritisiert:

- Wartungsarbeiten oder technische Ausfälle bei Anlagen mit mehreren BHKW: Es gibt Zeiten, in denen z.B. aufgrund von notwendigen Revisionsarbeiten oder technischen Schäden ein BHKW nicht in Betrieb ist. Bei Anlagen, die sich aus mehreren BHKW zusammensetzen, kann dann nur ein Teil ihrer maximalen Erzeugungsleistung erreicht und nur ein Teil der EEG-Vergütung beansprucht werden. Trotzdem werden diese Zeiten voll auf die maximale Zahl der vergütungsfähigen Betriebsviertelstunden angerechnet. Kritisch ist dies besonders dann, wenn ein BHKW (z.B. auch aufgrund von Lieferengpässen oder Fachkräftemangel) längere Zeit nicht zur Verfügung steht.
- **An- und Abfahrtrampen der BHKW:** Das Hoch- und Runterfahren der BHKW geschieht nicht innerhalb von Sekunden sondern gemäß der Netzbetreibervorgaben innerhalb der Leistungsgradienten der technischen Anschlussregeln und nicht punktgenau zum Beginn oder Ende einer Viertelstunde. Dieser Vorgang kann sich ggf. über zwei Viertelstunden hinziehen, so dass der Betreiber dann auch vergütungsfähige Strommengen verliert.

- **Anlagen mit Teilnahme am Regelenenergiemarkt (Erbringung von Systemdienstleistungen):** Regelenenergieprodukte sind i.d.R. kürzer als eine Viertelstunde. Eine Reduzierung der Stromproduktion, die keine vollständige Stillstandszeit ist, z.B. zur Erbringung negativer Regelleistung, zählt bei der aktuellen Systematik ab einem gewissen Grad nicht mehr als Betriebszeit. Der Anlagenbetreiber würde dann den Anspruch auf die EEG-Vergütung für die gesamte Strommenge in diesem Zeitraum verlieren.
- **Saisonale Fahrweise:** Die energiewirtschaftlich besonders sinnvolle Fahrweise von Biogasanlagen wird oft dadurch realisiert, dass in den Sommermonaten nur Gülle eingesetzt und die Biogaserzeugung z.B. auf ein Drittel reduziert wird, in den Wintermonaten aber auch die besonders energiehaltige pflanzliche Biomasse eingesetzt und die Biogaserzeugung voll hochgefahren wird. Während im Winter dann die vollständige bezuschlagte Leistung aktiviert wird, fährt beispielsweise im Sommer nur eines von mehreren BHKW. Die Betriebsstunden im Sommer werden mitgezählt, ohne dass auf Basis der gesamten Leistung Strom erzeugt wird. Die vergütungsfähige Strommenge sinkt weiter.
- **Anlagen mit durchgehendem Substratstrom,** insbesondere die politisch explizit gewünschten (Bio-)Abfallvergärungsanlagen müssen deutlich mehr als 2.500 Betriebsstunden fahren. Dennoch fahren diese Anlagen flexibel. Ähnliches gilt für güllevergärende Anlagen. Eine rein strommarktgetriebene Betrachtung greift bei Biogasanlagen häufig zu kurz. Besonders kritisch ist dies bei Anlagen, die
 - o die Hygienisierung über Eigenwärme versorgen,
 - o Bioabfälle ohne Zwischenlagerung verwerten,
 - o gemäß TRGS 529 Kap. 4.1.2. (6) angelieferte Bioabfälle unmittelbar verwerten müssen, um biologische Abbauprozesse und ein potenzielles Freiwerden gefährlicher Gase zu verhindern.

Die Branche unterstützt den Gedanken, Biogasanlagen zu einer flexiblen Stromerzeugung anzureizen. Allerdings hat sich die mit dem Biomassepaket eingeführte Methodik der Begrenzung der Betriebsviertelstunden in der Praxis nicht bewährt: anders als beabsichtigt wurden Investitionen in zusätzliche Blockheizkraftwerke und Speicher nur in wenigen Fällen angereizt, vorherrschend ist insbesondere bei Betreibern kleiner Biogasanlagen sowie Anlagen mit bestehenden Wärmekonzepten der Plan, die Vorgaben kurzfristig durch eine Reduzierung der Stromerzeugung zu erfüllen, keine neuen Investitionen zu tätigen und bei der Notwendigkeit von Ersatzinvestitionen die Anlage stillzulegen. Um das volkswirtschaftliche Optimum zu erzielen, ist es entscheidend, dass die Regelungen des EEG nicht nur den energiewirtschaftlichen Anforderungen des Stromsystems, sondern auch den wirtschaftlichen Zwängen der Betreiber Rechnung tragen.

Daher schlägt der BEE Folgendes vor: Die Begrenzung der förderfähigen Betriebsviertelstunden sollte durch die bislang geltende Begrenzung der jährlich vergütungsfähigen Strommenge anhand der Bemessungsleistung ersetzt werden. Dies sollte auch für Anlagen gelten, die bereits einen Zuschlag auf Grundlage des Betriebsviertelstundensystems erhalten haben. Konkret sollte die Marktprämie für alle

Biogasanlagen höchstens für eine Bemessungsleistung gezahlt werden, die 45 Prozent der installierten Leistung entspricht. Damit wird weiterhin ein deutlicher Anreiz für eine flexible Fahrweise und eine mindestens 2,2-fache Überbauung gesetzt. Zugleich erhalten die Anlagenbetreiber gegenüber der Begrenzung auf förderfähige Betriebsviertelstunden den erforderlichen betriebswirtschaftlichen Spielraum für eine anlagen- und systemgerechte Fahrweise. Der Entfall der Marktprämie bei Börsenstrompreisen $< 2 \text{ ct/kWh}$ stellt sicher, dass Blockheizkraftwerke in Zeiten mit viel Wind- und Solarstromaufkommen tatsächlich ausgestellt werden, und sollte fortgeführt werden.

Soweit die Regelungen zu den förderfähigen Betriebsviertelstunden entgegen der vorrangigen Forderung des BEE beibehalten werden, ist die derzeitige Grenze von 350 kW installierter Leistung in § 39i Absatz 2a Satz 5 deutlich anzuheben. Der Grenzwert sollte mindestens 750 kW installierte Leistung betragen. Die Anhebung sollte auch für Anlagen gelten, die bereits auf Grundlage der bisherigen 350-kW-Grenze einen Zuschlag nach dem Biomassepaket erhalten haben. **Änderungen von § 39i Abs. 3 – Vergütungssätze, Degression**

Die degressive Fortschreibung der Vergütungssätze für Anlagen nach § 39i Abs. 3 Satz 1 EEG wird als nicht sachgerecht beurteilt. Denn auch die hierfür relevanten Einsatzstoffe und Betriebskosten unterliegen erheblichen Kostensteigerungen. Erforderlich wäre daher eine weitergehende Anhebung der jeweiligen anzulegenden Werte, um die gestiegenen Investitions-, Betriebs- und Substratkosten sachgerecht zu berücksichtigen.

Kritisch ist die vorgesehene Erhöhung der Degression auf 1 Prozent pro Jahr (**§ 39i Abs. 3 Satz 2**). Pauschale Degressionen sind angesichts steigender Kosten im Bioenergiebereich nicht sachgerecht und können die Wirtschaftlichkeit von Anlagen weiter verschlechtern. Eine Vereinheitlichung der Degression wäre allenfalls auf niedrigerem Niveau, etwa bei 0,5 Prozent, vertretbar.

Änderungen von § 39i Abs. 5 – Kleinanlagenzuschlag

Die Streichung von **§ 39i Abs. 5** ist insoweit nachvollziehbar, als sich die bisherige Regelung auf die Jahre 2024 und 2025 bezog. Inhaltlich sollte der Kleinanlagenzuschlag jedoch nicht entfallen, sondern wieder eingeführt, entfristet und deutlich angehoben werden. Der bisherige Zuschlag von $0,5 \text{ ct/kWh}$ reicht nicht aus, um die strukturellen Nachteile kleiner Biomasseanlagen gegenüber größeren Anlagen auszugleichen, sachgerecht wäre eine Anhebung und dauerhafte Absicherung des Zuschlags.

Weitere Änderungen von § 39i – Batteriespeicher als Flexibilitätsoption

Auch aus Netzsicht macht es keinen Unterschied, ob der Strom ausschließlich durch eine Biogasanlage mit entsprechend hoher installierter Leistung oder durch eine Kombination aus BHKW und Batteriespeicher erzeugt und eingespeist wird.

Um vor allem auch kleinere, ältere Bestandsanlagen in die Flexibilisierung zu führen, sollte es eine freiwillige Option für Anlagenbetreiber geben, die Überbauung und Flexibilisierung neben der klassischen Erweiterung der Anlage auch über einen elektrischen Speicher vor Ort zu realisieren. Dabei sollte der Batteriespeicher bezüglich der Flexibilisierung dem BHKW gleichgestellt werden, ohne dass für ihn eine Flexprämie oder ein Flexzuschlag gewährt wird. Entscheidend ist insoweit die Einspeisung und nicht die Erzeugung.

Für die Ermittlung der förderfähigen Betriebsviertelstunden und der maximal förderfähigen Einspeisemenge je Betriebsviertelstunde sind die installierte Leistung der Biogasanlage und die Leistung des Speichers zu addieren. Es ist daher unerheblich, ob die Überbauung durch zusätzliche BHKW-Leistung, einen Batteriespeicher oder eine Kombination aus beidem erfolgt.

Um insbesondere kleinere und ältere Bestandsanlagen in die Flexibilisierung zu führen, sollte ausdrücklich eine freiwillige Option geschaffen werden, die erforderliche Überbauung und Flexibilisierung neben der Erweiterung der BHKW-Leistung auch durch einen Batteriespeicher am Anlagenstandort zu realisieren. Aus Netzsicht ist entscheidend, welche flexible Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt bereitgestellt werden kann, und nicht, ob der Strom unmittelbar durch ein BHKW oder nach einer Zwischenspeicherung durch einen Batteriespeicher eingespeist wird.

Ein Batteriespeicher sollte daher bei Biogasanlagen als Flexibilitätsoption wie eine Überbauung mit zusätzlicher BHKW-Leistung anerkannt werden. Für den Batteriespeicher selbst darf jedoch weder eine Flexibilitätsprämie noch ein Flexibilitätszuschlag in Anspruch genommen werden. Diese Zahlungen sind ausschließlich auf die installierte Leistung der Biogasanlage beziehungsweise der BHKW zu beziehen.

Vergütet werden sollte ausschließlich der in der Biogasanlage erzeugte und unmittelbar oder nach einer Zwischenspeicherung in das Netz eingespeiste Strom. Die Vergütung ist dabei auf die jeweils geltende förderfähige Strommenge zu begrenzen, insbesondere auf die Höchstbemessungsleistung oder – soweit das Betriebsviertelstundensystem entgegen der vorrangigen Forderung des BEE beibehalten wird – auf die förderfähigen Betriebsviertelstunden und die maximal förderfähige Einspeisemenge je Betriebsviertelstunde. Für die Beurteilung, ob die erforderliche flexible Leistung beziehungsweise Überbauung vorliegt, sollten die installierte BHKW-Leistung und die nutzbare Entladeleistung des Batteriespeichers gemeinsam berücksichtigt werden.

Fazit zu § 39i

Der BEE empfiehlt daher, § 39i EEG weitergehend nachzuschärfen. Der Maisdeckel sollte gestrichen bzw. auf mindestens 70 Masseprozent angehoben werden, die Höchstwerte sollten stärker an die tatsächlichen Kostenentwicklungen angepasst, die Degression begrenzt (maximal 0,5%) und der Kleinanlagenzuschlag wieder eingeführt sowie deutlich erhöht werden. Die Begrenzung der vergütungsfähigen Betriebsviertelstunden sollte wieder durch eine Bemessungsleistungslogik ersetzt werden. Die Bagatellgrenze sollte auf 750 kW installierte Leistung angehoben werden.

Die Begrenzung der vergütungsfähigen Betriebsviertelstunden sollte durch eine Bemessungsleistungslogik ersetzt werden. Die Höchstbemessungsleistung sollte für alle Biogasanlagen einheitlich 45 Prozent der installierten Leistung betragen. Soweit das Betriebsviertelstundensystem dennoch beibehalten wird, sollte die Grenze nach § 39i Absatz 2a Satz 5 von 350 kW auf mindestens 750 kW angehoben und auch auf bereits bezuschlagte Anlagen angewendet werden. Für Batteriespeicher sollte dabei weder eine Flexibilitätsprämie noch ein Flexibilitätszuschlag gewährt werden. Maßgeblich sollte die flexibel nutzbare Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt sein.

Zusätzlich sollte es eine freiwillige Option für zu flexibilisierende Anlagen geben, diese Flexibilität auch über elektrische Speicher zu realisieren.

4.23 Änderungen im §39n – Resilienzausschreibungen

Der Entwurf sieht die Einführung von Resilienzausschreibungen vor. Dies ist grundsätzlich positiv zu bewerten, da damit europäische Wertschöpfungsketten gestärkt und Investitionen in resiliente Produktionskapazitäten angereizt werden können. Gerade angesichts globaler Abhängigkeiten bei zentralen Energiewendetechnologien ist ein solcher Ansatz sinnvoll.

Die Regelung sollte jedoch ausbaufähig ausgestaltet werden. Insbesondere sollte geprüft werden, ob Resilienzausschreibungen stärker mit systemdienlichen Anforderungen kombiniert werden können, etwa durch die Einbindung von Speichern. Dadurch könnten Resilienz, Marktintegration und Systemdienlichkeit gemeinsam gestärkt werden.

Der BEE empfiehlt daher, § 39n EEG-E beizubehalten. Die konkrete Ausgestaltung der Ausschreibungsmengen sowie die Einbeziehung systemdienlicher Anforderungen, etwa durch die Kombination mit Speichern, werden bei § 28e und § 88d bewertet.

5 Änderung in der Förderung

5.1 Änderungen in §40 – Wasserkraft

Der Entwurf sieht in § 40 EEG 2027 eine Absenkung der gesetzlich bestimmten anzulegenden Werte für Strom aus Wasserkraft vor. So werden die Vergütungssätze in den einzelnen Leistungsstufen leicht reduziert, etwa von 12,03 ct/kWh auf 11,79 ct/kWh und von 7,93 ct/kWh auf 7,77 ct/kWh. Die Begründung des Entwurfs führt hierzu aus, dass die Werte die seit dem 1. Januar 2024 greifenden Degressionsstufen angepasst werden. Zugleich soll die Degression für Wasserkraftanlagen erstmals wieder ab dem 1. Januar 2028 greifen.

Der BEE bewertet diese Änderung kritisch. Zwar entspricht die leichte Absenkung formal der bisherigen Degressionssystematik. Sie berücksichtigt jedoch nicht die realen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Wasserkraft. Seit Jahren wird aus der Branche die Einführung einer neuen Vergütungsklasse bis 100 kW sowie eine Anhebung der Vergütung über alle Vergütungsklassen hinweg empfohlen. Beides findet im Entwurf keinen Niederschlag. Damit bleiben insbesondere kleinere Wasserkraftanlagen weiterhin unzureichend adressiert, obwohl sie eine verlässliche, dezentrale und systemdienliche erneuerbare Stromerzeugung bereitstellen.

Positiv ist, dass ertüchtigte Wasserkraftanlagen, die nach § 40 Absatz 2 als neu in Betrieb genommen gelten, unabhängig von ihrer installierten Leistung einen Anspruch auf Marktprämie erhalten können. Für neue kleine Wasserkraftanlagen bleibt die Fördergrenze von 25 kW jedoch weiterhin problematisch.

Aus Sicht des BEE ist die Fortschreibung der Degression bei der Wasserkraft nicht sachgerecht. Wasserkraft ist eine ausgereifte Technologie, bei der keine relevanten Innovationssprünge oder Kostensenkungen durch eine weitere Degression zu erwarten sind. Vielmehr sind die Kosten, insbesondere Bau- und Maschinenkosten, in den vergangenen Jahren erheblich gestiegen. Eine weitere Absenkung der Vergütung verschlechtert daher die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, statt den Erhalt und die Modernisierung bestehender Anlagen sowie gezielte neue Investitionen zu ermöglichen.

Zudem werden die besonderen Systemdienstleistungen der Wasserkraft nicht angemessen berücksichtigt. Wasserkraftanlagen liefern planbare und stetige erneuerbare Strommengen, tragen zur regionalen Versorgung bei und können insbesondere im Zusammenspiel mit anderen erneuerbaren Technologien zur Stabilität des Stromsystems beitragen. Gerade im Kontext eines zunehmend von Wind- und Solarenergie geprägten Stromsystems sollte diese verlässliche Erzeugung nicht durch sinkende Vergütungssätze geschwächt werden.

Die in § 40 Absatz 2 und 3 vorgesehene Einbeziehung der Zahlungspflicht nach § 21d EEG 2027 im Zusammenhang mit Leistungserhöhungen durch Ertüchtigungsmaßnahmen ist demgegenüber folgerichtig und neutral zu bewerten. Dabei ist jedoch zwischen den beiden Fallgruppen zu unterscheiden: In den Fällen des § 40 Absatz 2 gilt der neue Zahlungsanspruch und damit auch die Zahlungspflicht grundsätzlich für die gesamte installierte Leistung der Anlage. Bei Wasserkraftanlagen nach § 40 Absatz 3 gelten der neue Zahlungsanspruch und die Zahlungspflicht dagegen nur für die Strommengen, die der Leistungserhöhung durch die Ertüchtigungsmaßnahme zugeordnet werden können. Für den bisherigen Leistungsanteil bleibt es beim ursprünglichen Zahlungsanspruch. Eine Zahlungspflicht nach § 21d besteht insoweit nicht.

Der BEE empfiehlt daher, die Degression für Wasserkraftanlagen abzuschaffen, die Vergütungssätze über alle Vergütungsklassen hinweg anzuheben und eine neue Vergütungsklasse für Anlagen bis 100 kW einzuführen. Nur so können die gestiegenen Kosten, die Bedeutung kleiner Wasserkraftanlagen und die systemdienlichen Beiträge der Wasserkraft angemessen berücksichtigt werden.

5.2 Änderungen in den §§41 bis 44c – Bioenergie und Gase

Der EEG-Entwurf sieht in den §§ 41 bis 44c mehrere Anpassungen bei den gesetzlich bestimmten anzulegenden Werten für Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse, Biogas und Güllekleinanlagen vor. Die Vergütungssätze werden dabei überwiegend leicht abgesenkt. So sinkt etwa der Wert in § 42 von 12,67 ct/kWh auf 12,48 ct/kWh, in § 43 von 14,16 ct/kWh auf 13,95 ct/kWh beziehungsweise von 12,41 ct/kWh auf 12,22 ct/kWh und in § 44 von 22 ct/kWh auf 21,67 ct/kWh beziehungsweise von 19 ct/kWh auf 18,72 ct/kWh. Zugleich wird in § 44a die Degression ab dem 1. Januar 2028 fortgeschrieben und auf 1 Prozent jährlich festgelegt.

Der BEE bewertet diese Entwicklung kritisch. Zwar erkennt der Entwurf grundsätzlich an, dass Bioenergie auch künftig eine Rolle im Stromsystem behalten und flexible Biogasanlagen Wind- und Solarenergie ergänzen sollen. Gleichzeitig werden die gesetzlich bestimmten anzulegenden Werte für Bioenergie, Biogas und Güllekleinanlagen jedoch nicht gestärkt, sondern abgesenkt. Dies steht im Widerspruch zum Ziel, flexiblen Biogasanlagen eine Zukunftsperspektive zu geben und kleinere sowie wärmegeführte Anlagen besonders zu berücksichtigen.

Besonders kritisch ist die Anhebung beziehungsweise Vereinheitlichung der Degression auf 1 Prozent. Bioenergieanlagen haben dauerhaft relevante laufende Kosten, insbesondere für Einsatzstoffe, Betrieb, Wartung, Personal, Nachrüstungen und ordnungsrechtliche Anforderungen. Angesichts gestiegener Investitions- und Betriebskosten sowie neuer Anforderungen sind die vorgesehenen Werte weiterhin zu niedrig. Erforderlich wäre vielmehr eine Anhebung der anzulegenden Werte.

Dies gilt insbesondere für Güllekleinanlagen gemäß § 44. Diese Anlagen leisten neben der Stromerzeugung wichtige Klima-, Umwelt- und Systembeiträge, etwa durch die Vergärung von Gülle, die Vermeidung von Methanemissionen und die Bereitstellung dezentraler steuerbarer erneuerbarer Leistung. Die Sondervergütungsklasse für Güllevergärung sollte daher weiterentwickelt, die Grenze auf mindestens 150 kW Bemessungsleistung umgestellt, die Vergütung erhöht, die Degression ausgesetzt und die Inanspruchnahme des Flexibilitätszuschlags ermöglicht werden.

Die weiteren Änderungen in § 44b und § 44c sind, soweit sie lediglich Folgeänderungen zur neuen Systematik des Zahlungsanspruchs darstellen, grundsätzlich nachvollziehbar. Zugleich müssen Nachweis- und Nachhaltigkeitsanforderungen verhältnismäßig ausgestaltet bleiben. Ein vollständiger Entfall des Zahlungsanspruchs bei verspäteter, fehlerhafter oder fehlender Nachhaltigkeitszertifizierung Nachweisführung wäre unverhältnismäßig, wenn keine angemessenen Heilungsmöglichkeiten bestehen.

Aus Sicht des BEE muss die Bioenergie im EEG 2027 stärker als flexible, steuerbare und systemdienliche erneuerbare Energie abgesichert werden. Die bloße Fortschreibung abgesenkter Vergütungswerte und einer verschärften Degression steht diesem Ansatz konträr entgegen. Vielmehr sollten die anzulegenden Werte für Bioenergie, Biogas und Güllekleinanlagen angehoben und die Degression ausgesetzt beziehungsweise gestrichen werden. Die Sondervergütungsklasse für Güllekleinanlagen sollte so weiterentwickelt werden, dass auch der kostenintensive Einsatz ökologisch besonders wertvoller Substrate entsprechend honoriert wird.

Der BEE empfiehlt daher, die Änderungen in §§ 41 bis 44c grundlegend nachzubessern. Statt Vergütungssätze abzusenken und Degressionen fortzuschreiben, sollten die gestiegenen Kosten, die Systemdienstleistungen der Bioenergie und der Erhalt steuerbarer erneuerbarer Leistung angemessen berücksichtigt werden. Für Güllekleinanlagen sollten Vergütungserhöhungen, eine Umstellung auf Bemessungsleistung sowie ein Zugang zum Flexibilitätszuschlag vorgesehen werden

5.3 Änderungen im §45 – Geothermie

Der EEG-Entwurf sieht in § 45 eine Anpassung der gesetzlich bestimmten anzulegenden Werte für Strom aus Geothermie vor. Der gesetzliche Ausgangswert wird für 2027 von 25,20 ct/kWh auf 24,70 ct/kWh angepasst und damit die nach geltendem Recht vorgesehene Degression fortgeschrieben. Zugleich wird geregelt, dass die Degression für Geothermieranlagen erstmals wieder ab dem **1. Januar 2028** greift. Laut Begründung werden die Werte an die Degressionsstufen angepasst, die seit dem 1. Januar 2024 galten.

Der BEE bewertet diese Fortschreibung kritisch. Zwar folgt die Anpassung formal der bisherigen Degressionslogik. Sie berücksichtigt jedoch nicht ausreichend, dass Geothermieprojekte mit besonders hohen Investitionskosten, langen Planungs- und Realisierungszeiträumen sowie erheblichen projektspezifischen Risiken verbunden sind. Eine Die Fortschreibung des abgesenkten anzulegenden Wertes setzt daher kein geeignetes Signal für den dringend notwendigen Hochlauf dieser grundlastfähigen erneuerbaren Technologie.

Geothermie kann einen wichtigen Beitrag zu einer verlässlichen, steuerbaren und wetterunabhängigen erneuerbaren Stromerzeugung leisten. Gerade in einem zunehmend von Wind- und Solarenergie geprägten Stromsystem sind solche kontinuierlich verfügbaren erneuerbaren Erzeugungskapazitäten systemdienlich. Der Entwurf der Bundesregierung selbst berücksichtigt etwaige Haushaltsaufwendungen für neue Geothermieranlagen aufgrund der geringen erwarteten Anzahl neuer Anlagen nicht gesondert. Dies unterstreicht, dass der Zubau bislang nicht die notwendige Dynamik erreicht.

Aus Sicht des BEE sollte die Degression für Geothermie daher nicht fortgeschrieben werden. Wie bei anderen ausgereiften beziehungsweise kapitalintensiven erneuerbaren Technologien ist nicht ersichtlich, dass eine weitere Degression kurzfristig zu relevanten Kostensenkungen oder Innovationssprüngen führt. Vielmehr besteht das Risiko, dass Projekte durch sinkende Vergütungssätze bei gleichzeitig hohen Investitionskosten wirtschaftlich erschwert oder verhindert werden.

Der BEE empfiehlt daher, die Wertes Anpassung des anzulegenden Wertes auf 24,70 ct/kWh für Geothermie zurückzunehmen, die Degression auszusetzen beziehungsweise zu streichen und die Rahmenbedingungen so auszugestalten, dass Geothermie als steuerbare, grundlastfähige und systemdienliche erneuerbare Energie stärker zum Ausbau eines resilienten Stromsystems beitragen kann.

5.4 Änderungen im §46 – Wind Onshore / Flugwindenergieanlagen

Der EEG-Entwurf ergänzt § 46 Absatz 3 um eine Regelung für Flugwindenergieanlagen an Land. Danach endet die bisherige Sonderregelung, nach der Flugwindenergieanlagen ohne Standortgutachten beziehungsweise ohne Nachweis des Gütefaktors von einer pauschalen Annahme im Referenzertragsmodell profitieren können, sobald die insgesamt installierte Leistung solcher Anlagen erstmals **50 MW** überschreitet. Überschreitet die installierte Gesamtleistung bis zum Ablauf des 30. September eines Jahres erstmals 50 MW, gilt die Sonderregelung für Anlagen, die nach dem 31. Dezember desselben Jahres in Betrieb gehen, nicht mehr. Die Gesetzesbegründung stellt klar, dass es sich dabei nicht um eine inhaltliche Änderung, sondern um eine Überführung der bisherigen Regelung aus den Übergangsvorschriften handelt. Eine entsprechende Regelung für Flugwindanlagen in Ausschreibungen wird in § 36h Absatz 3a vorgesehen.

Der BEE bewertet die Änderung grundsätzlich neutral. Soweit lediglich eine bestehende Übergangsregelung systematisch in § 46 überführt wird, schafft dies mehr Rechtsklarheit und ist nachvollziehbar. Positiv ist, dass die Sonderregelung für eine innovative Windtechnologie nicht abrupt entfällt, sondern erst nach Überschreiten einer Markthochlaufschwelle von 50 MW. Damit bleibt ein begrenzter Einstiegspfad für Flugwindenergieanlagen erhalten, ohne die Systematik des Referenzertragsmodells dauerhaft zu durchbrechen.

Gleichzeitig sollte aus Sicht des BEE darauf geachtet werden, dass innovative Windtechnologien nicht durch zu enge oder zu früh greifende Schwellenwerte ausgebremst werden. Flugwindenergieanlagen können perspektivisch einen Beitrag zur technologischen Vielfalt und zur Erschließung zusätzlicher Windpotenziale leisten. Die Schwelle von 50 MW sollte daher im weiteren Verfahren dahingehend geprüft werden, ob sie für einen tatsächlichen Markthochlauf ausreichend bemessen ist und ob der Übergang in die reguläre Systematik praxistauglich ausgestaltet ist.

Die bestehende Sonderregelung schafft jedoch noch keinen ausreichenden wirtschaftlichen Rahmen für den Markthochlauf der Flugwindenergie. Die pauschale Annahme eines Gütefaktors von 50 Prozent führt nach Einschätzung der Branche derzeit zu keinem kostendeckenden anzulegenden Wert. Der BEE empfiehlt daher, für die frühe Marktphase eine eigenständige und ausreichend bemessene Förderregelung zu prüfen. In Betracht kommen insbesondere ein technologiespezifischer anzulegender Wert, ein höherer Korrekturfaktor oder ein eigenes Ausschreibungssegment für Flugwindenergieanlagen. Die Regelung sollte den Markthochlauf bis zum Erreichen eines belastbaren Marktvolumens ermöglichen und anschließend schrittweise überprüft und angepasst werden. Für die nähere fachliche Bewertung und konkrete Ausgestaltung verweist der BEE ergänzend auf die Stellungnahme des Bundesverbands WindEnergie e. V. (BWE).

Im Kontext der Windenergie ist zudem zu berücksichtigen, dass der Ausbau an Land insgesamt weiterhin einen verlässlichen Investitionsrahmen braucht. Die Erneuerbare Branche weist darauf hin, dass Planungs- und Investitionssicherheit, ausreichende Ausschreibungsvolumina, praxistaugliche Fristen sowie der Abbau von Hemmnissen zentrale Voraussetzungen für die Zielerreichung sind. Auch innovative Technologien sollten daher nicht isoliert betrachtet, sondern in einen stabilen Gesamtpfad für Windenergie an Land eingebettet werden.

Der BEE empfiehlt daher, die Überführung der Regelung in § 46 beizubehalten, zugleich aber die Markthochlaufschwelle und die Anschlussfähigkeit an das reguläre Referenzertragsmodell zu überprüfen. Ziel sollte sein, Rechtsklarheit zu schaffen, ohne innovative Windtechnologien unnötig zu begrenzen.

5.5 Änderungen in den §§48 und 48a – Solare Strahlungsenergie und Mieterstromzuschlag

Der EEG-Entwurf sieht in § 48 eine grundlegende Anpassung der gesetzlich bestimmten anzulegenden Werte für Solaranlagen vor. Für nicht ausschreibungspflichtige Solaranlagen nach § 48 Absatz 1 soll künftig ein einheitlicher anzulegender Wert von **6,2 ct/kWh** gelten. . Damit wird nicht nur der aktuell geltende anzulegende Wert für sonstige Solaranlagen (z.B. kleine PV-Freiflächenanlagen) abgesenkt, sondern zugleich entfallen die bisherigen differenzierten anzulegenden Werte für Gebäude-PV sowie die bisherige Zusatzförderung für Volleinspeiseanlagen. Der bisherige Fördermechanismus für nicht ausschreibungspflichtige besondere Solaranlagen wird nicht fortgeführt. Stattdessen sieht § 48 Absatz 1b einen pauschalen Aufschlag von 0,5 ct/kWh für hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen sowie Moor-PV-Anlagen vor. Parkplatz- und Floating-PV-Anlagen erhalten keinen entsprechenden Aufschlag.

Der BEE bewertet diese Änderungen kritisch. Die pauschale Aussage, es handele sich lediglich um eine Anpassung der anzulegenden Werte für solare Strahlungsenergie, greift zu kurz. Tatsächlich werden zentrale Förderbausteine für die Gebäude-PV abgesenkt oder gestrichen. Die Reduzierung des anzulegenden Wertes schwächt insbesondere Dachanlagen, die nicht allein über hohen Eigenverbrauch wirtschaftlich darstellbar sind. Die grundsätzliche Kritik an der Förderbegrenzung für Anlagen unter 25 kW sowie an dem damit einhergehenden Fehlanreiz zur kleineren Dimensionierung wird im Kapitel § 20 Marktprämie dargestellt. § 48 betrifft ergänzend die PV-spezifische Verschlechterung der Förderstruktur.

Gerade der Volleinspeisebonus ist ein wichtiges Instrument, um Dachflächen auch ohne Eigenverbrauch vollständig zu nutzen. Dies betrifft insbesondere größere Dachflächen in Gewerbe, Landwirtschaft und auf Mehrfamilienhäusern. Ohne diesen Bonus steigt das Risiko, dass Anlagen kleiner dimensioniert oder nicht umgesetzt werden. Der vorgesehene Aufschlag von 0,5 ct/kWh für hochaufgeständerte Agri-PV- und Moor-PV-Anlagen ist unzureichend und kann deren strukturelle Mehrkosten nicht angemessen ausgleichen. Besonders kritisch ist, dass Parkplatz- und Floating-PV vollständig unberücksichtigt bleiben, obwohl auch diese Anlagen mit deutlich höheren Investitions- und Projektkosten verbunden sind. Die Regelung setzt damit keinen tragfähigen Förderrahmen für besondere Solaranlagen, sondern verschlechtert deren Wettbewerbsbedingungen gegenüber klassischen Freiflächenanlagen erheblich. Im Übrigen wird auf die Bewertungen zu § 37d und § 38a verwiesen.

Die geplante Vereinheitlichung der anzulegenden Werte berücksichtigt zudem die unterschiedlichen Kosten- und Geschäftsmodelle der verschiedenen PV-Segmente nicht hinreichend. Gebäude-PV, Volleinspeiseanlagen, kleinere Agri-PV-Anlagen und kleine Freiflächenanlagen weisen unterschiedliche Kostenstrukturen, Planungsbedingungen und Finanzierungsanforderungen auf. Ein pauschaler Wert kann daher zu Fehlanreizen führen und insbesondere jene Segmente schwächen, die für die Nutzung von Dach- und Sonderflächen besonders wichtig sind.

Positiv bewertet der BEE demgegenüber die Klarstellung in § 48a zum Mieterstromzuschlag. Der Entwurf regelt, dass bei Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als **1 MW** der Mieterstromzuschlag nur anteilig für die Strommenge gewährt wird, die dem Verhältnis von 1 MW zur gesamten installierten Leistung entspricht. Damit wird eine bislang bestehende Rechtsunsicherheit für größere Mieterstromprojekte beseitigt. Diese Klarstellung kann

insbesondere bei größeren Gebäudeprojekten und Gewerbedächern zur besseren Planbarkeit beitragen.

Der BEE empfiehlt daher, die Änderungen in § 48 grundlegend nachzubessern. Die bisherigen differenzierten anzulegenden Werte für Gebäude-PV sollten erhalten beziehungsweise sachgerecht weiterentwickelt werden. Der Volleinspeisebonus sollte beibehalten werden, um die vollständige Nutzung geeigneter Dachflächen weiterhin anzureizen. Vorrangig sollte das Untersegment für besondere Solaranlagen nach § 37d einschließlich des gesonderten Höchstwerts erhalten bleiben. Sollte an der Streichung dennoch festgehalten werden, muss der pauschale Aufschlag von 0,5 ct/kWh für hochaufgeständerte Agri-PV- und Moor-PV-Anlagen deutlich angehoben und an den tatsächlichen Mehrkosten ausgerichtet werden. Zudem sind auch Parkplatz- und Floating-PV in die Aufschlagsregelung einzubeziehen. Der bisherige Bonus für kleine Agri-PV-Anlagen außerhalb der Ausschreibungen in Höhe von 2,5 ct/kWh sollte beibehalten werden. Die Klarstellung in § 48a zum Mieterstromzuschlag sollte hingegen beibehalten werden.

5.6 Änderungsbedarf in §50a Abs. 1 EEG – Flexibilitätszuschlag auf 130 €/kW anheben

Gemäß aktuellen Berechnungen des Fraunhofer IEE im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums¹ ist eine Anhebung des Flexibilitätszuschlags auf **gut 130 Euro/kW** notwendig, um die Kosten einer umfassenden Flexibilisierung zu decken. Auch der Flexibilitätszuschlag für „bereits über die Flexibilitätsprämie geförderte Leistung“ ist auf **mind. 100 Euro/kW** anzuheben. Im Sinne eines Inflationsausgleichs sollte dies auch für bereits bezuschlagte Anlagen gelten.

Der geltende Flexibilitätszuschlag von 100 Euro/kW bildet die seit 2022 entstandenen Kostensteigerungen nicht mehr ausreichend ab. Inflation, gestiegene Zinsen, höhere Bau- und Anlagenkosten sowie Lieferkettenprobleme haben Flexibilisierungsinvestitionen deutlich verteuert. Dies betrifft insbesondere BHKW, Stahl, Elektrotechnik, Wärme- und Gasspeicher sowie weitere Anlagenkomponenten. Ohne eine Anhebung droht, dass die für eine systemdienliche Fahrweise erforderlichen Flexibilitätsinvestitionen wirtschaftlich nicht umgesetzt werden.

Der Flexibilitätszuschlag adressiert dabei nicht allein die Förderung der Stromerzeugung, sondern vor allem eine Versorgungssicherheits- und Systemdienlichkeitsfunktion. Flexible Bioenergieanlagen stellen steuerbare erneuerbare Leistung bereit, reagieren auf Strompreissignale und können Wind- und Solarstrom systemisch ergänzen. Deshalb sollte auch die Refinanzierung sachgerecht ausgestaltet werden.

Der Flexibilitätszuschlag für flexible Bioenergie-KWK sollte als Vergütung für die Bereitstellung gesicherter Leistung anerkannt und EU-rechtskonform über die Kapazitätsumlage nach dem Strom-VKG refinanziert werden. Damit würde die Finanzierung gesicherter erneuerbarer

¹ [Fraunhofer IEE et al \(2024\), Evaluationsbericht: Stromerzeugung aus Biomasse](#), S. 70-72

Leistung systematisch an die Finanzierung neuer Kraftwerke nach dem Strom-VKG angeglichen, ohne die Forderungen nach einem Ausschreibungsvolumen von 2.500 MW pro Jahr und einem Flexibilitätszuschlag von 130 Euro/kW zu verändern. Eine Finanzierung aus dem KTF sollte insoweit vermieden werden.

Der BEE empfiehlt daher, § 50a Absatz 1 EEG so anzupassen, dass der Flexibilitätszuschlag auf 130 Euro/kW angehoben wird. Für bereits über die Flexibilitätsprämie geförderte Leistung sollte der Zuschlag mindestens 100 Euro/kW betragen. Die Anhebung sollte auch für bereits bezuschlagte Anlagen gelten, um Kostensteigerungen seit 2022 sachgerecht abzubilden und die notwendigen Flexibilitätsinvestitionen nicht zu gefährden. Der Flexibilitätszuschlag sollte dabei als Vergütung gesicherter Leistung über die Kapazitätsumlage nach dem Strom-VKG refinanziert werden.

5.7 Änderungen in § 50c – Direktvermarktungsbonus für Kleinanlagen

Mit dem neuen § 50c wird für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 kW ein Direktvermarktungsbonus eingeführt. Betreiber erhalten für den in diesen Anlagen erzeugten und in ein Netz eingespeisten Strom, der nach § 21a sonstig direkt vermarktet wird, einen Bonus von 1,5 ct/kWh. Der Bonus wird bis zu einem Wechsel von der sonstigen Direktvermarktung in die Netzbetreiberabnahme, längstens bis zum Ende des 48. auf die erstmalige Zuordnung zur Veräußerungsform einer Direktvermarktung folgenden Kalendermonats, gezahlt. Für den Bonus gelten zudem die Datenübermittlungspflichten nach § 71 Absatz 1 entsprechend. Dies gilt insbesondere für Betreiber von Anlagen unter 25 kW, für die nach § 50c Absatz 6 EEG-E die Datenpflichten nach § 71 Absatz 1 entsprechend gelten und deren Bonus nach § 26 Absatz 1 Satz 1 erst mit Erfüllung dieser Pflichten fällig wird. Für diese Anlagen sollten die erforderlichen Angaben automatisiert über den Direktvermarkter oder den Messstellenbetreiber übermittelt werden können. Eine versäumte Meldung darf nicht zum dauerhaften Verlust des Bonus führen. Gerade im Kleinanlagensegment, das mit dem Bonus erst an die Direktvermarktung herangeführt werden soll, schafft dies eine zusätzliche Meldepflicht mit unmittelbarer Liquiditätswirkung. Die für den Bonus maßgeblichen Daten – eingespeiste Strommengen und Zuordnung zur sonstigen Direktvermarktung – liegen dem Netzbetreiber über die Messwerte und die Mitteilung nach § 21c ohnehin vor. Der BEE fordert daher, die Datenpflichten für Bonusempfänger auf Angaben zu beschränken, die dem Netzbetreiber nicht bereits vorliegen, ihre Übermittlung durch den Direktvermarktungsunternehmer oder den Messstellenbetreiber zu ermöglichen und die Zahlung des Bonus nicht an die Erfüllung der Jahresmeldung zu koppeln.

Die Einführung eines solchen Bonus erkennt grundsätzlich an, dass die Direktvermarktung kleiner Anlagen mit zusätzlichen Kosten verbunden ist. Der Bonus von 1,5 ct/kWh kann diese Mehrkosten jedoch nur teilweise kompensieren. Er löst insbesondere nicht das grundlegende Problem, dass viele Betreiber kleiner Anlagen kein wirtschaftlich tragfähiges Direktvermarktungsangebot erhalten und weiterhin mit erheblichen technischen, administrativen und vertraglichen Hürden konfrontiert sind. Zudem fallen die laufenden Kosten der Direktvermarktung auch nach Ablauf der auf 48 Monate begrenzten Bonuszahlung weiter an.

Der Direktvermarktungsbonus kann daher weder die Beibehaltung der Einspeisevergütung noch einen angemessenen Schwellenwert für die verpflichtende Direktvermarktung ersetzen. Der BEE empfiehlt, die Einspeisevergütung für Kleinanlagen beizubehalten. Soweit § 50c dennoch eingeführt wird, sollte die Höhe und Dauer des Bonus an den tatsächlichen Kosten der Direktvermarktung ausgerichtet und regelmäßig überprüft werden.

6 Änderung zu Rechtsfolgen und Strafen

6.1 Änderungen in §51 – Negative Strompreise

Der EEG-Entwurf fasst § 51 neu. Künftig sollen sich für Zeiträume, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, grundsätzlich sowohl der Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 als auch die Zahlungspflicht nach § 21d auf null verringern. Diese Folgeänderung zur Einführung des Refinanzierungsbeitrag ist richtig, löst allerdings, das grundsätzliche Problem des Anstiegs der Zeiten mit negativen Preisen nicht.

. Sowohl das BEE-Positionspapier zur Mengenförderung als auch die Strommarktdesignstudie der Fraunhofer IEE und ISE zeigen, dass selbst unter optimalen Flexibilitätsrahmen 300 bis 500 negative Strompreisstunden verbleiben. Diese kommen vor allem in Zeiten hoher PV-Einstrahlung zum Tragen, weshalb sie wegen der vergleichsweise geringen jährlichen Volllaststunden erhebliche Mengenanteile der vergüteten Jahreseinspeisung betreffen können.

Die im BEE-Positionspapier genannte Bandbreite von 300 bis 500 Stunden negativer Strompreise beschreibt dabei nicht die heutige Entwicklung, sondern das untere Limit, das selbst bei optimalem Hochlauf von Speicher- und Verbrauchsflexibilitäten ohne Mengenförderung verbleibt. Die aktuellere Entwicklung zeigt jedoch bereits heute eine deutlich höhere praktische Betroffenheit. Nach der vorliegenden Auswertung nicht vergütungsfähiger erneuerbarer Strommengen lag der Anteil der PV-Strommengen im §-51-Risiko im Jahr 2025 bereits bei rund 25 Prozent und dürfte im laufenden Jahr voraussichtlich oberhalb von 30 Prozent liegen – mit weiter steigender Tendenz. Damit wird deutlich, dass § 51 für PV längst kein Randphänomen mehr ist, sondern zu einem zentralen Investitions- und Finanzierungsrisiko wird.

§51a mildert dieses Problem nur teilweise. Für PV sieht der Entwurf zwar eine Umrechnung der betroffenen Viertelstunden in Volllastviertelstunden vor und enthält damit eine indirekte mengenbezogene Komponente. Gleichwohl werden die wirtschaftlichen Ausfälle nicht im laufenden Finanzierungszeitraum kompensiert. Die Erlösausfälle entstehen unmittelbar in den Betriebsjahren, in denen Kapitaldienst, Betriebskosten und Vermarktungskosten zu leisten sind. Das Liquiditätsproblem bleibt daher bestehen und kann durch eine spätere Verlängerung des Zahlungszeitraums nicht ausreichend aufgefangen werden.

Hinzu kommt das sogenannte Direktvermarkterproblem. Direktvermarkter haben zwar Anreize, Einspeisung bei negativen Preisen zu reduzieren, aber keinen ausreichenden Anreiz, negative Strompreise tatsächlich wieder in den positiven Bereich zu drehen. Denn wenn durch zusätzliche Abregelung kein §-51-Zeitfenster mehr entsteht, können Entschädigungspflichten gegenüber Anlagenbetreibern ausgelöst werden. Damit bleibt der zentrale Lenkungseffekt des § 51 begrenzt, während das wirtschaftliche Risiko bei den Anlagenbetreibern verbleibt.

Auch aus Sicht der Erneuerbaren Branche ist die zusätzliche Risikoausweitung problematisch, weil die EEG-Förderung für viele private und gewerbliche PV-Kunden weiterhin Investitionsvoraussetzung und Absicherungsinstrument ist. Zusätzliche Erlösunsicherheiten durch § 51 verschärfen insbesondere im Gebäude-PV-Segment die Finanzierungsprobleme. Zudem wird für Bestandsanlagen angeregt, Wechselmöglichkeiten in das neue §-51-System zu

verbessern, damit sich auch Anlagen, die bereits unter bisherigen Regelungen zu negativen Preisen fallen, systemdienlicher verhalten können.

Ohne eine Umstellung von einer Zeit- auf eine Mengenförderung ist davon auszugehen, dass mit weiterem PV- und Wind-Zubau auch die nicht vergüteten §-51-Mengen weiter steigen. Dies gefährdet nicht nur die betriebswirtschaftliche Grundlage von Bestandsanlagen, sondern auch den Ausbau neuer Anlagen. Damit droht die Regelung die Erreichung der Ausbauziele der Bundesregierung zu unterlaufen.

Der BEE empfiehlt daher, die Ausweitung des § 51 nicht isoliert umzusetzen, sondern mit einer Umstellung von einer zeit- auf eine mengenbasierte Förderung zu verbinden. Das Kapitel zum § 51 beschreibt insoweit das akute Problem negativer Preise, steigender nicht vergüteter Strommengen und der daraus folgenden Investitions- und Finanzierungsrisiken. Die strukturelle Lösung einer mengenbasierten Förderung wird in Kapitel 18.1 dargestellt.

Der BEE empfiehlt zudem, die Vermarktung der durch Übertragungsnetzbetreiber vermarkteten EEG-Mengen konsequent so auszugestalten, dass diese nicht zu negativen Preisen angeboten werden. Eine Preisgrenze von exakt 0,00 Euro/MWh kann dazu beitragen, künstlich negative Strompreise zu vermeiden und §-51-Fälle zu reduzieren. Für die verbleibenden negativen Preise, die insbesondere durch direktvermarktete Anlagen entstehen, bleibt die Mengenförderung das zentrale Instrument, um das Direktvermarkterproblem zu lösen und die Finanzierungsbasis der Erneuerbaren Energien zu sichern.

6.2 Änderungen im §51a – Verlängerung des Zahlungszeitraums bei negativen Strompreisen

Der EEG-Entwurf passt § 51a an die neue Systematik des EEG 2027 an. Der bisherige Begriff des „Vergütungszeitraums“ wird durch den Begriff des „Zahlungszeitraums“ ersetzt. Zudem wird § 51a um die neue Zahlungspflicht nach § 21d ergänzt. Damit wird klargestellt, dass nicht nur Zeiträume, in denen sich der Zahlungsanspruch nach § 19 wegen negativer Preise auf null verringert, sondern auch Zeiträume, in denen sich die Zahlungspflicht nach § 21d auf null reduziert, an den Zahlungszeitraum angehängt werden. In der Verlängerungsphase kann damit je nach Marktlage entweder weiterhin eine Förderung erfolgen oder eine Abschöpfung greifen.

Der BEE bewertet diese Anpassung grundsätzlich als folgerichtig. Die Änderung ist im Wesentlichen folgerichtig, da mit dem EEG 2027 der Refinanzierungsbeitrag beziehungsweise CfD-Förderrahmen eingeführt wird und § 51a daher spiegelbildlich auch die neue Zahlungspflicht erfassen muss. Die Umstellung vom Begriff „Vergütungszeitraum“ auf „Zahlungszeitraum“ ist systematisch nachvollziehbar, weil das EEG 2027 nicht mehr nur Zahlungsansprüche der Anlagenbetreiber, sondern auch Zahlungspflichten gegenüber dem Netzbetreiber regelt.

Positiv ist, dass die bestehende Systematik zur Verlängerung bei negativen Preisen nicht ersatzlos entfällt, sondern an den neuen Förderrahmen angepasst wird. Für Solaranlagen bleibt zudem die Umrechnung der betroffenen Viertelstunden in Volllastviertelstunden erhalten, wodurch bei PV zumindest eine indirekte mengenbezogene Annäherung erfolgt. § 51a mildert die Risiken negativer Strompreise jedoch nur teilweise und enthält für PV lediglich eine indirekte mengenbezogene Kompensation.

Gleichwohl löst § 51a weiterhin nicht das grundlegende Problem des § 51. Die Nachholung erfolgt erst nach Ablauf des regulären Zahlungszeitraums und kann die Liquiditäts- und Finanzierungsrisiken innerhalb der ersten Betriebsjahre nicht ausreichend kompensieren. In vorangegangenen BEE-Stellungnahme weist der BEE bereits darauf hin, dass trotz Anpassung des § 51a das Liquiditätsproblem aus § 51 bestehen bleibt und Investoren sowie finanzierende Banken ihre Investitionsentscheidungen überdenken könnten.

Aus Sicht des BEE ist die Änderung in § 51a daher zwar folgerichtig und neutral zu bewerten, aber kein Ersatz für eine strukturelle Lösung. **Erforderlich bleibt die Umstellung von einer zeit- auf eine mengenbasierte Förderung, um negative Preise wirksam zu vermeiden, Marktwerte zu stabilisieren und Finanzierungsrisiken für Erneuerbare-Energien-Anlagen zu senken.**

6.3 Änderungen im §52 – Pönalstrafen bei Pflichtverstößen

Der EEG-Entwurf passt § 52 an die neue Systematik des EEG 2027 an. Unter anderem entfällt die bisherige Zahlungspflicht bei Überschreitung Höchstdauer der Ausfallvergütung, da diese künftig gestrichen werden soll. Zudem wird klargestellt, dass keine Sanktion greift, wenn eine Anlage aufgrund der gesetzlichen Auffangregel automatisch einer Veräußerungsform zugeordnet gilt. Neu aufgenommen wird eine Pönale bei Verstößen gegen die Nachweispflicht zum Gütefaktor nach § 36h Absatz 3 Satz 2. Für bestimmte Pflichtverstöße wird zudem geregelt, dass sich die Zahlung rückwirkend auf 2 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und Kalendermonat verringert, sobald die betreffende Pflicht erfüllt wird.

Der BEE bewertet diese Klarstellungen grundsätzlich positiv. Insbesondere ist sachgerecht, dass bei einer automatischen Zuordnung der Veräußerungsform keine zusätzliche Sanktion ausgelöst wird. Auch die rückwirkende Reduzierung der Pönale bei nachträglicher Pflichterfüllung kann dazu beitragen, unverhältnismäßige Belastungen zu vermeiden. Dies gilt auch für einen verspäteten Nachweis des Gütefaktors. Gleichwohl bleibt entscheidend, dass § 52 insgesamt verhältnismäßig und praxistauglich ausgestaltet wird. Sanktionen dürfen nicht dazu führen, dass Anlagenbetreiber für formale, kurzfristig heilbare oder von Dritten verursachte Pflichtverstöße unverhältnismäßig belastet werden.

Besonders wichtig ist aus Sicht des BEE eine sachgerechte Behandlung technischer Defekte. In der Praxis kann nur der Netzbetreiber feststellen und mitteilen, ob eine Anlage im konkreten Fall nicht angesteuert werden kann. Wenn ein Netzbetreiber einen fehlgeschlagenen Ansteuerungsversuch erst Monate später mitteilt, hatte der Anlagenbetreiber keine Möglichkeit, den Defekt frühzeitig zu beheben. Sanktionen für zurückliegende Monate wären in solchen Fällen nicht sachgerecht. Der BEE empfiehlt daher, § 52 so zu ergänzen, dass eine Zahlungspflicht bei technischen Defekten erst ab dem Zeitpunkt entsteht, ab dem der Anlagenbetreiber Kenntnis von dem Defekt hatte oder grob fahrlässig keine Kenntnis hatte.

Gleichsam muss bei technischen Defekten der Fernsteuerungstechnik, die vom Anlagenbetreiber nicht zu vertreten sind, und auch nicht ohne Weiteres behoben werden können (etwa unidirektionale Steuerungskanäle/ Funkrundsteuerung), gänzlich von einer Pönalisierung abgesehen werden. Der BEE empfiehlt daher § 52 Absatz 3 um einen Satz 3 zu ergänzen:

Die zu leistende Sanktionierungszahlung entfällt rückwirkend, soweit der Pflichtverstoß auf eine technisch bedingte Störung einer unidirektionalen Steuerungsverbindung zurückzuführen ist und der Anlagenbetreiber die grundsätzliche Funktionsfähigkeit der Empfangs- und Steuerungseinrichtung geprüft und gegenüber dem Netzbetreiber bestätigt hat. Sofern notwendig unterstützt der Netzbetreiber durch mit dem Anlagenbetreiber abgestimmte Schaltsimulationen. Auch im Zusammenhang mit der bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung muss unverschuldete Pönalisierung vermieden werden. Wenn die Inbetriebnahme einer BNK-Einrichtung allein deshalb unterbleibt, weil eine erforderliche luftfahrtrechtliche Genehmigung oder vorgelagerte standortbezogene Prüfung noch nicht abgeschlossen ist, darf daraus keine Sanktion zulasten des Anlagenbetreibers entstehen. Die Sanktionssystematik des § 52 sollte daher klar zwischen beeinflussbaren Pflichtverstößen und Verzögerungen unterscheiden, die außerhalb des Verantwortungsbereichs des Anlagenbetreibers liegen.

Kritisch ist zudem die neue Vorgabe des § 10b Absatz 7 EEG-Entwurf. Wenn Direktvermarktungsverträge künftig zwingend Schwellenwerte für Abregelungen sowie Kostenregelungen enthalten müssen, betrifft dies rein vertraglichen Ausgestaltungsfragen. Dies führt zu erheblichem Prüfaufwand für Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmen, ohne dass damit eine systemweit wirksame Steuerungswirkung gesichert wäre. Der BEE sieht eine solche zusätzliche Regelung bilateraler Vertragsinhalte kritisch und empfiehlt, die Vorgabe in § 10b Absatz 7 nicht einzuführen.

Für Bioenergieanlagen ist § 44c Absatz 8 außerdem im Zusammenhang mit Nachhaltigkeitszertifizierungen relevant. Bei fehlender, fehlerhafter oder verspäteter Zertifizierung geringer Biomasse-mengen darf nicht pauschal die der Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 für die gesamte Strommenge entfallen. Sachgerecht wäre vielmehr eine anteilige Rechtsfolge, die nur jene Strommenge betrifft, die tatsächlich aus nicht zertifizierter Biomasse erzeugt wurde. Andernfalls würden auch geringfügige Nachweisfehler zu unverhältnismäßigen wirtschaftlichen Folgen führen. Der BEE empfiehlt daher, die Rechtsfolgensystematik so auszugestalten, dass Nachhaltigkeitsanforderungen wirksam durchgesetzt werden, ohne den Weiterbetrieb von Bioenergieanlagen durch unverhältnismäßige Sanktionen zu gefährden.

Ergänzend ist klarzustellen, dass Pflichtverstöße nur dann pönalisiert werden dürfen, wenn sie dem Anlagenbetreiber zurechenbar sind. Wo Anlagenbetreiber von Netzbetreibern, Messstellenbetreibern oder Direktvermarktern abhängig sind, müssen unverschuldete Verzögerungen und Drittfehler sanktionsfrei bleiben. Die grundsätzlichen Fragen zu Direktvermarktungsprozessen und Auffangmechanismen werden in den Kapiteln § 10b sowie § 21b/§ 21c behandelt.

Der BEE empfiehlt daher, die grundsätzlich sinnvollen Klarstellungen in § 52 beizubehalten, die Regelung aber um zusätzliche Schutzmechanismen zu ergänzen. Erforderlich sind insbesondere eine klare Kenntnisregelung bei technischen Defekten, Ausnahmen bei unverschuldeten Verzögerungen, verhältnismäßige Rechtsfolgen bei Nachhaltigkeitsnachweisen sowie der Verzicht auf eine zusätzliche Regelung rein bilateraler Vertragsinhalte. § 52 sollte Pflichtverstöße adressieren, ohne Fälle fehlender oder fehlerhafter Zuordnung zusätzlich zu sanktionieren, für die in § 21b und § 21c ein Auffangmechanismus und eine Korrekturfrist erforderlich sind.

6.4 Änderungen im §§53, 53a und 53b – Anpassung von Zahlungsansprüchen und Zahlungspflichten

Der EEG-Entwurf fasst § 53 neu und regelt die Verringerung des anzulegenden Wertes im Rahmen der Netzbetreiberabnahme. Für die befristete Übergangszahlung wird von den jeweils anzulegenden Werten pauschal 1 ct/kWh abgezogen. Für ausgeförderte Anlagen wird der anzulegende Wert nach § 23b weiterhin um die von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Vermarktungskosten reduziert. Bei ausgeförderten Anlagen halbiert sich dieser Abzug, wenn die Anlage mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet ist.

Der BEE bewertet diese Regelung differenziert. Soweit § 53 die neue Systematik der Netzbetreiberabnahme nachvollzieht und die bisherige Marktwertdurchleitung für ausgeförderte Anlagen systematisch fortführt, ist die Änderung nachvollziehbar. Kritisch bleibt jedoch, dass die befristete Übergangszahlung nur eine Übergangsregelung darstellt und keinen dauerhaften Auffangmechanismus ersetzt. Die Frage eines verlässlichen Auffangmechanismus bei fehlender oder fehlerhafter Zuordnung wird in den Kapiteln § 21b und § 21c behandelt.

Der neue § 53a sieht bei Überschreitung der Entgeltobergrenze nach § 36d Absatz 1 eine Zahlung von 50 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und Kalenderjahr vor. Die inhaltliche Bewertung erfolgt im Kapitel zu § 36d.

Der neue § 53b übernimmt die bisher in § 53c enthaltene Regelung zur Stromsteuerbefreiung und passt sie an den Refinanzierungsbeitrag an. Für Strom, der durch ein Netz durchgeleitet wird und von der Stromsteuer befreit ist, verringert sich der Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 um die Höhe der gewährten Stromsteuerbefreiung. Zugleich erhöht sich in einem Refinanzierungsjahr die Zahlungspflicht nach § 21d um denselben Betrag. Damit wird die bisherige Anrechnungssystematik auf das neue System aus Zahlungsanspruch und Refinanzierungsbeitrag übertragen.

Aus Sicht des BEE ist diese Systematik zwar folgerichtig, soweit wirtschaftliche Vorteile nicht doppelt berücksichtigt werden sollen. Zugleich muss jedoch sichergestellt werden, dass die Regelung keine zusätzlichen Hemmnisse für Direktbelieferung, PPA-Modelle oder regionale Grünstromkonzepte schafft. Gerade der Entwurf verfolgt das Ziel, marktbasierte Ansätze und Systemintegration zu stärken. Dieses Ziel darf nicht dadurch konterkariert werden, dass regionale oder direkt verbrauchsnahe Vermarktungsmodelle durch zusätzliche Abzüge wirtschaftlich unattraktiver werden.

Positiv ist, dass der Entwurf in § 23 Absatz 4 klarstellt, dass § 53b nicht anzuwenden ist, wenn die Zahlungspflicht bereits aufgrund spezieller Regelungen, etwa § 51, § 48 Absatz 3 oder § 54 Absatz 2, auf null reduziert ist. Für Biomasseanlagen wird zudem klargestellt, dass mit Ausnahme von Klär- und Deponiegasanlagen sie nicht der Zahlungspflicht nach § 21d unterliegen und daher auch kein Refinanzierungsbeitrag erhöht werden kann.

Der BEE empfiehlt daher, § 53 eng mit der Systematik der Netzbetreiberabnahme und den in § 21b und § 21c geforderten Auffang- und Korrekturmechanismen abzustimmen. § 53b sollte so angewendet werden, dass Direktbelieferung, PPA-Modelle und verbrauchsnahe Vermarktung nicht zusätzlich erschwert werden. Ziel muss sein, das neue System aus Marktprämie, Netzbetreiberabnahme und Refinanzierungsbeitrag konsistent auszugestalten, ohne marktnahe und regionale Vermarktungsmodelle zu schwächen.



7 Weitergabe, Vermarktung und Stromkennzeichnung

7.1 Änderungen im §§56 und 57 – Weitergabe und Vermarktung durch den Übertragungsnetzbetreiber

Der EEG-Entwurf fasst die §§ 56 und 57 neu. § 56 regelt künftig, dass Netzbetreiber den Strom, der entweder der Einspeisevergütung nach einer früheren EEG-Fassung oder der neuen Netzbetreiberabnahme nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 zugeordnet ist, unverzüglich an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weitergeben müssen. Zugleich wird das Recht zur Kennzeichnung als „Strom aus erneuerbaren Energien, gefördert nach dem EEG“ für den gesamten Strom weitergeleitet, der der Marktprämie nach § 20, der Einspeisevergütung nach einer früheren EEG-Fassung, der Netzbetreiberabnahme oder dem Mieterstromzuschlag zugeordnet ist. § 57 stellt entsprechend klar, dass die Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber insbesondere die Strommengen erfasst, die der Einspeisevergütung nach einer früheren EEG-Fassung oder der Netzbetreiberabnahme zugeordnet sind.

Der BEE bewertet diese Änderungen im Grundsatz als folgerichtige Folgeanpassung an die neue Systematik aus Marktprämie, Refinanzierungsbeitrag und Netzbetreiberabnahme. Positiv ist, dass der Entwurf die Weitergabe- und Vermarktungspflichten systematisch an die neue, enger gefasste Netzbetreiberabnahme anpasst und zugleich klarstellt, welche Strommengen weiterhin durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarktet werden. Dies dient der Rechtsklarheit und ist vor dem Hintergrund der Umstellung der bisherigen Einspeisevergütung auf die neue Netzbetreiberabnahme nachvollziehbar.

Gleichzeitig ist der Regelungskontext kritisch zu betrachten. Die Netzbetreiberabnahme wird künftig deutlich enger ausgestaltet und soll im Wesentlichen nur noch Übergangsbeziehungsweise Auffangfunktionen erfüllen. Die auf 36 Monate befristete Übergangszahlung ist hierfür nicht ausreichend. Sie ersetzt weder eine dauerhaft verlässliche Einspeisevergütung noch eine funktionierende und wirtschaftlich tragfähige Direktvermarktung für kleine Anlagen. Besonders kritisch ist, dass die Direktvermarktung stufenweise auf kleinere Neuanlagen ausgeweitet wird, obwohl massengeschäftstaugliche Angebote bislang nicht flächendeckend verfügbar sind. Nach Ablauf der Übergangszahlung drohen Anlagenbetreibern daher entweder unverhältnismäßig hohe Vermarktungskosten oder die unentgeltliche Abnahme des eingespeisten Stroms.

Aus Sicht des BEE muss daher sichergestellt werden, dass die Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht selbst zu zusätzlichen Marktverwerfungen beiträgt. Der Entwurf verweist darauf, dass auch die Vermarktung kleinerer Bestandsanlagen sowie Anlagen in der künftigen Netzbetreiberabnahme in der EEV weiter angepasst werden soll und fernsteuerbare Anlagen künftig grundsätzlich bei negativen Preissignalen abgeregelt werden sollen. Dies kann im Grundsatz zur Vermeidung negativer Preise beitragen, muss aber praxistauglich, diskriminierungsfrei und ohne Eingriff in berechtigten Bestandsschutz umgesetzt werden.

Für kleine Anlagen bleibt entscheidend, dass die Netzbetreiberabnahme nicht als Ersatz für eine funktionierende, massengeschäftstaugliche Direktvermarktung missverstanden wird. Gerade im PV-Kleinanlagensegment bestehen weiterhin erhebliche technische, prozessuale und wirtschaftliche Hürden für die Direktvermarktung. Wenn nach Auslaufen der Übergangsregelungen nur noch unentgeltliche Abnahme oder wirtschaftlich nicht tragfähige Direktvermarktung verbleiben, droht eine Fehlsteuerung hin zu kleineren Eigenverbrauchs- oder Nulleinspeiseanlagen.

Der BEE empfiehlt daher, die Klarstellungen in §§ 56 und 57 beizubehalten, sie aber eng mit den Vorgaben zur EEV, zur Netzbetreiberabnahme und zur Direktvermarktung abzustimmen. Die Vermarktung durch Übertragungsnetzbetreiber sollte so ausgestaltet werden, dass negative Preise vermieden, Marktwerte stabilisiert und Bestandsanlagen nicht nachträglich belastet werden. Zugleich braucht es für kleine Anlagen praxistaugliche Übergangs- und Vermarktungsmodelle, damit die Umstellung auf mehr Marktintegration nicht zu geringeren Ausbauräumlichkeiten führt.

7.2 Änderungen in §58 – Stromkennzeichnung

In § 58 Absatz 2 EEG-Entwurf wird das Wort „vergüteten“ gestrichen. Nach der Gesetzesbegründung handelt es sich um eine Klarstellung. Das Erlöschen der an den Übertragungsnetzbetreiber eingeräumten oder weitergeleiteten Rechte zur Stromkennzeichnung soll auch für förderfreie Veräußerungsformen gelten.

Der BEE bewertet diese Änderung als redaktionelle beziehungsweise klarstellende Folgeänderung zur neuen Systematik aus Marktprämie, Refinanzierungsbeitrag und Netzbetreiberabnahme. Materieller Änderungsbedarf ist hierzu nicht ersichtlich.

8 Mitteilungspflichten, Herkunftsnachweise und Doppelvermarktung

8.1 Änderungen in den §§71 bis 73– Daten-, Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten

Der EEG-Entwurf nimmt in den §§ 71 bis 73 mehrere Folgeänderungen an den Mitteilungs-, Speicher- und Veröffentlichungspflichten vor. In § 71 wird klargestellt, dass sämtliche Angaben nach Absatz 1 bis zum 28. Februar eines Jahres an den Netzbetreiber zu übermitteln sind. Die Mitteilung zur Stromsteuerbefreiung wird infolge der Abschaffung der Regionalnachweise angepasst. Darüber hinaus müssen Anlagenbetreiber künftig angeben, ob sie ein Unternehmen im Sinne der KMU-Definition der Empfehlung 2003/361/EG oder ein sonstiges Unternehmen sind. Zudem sind weiterhin Angaben zur Gebietseinheit der NUTS-Ebene 2 sowie zum Hauptwirtschaftszweig auf Ebene der NACE-Gruppe vorgesehen.

§ 72 wird neu gefasst und verpflichtet Netzbetreiber insbesondere, Mitteilungen zu den Veräußerungsformen nach § 21c, zur Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 20 Absatz 2 sowie zum dauerhaften Verzicht auf Marktprämie und Refinanzierungsbeitrag nach § 21e an die Übertragungsnetzbetreiber weiterzugeben. Die Angaben zur Ausfallvergütung bleiben für Bestandsanlagen erhalten, die diese nach einer früheren Fassung des EEG weiterhin in Anspruch nehmen können.

§ 73 verpflichtet Übertragungsnetzbetreiber, Informationen über Umfang und zeitlichen Verlauf der Strommengen zu speichern, für die Zahlungen nach §§ 19 Abs. 1, 21d, 26 Abs. 2 Satz 5, 36h Abs. 2, 46 Abs. 1, 50 Abs. 1 und 50c Abs. 1 geleistet wurden. Damit werden insbesondere auch Refinanzierungsbeiträge sowie Zahlungen im Zusammenhang mit Flexibilitäten und dem Direktvermarktungsbonus in die Speicherpflichten einbezogen. Zudem müssen Daten zur Berechnung der Marktprämie und des Refinanzierungsbeitrags veröffentlicht werden. Damit werden auch die im Rahmen des neuen CfD-Förderrahmens abgeschöpften Strommengen und Refinanzierungsbeiträge in die Speicher- und Transparenzpflichten einbezogen. Der BEE bewertet diese Änderungen grundsätzlich als folgerichtige Folgeanpassungen an die neue Systematik aus Marktprämie, Refinanzierungsbeitrag und Netzbetreiberabnahme. Wenn mit § 21d ein neuer Refinanzierungsbeitrag eingeführt wird, müssen Datenflüsse, Abrechnung, Transparenz und Veröffentlichungspflichten entsprechend angepasst werden. Entscheidend ist jedoch, dass die zusätzlichen Mitteilungs- und Datenpflichten massengeschäftstauglich, digital und praxistauglich umgesetzt werden. Gerade im Kontext kleinerer Anlagen darf die neue Systematik nicht zu zusätzlicher Bürokratie führen, die Direktvermarktung, Marktintegration oder Projektumsetzung erschwert.

Der BEE empfiehlt daher, die Änderungen in §§ 71 bis 73 grundsätzlich beizubehalten, sie aber konsequent auf Bürokratiearmut, Digitalisierung und Praxistauglichkeit auszurichten. Zusätzliche Daten- und Mitteilungspflichten dürfen nicht zu neuen Hemmnissen für Anlagenbetreiber, Direktvermarktung, PPA-Modelle oder kleine dezentrale Anlagen führen. Eine klare, digitale und standardisierte Umsetzung ist Voraussetzung dafür, dass die neue Systematik des EEG 2027 effizient funktionieren kann. Doppelte Meldungen bereits

vorhandener Daten sollten vermieden und einheitliche elektronische Schnittstellen verbindlich vorgesehen werden.

8.2 Änderungen in § 79 – Herkunftsnachweise

§ 79 wird an den neuen Direktvermarktungsbonus nach § 50c angepasst. Grundsätzlich stellt das Umweltbundesamt auch für Strom Herkunftsnachweise aus, der nach § 21a sonstig direkt vermarktet wird und für den der Anlagenbetreiber den Direktvermarktungsbonus nach § 50c erhält. Hiervon gilt jedoch eine Ausnahme, wenn für die Zahlung nach § 50c die Pauschaloption nach § 19 Abs. 3c genutzt wird. In diesem Fall werden keine Herkunftsnachweise ausgestellt. Darüber hinaus wird ausdrücklich geregelt, dass das Umweltbundesamt Herkunftsnachweise löschen und für verfallen erklären kann. Ausstellung, Übertragung, Entwertung, Löschung und Verfall erfolgen elektronisch nach Maßgabe der einschlägigen Vorgaben. Die Änderung in § 79 Absatz 3 stellt daneben eine redaktionelle Anpassung an das Unionsrecht dar.

Der BEE begrüßt grundsätzlich, dass die Inanspruchnahme des Direktvermarktungsbonus nach § 50c der Ausstellung von Herkunftsnachweisen nicht entgegensteht. Dadurch bleiben insbesondere Grünstromprodukte, Direktbelieferungen und PPA-Modelle auch für kleinere Anlagen grundsätzlich möglich. Zu berücksichtigen ist allerdings die Ausnahme bei Nutzung der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3c. Voraussetzung für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen bleibt eine eindeutige Abgrenzung der hierfür berechtigten Strommengen und der Ausschluss einer Doppelvermarktung der grünen Eigenschaft. Das Verfahren sollte dabei möglichst bürokratiearm ausgestaltet werden.

Der BEE empfiehlt daher, die Klarstellung in § 79 beizubehalten.

8.3 Streichung des § 79a – Abschaffung der Regionalnachweise

Der EEG-Entwurf streicht § 79a und schafft damit die Regionalnachweise sowie das Regionalnachweisregister ab. Begründet wird dies mit der geringen Nutzung des Instruments und dem im Verhältnis hierzu hohen administrativen Aufwand. Die Übergangsregelung findet sich in § 101 EEG 2027. Für vor dem 1. Januar 2027 erzeugten und eingespeisten Strom bleiben die bisherigen Regelungen grundsätzlich bis zum 31. Juli 2027 anwendbar. Das Umweltbundesamt betreibt das Regionalnachweisregister grundsätzlich bis zum 31. Dezember 2027 weiter. Ein früherer oder späterer Zeitpunkt für die Einstellung des Betriebs kann durch das Umweltbundesamt festgelegt werden. Passend dazu tritt die Streichung der regionalen Grünstromkennzeichnung in § 42 Absatz 5 EnWG nach Artikel 7 Satz 2 erst zum 1. August 2027 in Kraft, sodass entwertete Regionalnachweise bis dahin noch in der Stromkennzeichnung genutzt werden können. Der BEE begrüßt grundsätzlich den Abbau unnötiger Bürokratie, bewertet die ersatzlose Streichung jedoch kritisch. Mit den Regionalnachweisen entfällt ein Instrument für regionale Grünstromprodukte, regionale Wertschöpfung und die Akzeptanz erneuerbarer Energien. Bei einer sachgerechten und massengeschäftstauglichen Ausgestaltung könnten jedoch auch Energy-Sharing-Modelle und die direkte Belieferung von Verbrauchern aus regionalen Erneuerbare-Energien-Anlagen wesentliche Funktionen der

Regionalnachweise übernehmen. Insbesondere könnten sie einen nachvollziehbaren regionalen Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch herstellen und zugleich eine stärkere Beteiligung der Verbraucher ermöglichen.

Der BEE empfiehlt daher, Regionalnachweise nicht ersatzlos zu streichen, sondern entweder ein alternatives, massengeschäftstaugliches Regionalstrominstrument zu schaffen oder Energy Sharing und regionale Direktbelieferungsmodelle so auszugestalten, dass sie funktional eine gleichwertige Alternative darstellen können. Zudem müssen ausreichende Übergangsfristen vorgesehen und bestehende Verträge sowie betroffene Marktakteure angemessen geschützt werden.

8.1 Änderungen in §80 - Doppelvermarktungsverbot

Der Regierungsentwurf ändert § 80 punktuell. § 80 Absatz 2 Satz 3 wird als Folge der Abschaffung der Regionalnachweise und der Abwicklung des Regionalnachweisregisters gestrichen. Die inhaltliche Bewertung dieser Abschaffung erfolgt im Abschnitt zu § 79a. Im Übrigen bleibt das Doppelvermarktungsverbot für die Abgrenzung zwischen EEG-Förderung, Refinanzierungsbeitrag und Herkunftsnachweisen von zentraler Bedeutung. Herkunftsnachweise werden grundsätzlich für Strom aus sonstiger Direktvermarktung ausgestellt, sofern keine Zahlung nach § 19 oder § 50 in Anspruch genommen wird. Für den Direktvermarktungsbonus nach § 50c besteht eine Ausnahme: Dessen Inanspruchnahme steht der Ausstellung von Herkunftsnachweisen grundsätzlich nicht entgegen. Werden Zahlungen nach § 50c jedoch unter Nutzung der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3c geltend gemacht, werden keine Herkunftsnachweise ausgestellt. Der BEE bewertet diese Systematik grundsätzlich als folgerichtig. Das Doppelvermarktungsverbot ist ein zentrales Element, um eine doppelte Inanspruchnahme der grünen Eigenschaft zu verhindern. Wenn Anlagen im Förder- und Absicherungsrahmen des EEG stehen, muss klar abgegrenzt werden, ob und wann Herkunftsnachweise ausgestellt werden können. Sachgerecht ist daher, dass Strommengen in der Marktprämie beziehungsweise im CfD-Rahmen weiterhin als EEG-gefördert behandelt werden und nicht zusätzlich über Herkunftsnachweise vermarktet werden. Positiv ist zugleich, dass der Entwurf den Wechsel in die sonstige Direktvermarktung nicht generell ausschließt. Anlagenbetreiber, die grundsätzlich am Fördersystem teilnehmen, sollen weiterhin in die sonstige Direktvermarktung wechseln können, um Herkunftsnachweise zu erhalten und Grünstrom-PPAs abzuschließen. Soweit für die Anlage eine Zahlungspflicht nach § 21d besteht, bleibt diese jedoch auch bei einem Wechsel in die sonstige Direktvermarktung erhalten.

Aus Sicht des BEE ist jedoch entscheidend, dass diese Abgrenzung praxistauglich, rechtssicher und PPA-freundlich ausgestaltet wird. PPAs und Direktbelieferung sind wichtige marktbasierte Instrumente für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und dürfen durch unklare Abgrenzungen zwischen Förderung, Abschöpfung, Herkunftsnachweisen und sonstiger Direktvermarktung nicht erschwert werden. Der Entwurf sollte daher klarstellen, dass Anlagenbetreiber auch künftig rechtssicher zwischen Marktprämie und sonstiger Direktvermarktung wechseln und Grünstrom-PPAs abschließen können, sofern keine doppelte Vermarktung der grünen Eigenschaft erfolgt.

Zugleich muss vermieden werden, dass die neue formelle Betrachtungsweise zu unnötigen Unsicherheiten führt. Der Entwurf der Bundesregierung stellt im Energiefinanzierungsrecht klar, dass Strom nur dann als ungefördert gilt, wenn er der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet ist. Eine Zahlungspflicht nach § 21d innerhalb des Förder- und Absicherungsrahmens macht den Strom nicht zu ungefördertem Strom. Diese Abgrenzung ist nachvollziehbar, sollte aber in der Praxis einfach anwendbar sein und keine zusätzlichen Nachweis- oder Abrechnungsrisiken für Anlagenbetreiber und Vermarkter schaffen.

Der BEE empfiehlt daher, die Grundsystematik des Doppelvermarktungsverbots beizubehalten, sie aber im Zusammenspiel mit § 79 und § 21a möglichst klar und PPA-tauglich auszugestalten. Herkunftsnachweise dürfen nicht doppelt vermarktet werden. Zugleich müssen sonstige Direktvermarktung, Direktbelieferung und Grünstrom-PPAs rechtssicher möglich bleiben.

9 Änderung zu Rechtsschutz und behördliches Verfahren

9.1 Änderungen in den §§81 bis 87

Der EEG-Entwurf sieht im Bereich Rechtsschutz und behördliches Verfahren insbesondere Anpassungen in § 81, § 83 und § 85 vor. In § 81 wird eine neue Pflicht der Netzbetreiber eingeführt, der Clearingstelle eine zentrale Kontaktstelle zu benennen, deren Daten aktuell zu halten und die Erreichbarkeit sicherzustellen. Ziel ist es, der Clearingstelle in Verfahren nach § 81 Absatz 4 EEG eine elektronische Kontaktaufnahme mit den Netzbetreibern zu erleichtern und den organisatorischen Aufwand zu reduzieren. Der BEE bewertet diese Änderung positiv. Angesichts der steigenden Zahl von Anlagen und der wachsenden Komplexität energierechtlicher Fragestellungen sind klare Kommunikationsstrukturen und ein verlässlicher „Single Point of Contact“ sachgerecht.

§ 83 wird dahingehend erweitert, dass der einstweilige Rechtsschutz künftig auch für die Mitteilung des Einspeiseortes nach § 8b EEG gilt. Dies ist aus Sicht des BEE zu begrüßen. Die rechtzeitige Mitteilung der alphanumerischen Bezeichnungen des Ortes der Messung, Entnahme und Einspeisung ist eine wesentliche Voraussetzung für die Teilnahme am Bilanzkreissystem und damit insbesondere für Direktvermarktung, Marktkommunikation und einen reibungslosen Marktzugang. Wenn diese Mitteilung verzögert oder unterlassen wird, brauchen Anlagenbetreiber eine effektive Möglichkeit, kurzfristig Rechtsschutz zu erlangen.

§ 83a Absatz 2 wird als Folgeänderung zur Abschaffung des Zahlungsberechtigungsverfahrens neu gefasst. Danach hat die Erteilung eines Zuschlags unabhängig von einem Rechtsschutzverfahren Dritter Bestand. Die Anfechtung eines Zuschlags durch Dritte ist nicht zulässig.

§ 85 wird an die neue Systematik des EEG 2027 angepasst. Die Aufgaben der Bundesnetzagentur werden neu strukturiert und umfassen weiterhin insbesondere die Durchführung der Ausschreibungen, die Sicherstellung von Transparenzpflichten und die Überwachung bestimmter Netzbetreiberpflichten. Der BEE bewertet diese Anpassungen grundsätzlich als folgerichtig. Gleichzeitig sollte die Rolle der Bundesnetzagentur im Sinne eines praxistauglichen Vollzugs weiterentwickelt werden. Insbesondere sollte sie ausreichend Ressourcen und Kompetenzen erhalten, um Verfahren zügig, digital und rechtssicher umzusetzen.

Zudem erhält die Bundesnetzagentur eine Festlegungskompetenz, die Übergangsphase der befristeten Übergangszahlung für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 Kilowatt bis längstens zum 31. Dezember 2032 zu verlängern beziehungsweise ihre Anwendbarkeit auf weitere Anlagen dieser Größenklasse zu erweitern, sofern und soweit eine Direktvermarktung noch nicht mit angemessenem Aufwand möglich ist.

Darüber hinaus sollte die Bundesnetzagentur in besonderen, von Anlagenbetreibern nicht zu vertretenden Fällen über weitergehende Möglichkeiten verfügen, Fristen sachgerecht zu verlängern. Dies betrifft etwa Lieferengpässe, Transportverzögerungen, Herstellerinsolvenzen, Pandemien, kriegsbedingte Auswirkungen oder andere Fälle höherer Gewalt. Andernfalls besteht die Gefahr, dass genehmigte und bezuschlagte Projekte allein aufgrund externer

Verzögerungen wirtschaftlich gefährdet werden oder Zuschläge verfallen, obwohl die Projektierer die Verzögerung nicht zu verantworten haben. Eine entsprechende Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur würde die Rechtssicherheit erhöhen und vermeiden, dass in jedem Einzelfall gesetzgeberisch nachgesteuert werden muss.

Aus Sicht des BEE sollten die Änderungen in §§ 81 bis 87 daher grundsätzlich beibehalten und praxistauglich weiterentwickelt werden. Positiv sind insbesondere die zentrale Kontaktstelle für die Clearingstelle und die Erweiterung des einstweiligen Rechtsschutzes auf § 8b. Ergänzend sollte der Gesetzgeber die Bundesnetzagentur mit ausreichenden Ressourcen und flexiblen Kompetenzen ausstatten, damit behördliche Verfahren den Ausbau erneuerbarer Energien nicht verzögern, sondern beschleunigen.

10 Verordnungsermächtigungen

10.1 Änderungen in den §§88a und 88d – Grenzüberschreitende Ausschreibungen und Resilienzausschreibungen

Der EEG-Entwurf passt § 88a an die erweiterte Systematik grenzüberschreitender Ausschreibungen an. Die Verordnungsermächtigung wird insbesondere auf die Änderungen in § 5 EEG, die Einführung einer Abschöpfungskomponente sowie die Möglichkeit einer finanziellen Beteiligung Deutschlands an Ausschreibungen anderer Staaten ausgerichtet. Grenzüberschreitende Kooperationen können grundsätzlich sinnvoll sein, sofern sie transparent ausgestaltet werden und die Anrechnung auf deutsche Ausbauziele, die Wirkung auf den deutschen Strommarkt sowie die Finanzierung eindeutig geregelt sind. Sie dürfen jedoch nicht dazu führen, dass der inländische Ausbaupfad geschwächt oder Investitionssicherheit im deutschen Markt reduziert wird.

Zentral ist die neue Verordnungsermächtigung in § 88d zu Resilienzausschreibungen. Der Entwurf schafft damit die Grundlage, um die näheren Anforderungen der Resilienzausschreibungen nachgelagert per Verordnung auszugestalten. Die Verordnungsermächtigung umfasst insbesondere die Ausschreibungsvolumina und Gebotstermine, Höchstwerte, Teilnahmevoraussetzungen, Anforderungen an verantwortungsvolles unternehmerisches Handeln sowie Cyber- und Datensicherheit, nichtpreisliche Zuschlagskriterien, Nachweispflichten und Sanktionen. Während § 28e die gesetzlichen Ausschreibungsmengen und Gebotstermine festlegt, muss § 88d die Kriterien, Höchstwerte und Nachsteuerungsmechanismen praxistauglich absichern. Die Umsetzung des Net-Zero-Industry-Acts ist aus Sicht des BEE grundsätzlich zu begrüßen, weil resiliente europäische Wertschöpfungsketten, Versorgungssicherheit und industrielle Souveränität für die Energiewende an Bedeutung gewinnen. Entscheidend ist jedoch, dass die Ausgestaltung tatsächlich zusätzliche Investitionen in europäische Produktionskapazitäten ermöglicht und nicht lediglich bestehende Ausschreibungsvolumina in ein neues, aufwendigeres Segment verschiebt.

Kritisch bewertet der BEE daher, dass die Resilienzausschreibungsmengen nach der Systematik des Entwurfs vom regulären Ausschreibungsvolumen abgezogen werden sollen.

Gerade in der Anfangsphase ist noch nicht absehbar, ob die Anforderungen der Resilienzausschreibungen praxistauglich ausgestaltet werden und ob ausreichend Wettbewerb entsteht. Werden diese Mengen vom regulären Volumen abgezogen, besteht das Risiko, dass nicht bezuschlagte oder nicht realisierte Resilienzmengen erst verspätet wieder in den regulären Ausschreibungspfad zurückgeführt werden. Dies kann die Zielerreichung gefährden. Der BEE empfiehlt daher, die Resilienzausschreibungsmengen zusätzlich zu den regulären Ausschreibungsvolumina bereitzustellen und nicht auf diese anzurechnen.

Für die Photovoltaik ist zudem das vorgesehene Volumen kritisch zu bewerten. Ein statisches Resilienzvolumen von 0,5 GW jährlich für die Jahre 2027 bis 2032 setzt aus Sicht der Solarbranche kein ausreichendes Signal für Investitionen in europäische Produktionskapazitäten. Erforderlich wäre vielmehr ein verlässlicher Aufwuchspfad, der den Markthochlauf abbildet und Investitionsentscheidungen ermöglicht. Das Resilienzvolumen für PV sollte daher deutlich angehoben werden. Zudem müssen mögliche Mehrkosten durch Resilienz Kriterien bei der Ausgestaltung der Höchstwerte berücksichtigt werden.

Die Verordnungsermächtigung sollte für PV-Resilienzausschreibungen zudem ausdrücklich die Kombination von Solaranlagen mit Stromspeichern sowie Resilienz Kriterien für PV-Module, Wechselrichter und Batteriespeicher erfassen. Die Anforderungen sollten Komponenten aus resilienten und möglichst hochdekarbonisierten Wertschöpfungsketten angemessen berücksichtigen. Zugleich sollten Mindestanforderungen an einen systemdienlichen Speicherbetrieb vorgesehen werden. Dabei kann insbesondere geprüft werden, die Speicherleistung auf mindestens 50 Prozent der installierten PV-Leistung und die Speicherkapazität auf eine mindestens vierstündige Ausspeicherdauer auszurichten. Die Vorgaben müssen jedoch technologieoffen, nachweisbar und so ausgestaltet werden, dass sie den Wettbewerb in der Einführungsphase nicht unverhältnismäßig beschränken.

Der BEE empfiehlt daher, die Verordnungsermächtigung in § 88d so auszugestalten, dass Resilienzausschreibungen zusätzliche und planbare Ausbauimpulse setzen. Die Mengen sollten nicht zulasten der regulären Ausschreibungsvolumina gehen, die Höchstwerte müssen zusätzliche Anforderungen realistisch abbilden, und die Kriterien sollten praxistauglich, transparent und wettbewerbsfähig ausgestaltet werden. Dabei ist darauf zu achten, dass die qualitativen und nichtpreislichen Anforderungen den Wettbewerb nicht unnötig verengen und von den Bietern sowie den betroffenen Lieferketten tatsächlich erfüllt und nachgewiesen werden können.

10.2 Änderungen in den §§92 und 96 – Herkunftsnachweise und Grüner Wasserstoff

Der Regierungsentwurf passt die Verordnungsermächtigungen zu Herkunftsnachweisen in §§ 92 und 93 an. § 92 erfasst künftig neben Ausstellung, Übertragung, Entwertung und Verwendung ausdrücklich auch die Löschung und den Verfall von Herkunftsnachweisen. § 93 enthält eine Verordnungsermächtigung zu Gebühren und Auslagen für individuell zurechenbare Leistungen des Umweltbundesamtes im Zusammenhang mit Ausstellung, Anerkennung, Übertragung, Entwertung und Löschung von Herkunftsnachweisen sowie der Nutzung des Herkunftsnachweisregisters. Zugleich entfällt die bisher in § 93 enthaltene Verordnungsermächtigung zu Anforderungen an Grünen Wasserstoff. Begründet wird dies damit, dass die Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grünem

Wasserstoff nicht mehr umgesetzt werden sollen und die entsprechende Verordnungsermächtigung daher entbehrlich sei.

Der BEE bewertet die ersatzlose Streichung der bisherigen Verordnungsermächtigung zu Anforderungen an Grünen Wasserstoff kritisch. Zwar ist nachvollziehbar, dass bisherige Ausschreibungsinstrumente überprüft und weiterentwickelt werden müssen, wenn sie in der Praxis nicht umgesetzt wurden oder nicht ausreichend wirksam waren. Daraus folgt jedoch nicht, dass Innovationsausschreibungen, wasserstoffbasierte Speicher- und Rückverstromungskonzepte sowie grüne Wasserstoffanwendungen insgesamt aus dem EEG-Rahmen herausfallen sollten. Gerade mit steigenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien wächst der Bedarf an systemdienlichen Flexibilitätsoptionen, Speichern, Hybridanlagen, Direktbelieferung und Rückverstromungskonzepten.

Die Streichung von der bisherigen Verordnungsermächtigung in § 93 sollte daher nicht ersatzlos erfolgen. Erforderlich ist vielmehr eine neue, praxistaugliche Verordnungsermächtigung, die Speicher, Hybridanlagen, wasserstoffbasierte Rückverstromung, Flexibilitäten, Direktbelieferung und Multi-Use-Anwendungen angemessen adressiert. Ein solcher Rahmen sollte technologiespezifische Hemmnisse abbauen, systemdienliche Betriebsweisen ermöglichen und zugleich verhindern, dass innovative Anlagenkonzepte durch starre Ausschließlichkeits- oder Zuordnungsvorgaben blockiert werden.

Auch der Wegfall der Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff sollte nicht dazu führen, dass grüner Wasserstoff regulatorisch nicht mehr abgesichert wird. Grüner Wasserstoff ist als Speicher-, Flexibilitäts- und Versorgungssicherheitsoption für ein erneuerbares Energiesystem weiter regulatorisch abzusichern. Dies betrifft insbesondere systemdienlich betriebene Elektrolyseure, wasserstoffbasierte Speicherlösungen und Rückverstromungskonzepte, die erneuerbare Erzeugungsspitzen nutzbar machen und in Zeiten geringer Wind- und Solarstromerzeugung steuerbare erneuerbare Leistung bereitstellen können.

Der BEE empfiehlt daher, die Streichung der bisherigen Verordnungsermächtigung zu Anforderungen an Grünen Wasserstoff nicht ersatzlos vorzunehmen. Vielmehr sollte eine neue, praxistaugliche Verordnungsermächtigung geschaffen werden, die Speicher, Hybridanlagen, wasserstoffbasierte Rückverstromung, Flexibilitäten, Direktbelieferung und Multi-Use-Konzepte angemessen adressiert. Der Wegfall der Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff sollte ebenfalls nicht ohne regulatorischen Ersatz bleiben, da grüner Wasserstoff als Speicher-, Flexibilitäts- und Versorgungssicherheitsoption für ein erneuerbares Energiesystem weiter regulatorisch abgesichert werden sollte.

10.3 Änderungen in den §§94 und 95 – Systemdienlicher Anlagenbetrieb, Solare Strahlungsenergie

§ 94 wird an die neue Systematik der Netzbetreiberabnahme angepasst. Die Verordnungsermächtigung soll klarstellen, dass sie sowohl Bestandsanlagen in der

Einspeisevergütung nach früheren EEG-Fassungen als auch Neuanlagen in der neuen Netzbetreiberabnahme erfassen kann.

Der BEE bewertet diese Änderung grundsätzlich als folgerichtige Folgeanpassung. Ein systemdienlicher Anlagenbetrieb kann ein wichtiger Beitrag zur besseren Markt- und Netzintegration erneuerbarer Energien sein, muss jedoch praxistauglich, verhältnismäßig und ohne nachträgliche Belastung schutzwürdiger Bestandsanlagen umgesetzt werden.

§ 95 wird ebenfalls als Folgeänderung angepasst. Die Verordnungsermächtigung zur Höhe der anzulegenden Werte für solare Strahlungsenergie wird an die Neufassung von § 48 angepasst, weil dort bisherige Absätze entfallen. Zudem erfolgt eine Folgeänderung zur Neufassung des § 51 zu negativen Preisen.

Der BEE bewertet diese Änderungen formal als nachvollziehbar, verweist jedoch auf die bereits geäußerte Kritik an den zugrunde liegenden Regelungen. Die Absenkung und Vereinheitlichung der Solarvergütung in § 48, der Wegfall des Volleinspeisebonus sowie die Ausweitung der Risiken aus § 51 können insbesondere Gebäude-PV, kleinere Anlagen und Projekte mit geringeren Eigenverbrauchsanteilen erheblich belasten.

Aus Sicht des BEE sollte die Verordnungsermächtigung in § 95 daher nicht lediglich als technisches Folgeinstrument verstanden werden. Wenn die Bundesregierung künftig über Verordnung Einfluss auf anzulegende Werte, Systemdienlichkeit oder den Umgang mit negativen Preisen nehmen kann, muss sichergestellt werden, dass Investitionssicherheit, Finanzierung und Ausbauziele gewahrt bleiben. Gerade bei PV darf die Regelung nicht zu zusätzlichen Unsicherheiten führen, die den ohnehin sensiblen Gebäude-PV-Markt weiter schwächen.

Der BEE empfiehlt daher, §§ 94 und 95 zwar als systematische Folgeänderungen beizubehalten, sie aber eng mit den materiellen Regelungen zu § 48 und § 51 zu verknüpfen. Systemdienlichkeit darf nicht allein über zusätzliche Pflichten und Erlörisiken erreicht werden, sondern braucht praxistaugliche Speicher-, Steuerungs- und Marktinstrumente sowie einen verlässlichen Investitionsrahmen.

11 Kooperationsausschuss und Monitoring

11.1 Änderungen in den §§97 und 98

Der EEG-Entwurf erweitert die Aufgaben des Kooperationsausschusses nach § 97 um die **Beschleunigungsgebiete für Windenergie an Land**. Entsprechend werden auch die Datenbeschaffung und die Berichtspflichten der Länder nach § 98 angepasst. Die Länder sollen künftig Angaben zum Stand der Ausweisung von Beschleunigungsgebieten übermitteln. Zudem soll der Kooperationsausschuss künftig nur noch mindestens einmal jährlich tagen. Der Bericht der Bundesregierung zum Stand des Ausbaus wird zugleich vom 31. Dezember auf den 30. April vorgezogen. Darüber hinaus wird die bisherige Bezugnahme auf den Strommengenpfad nach § 4a gestrichen. Stattdessen sollen insbesondere die tatsächliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie der tatsächliche und prognostizierte Bruttostromverbrauch berücksichtigt werden, als übergeordneter Bewertungsmaßstab dient künftig die Zielsetzung des § 1.

Der BEE bewertet die Aufnahme der Beschleunigungsgebiete in das Monitoring grundsätzlich positiv. Gerade mit Blick auf die Umsetzung der RED-III-Vorgaben ist eine transparente Erfassung der Flächenausweisung und des Umsetzungsstands erforderlich. Beschleunigungsgebiete können nur dann wirksam zum Ausbau beitragen, wenn ihr Fortschritt nachvollziehbar erfasst, Hemmnisse frühzeitig erkannt und Nachsteuerungsbedarfe sichtbar gemacht werden.

Positiv ist auch die Vorverlegung des Bundesberichts auf den 30. April. Ein früherer Bericht kann dazu beitragen, Entwicklungen beim Ausbau schneller sichtbar zu machen und politische beziehungsweise administrative Nachsteuerung früher einzuleiten. Allerdings sollte die Reduzierung der Sitzungsfrequenz des Kooperationsausschusses nicht dazu führen, dass der Austausch zwischen Bund und Ländern an Verbindlichkeit verliert. Angesichts der hohen Dynamik beim Ausbau, bei Flächenfragen und bei Genehmigungsverfahren bleibt ein enges Monitoring zentral. Erforderlichenfalls müssen daher weiterhin zusätzliche Sitzungen stattfinden können.

Der BEE empfiehlt daher, die Erweiterung der Berichtspflichten um Beschleunigungsgebiete beizubehalten und zugleich die Transparenz weiter zu erhöhen. Insbesondere sollten die Länderberichte zeitnah öffentlich zugänglich gemacht werden, damit nicht erst mit deutlicher Verzögerung erkennbar wird, ob Flächenziele, Beschleunigungsgebiete und Ausbaupfade eingehalten werden.

11.2 Änderungen in den §§99 bis 99b – Fortschrittsbericht, Evaluierung und Bürgerenergiebericht

Der EEG-Entwurf nimmt in § 99 im Wesentlichen redaktionelle Folgeänderungen vor, insbesondere durch die Ersetzung der bisherigen Einspeisevergütung durch die neue Netzbetreiberabnahme. Die bisherigen §§ 99a und 99b werden durch einen neuen § 99a ersetzt. Dieser sieht eine Evaluierung zu Wechselwirkungen mit nachgelagerten Märkten vor.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie soll untersuchen, ob Marktprämienansprüche nach § 19 und Zahlungspflichten nach § 21d Preissignale aus anderen Märkten als dem Spotmarkt, insbesondere Intraday-Märkten, abschwächen und welche Auswirkungen sich daraus auf das effiziente Funktionieren der Strommärkte einschließlich des europäischen Strombinnenmarkts ergeben. Bei wesentlichen Beeinträchtigungen soll das Bundesministerium Handlungsempfehlungen vorlegen. Ein Bericht soll spätestens zum 31. Juli 2029 veröffentlicht werden.

Der BEE bewertet diese neue Evaluierung grundsätzlich als sinnvoll. Mit der Einführung des Refinanzierungsbeitrags und der Weiterentwicklung der Marktprämie ist es sachgerecht zu prüfen, ob die neue Systematik unbeabsichtigte Rückwirkungen auf Intraday-Märkte, Flexibilitätsanreize und nachgelagerte Vermarktungsmodelle hat. Gerade weil die Marktintegration der Erneuerbaren weiter gestärkt werden soll, müssen Fehlanreize frühzeitig erkannt und adressiert werden. Die Evaluierung sollte jedoch nicht erst ex post wirken, sondern so angelegt sein, dass bei erkennbaren Marktverzerrungen zeitnah nachgesteuert werden kann. Kritisch ist daher, dass der Entwurf bei festgestellten wesentlichen Beeinträchtigungen lediglich die Vorlage von Handlungsempfehlungen vorsieht, ohne eine verbindliche und zeitnahe Nachsteuerung zu regeln. Bloße Handlungsempfehlungen sind bei festgestellten wesentlichen Marktverzerrungen nicht ausreichend.

Kritisch bewertet der BEE hingegen die Streichung des bisherigen Fortschrittsberichts der Bundesregierung. Dieser Bericht war ein wichtiges Instrument, um Hemmnisse beim Ausbau erneuerbarer Energien transparent zu machen und Beschleunigungspotenziale zu identifizieren. Gerade beim Windenergieausbau bestehen weiterhin Nutzungskonkurrenzen und Restriktionen, etwa im Zusammenhang mit Funknavigationsanlagen, Wetterraddaren, seismologischen Messstationen, militärischen Belangen oder Hubschraubertiefflugstrecken. Ein Wegfall des Fortschrittsberichts würde Transparenz und politische Nachsteuerungsfähigkeit schwächen.

Ebenfalls kritisch ist die Streichung des Berichts der Bundesnetzagentur zu Bürgerenergiegesellschaften nach dem bisherigen § 99b. Die laufende Veröffentlichung einzelner Meldungen zu Bürgerenergieanlagen ersetzt keinen strukturierten Bericht zur tatsächlichen Entwicklung, Nutzung und Wirksamkeit der Bürgerenergie-Regelungen. Gerade weil gemeldete Anlagen nicht zwingend bereits finanziert, realisiert oder dauerhaft erfolgreich sind, braucht es eine qualitative Bewertung der Rahmenbedingungen. Bürgerenergie ist ein zentraler Baustein für Akteursvielfalt, regionale Wertschöpfung und Akzeptanz der Energiewende. Ihre Entwicklung sollte daher weiterhin systematisch beobachtet werden.

Der BEE empfiehlt daher, die neue Evaluierung zu Wechselwirkungen mit nachgelagerten Märkten aufzunehmen, bei wesentlichen Beeinträchtigungen jedoch eine verbindliche und zeitnahe Nachsteuerung vorzusehen. Die bisherigen Transparenzinstrumente sollten aber nicht ersatzlos gestrichen werden. Der Fortschrittsbericht der Bundesregierung und der Bericht zu Bürgerenergiegesellschaften sollten beibehalten oder zumindest in ein erweitertes Monitoring integriert werden. Entbürokratisierung darf nicht zulasten von Transparenz, Akteursvielfalt und frühzeitiger Nachsteuerungsfähigkeit gehen.

12 Schlussbestimmungen

12.1 Änderungen in den §§100 bis 104 – Übergangsbestimmungen, freiwilliger Wechsel in §51 und beihilferechtlicher Genehmigungsvorbehalt

Der EEG-Entwurf fasst § 100 neu und enthält umfangreiche Übergangsbestimmungen. Grundsätzlich ist positiv zu bewerten, dass für Bestandsanlagen weiterhin das bisherige Recht maßgeblich bleibt. Für Ausschreibungsanlagen stellt der Entwurf dabei sachgerecht auf den **Gebotstermin** vor dem 1. Januar 2027 ab und nicht auf den späteren Zeitpunkt der Zuschlagserteilung. Dies stärkt Vertrauensschutz und Investitionssicherheit, da Gebote, Finanzierungen und Projektkalkulationen auf der zum Gebotstermin geltenden Rechtslage beruhen.

Positiv sind zudem einzelne Klarstellungen, etwa zur Fortführung der Netzbetreiberabnahme und der marktwertbasierten Zahlungen für ausgeführte Anlagen sowie zur Anwendung bestimmter Regelungen für geringfügige Verbräuche bei Solaranlagen bis 100 kW. Auch die Übergangsregelung zu § 36i, wonach der späteste Beginn des Zahlungsanspruchs von 30 auf 36 Monate verlängert wird, ist grundsätzlich zu begrüßen. Sie bleibt allerdings hinter dem weitergehenden Bedarf zurück, da bei Windenergieprojekten weiterhin unverschuldete Verzögerungen durch Lieferketten, Netzanschlüsse, Genehmigungsänderungen oder Rechtsbehelfe auftreten können.

Kritisch sieht der BEE, dass § 100 Absatz 3 die neue Vorgabe des § 10b Absatz 7 auch auf Bestandsanlagen erstrecken soll, sobald Direktvermarktungsverträge neu abgeschlossen oder geändert werden. Damit würde eine bereits kritisch bewertete Regelung zu bilateralen Vertragsinhalten perspektivisch auch in bestehende Vermarktungsstrukturen hineinwirken. Der BEE hält dies für nicht sachgerecht, da die Vorgabe kaum zusätzliche Steuerungswirkung entfaltet, aber Prüf- und Bürokratieaufwand für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter erhöht.

Für die Photovoltaik sind die Übergangsregelungen insbesondere im Zusammenhang mit dem Repowering bestehender Anlagen relevant. § 100 Absatz 9 unterscheidet danach, ob die Ersetzung vor oder nach dem 1. Januar 2027 erfolgt. Bei einer Ersetzung nach dem 31. Dezember 2026 gelten grundsätzlich die neuen Regelungen des EEG 2027. Der BEE hält es für erforderlich, unverhältnismäßige Härten zu vermeiden und sicherzustellen, dass Anlagenbetreiber nicht durch kurzfristige Systemwechsel, offene beihilferechtliche Genehmigungsfragen oder geänderte Fördervoraussetzungen in bereits fortgeschrittenen Projekten belastet werden. Die Übergangsregelungen müssen für PV-Repowering sowie für bereits geplante oder in Bau befindliche Projekte Rechts-, Investitions- und Finanzierungssicherheit schaffen, insbesondere im Gebäude- und Gewerbedachsegment

Für die Bioenergie sollte § 100 zudem genutzt werden, um praxistaugliche Übergangs- und Heilungsregelungen aufzunehmen. Dazu zählt insbesondere die Möglichkeit einer bilanziellen Teilung von Roh-Biogas nach Einsatzstoffen auch für Bestandsanlagen. Andernfalls können flexible Vermarktungs- und Clusterkonzepte gehemmt werden, wenn Anlagen bei geteilter Gasverwendung pauschal die jeweils strengsten Anforderungen für sämtliche Verwendungszwecke erfüllen müssen. Auch bei Nachhaltigkeitszertifizierungen braucht es

verhältnismäßige Rechtsfolgen und Heilungsmöglichkeiten, damit formale oder anteilige Nachweisprobleme nicht den wirtschaftlichen Weiterbetrieb ganzer Anlagen gefährden.

§ 101 enthält die Übergangsbestimmungen zur Abwicklung des Regionalnachweisregisters. Für vor dem 1. Januar 2027 erzeugten und eingespeisten Strom bleiben die bisherigen Regelungen grundsätzlich bis zum 31. Juli 2027 anwendbar. Das Umweltbundesamt betreibt das Regionalnachweisregister grundsätzlich bis zum 31. Dezember 2027 weiter, wobei ein abweichender Zeitpunkt für die Einstellung des Betriebs festgelegt werden kann. Die inhaltliche Bewertung der Abschaffung der Regionalnachweise erfolgt im Abschnitt zu § 79a.

§ 102 übernimmt die freiwillige Wechseloption für Bestandsanlagen in die neue Systematik der §§ 51 und 51a EEG 2027. Der BEE bewertet dies grundsätzlich positiv, weil damit der Vertrauensschutz gewahrt bleibt und Bestandsanlagen zugleich freiwillig stärker zur Reduzierung negativer Preise beitragen können. Der Wechsel setzt eine Erklärung in Textform gegenüber dem Netzbetreiber voraus und kann frühestens zum Ablauf des Kalenderjahres wirksam werden, in dem die Anlage mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet wird. Nach Wirksamwerden der Erklärung erhöht sich der anzulegende Wert für die Anlage um 0,6 ct/kWh. Die Erklärung gegenüber dem Netzbetreiber ist jedoch unwiderruflich. Daher muss sichergestellt werden, dass Anlagenbetreiber die wirtschaftlichen Folgen des Wechsels verlässlich bewerten können.

Zugleich bleibt festzuhalten, dass die freiwillige Wechseloption ohne die Umstellung von einer Zeit- auf eine mengenbasierte Förderung nur begrenzt geeignet ist, die Finanzierungs- und Liquiditätsrisiken aus negativen Preisen vollständig zu lösen. Der vorgesehene Aufschlag von 0,6 ct/kWh für den freiwilligen Wechsel ist zudem zu niedrig angesetzt, um die zusätzlichen Risiken angemessen auszugleichen. Die strukturelle Frage einer Umstellung von einer zeit- auf eine mengenbasierte Förderung wird in Kapitel 18.1 behandelt.

§ 103 enthält eine Übergangsregelung für die Windenergieausschreibungen im Jahr 2027. Kann der Gebotstermin für Windenergieanlagen an Land am 1. Februar 2027 nicht durchgeführt werden, wird das für 2027 vorgesehene Ausschreibungsvolumen gleichmäßig auf die Gebotstermine am 1. Mai und 1. November 2027 verteilt. Der BEE begrüßt, dass damit sichergestellt werden soll, dass das für 2027 vorgesehene Ausschreibungsvolumen auch bei einem Ausfall des ersten Gebotstermins vollständig ausgeschrieben werden kann. Entscheidend ist, dass eine mögliche Verschiebung nicht zu zusätzlichen Unsicherheiten für bereits vorbereitete Projekte führt und die verbleibenden Ausschreibungsrunden rechtzeitig und verlässlich durchgeführt werden.

§ 104 enthält den beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt. Beihilferelevante Regelungen des EEG 2027 dürfen erst nach Genehmigung durch die Europäische Kommission und nur nach Maßgabe dieser Genehmigung angewendet werden. Der BEE erkennt die beihilferechtliche Notwendigkeit dieser Regelung an, weist aber auf die erhebliche Bedeutung einer rechtzeitigen Genehmigung hin. Verzögerungen würden unmittelbar Planungs- und Finanzierungssicherheit gefährden und könnten insbesondere bei Projekten mit Inbetriebnahme ab 2027 zu erheblichen Marktrisiken führen.

Gerade für die Solarwirtschaft ist eine zügige beihilferechtliche Genehmigung zentral, da ohne rechtzeitige Genehmigung ab 2027 keine neuen EEG-Förderungen für Neuanlagen ausgezahlt werden könnten. Diese Unsicherheit wirkt bereits heute auf Projektierung und Finanzierung, insbesondere im Gewerbedachsegment. Der BEE teilt daher die Einschätzung, dass die

gesetzliche Umsetzung und die beihilferechtliche Genehmigung so rechtzeitig erfolgen müssen, dass ein Markteinbruch ab 2027 vermieden wird.

Der BEE empfiehlt daher, die Übergangsregelungen in §§ 100 bis 104 konsequent auf Vertrauensschutz, Investitionssicherheit und Praxistauglichkeit auszurichten. Neue Pflichten dürfen nicht ohne sachlichen Grund in Bestands- und Übergangskonstellationen hineinwirken. Zugleich sollten PV-Repowering, Bioenergie-Bestandsanlagen, Direktvermarktung und der freiwillige Wechsel bei negativen Preisen rechtssicher ausgestaltet werden. Die Übergangsregelung für die Windenergieausschreibungen im Jahr 2027 muss sicherstellen, dass das vorgesehene Jahresvolumen auch bei einem Ausfall des ersten Gebotstermins vollständig und ohne vermeidbare Verzögerungen ausgeschrieben wird. Der beihilferechtliche Genehmigungsvorbehalt muss durch ein zügiges Verfahren flankiert werden, damit die EEG-Novelle nicht selbst zu einem Investitionshemmnis wird. Zudem sollte es eine Übergangsregelung für Bürgerwindparks geben.

13 Anlagen zum EEG

13.1 Anlage 1 – Berechnung der Marktprämie und des Refinanzierungsbeitrags

Anlage 1 wird im EEG-Entwurf um Regelungen zur Berechnung des Refinanzierungsbeitrags ergänzt. Der Refinanzierungsbeitrag wird jährlich und rückwirkend anhand des Jahresmarktwerts berechnet. Maßgeblich ist allein die Differenz zwischen Jahresmarktwert und anzulegendem Wert, ein Marktwertkorridor ist im Entwurf nicht vorgesehen. Ergänzend enthält Anlage 1 Nummer 4.2 eine Anpassung des Refinanzierungsbeitrags in Zeiten geringer Markterlöse. Für bestimmte Viertelstunden wird der Refinanzierungsbeitrag anhand des Spotmarktpreises und eines Mindesterloßes angepasst. Der Mindesterloß beträgt für Windenergieanlagen auf See 1,5 ct/kWh, für Solaranlagen 0,5 ct/kWh und für sonstige Anlagen 1 ct/kWh. Die Bundesnetzagentur kann diese Werte erhöhen.

Der BEE bewertet positiv, dass der Refinanzierungsbeitrag produktionsabhängig ausgestaltet wird. Auch der vorgesehene Mindesterloß ist grundsätzlich sinnvoll, weil er sicherstellen soll, dass Anlagen auch in Abschöpfungsjahren mit niedrigen positiven Spotmarktpreisen weiterhin einen wirtschaftlichen Anreiz zur Einspeisung haben.

Zwingend erforderlich ist jedoch die Einführung eines ausreichend bemessenen Marktwertkorridors. Dieser darf nicht nur als politischer Kompromiss verstanden werden, sondern ist ein zentrales Element, um zusätzliche Vermarktungs-, Marktwert- und Systemintegrationsrisiken abzubilden. Mit steigendem Marktpreisniveau steigen regelmäßig auch die Risiken in der Direktvermarktung. Direktvermarkter müssen höhere Preis-, Prognose-, Ausgleichsenergie- und Abregelungsrisiken bei höheren Strompreisniveaus absichern. Diese Risiken schlagen sich in höheren Dienstleistungsentgelten nieder. Diese Entgelte mindern die tatsächlichen Erlöse der Anlagenbetreiber. Wird der Refinanzierungsbeitrag ohne ausreichenden Puffer allein am Jahresmarktwert oberhalb des anzulegenden Werts bemessen, kann faktisch mehr abgeschöpft werden als nur der Erlös oberhalb des anzulegenden Werts. **Daher ist ein relativ zum Spotpreisniveau erhöhender Marktwertpuffer zwingend erforderlich.**

Dies ist nicht nur für die Anlagenbetreiber problematisch, sondern auch volkswirtschaftlich ineffizient. Wenn diese zusätzlichen Risiken nicht im Marktwertkorridor berücksichtigt werden, werden Bieter sie voraussichtlich über höhere Gebote in den Ausschreibungen einpreisen. Damit würden die Förderkosten bereits vorsorglich steigen – unabhängig davon, ob es später tatsächlich zu Abschöpfungszeiträumen oder zu erhöhten Direktvermarktungsentgelten kommt. Das vollständige Fehlen eines Korridors kann somit die Energiewende verteuern, ohne dass dem ein systemischer Nutzen gegenübersteht.

Auch aus Sicht der Erneuerbaren Branche ist ein Marktwertkorridor daher zwingend erforderlich. Für eine stärkere Marktintegration sollte die Abschöpfung nicht bereits unmittelbar ab dem anzulegenden Wert greifen, sondern erst oberhalb eines Korridors. Zusätzlich verweist der BEE darauf, dass ein solcher Korridor Risiken bei Kurzfrist-PPAs und übermäßige Abschöpfungen insbesondere bei PV-Anlagen mit Eigenverbrauch, die häufig einen geringeren anlagenspezifischen anzulegenden Wert haben, begrenzen kann. Dabei sollte sich am Strompreisbremsegesetz orientiert werden, das einen Sicherheitszuschlag von 3 ct/kWh

vorsah, der sich bei Windenergie- und Solaranlagen um 6 Prozent des energieträgerspezifischen Monatsmarktwerts erhöhte.

Kritisch ist zudem die praktische Umsetzbarkeit der viertelstündlichen Anpassung in Anlage 1 Nummer 4.2. Die Berechnung kann für Netzbetreiber aufwendig und für Anlagenbetreiber schwer nachvollziehbar sein. Gerade weil der Refinanzierungsbeitrag rückwirkend berechnet und mit Zahlungsansprüchen verrechnet werden kann, müssen Berechnungslogik, Datengrundlagen und Kontrollmöglichkeiten transparent, überprüfbar und administrativ handhabbar ausgestaltet werden. Nach dem Entwurf muss in Abschöpfungsjahren für jede Viertelstunde geprüft werden, ob der reguläre oder der angepasste Refinanzierungsbeitrag anzuwenden ist

Der BEE empfiehlt daher, Anlage 1 so anzupassen, dass der Marktwertkorridor ausdrücklich ausreichend bemessen und als relativer und dynamischer Puffer ausgestaltet wird. Er muss steigende Marktwert-, Direktvermarktungs- und Dienstleistungsrisiken realistisch abbilden. Der BEE verweist hier auf den Sicherheitszuschlag nach dem Strompreisbremsengesetz aus 2022. Zudem sollte die Berechnung des Refinanzierungsbeitrags transparent und einfach überprüfbar ausgestaltet werden. Anlage 1 sollte insoweit die technische Berechnungslogik des Refinanzierungsbeitrags klar und nachvollziehbar regeln. Für PPA-, Direktbelieferungs- und vergleichbare Vermarktungsmodelle ist ergänzend eine Berechnung auf Basis der tatsächlich erzielten Erlöse vorzusehen, im Übrigen wird auf Kapitel 18.5 verwiesen.

13.2 Anlage 2 – Referenzertrag bei Windenergie an Land

Anlage 2 regelt den Referenzertrag für Windenergieanlagen an Land. Der aktuelle Entwurf ändert zudem die Behandlung von Ertragsverlusten aufgrund des Windsektormanagements zur Gewährleistung der Standsicherheit. Diese Verluste sollen künftig nicht mehr als abzugsfähige Ertragsverluste berücksichtigt, sondern als fiktive Erträge dem Standortertrag zugerechnet werden. Dadurch erhöht sich rechnerisch die Standortgüte und der anzulegende Wert fällt entsprechend geringer aus.

Der BEE bewertet diese Änderung kritisch. Windsektormanagement dient der Gewährleistung der Standsicherheit und kann aufgrund der konkreten Anlagen- und Standortkonstellation technisch erforderlich sein. Solche tatsächlich nicht erzeugten Strommengen sollten nicht pauschal so behandelt werden, als wären sie erzeugt worden. Jedenfalls muss die Ermittlung der Verluste einheitlich, transparent und rechtssicher erfolgen und dürfen unvermeidbare standort- oder genehmigungsbedingte Verluste nicht zu einer unangemessenen Verringerung des anzulegenden Wertes führen.

Im Zusammenhang mit Leistungserhöhungen und Zusatzgeboten stellt sich darüber hinaus die Frage, ob die bisherige Systematik der anteiligen Zuordnung von Zahlungsansprüchen sachgerecht bleibt. Nach der derzeitigen Logik wird bei anteiligen Zahlungen häufig auf die installierte Leistung abgestellt. Bei Windenergieanlagen ist dies jedoch nicht immer sachgerecht, weil eine Leistungserhöhung nicht zwingend proportional zu einer entsprechenden Erhöhung der erzeugten Strommengen führt.

Der BEE teilt die Einschätzung, dass bei Leistungserhöhungen oder Zusatzgeboten die anteilige Zuordnung von Strommengen nicht allein anhand der installierten Leistung erfolgen

sollte. Sachgerechter ist ein Vergleich der Referenzerträge vor und nach der Leistungserhöhung. Andernfalls kann es dazu kommen, dass durch ein Leistungs-Upgrade weniger eingespeiste Strommengen einem EEG-Zahlungsanspruch zugeordnet werden als ohne Nennleistungsänderung. Dies würde technische Weiterentwicklung, Effizienzsteigerungen und zusätzliche Stromerzeugung an bestehenden Standorten unnötig hemmen.

Der BEE empfiehlt daher, im Zusammenhang mit § 23c und § 36j zu prüfen, ob auch Anlage 2 entsprechend angepasst werden muss. Maßgeblich sollte bei Windenergieanlagen das Verhältnis der Referenzerträge vor und nach der Leistungserhöhung sein. Die vorgesehene Behandlung der Verluste aus dem Windsektormanagement sollte zudem überprüft und auf tatsächlich vermeidbare Verluste begrenzt werden.

13.3 Vorschlag für eine neue Anlage 5 – Ökologisch besonders wertvolle Substrate

Die Bioenergieverbände schlagen die Einführung einer neuen Anlage 5 vor, in der ökologisch besonders wertvolle Substrate definiert werden. Hintergrund ist, dass die bestehenden Regelungen für Güllekleinanlagen und entsprechende Anschlussregelungen bisher zu stark auf Gülle und Mist fokussieren. Neben Gülle und Mist gibt es jedoch weitere Einsatzstoffe mit besonderem Klima-, Umwelt- und Systemnutzen, darunter Blühpflanzen, Leguminosen, Zwischenfrüchte und Stroh.

Der BEE bewertet diesen Vorschlag sehr positiv. Eine neue Anlage 5 könnte dazu beitragen, die Klima- und Umweltleistungen der Bioenergie zielgenauer abzubilden und gleichzeitig die Akteursvielfalt im Bereich kleiner und wärmegeführter Anlagen zu stärken. Insbesondere Güllekleinanlagen und andere Anlagen mit ökologisch wertvollen Substraten leisten über die Stromerzeugung hinaus Beiträge zur Methanvermeidung, Kreislaufwirtschaft, Fruchtfolge, Biodiversität und regionalen Wertschöpfung. Diese Leistungen sollten im EEG stärker berücksichtigt werden.

Die neue Anlage 5 sollte daher eine Liste ökologisch besonders wertvoller Einsatzstoffe enthalten und als Bezugspunkt für die Sondervergütungskategorie der Güllekleinanlage gemäß § 44 sowie aller bereits nach der jeweiligen EEG-Fassung in Betrieb genommener Güllekleinanlagen und der Anschlussregelungen für güllebasierte Kleinanlagen gemäß § 12a ff. EEG dienen. Dabei sollte nicht allein der Gülleanteil maßgeblich sein, sondern der Einsatz von ökologisch wertvollen Substraten entsprechend honoriert werden. Dies würde den Anlagenbetreibern mehr Flexibilität geben, regionale Substratverfügbarkeiten besser berücksichtigen und zugleich die Umweltwirkung der Bioenergie stärken.

Der BEE empfiehlt daher, eine neue Anlage 5 in das EEG aufzunehmen und die einschlägigen Vorschriften zu Güllekleinanlagen, ökologisch wertvollen Einsatzstoffen und Anschlussregelungen entsprechend zu verknüpfen. Dies wäre ein wichtiger Beitrag, um kleine, dezentrale und besonders umweltwirksame Bioenergieanlagen im System zu halten und weiterzuentwickeln.

14 Zu den Änderungen im Messstellenbetriebsgesetz– iMSys-Rollout und Steuerungseinrichtungen

Der Entwurf der Bundesregierung sieht Änderungen im Messstellenbetriebsgesetz vor, die den Rollout intelligenter Messsysteme und Steuerungseinrichtungen auf Erzeugungsanlagen ab einer installierten Leistung von **mehr als 2 kW** ausweiten. Damit sollen künftig auch kleinere Erzeugungsanlagen technisch in die Lage versetzt werden, viertelstundenscharf bilanziert, marktlich eingebunden und gesteuert zu werden. Zugleich werden Preisobergrenzen für intelligente Messsysteme und Steuerungseinrichtungen angepasst. Nulleinspeiseanlagen sollen nach der Begründung nicht verpflichtend mit Steuerungstechnik ausgestattet werden müssen.

Der BEE bewertet die Zielrichtung grundsätzlich positiv. Eine bessere Sichtbarkeit, Messbarkeit und Steuerbarkeit erneuerbarer Anlagen ist für die weitere System- und Netzintegration der Erneuerbaren Energien notwendig. Gerade bei steigenden Anteilen dezentraler PV-Anlagen, Speichern, Wärmepumpen und Elektromobilität können intelligente Messsysteme und Steuerungseinrichtungen perspektivisch helfen, Flexibilität zu erschließen, Einspeisespitzen zu reduzieren und Strommarkt- sowie Netzsignale besser nutzbar zu machen.

Kritisch ist jedoch, dass der technische Rollout nicht losgelöst von der praktischen Umsetzbarkeit und den wirtschaftlichen Folgen betrachtet werden darf. Insbesondere im Kleinanlagensegment bestehen weiterhin erhebliche Defizite bei der flächendeckenden Verfügbarkeit intelligenter Messsysteme, bei standardisierten Steuerungsprozessen, bei der Marktkommunikation und bei massengeschäftstauglichen Abläufen zwischen Netzbetreibern, Messstellenbetreibern und Direktvermarktern. Eine Pflicht zur Direktvermarktung oder Steuerbarkeit kleiner Anlagen kann nur dann sinnvoll wirken, wenn diese Voraussetzungen tatsächlich vorliegen. Andernfalls droht sie, den Zubau kleiner PV-Anlagen erheblich zu bremsen.

Besonders problematisch ist die Kostenwirkung für Kleinstanlagen. Wenn Anlagen unter 25 kW künftig abgesehen von befristeten Übergangs- und Bonusregelungen keinen regulären Zahlungsanspruch für eingespeisten Strom mehr erhalten, bei Einspeisung aber zugleich zusätzliche Kosten für intelligente Messsysteme, Steuerungseinrichtungen, Fernsteuerbarkeit und gegebenenfalls Direktvermarktung tragen müssen, entsteht ein wirtschaftliches Missverhältnis. Gerade bei kleinen Anlagenleistungen können fixe Mess-, Steuerungs- und Vermarktungskosten den realisierbaren Erlös aus eingespeisten Strommengen übersteigen. Dies kann dazu führen, dass Anlagenbetreiber ihre Anlagen künftig stärker auf Eigenverbrauch oder Nulleinspeisung auslegen und verfügbare Dachpotenziale nicht vollständig nutzen.

Der BEE hatte bereits in früheren Stellungnahmen betont, dass mehr Sichtbarkeit und Steuerbarkeit von Erneuerbare-Energien-Anlagen grundsätzlich zu begrüßen ist, eine Absenkung entsprechender Pflichten aber nur dann praxistauglich ist, wenn Technik, Prozesse und Marktrolle zuverlässig funktionieren. Andernfalls entstehen zusätzlicher bürokratischer Aufwand, Investitionsunsicherheit und die Gefahr einer Überforderung kleiner Marktakteure. Dies gilt auch für die im Entwurf vorgesehenen Kostensteigerungen durch Preisobergrenzen und zusätzliche Steuerungseinrichtungen.

Auch aus Sicht der Erneuerbaren Branche ist entscheidend, technische Vorgaben praxistauglich auszugestalten und unverschuldete Pflichtverstöße zu vermeiden. Anlagenbetreiber dürfen nicht sanktioniert werden, wenn Steuerbarkeit oder technische Kommunikation aufgrund fehlender Prozesse, verzögerter Ausstattung oder nicht beeinflussbarer Defekte bei Netzbetreibern, Messstellenbetreibern oder Dienstleistern nicht rechtzeitig umgesetzt werden können. Entsprechende Pflichten müssen daher mit klaren Verantwortlichkeiten, realistischen Fristen und angemessenen Heilungsmöglichkeiten verbunden werden.

Der BEE empfiehlt daher, die Änderungen im Messstellenbetriebsgesetz eng mit den EEG-Regelungen zu § 9, § 10b, § 20 und § 21 abzustimmen. Der Rollout intelligenter Messsysteme und Steuerungseinrichtungen sollte technologieoffen, standardisiert und massengeschäftstauglich erfolgen. Pflichten für Kleinanlagen dürfen erst greifen, wenn die technischen und organisatorischen Voraussetzungen tatsächlich verfügbar sind und die Kosten in einem angemessenen Verhältnis zu den erzielbaren Erlösen stehen. Nulleinspeiseanlagen sollten weiterhin ausdrücklich von Steuerungspflichten ausgenommen bleiben. Nur so kann die Digitalisierung der Energiewende die Systemintegration stärken, ohne den dezentralen Ausbau erneuerbarer Energien auszubremsen.

15 Zu den Änderungen in der Erneuerbaren-Energien-Verordnung

Der Regierungsentwurf passt die Vermarktung von Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber in §§ 2, 3 und 5 EEG an. § 2 stellt klar, dass die prognostizierten Strommengen am Day-Ahead-Markt vollständig angeboten werden und nicht beziehungsweise nicht vollständig veräußerte Strommengen bei der anschließenden Intraday-Vermarktung berücksichtigt werden können. Zugleich werden die Veröffentlichungspflichten zu den Vermarktungstätigkeiten in § 3 EEG gebündelt und erweitert. Insbesondere sind künftig auch die Preislimits und die jeweils unverkauft gebliebenen Strommengen transparent zu veröffentlichen.

§ 5 EEG sieht eine stufenweise Anpassung der Preislimitierung für fernsteuerbare Anlagen vor. Bis zum Ablauf des 31. Dezember 2028 wird die zu vermarktende Strommenge in 20 gleich große Tranchen aufgeteilt, die jeweils mit einem zufallsgesteuerten Preislimit zwischen –50 und –10 Euro/MWh am Day-Ahead-Markt angeboten werden. Ab dem 1. Januar 2029 gilt ein einheitliches Preislimit von –10 Euro/MWh. Der BEE bewertet die deutliche Anhebung der Preislimits gegenüber dem bisherigen Vermarktungsregime grundsätzlich positiv. Sie kann dazu beitragen, die Vermarktung erneuerbarer Strommengen zu stark negativen Preisen zu begrenzen, das EEG-Konto zu entlasten und die Marktwerte erneuerbarer Energien zu stabilisieren. Die Übergangsregelung bis Ende 2028 und auch das ab 2029 geltende Preislimit von –10 Euro/MWh bleiben jedoch hinter der seit Jahren bestehenden Forderung des BEE nach einem Preislimit von 0 Euro/MWh zurück. Da bereits leicht negative Preise die Rechtsfolgen des § 51 EEG auslösen, wird das zugrunde liegende Problem damit nicht vollständig gelöst.

Wird eine nach § 5 EEG preislimitiert angebotene Strommenge nicht oder nicht vollständig veräußert, veranlasst der Übertragungsnetzbetreiber die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung fernsteuerbarer Anlagen in Höhe der nicht veräußerten Strommenge. Damit diese Regelung ihre positive Wirkung tatsächlich entfalten kann, müssen die Übertragungsnetzbetreiber praktisch in der Lage sein, auch große Portfolios kleiner Anlagen zuverlässig zu steuern. Voraussetzung hierfür sind massengeschäftstaugliche Mess-, Steuerungs- und Kommunikationsprozesse.

Kritisch ist insbesondere, dass bei der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung weder ein bilanzieller Ausgleich noch ein bilanzieller Ersatz erfolgt und für Anlagen nach § 51 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 EEG auch kein finanzieller Ausgleich vorgesehen ist. Diese Rechtsfolge muss für Anlagenbetreiber transparent, diskriminierungsfrei und rechtssicher ausgestaltet werden. Der BEE hält daher weiterhin ein Preislimit von 0 Euro/MWh für erforderlich, um die Vermarktung zu negativen Preisen möglichst zu vermeiden und die Zahl der von § 51 EEG erfassten Zeiträume zu reduzieren.

Ebenfalls grundsätzlich positiv bewertet der BEE die Anpassungen der Anschlussregelung für güllebasierte Kleinanlagen in §§ 12a bis 12h EEG. Die Ausweitung der Anschlussförderung auf Anlagen, deren ursprünglicher Zahlungsanspruch vor dem 1. Januar 2032 endet, sowie die einmalige Verlängerung des Zahlungsanspruchs um zwölf Jahre schaffen zusätzliche Planungssicherheit für kleine, häufig wärmegeführte Bestandsanlagen. Diese Anlagen leisten wichtige Beiträge zu Klimaschutz, Methanvermeidung, regionaler Wertschöpfung und steuerbarer erneuerbarer Stromerzeugung. Allerdings ist die Verlängerung auf 12 Jahre nicht ausreichend, um die für die Flex-Ertüchtigung im Bestand notwendigen Investitionen über die

verbleibende Restlaufzeit zu refinanzieren. Der BEE fordert daher, den Anschlusszeitraum auf 15 Jahre zu verlängern. Im Übrigen wird auf Kapitel 18.6 verwiesen.

Besonders zu begrüßen ist die deutliche Anhebung der Vergütungssätze in § 12c EEG. Die Erhöhung auf **20,4 ct/kWh** für Anlagen unter 75 kW und **18,1 ct/kWh** für Anlagen zwischen 75 und 150 kW verbessert die wirtschaftliche Perspektive kleiner Gülleanlagen erheblich. Dies ist sachgerecht, da diese Anlagen im regulären Ausschreibungswettbewerb aufgrund höherer spezifischer Kosten regelmäßig nicht konkurrenzfähig sind, zugleich aber wichtige Umwelt- und Systemdienstleistungen erbringen. Kritisch ist jedoch, dass die Degression ab dem Jahr 2028 nicht nur fortgeführt, sondern von 0,5 auf 1 Prozent jährlich erhöht wird. Dies schwächt die Wirkung der angehobenen Vergütungssätze und sollte zurückgenommen werden.

Gleichwohl bleibt aus Sicht des BEE weiterer Nachbesserungsbedarf. Die Anschlussregelung sollte nicht nur verlängert, sondern strukturell weiterentwickelt werden. Insbesondere sollten die Vergütungssätze an den tatsächlichen Stromgestehungskosten ausgerichtet und die Degression ausgesetzt werden. Zudem sollte ein „Downsizing“ ermöglicht werden, damit Bestandsanlagen ihre Leistung reduzieren, den Gülleanteil erhöhen und damit stärker auf klima- und umweltpolitisch sinnvolle Einsatzstoffe umstellen können. Starre installierte-Leistungsgrenzen und Stichtage dürfen solche Umstellungen nicht verhindern.

Für Anlagen, deren ursprünglicher Zahlungsanspruch bereits vor Inkrafttreten der Neuregelung beendet war, sieht § 12d eine sechsmonatige Frist zur Mitteilung der Inanspruchnahme der Anschlussförderung gegenüber dem Netzbetreiber vor. Diese Frist muss den betroffenen Anlagenbetreibern rechtzeitig und transparent kommuniziert werden. § 12g enthält zudem eine Übergangsbestimmung für Anlagen, die bereits vor Inkrafttreten der Neuregelung in die Anschlussförderung gewechselt sind. Für diese Anlagen gelten die bisherigen Bestimmungen des Abschnitts 3a EEG weiter. Der BEE kritisiert, dass diese Anlagen damit von den verbesserten Vergütungssätzen und der Verlängerung des Anschlusszeitraums ausgeschlossen bleiben. Er fordert, Betreibern bereits gewechselter Anlagen zumindest ein Wahlrecht einzuräumen, in die neuen Konditionen zu wechseln. Für die neuen Regelungen zur Anschlussförderung enthält § 12h einen beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt. Eine rechtzeitige Genehmigung durch die Europäische Kommission ist daher Voraussetzung für die notwendige Planungs- und Investitionssicherheit.

Der BEE empfiehlt, die positiven Änderungen in der EEG beizubehalten und weiterzuentwickeln. Die schrittweise Anhebung der Preislimits in § 5 EEG ist ein Fortschritt gegenüber dem bisherigen Vermarktungsregime. Das Preislimit sollte jedoch perspektivisch auf 0 Euro/MWh angehoben werden, um die Vermarktung zu negativen Preisen möglichst zu vermeiden und somit die künstliche Aktivierung des § 51 Zeitfensters zu verhindern. Die Anschlussregelung für güllebasierte Kleinanlagen sollte dauerhaft, auskömmlich und flexibilitätsfreundlich ausgestaltet werden. Dies stärkt steuerbare erneuerbare Leistung, verhindert den vorzeitigen Rückbau wertvoller Bestandsanlagen und trägt zur Versorgungssicherheit in einem zunehmend von Wind und Solar geprägten Stromsystem bei. Der BEE fordert zudem, den Anschlusszeitraum nach § 12a EEG auf 15 Jahre zu verlängern.

16 Vorzeitiges Außerkrafttreten der Innovationsausschreibungsverordnung

Der Entwurf der Bundesregierung sieht vor, die Innovationsausschreibungsverordnung vorzeitig außer Kraft treten zu lassen. Hierzu wird das in § 20 InnoAusV geregelte Außerkrafttreten vom 31. Dezember 2028 auf den 1. Januar 2027 vorgezogen. Begründet wird dies damit, dass Innovationsausschreibungen künftig entfallen sollen und Anlagenkombinationen aus erneuerbarer Erzeugung und Speichern inzwischen zunehmend etabliert seien. Aus Sicht des BEE ist zudem zu berücksichtigen, dass das bisherige Ausschließlichkeitsprinzip Fehlanreize gesetzt hat, weil Speicher nur Strom aus der jeweiligen Anlagenkombination zwischenspeichern durften und damit Arbitrage, Multi-Use-Anwendungen und eine breitere Marktintegration ausgeschlossen wurden.

Der BEE bewertet das vorzeitige Außerkrafttreten der bisherigen Innovationsausschreibungsverordnung insoweit als nachvollziehbar, als das bisherige Konzept keine praxistaugliche, markt- und systemdienliche Speichernutzung ermöglicht hat. Gerade das Ausschließlichkeitsprinzip hat verhindert, dass Speicher flexibel auf Markt- und Systemsignale reagieren und ihre Funktion für Strommarkt, Netz und Versorgungssicherheit umfassend erfüllen konnten. Das vorzeitige Außerkrafttreten kann daher eine folgerichtige Konsequenz aus den strukturellen Schwächen des bisherigen Instruments sein.

Gleichzeitig darf das vorzeitige Außerkrafttreten der Innovationsausschreibungsverordnung nicht dazu führen, dass Flexibilitäts- und Speicherinstrumente insgesamt geschwächt oder ersatzlos gestrichen werden. Mit steigenden Anteilen von Wind- und Solarenergie wächst der Bedarf an Speichern, Hybridanlagen, markt- und netzdienlichen Betriebsweisen sowie flexiblen Erzeugungs- und Verbrauchsmodellen. Der Wegfall eines untauglichen Instruments muss daher mit der Entwicklung eines neuen, technologieoffenen und systemdienlichen Rahmens verbunden werden.

Dabei sollte insbesondere berücksichtigt werden, dass bisherige Innovationsausschreibungen einzelne Anlagenkombinationen unterschiedlich adressiert haben. Während PV-Speicher-Kombinationen eher zum Zuge kamen, konnten Wind-Speicher-Kombinationen bislang kaum profitieren. Eine Anschlussregelung sollte deshalb technologieoffen ausgestaltet werden, zugleich aber unterschiedliche Kostenstrukturen, Erzeugungsprofile und Systembeiträge von Wind-, Solar- und Speicherprojekten angemessen berücksichtigen. Auch getrennte oder differenzierte Ausschreibungssegmente mit jeweils passenden Höchstwerten können hierfür geprüft werden.

Der BEE empfiehlt daher, das vorzeitige Außerkrafttreten der Innovationsausschreibungsverordnung nur mit einer klaren Anschlusslösung zu verbinden. Erforderlich ist ein neues Instrument, das Speicher, Hybridanlagen, Direktbelieferung, Multi-Use-Konzepte und Flexibilitäten praxistauglich ermöglicht, statt sie durch starre Ausschließlichkeitsvorgaben zu beschränken. Ziel muss sein, Flexibilität systemdienlich zu erschließen, negative Preise zu reduzieren, Marktwerte erneuerbarer Energien zu stabilisieren und die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien zu beschleunigen. Die gesetzliche Grundlage für eine solche Anschlusslösung sollte durch eine neue ausdrückliche Verordnungsermächtigung an geeigneter Stelle im EEG abgesichert werden.

17 Änderungen des Energiefinanzierungsgesetzes

Der EEG-Entwurf sieht in Artikel 6 mehrere Folgeänderungen im Energiefinanzierungsgesetz vor. Im Mittelpunkt stehen die Einführung des Refinanzierungsbeitrags nach § 21d EEG, die Anpassung des Begriffs „ungeförderter Strom“, die Vorausschau der Übertragungsnetzbetreiber sowie die Berücksichtigung neuer Einnahmen im EEG-Finanzierungsbedarf. Diese Änderungen sind grundsätzlich folgerichtig, weil das EnFG an die neue Systematik aus Marktprämie, Netzbetreiberabnahme und Refinanzierungsbeitrag angepasst werden muss. Weitere Folgeänderungen betreffen insbesondere die Finanzierung des Direktvermarktungsbonus nach § 50c EEG, die Einbeziehung von Zahlungen nach § 53a EEG sowie Zahlungen im Rahmen grenzüberschreitender Kooperationen.

Besonders relevant ist die Neufassung des Begriffs „ungeförderter Strom“. Strom aus erneuerbaren Energien gilt künftig nur dann als ungeförderter, wenn keine Zahlung nach § 19 oder § 50 EEG in Anspruch genommen wird und der Strom der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a EEG zugeordnet ist. Damit wird klargestellt, dass Strom in der Veräußerungsform der Marktprämie auch dann nicht als ungeförderter gilt, wenn in dem maßgeblichen Kalenderjahr eine Zahlungspflicht nach § 21d EEG besteht. Diese Abgrenzung ist systematisch nachvollziehbar, muss aber für PPA-Modelle, Herkunftsnachweise, Direktbelieferung und sonstige Direktvermarktung rechtssicher und praxistauglich ausgestaltet werden. Der Direktvermarktungsbonus nach § 50c steht der Einordnung als ungeförderter Strom grundsätzlich nicht entgegen, da § 2 Nummer 18 EnFG auf Zahlungen nach §§ 19 oder 50 EEG abstellt und § 50c hiervon nicht erfasst ist. Auch die Ausstellung von Herkunftsnachweisen bleibt grundsätzlich möglich. Werden Zahlungen nach § 50c jedoch unter Nutzung der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3c EEG geltend gemacht, werden nach § 79 EEG keine Herkunftsnachweise ausgestellt.

Positiv ist, dass die Einnahmen aus dem Refinanzierungsbeitrag künftig in der Vorausschau der Übertragungsnetzbetreiber und bei der Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs berücksichtigt werden. Dies ist konsequent, weil der Refinanzierungsbeitrag künftig eine Einnahmenposition des EEG-Finanzierungssystems darstellt. Zugleich darf dies nicht darüber hinwegtäuschen, dass die Ausgestaltung des Refinanzierungsbeitrags selbst entscheidend bleibt. Ein fehlender oder unzureichend bemessener Marktwertkorridor oder nicht ausreichend berücksichtigte Direktvermarktungs- und Marktwert Risiken können zu höheren Geboten in Ausschreibungen führen und damit die volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende erhöhen. Der aktuelle Entwurf sieht einen solchen Marktwertkorridor bislang nicht vor.

Kritisch zu beobachten sind zudem die erweiterten Schätzbefugnisse der Übertragungsnetzbetreiber. Schätzungen können für den Vollzug erforderlich sein, wenn Angaben fehlen oder Zweifel an ihrer Richtigkeit bestehen. Sie müssen jedoch verhältnismäßig, nachvollziehbar und überprüfbar bleiben. Sicherheitszuschläge oder Sicherheitsabschläge dürfen nicht zu pauschalen Mehrbelastungen führen und müssen rechtssicher korrigierbar sein. Die Erweiterung erfasst insbesondere die Ausgleichsansprüche der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber den nachgelagerten Netzbetreibern aus der Weiterleitung vereinnahmter Refinanzierungsbeiträge, Sicherheitszuschläge und -abschläge sollen künftig auch zugunsten des EEG-Kontos berücksichtigt werden.

Der BEE empfiehlt daher, die EnFG-Folgeänderungen grundsätzlich beizubehalten, zugleich aber klarzustellen, dass PPA-, Direktbelieferungs- und Herkunftsnachweismodelle durch die neue Definition des ungeförderten Stroms nicht unnötig erschwert werden. Die Einbindung des

Refinanzierungsbeitrags in den EEG-Finanzierungsbedarf muss mit der Einführung eines praxistauglich und risikoadäquat ausgestalteten Marktwertkorridors einhergehen. Schätzbefugnisse der Übertragungsnetzbetreiber sollten transparent und verhältnismäßig ausgestaltet werden.

18 Fehlende zentrale Maßnahmen im EEG-Entwurf

Der vorliegende EEG-Entwurf enthält wichtige Einzelanpassungen, bleibt aus Sicht des BEE jedoch an mehreren zentralen Stellen hinter dem notwendigen Reformbedarf zurück. Wenn das EEG konsequent auf Bezahlbarkeit, Kosteneffizienz, Versorgungssicherheit und Systemintegration ausgerichtet werden soll, müssen neben den vorgesehenen Änderungen weitere strukturelle Maßnahmen aufgenommen werden. Diese betreffen insbesondere den Umgang mit negativen Strompreisen, die bessere Nutzung bestehender Netzanschlüsse, die Stärkung direkter erneuerbarer Stromlieferungen sowie eine praxistaugliche Ausgestaltung des neuen CfD-Rahmens.

Aus Sicht des BEE fehlen insbesondere die **Umstellung von einer zeit- auf eine mengenbasierte Förderung** zur wirksamen Vermeidung negativer Strompreise, die **Umstellung von Netzbetreiberschaltungen von der Einzelanlage auf den Netzverknüpfungspunkt**, um bislang abgeregelte erneuerbare Strommengen besser nutzbar zu machen und Redispatchkosten zu senken, sowie ein **Überbauungsrecht für EE-Anlagenbetreiber in § 8a EEG**. Dieses sollte ermöglichen, Netzverknüpfungspunkte durch neue Erzeugungs-, Speicher- und Flexibilitätskonzepte effizienter zu nutzen und bei Rückbau von Altanlagen Netzkapazitäten durch überbaute Neuanlagen zu übernehmen.

Ebenfalls nicht adressiert wird die notwendige **Streichung des räumlichen Bezugs in § 21 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a EEG**, um mehr Direktleitungen zu Industrie- und Gewerbekunden zu ermöglichen. Dies könnte das EEG-Konto entlasten, Unternehmen mit günstigerem erneuerbarem Strom versorgen und die Direktbelieferung als marktnahes Instrument stärken. Zudem sollte der neue **Abschöpfungsrahmen im CfD-System bei PPA-Verträgen stärker an real erzielten Erlösen** ausgerichtet werden, ähnlich der Systematik des Strompreisbremsengesetzes. Nur so lassen sich kurzfristige Wechsel in und aus der Förderung ermöglichen und wichtige kurz- und mittelfristige PPA-Modelle erhalten.

Schließlich fehlt eine **einfache Entschädigungsregelung für Abschaltungen von Kleinstanlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber** im Zusammenhang mit der vom BEE geforderten Vermarktungsschwelle von 0 Euro/MWh. Damit die Anhebung der Vermarktungsschwelle tatsächlich negative Preise reduziert, Marktwerte erhöht und Förderkosten senkt, müssen auch massenhafte Steuerungen kleiner Anlagen rechtssicher und praktisch handhabbar ausgestaltet werden. Die nachfolgenden Abschnitte erläutern diese fehlenden Maßnahmen im Einzelnen.

18.1 Umstellung von einer zeit- in eine mengenbasierte Förderung

Der BEE hält die Umstellung des EEG-Fördermechanismus von einer zeitlich fixierten Förderung auf eine mengenbasierte Förderung für einen zentralen, bislang im Entwurf fehlenden Reformbaustein. Mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien werden in Zeiten hoher Wind- und PV-Einspeisung häufiger sehr niedrige oder negative Strompreise auftreten. Die Strommarktdesignstudie der Fraunhofer-Institute IEE und ISE zeigt, dass selbst bei optimalem Hochlauf von Speicher- und Verbrauchsflexibilitäten weiterhin 300 bis 500 Stunden mit negativen Strompreisen verbleiben können, da es sich nicht lohnen würde, solche Flexibilitäten für die letzten negativen Strompreisstunden auszulegen. Im PV-Bereich würden dadurch mindestens **10 bis 20 Prozent der eingespeisten Strommengen** keine EEG-Förderung erhalten und die betriebswirtschaftliche Grundlage, und somit auch den EE-Ausbau, gefährden. Anlagenbetreiber können nicht vergütete Mengen aus § 51-Zeitfenstern nur begrenzt ausgleichen. Zugleich entstehen Erlös- und Liquiditätsausfälle genau in den Jahren, in denen Finanzierung, Kapitaldienst und Betriebskosten zu leisten sind.

Wir müssen daher die Flexibilität aus den Erneuerbaren Energien selbst realisieren. Der Grund warum durch den bisherigen §51 EEG (keine Vergütung bei negativen Strompreisen) keine negativen Strompreise verhindert werden, liegt in der Systematik eines festen Förderzeitraums. Direktvermarkter, welche die Anlagen entsprechend schalten, haben kein wirtschaftliches Interesse, negative Strompreise beziehungsweise §-51-Zeitfenster zu verhindern, da sie in einem solchen Fall gegenüber den Anlagenbetreibern entschädigungspflichtig wären. Dieser Umstand führte im letzten Winter dazu, dass über 93 Prozent aller negativen Strompreise nur leicht negativ bis –5 Euro/MWh waren.

Eine Mengenförderung würde dieses Problem strukturell lösen. Statt eine feste Zeitdauer zu fördern, würde die über den bisherigen Förderzeitraum erwartete Strommenge als förderfähiges Mengenkontingent über die Betriebslaufzeit der Anlage gewährt. Anlagenbetreiber würden ihrem Direktvermarkter verbieten zu negativen Strompreisen zu vermarkten, da diese Strommengen vom Kontingent abgezogen, aber nicht vergütet würden. Dafür würden sie akzeptieren, dass bei einem Strompreis von 0,00 €/MWh keine Entschädigungspflicht seitens des Direktvermarkters greift. Damit entfielen der zentrale Grund für Entschädigungspflichten der Direktvermarkter gegenüber Anlagenbetreibern. Zugleich entstünde ein klarer Anreiz, keine Strommengen zu negativen Preisen einzuspeisen und damit negative Strompreise zu verhindern.

Die Mengenförderung wäre nicht nur kostenneutral, sondern würde durch die Anhebung der Marktwerte der Erneuerbaren Energien und damit die Reduzierung der von den Netzbetreibern zu zahlenden Marktprämie sogar kostensenkend wirken. Es würden nicht mehr Strommengen gefördert werden als im heutigen 20-jährigen Förderzeitraum erwartbar wären. Gleichzeitig würden **negative Strompreise reduziert, Marktwerte erneuerbarer Energien stabilisiert, Investitionsrisiken gesenkt und der staatliche Finanzierungsbedarf der EEG-Zahlungen verringert**. Darüber hinaus könnte eine sachgerechte Ausgestaltung die Finanzierung von Projekten erleichtern, den Weiterbetrieb von Altanlagen stärken und den förderfreien Betrieb neuer Anlagen früher ermöglichen.

Der BEE empfiehlt daher, die Umstellung von einer zeit- auf eine mengenbasierte Förderung in den EEG-Entwurf aufzunehmen. Sie ist ein zentraler Hebel, um § 51-Risiken zu begrenzen, negative Strompreise wirksam zu vermeiden, Marktwerte zu stabilisieren und die Investitionssicherheit für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zu stärken.

18.2 Umstellung der Netzbetreiberschaltung (Redispatch) von der Einzelanlage auf den Netzverknüpfungspunkt

Der BEE hält es für erforderlich, Netzbetreiberschaltungen künftig stärker am **Netzverknüpfungspunkt** statt an der einzelnen Erzeugungsanlage auszurichten. Ziel muss sein, bei Netzengpässen nicht pauschal die Erzeugung einzelner Anlagen abzuregeln, sondern die tatsächliche Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt zu steuern. Dadurch könnten erneuerbare Strommengen, die heute im Redispatch verloren gehen, vor dem Netzverknüpfungspunkt weiterhin genutzt werden – etwa durch Speicher, Elektrolyseure, Ladeinfrastruktur, Power-to-Heat-Anwendungen oder Direktverbrauch vor Ort.

Eine solche Umstellung würde die Integration erneuerbarer Energien deutlich verbessern. Wenn nicht die Erzeugung selbst, sondern nur die netzwirksame Einspeisung begrenzt wird, können lokal erzeugte Strommengen vor dem Netzverknüpfungspunkt weiterhin sinnvoll verwendet oder zwischengespeichert werden. Der BEE weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass Flexibilitäten möglichst an bestehende Einspeiseinfrastrukturen von Wind- und PV-Anlagen angebunden werden sollten, um überschüssige Strommengen, etwa bei einer temporären Netzüberlastung oder auch bei negativen Marktpreisen, effizient zu nutzen. Würde im Redispatch künftig die Einspeisung ins Stromnetz statt der Erzeugung direkt an der Anlage abgeregelt, könnten diese Mengen vor dem Netzverknüpfungspunkt effektiv genutzt oder zwischengespeichert der Netzverknüpfungspunkt besser ausgelastet und das Netz geschont werden. Und gleichzeitig müssten diese nicht eingespeisten, aber erzeugten Strommengen, nicht entschädigt werden vom Netzbetreiber, so dass sowohl die Redispatchmengen als auch die Redispatchkosten deutlich sinken können. Sie stärkt damit sowohl die Systemintegration der Erneuerbaren als auch die Kosteneffizienz des Gesamtsystems.

Damit diese Umstellung in der Praxis gelingt, braucht es jedoch klare regulatorische Rahmenbedingungen, damit es statt einer netzbedingten Anlagenabregelung zu einer netzbegrenzenden Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt (NVP) kommt. Letzteres wäre sogar genauer, da durch einen EZA-Regler am NVP ein fester Einspeisewert am Stromnetz anliegt und somit keine Prognosefehler entstehen können.

Der BEE empfiehlt daher, im EEG beziehungsweise im EnWG klarzustellen, dass Netzbetreibermaßnahmen grundsätzlich an der netzwirksamen Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt ansetzen sollten, soweit dadurch die Netzsicherheit gleichermaßen gewährleistet wird. Gleichzeitig sollten lokale Flexibilitätskonzepte vor dem Netzverknüpfungspunkt rechtssicher ermöglicht werden. So können bislang abgeregelte erneuerbare Strommengen genutzt, Redispatchkosten reduziert, Netzanschlüsse effizienter ausgelastet und die Systemintegration erneuerbarer Energien beschleunigt werden.

18.3 Überbauungsrecht für EE-Anlagenbetreiber in § 8a EEG

Der BEE hält die Einführung eines klaren Überbauungsrechts für Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber in § 8a EEG für einen zentralen Baustein zur besseren Nutzung bestehender Netzanschlüsse. Bestehende Netzverknüpfungspunkte werden heute häufig nicht durchgehend vollständig ausgelastet, da Wind-, Solar- und Bioenergieanlagen unterschiedliche Einspeiseprofile aufweisen. Durch eine rechtssichere Überbauung könnten zusätzliche EE-Anlagen, Speicher oder flexible Verbraucher an bestehenden Netzverknüpfungspunkten angeschlossen werden, ohne dass hierfür in jedem Fall ein vollständiger neuer Netzanschluss geschaffen werden muss.

Ein solches Überbauungsrecht würde die Netzintegration der Erneuerbaren deutlich verbessern. Kurzfristige Einspeisespitzen könnten am Netzverknüpfungspunkt begrenzt werden, während zusätzliche Strommengen vor Ort gespeichert, genutzt oder zeitlich verschoben werden. **Dies erhöht die Auslastung bestehender Netzanschlussinfrastruktur, reduziert Redispatchmengen und -kosten und ermöglicht einen schnelleren Ausbau erneuerbarer Energien. Gerade in Verbindung mit Speichern kann Überbauung dazu beitragen, eine stabilere Einspeisung zu erreichen, die Netzbetriebsführung zu vereinfachen und die Marktwerte erneuerbarer Energien zu erhöhen.**

Zentral ist dabei, dass überbauende Neuanlagen die Netzverknüpfungspunktleistung der bestehenden Altanlagen übernehmen können, sobald diese zurückgebaut werden. Ohne eine solche Regelung würde sich kaum ein Anlagenbetreiber auf eine Überbauung einlassen. Andernfalls bestünde das Risiko, dass die neue Anlage zwar zunächst hinter einem bestehenden Netzverknüpfungspunkt betrieben wird, nach Rückbau der älteren Bestandsanlage aber keine gesicherte Einspeisemöglichkeit erhält. Für Projektierer, Investoren und finanzierende Banken wäre dies ein nicht kalkulierbares Risiko und würde entsprechende Projekte faktisch verhindern.

Die Vorteile eines Überbauungsrechts betreffen alle zentralen Akteursgruppen der Energiewirtschaft. Für die Energiewende bedeutet es eine deutliche Beschleunigung des Netzanschlusses und die Entstehung größerer Batteriekapazitäten durch ein neues infrastrukturdienliches Geschäftsmodell. Projektierer und Finanzierer profitieren von einer schnelleren und kostengünstigeren Projektumsetzung. Für Bioenergieanlagen kann Überbauung die bessere Integration steuerbarer Erzeugung ermöglichen und zugleich bisher gebundene Netzkapazitäten für weitere EE-Projekte nutzbar machen. Netzbetreiber können vorhandene Assets wie Trafos und Umspannwerke besser auslasten, kurzfristige Spitzen einfacher begrenzen und in Verbindung mit Speichern eine gleichmäßigere Einspeisung erreichen. Für Stromkundinnen und Stromkunden können höhere Marktwerte der Erneuerbaren und geringere Redispatch- sowie Netzkosten zu sinkenden Förder- und Systemkosten beitragen.

Der BEE empfiehlt daher, § 8a EEG um ein rechtssicheres Überbauungsrecht zu ergänzen. Dieses sollte klarstellen, dass zusätzliche EE-Anlagen, Speicher und flexible Anlagen hinter bestehenden Netzverknüpfungspunkten angeschlossen werden können, sofern die

netzwirksame Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt eingehalten wird. Zugleich muss geregelt werden, dass überbauende Anlagen die freiwerdende Netzverknüpfungspunktleistung von zurückgebauten Bestandsanlagen übernehmen können. Nur so entsteht ein verlässlicher Investitionsrahmen, der bestehende Netzkapazitäten effizient nutzt, Netzkosten senkt, Redispatch reduziert und den Ausbau erneuerbarer Energien beschleunigt.

18.4 Streichung des räumlichen Bezugs in § 21 Abs. 2 Nr. 1 Buchstabe a – Direktbelieferung stärken

Der BEE hält die Streichung des räumlichen Bezugs in § 21 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a EEG für dringend erforderlich, um Direktbelieferung und Direktleitungen zu Industrie- und Gewerbekunden praxistauglich zu ermöglichen. Der vorliegende EEG-Entwurf enthält hierzu bislang keine ausreichende Regelung, obwohl die physikalische Direktversorgung von Unternehmen nach den politischen Zielsetzungen räumlich ausgeweitet werden soll. Gerade für Industrie- und Gewerbekomplexe kann die direkte Belieferung mit erneuerbarem Strom ein zentraler Baustein sein, um von den niedrigen Stromgestehungskosten der Erneuerbaren zu profitieren, Stromkosten zu senken und die Transformation der Wirtschaft zu unterstützen.

Die derzeitige Voraussetzung der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ ist hierfür nicht sachgerecht. Windenergieanlagen, aber auch größere Freiflächen-PV-Anlagen, können regelmäßig nicht unmittelbar neben industriellen Verbrauchern errichtet werden. Sie befinden sich häufig einige Kilometer entfernt, etwa aufgrund von Flächenverfügbarkeit, Genehmigungsrecht, Abstandsregelungen oder Netzanschlussbedingungen. Gerade deshalb ist eine Direktleitung zwischen Erzeugungsanlage und Verbrauchseinrichtung notwendig. Wenn eine Direktbelieferung aber weiterhin an einen unbestimmten und engen räumlichen Bezug geknüpft bleibt, werden genau jene Projekte erschwert, die erneuerbaren Strom direkt zu Industrie und Gewerbe bringen könnten.

Aus Sicht des BEE sollte für die Abgrenzung nicht die räumliche Nähe entscheidend sein, sondern ob der Strom **ohne Nutzung des öffentlichen Netzes** über eine Direktleitung an den Letztverbraucher geliefert wird. Dies entspricht dem energiewirtschaftlichen Zweck der Regelung deutlich besser: Wird das öffentliche Netz nicht genutzt, wird es auch nicht zusätzlich belastet. Gleichzeitig können Industrie- und Gewerbekunden planbarer und günstiger mit erneuerbarem Strom versorgt werden. Direktleitungen können damit sowohl die Netze entlasten als auch das EEG-Konto reduzieren, weil mehr erneuerbarer Strom außerhalb der Förderung beziehungsweise über PPA- und Direktbelieferungsmodelle vermarktet werden kann.

Eine Streichung des räumlichen Bezugs würde zudem bestehende Diskriminierungen zwischen Technologien abbauen. Während PV-Dachanlagen häufig in unmittelbarer Nähe zum Verbrauch errichtet werden können, ist dies bei Windenergieanlagen oder größeren Freiflächenanlagen typischerweise nicht möglich. Die aktuelle Voraussetzung benachteiligt daher insbesondere solche Anlagen, die aufgrund ihrer Standortanforderungen nicht direkt neben Verbrauchern stehen können, aber über Direktleitungen dennoch eine physische Versorgung ermöglichen würden.

Der BEE empfiehlt daher, den räumlichen Bezug in § 21 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a EEG zu streichen und die Direktbelieferung stattdessen daran zu knüpfen, dass der Strom nicht durch ein öffentliches Netz durchgeleitet wird. Flankierend sollten auch die entsprechenden

Begriffsbestimmungen und Verweise, insbesondere zur Abgrenzung von Direktvermarktung und Direktbelieferung, konsistent angepasst werden. Dadurch würden Direktleitungen zu Industrie- und Gewerbekomplexen erleichtert, erneuerbarer Strom für die Volkswirtschaft günstiger nutzbar gemacht, Verteilnetze entlastet und marktbasierte PPA-Modelle gestärkt.

18.5 Abschöpfungsrahmen im CfD-System auf Basis real erzielter Erlöse

Der BEE hält es für erforderlich, den Abschöpfungsrahmen im CfD-System so auszugestalten, dass in begründeten Fällen eine Abschöpfung auf Basis **real erzielter Erlöse** möglich ist. Der Entwurf der Bundesregierung sieht vor, dass der Refinanzierungsbeitrag grundsätzlich anhand des technologiespezifischen Jahresmarktwerts berechnet wird. Für Windenergie und Photovoltaik handelt es sich dabei jedoch um einen gewichteten Referenzmarktwert und damit gerade nicht um den tatsächlichen Erlös einer konkreten Anlage.

Dies führt zu erheblichen Risiken. Der technologiespezifische Referenzmarktwert bildet lediglich einen gewichteten Durchschnitt ab. Ein Teil der Einspeisung kann somit unterhalb dieses Marktwerts liegen, ein anderer Teil darüber. Damit können Anlagenbetreiber zur Zahlung eines Refinanzierungsbeitrags verpflichtet werden, obwohl sie den zugrunde gelegten Referenzerlös tatsächlich nicht erzielt haben. Dies betrifft insbesondere Anlagen mit spezifischem Standort, abweichendem Anlagendesign, längeren Ausfällen, Eigenverbrauchs- oder Überschusseinspeisekonzepten sowie PPA- und Direktliefermodellen.

Diese Problematik verschärft sich bei hohen Strompreisniveaus. Mit steigenden Marktpreisen steigen regelmäßig auch die Risiken und Kosten der Direktvermarktung, insbesondere durch höhere Ausgleichsenergiepreise, Prognoserisiken und Absicherungskosten. Diese Kosten werden über höhere Dienstleistungsentgelte an Anlagenbetreiber weitergegeben und mindern deren reale Erlöse. Wird die Abschöpfung dennoch anhand eines fiktiven Referenzmarktwerts berechnet, kann dies dazu führen, dass wirtschaftlich mehr abgeschöpft wird als der tatsächlich oberhalb des anzulegenden Werts erzielte Erlös. Die Erneuerbare Branche weist ebenfalls darauf hin, dass Direktvermarktungskosten proportional mit den Börsenstrompreisen steigen können, etwa durch höhere Kosten beim Einkauf von Ausgleichsenergie.

Besonders problematisch ist dies für kurz- und mittelfristige PPA-Modelle. Der Entwurf der Bundesregierung will zwar ermöglichen, dass Anlagen auch in die sonstige Direktvermarktung wechseln und dort Herkunftsnachweise für Grünstrom-PPAs nutzen können, zugleich bleibt für förderfähige Anlagen die Zahlungspflicht nach § 21d auch in der sonstigen Direktvermarktung bestehen. Damit kann ein Anlagenbetreiber reale Erlöse aus einem PPA erzielen, zugleich aber auf Basis eines fiktiv angenommenen Referenzmarktwerts abgeschöpft werden.

Gerade in Hochpreisphasen kann dies dazu führen, dass der Anlagenbetreiber mehr zurückzahlen muss, als er über seinen PPA-Vertrag tatsächlich verdient hat. Diese Gefahr wurde bereits im Hochpreisjahr 2022 deutlich: Unterschiedliche Vermarktungsprofile, PPA-Preise, Direktvermarktungskosten und anlagenspezifische Marktwerte können erheblich auseinanderfallen. Wenn diese Differenz nicht berücksichtigt wird, werden PPA-Modelle nicht kalkulierbar und somit nicht umgesetzt. Damit würde ein wichtiges marktbasiertes Instrument für Industrie- und Gewerbekunden geschwächt, obwohl PPAs gerade dazu beitragen können,

erneuerbaren Strom direkt in die Volkswirtschaft zu bringen, das EEG-Konto zu entlasten und Investitionen außerhalb beziehungsweise nahe der Förderung zu ermöglichen.

Der BEE bewertet daher einen Abschöpfungsrahmen auf Basis real erzielter Erlöse als notwendige Ergänzung im Rahmen eines CfD-Förderrahmens, ähnlich wie es bereits im Strompreisbremsengesetz §18 vorgesehen war. Eine solche Option sollte insbesondere für PPA, Direktbelieferung, Eigenverbrauchs- und Überschusseinspeisekonzepte sowie begründete Sonderfälle eröffnet werden. Missbrauch kann durch klare Nachweis- und Abgrenzungsregeln vermieden werden, etwa durch Ausschluss konzerninterner Unterpreisverkäufe oder besondere Anforderungen bei verbundenen Unternehmen.

Damit kurz- und mittelfristige PPA-Modelle tatsächlich umgesetzt werden können, muss zudem ein monatlicher Wechsel zwischen der geförderten EEG-Vergütung und der sonstigen Direktvermarktung erhalten bleiben. Nur so können Anlagenbetreiber und Industrie- und Gewerbekunden flexibel auf konkrete PPA-Nachfragen reagieren, Strommengen zeitweise außerhalb der Förderung vermarkten und dadurch zugleich das EEG-Konto entlasten, weil diese Mengen keine Förderung erhalten. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass für diese Zeiträume eine Abschöpfung auf Basis der real erzielten Erlöse erfolgt, vergleichbar zur Systematik des § 18 StromPBG, damit Anlagenbetreiber nicht auf fiktive Referenzmarktwerte hin abgeschöpft werden, die sie tatsächlich nicht erzielt haben.

Der BEE empfiehlt daher, im CfD-System neben der Berechnung über technologiespezifische Referenzmarktwerte eine Wahl- beziehungsweise Ausnahmemöglichkeit zur Abschöpfung auf Basis real erzielter Erlöse vorzusehen ähnlich wie im §18 Strompreisbremsengesetz. Nur so lassen sich unverhältnismäßige Abschöpfungen vermeiden, PPA-Modelle absichern, Direktbelieferung stärken und zusätzliche Vermarktungsrisiken sachgerecht abbilden. Ergänzend bleibt zwingend auch ein ausreichend bemessener Marktwertkorridor erforderlich, um steigende Direktvermarktungs-, Marktwert- und Ausgleichsenergieisiken mit steigendem Strompreisniveau nicht einseitig auf Anlagenbetreiber zu verlagern.

18.6 Zweiten Vergütungszeitraum für Bioenergie auf 15 Jahre verlängern

Eine umfangreiche Flexibilisierung hat sehr hohe Investitionen (meist mehrere Mio. €) zur Folge und kann oft nicht über einen Zeitraum von 12 Jahren amortisiert werden. Viele Anlagen, die Ende 2025 in den zweiten Vergütungszeitraum wechseln mussten oder Ende 2026 wechseln müssen und zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht flexibilisiert sind, haben zudem nicht einmal zwölf Jahre für die Amortisierung. Der BEE schlägt daher vor, den Vergütungszeitraum auf 15 Jahre zu verlängern.

18.7 Einfache Entschädigungsregelung für Abschaltung von Kleinstanlagen durch den Netzbetreiber

Die vom BEE geforderte Anhebung der Vermarktungsschwelle in der EEG auf **0,00 Euro/MWh** ist ein wichtiger Schritt, um durch die Vermarktung der Übertragungsnetzbetreiber verstärkte negative Strompreise zu vermeiden, Marktwerte erneuerbarer Energien zu stabilisieren und Förderkosten zu senken. Sie kann das Problem negativer Strompreise und der Rechtsfolgen nach § 51 EEG jedoch nicht allein lösen. Damit diese Regelung in der Praxis wirken kann, müssen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber jedoch in die Lage versetzt werden, bei drohenden negativen Preisen erhebliche Mengen erneuerbarer Einspeisung kurzfristig abzuregeln. Gerade im Kleinstanlagensegment kann dies sehr große Anlagenzahlen betreffen: Wenn im Gigawatt-Bereich abgeregelt werden muss und eine durchschnittliche Anlagenleistung von nur 20 kW unterstellt wird, wären bereits bei 2 GW rund **100.000 Anlagen** oder mehr zu steuern.

Damit ein solcher Mechanismus massengeschäftstauglich umgesetzt werden kann, braucht es eine einfache, klare und bürokratiearme Entschädigungsregelung. Für Neuanlagen sollte gesetzlich klargestellt werden, dass bei einem Strompreis von exakt **0,00 Euro/MWh** abgeregelte Strommengen keinen zusätzlichen Entschädigungsanspruch auslösen. Andernfalls würde die praktische Umsetzung der 0-Euro-Vermarktungsschwelle durch komplexe Einzelabrechnungen, Nachweise und Entschädigungsprozesse erheblich erschwert oder verteuert. Eine solche Klarstellung wäre auch folgerichtig, weil es gerade darum geht, Einspeisung zu negativen Preisen zu vermeiden und die betroffenen Strommengen nicht zusätzlich vergütungsseitig zu verkomplizieren.

Für Bestandsanlagen sollte ein freiwilliges **Opt-in-Modell** geschaffen werden. Anlagenbetreiber könnten freiwillig in diese Regelung wechseln, wenn sie im Gegenzug eine direkte Fernsteuerbarkeit durch den Netzbetreiber ermöglichen. Als Anreiz sollte hierfür eine pauschale Erhöhung des anzulegenden Wertes vorgesehen werden. Dadurch könnten kurzfristig große Mengen regelbarer Kleinstanlagen erschlossen werden, ohne Bestandsanlagen zwangsweise neuen technischen Anforderungen zu unterwerfen. Zugleich würde ein klarer Investitions- und Nachrüstanreiz entstehen, um die Steuerbarkeit im Kleinstsegment schnell hochzufahren.

Ein solcher Mechanismus wäre volkswirtschaftlich sinnvoll. Je schneller die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber auch Kleinstanlagenportfolios zuverlässig steuern können, desto eher lassen sich netzbetreiberinduzierte negative Strompreise vermeiden. Dadurch steigen die Marktwerte erneuerbarer Energien, §-51-Mengen werden reduziert und die Förderkosten sinken. Gleichzeitig wird das Stromsystem flexibler, weil nicht mehr nur große Anlagen, sondern auch dezentrale Kleinstanlagen in eine markt- und systemdienliche Steuerung einbezogen werden können.

Der BEE empfiehlt daher, die Anhebung der Vermarktungsschwelle auf 0,00 Euro/MWh durch eine einfache Entschädigungs- und Steuerungsregelung für Kleinstanlagen zu flankieren. Für Neuanlagen sollte klargestellt werden, dass bei Abregelung zu einem Strompreis von exakt 0,00 Euro/MWh kein zusätzlicher Entschädigungsanspruch entsteht. Für Bestandsanlagen sollte ein freiwilliges Opt-in mit direkter Fernsteuerbarkeit durch den Netzbetreiber und einer pauschalen Erhöhung des anzulegenden Wertes eingeführt werden. So kann die regelbare

Leistung im Kleinstsegment schnell erhöht, die Entstehung negativer Strompreise reduziert und die Kosteneffizienz des EEG deutlich verbessert werden.

18.1 Fristverlängerung aufgrund Transportverzögerungen

Für die Errichtung von Windenergieanlagen ist der Transport der einzelnen Anlagenkomponenten mit erheblichem logistischem Aufwand verbunden. Besondere Herausforderungen ergeben sich insbesondere bei den Rotorblättern, deren Abmessungen hohe Anforderungen an Streckenführung und Infrastruktur stellen.

Gleichzeitig sind zahlreiche Verkehrswege und insbesondere Brückenbauwerke in Deutschland in einem sanierungsbedürftigen Zustand. Hieraus resultieren vielfache Traglastbeschränkungen, wegen derer bestimmte Strecken für Großraum- und Schwerlasttransporte nicht mehr genutzt werden können. In der Konsequenz müssen Transporte auf alternative und oftmals deutlich längere Routen ausweichen.

Die Nutzung dieser Ersatzstrecken ist zudem häufig durch Baustellen oder kurzfristige Sperrungen eingeschränkt. Dadurch entstehen regelmäßig Verzögerungen bei der Anlieferung der Anlagenteile. Da die Einsatzplanung von Transportlogistik, Hebetchnik und Montagepersonal langfristig erfolgt und aufeinander abgestimmt ist, können bereits einzelne Verzögerungen erhebliche Auswirkungen auf den weiteren Projektablauf haben. Terminverschiebungen wirken sich dabei nicht selten über mehrere Monate hinweg auf nachfolgende Bauabschnitte aus.

Vor diesem Hintergrund wächst für Vorhabenträger das Risiko, die vorgesehenen Realisierungs- und Inbetriebnahmefristen trotz ordnungsgemäßer Projektplanung und ohne eigenes Verschulden nicht einhalten zu können. Der BEE regt daher die Einführung einer zusätzlichen Fristverlängerung in einem neuen Absatz 4 des §36e an:

(4) Auf Antrag, den der Bieter vor Ablauf der Frist nach Absatz 1 gestellt hat, verlängert die Bundes-netzagentur die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, wenn die Erreichbarkeit des Standorts der Windenergieanlage für den Transport der Anlagenteile vorübergehend nicht gewährleistet ist und dies vom Bieter nicht zu vertreten ist. Die Verlängerung soll für die Dauer der Nichterreichbarkeit ausgesprochen werden, wobei der Verlängerungszeitraum unbeschadet einer Verlängerung nach den Absätzen 2 und 3 eine Dauer von insgesamt 18 Monaten nicht überschreiten darf. Die Erreichbarkeit ist nicht gewährleistet, wenn

- 1. durch Baumaßnahmen auf öffentlichen oder privaten Verkehrswegen, die für den Transport zum Standort erforderlich sind oder*
- 2. durch Brückenablastungen oder andere gewichtsbezogene Beschränkungen auf Verkehrswegen oder*

3. durch andere vergleichbare Umstände, die die Befahrung der für den Transport erforderlichen Verkehrswege unmöglich machen,

eine Befahrung mit Schwerlastfahrzeugen nicht möglich ist. Eine Fristverlängerung wird nur gewährt, soweit keine zumutbare Alternativroute zur Verfügung steht, die eine Befahrung des Standorts unter Berücksichtigung der für den Transport erforderlichen Abmessungen und Gewichte ermöglicht. Der Bieter hat darzulegen und nachzuweisen, dass die Nichterreichbarkeit vorübergehender Natur ist und voraussichtlich innerhalb des beantragten Verlängerungszeitraums entfallen wird.

Ansprechpartner*innen

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Dr. Matthias Stark
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energiesysteme
0151 17123012
matthias.stark@bee-ev.de

Philipp Wiewald
Studentischer Mitarbeiter Erneuerbare Energiesysteme
Philipp.wiewald@bee-ev.de

Als Dachverband vereint der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) Fachverbände und Landesorganisationen, Unternehmen und Vereine aller Sparten und Anwendungsbereiche der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei seiner inhaltlichen Arbeit deckt der BEE Themen rund um die Energieerzeugung, die Übertragung über Netz-Infrastrukturen, sowie den Energieverbrauch ab. Der BEE ist als zentrale Plattform aller Akteur*innen der gesamten modernen Energiewirtschaft die wesentliche Anlaufstelle für Politik, Medien und Gesellschaft.

Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität.



Bundesverband
Erneuerbare Energie e.V.

Impressum

Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 2758170 0
info@bee-ev.de
www.bee-ev.de
V.i.S.d.P. Dr. Christine Falken-Großer

Haftungshinweis

Dieses Dokument wurde auf Basis abstrakter gesetzlicher Vorgaben, mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Da Fehler jedoch nie auszuschließen sind und die Inhalte Änderungen unterliegen können, weisen wir auf Folgendes hin:

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) übernimmt keine Gewähr für Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der in diesem Dokument bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen oder durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, ist eine Haftung des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE) ausgeschlossen. Dieses Dokument kann unter keinem Gesichtspunkt die eigene individuelle Bewertung im Einzelfall ersetzen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen.

Den Eintrag des BEE finden Sie [hier](#).

Datum

30. September 2026