



STELLUNGNAHME

der Plattform Erneuerbare Energien Baden-Württemberg e.V. (PEE BW)

zum Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren,
kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau
der erneuerbaren Energien im Stromsektor

Referententwurf des BMWF

Stand: 22.07.2026

Inhalt

1. Einleitung und Einschätzung	4
1.1. Zentrale Änderungsvorschläge der Plattform Erneuerbare Energien BW	4
2. Kommentierung zu Artikel 1: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes	4
2.1. §§ 1, 1a und § 2 EEG 2027: Grundausrichtung des EEG, Marktintegration und Investitionsfähigkeit	4
2.2. § 4 Ausbaupfad	5
2.3. § 9 EEG 2027 – Technische Vorgaben sowie 60-/50-Prozent-Begrenzung	6
2.4. § 10b EEG 2027 - Vorgaben zur Direktvermarktung	7
2.5. :§ 11 EEG 2027 – Einspeisevorrang erneuerbarer Energien erhalten	7
2.6. §20	9
2.7. § 21	9
2.8. : § 21d EEG 2027 – Refinanzierungsbeitrag	10
2.9. § 23a i. V. m. Anlage 1	11
2.10. §§ 25 und 26 EEG 2027 - Dauer, Abschläge und Endabrechnung	11
2.10.1. § 25 Absatz 1a EEG 2027 sollte ergänzt werden:	12
2.10.2. § 26 Absatz 3 EEG 2027 sollte ergänzt werden:	12
2.11. § 28 Ausschreibungen	12
2.12. § 36	13
2.12.1. § 36 Absatz 3	13
2.12.2. § 36 d	14
2.12.3. § 36 h	14
2.13. §§ 37b, 37d und 38a EEG 2027 - Besondere Solaranlagen	15
2.14. § 40 Abs. 1	16
2.15. § 40 Abs. 2 EEG 2027 sowie neuer § 40 Abs. 2a EEG 2027	17
2.16. : § 48 EEG 2027 – Besondere Solaranlagen bei gesetzlich bestimmten Werten angemessen berücksichtigen	17
2.17. § 50 Flexibilitätszuschlag und Flexibilitätsprämie	18
2.17.1. § 50c - Bonus für sonstige Direktvermarktung	19
2.18. §§ 51, 51a und 53 EEG 2027– Negative Preise und Übergangszahlung	20
2.19. § 85 EEG 2027 - Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur	22
2.20. 3§ 99a EEG 2027 - Evaluierung	23
3. Kommentierung zu Artikel 3: Änderung des Messstellen-betriebsgesetzes	24

3.1. §§ 29, 30 und 45 MsbG - Rollout intelligenter Messsysteme für Erzeugungsanlagen ab mehr als 2 kW	24
4. Kommentierung zu Artikel 4: Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung	26
4.1. §§ 2, 3 und 5 EEG sowie ergänzender Änderungsvorschlag zu § 4a EEG – Preislimitierung, Transparenz und Reduzierung fern-steuerbarer Anlagen	26
5. Fazit	27

1. Einleitung und Einschätzung

Die Plattform Erneuerbare Energien Baden-Württemberg e.V. (PEE BW) begrüßt die Grundrichtung des Entwurfs: die stärkere System- und Marktintegration erneuerbarer Energien, die Weiterentwicklung der Direktvermarktung, den weiteren Ausbau von Windenergie, Solar und Bioenergie sowie den Abbau unnötiger Bürokratie. Gleichzeitig greift der Entwurf an mehreren Stellen zu stark in Investitionslogiken ein und gefährdet insbesondere die Wirtschaftlichkeit kleiner und mittlerer Anlagen.

Ein planbarer, kosteneffizienter und netzverträglicher EEG-Rahmen braucht mehr Markt, aber nicht weniger Investitionssicherheit. Die Reform muss die unterschiedlichen Geschäftsmodelle von Windenergie, Photovoltaik, Bioenergie, Wasserkraft, Holzenergie und Geothermie differenziert behandeln, statt einheitliche Marktmechanismen über alle Technologien zu legen.

1.1. Zentrale Änderungsvorschläge der Plattform Erneuerbare Energien BW

1. Direktvermarktung gestuft und massengeschäftstauglich ausgestalten.
2. Kleine PV-Anlagen, Mieterstrom und Eigenverbrauch nicht überfordern.
3. Bioenergie als flexibles Rückgrat des Strom- und Wärmesystems absichern.
4. Windenergie im Süden fair fördern.
5. Wasserkraft, Holzenergie und Geothermie in ihrer System- und Wärmefunktion stärker berücksichtigen.

2. Kommentierung zu Artikel 1: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

2.1. §§ 1, 1a und § 2 EEG 2027: Grundausrichtung des EEG, Marktintegration und Investitionsfähigkeit

Der Entwurf richtet das EEG stärker auf Kosteneffizienz, Marktintegration und Systemdienlichkeit aus. Die Zielvorschriften selbst bleiben im Kern erhalten, die Begründung und die Folgeänderungen verschieben jedoch den Investitionsrahmen erheblich.

Bewertung: Die Richtung ist grundsätzlich richtig. Marktintegration und Systemdienlichkeit dürfen aber nicht dazu führen, dass Investitionsfähigkeit und dezentrale Akteursvielfalt aus dem Gesetz herausfallen. Gerade Dach-PV und Gewerbe-PV benötigen einfache, verlässliche und für Endkund/innen verständliche Rahmenbedingungen.

Änderungsvorschläge: Die Ziel- und Grundsatzebene sollte um ein klares Leitprinzip ergänzt werden: Markt- und Systemintegration müssen massengeschäftstauglich und

investitionsfähig erfolgen. Der Entwurf sollte klarstellen, dass Kosteneffizienz nicht nur kurzfristige EEG-Haushaltsentlastung bedeutet, sondern auch die Vermeidung von Transaktionskosten, Bürokratie und Investitionsabbrüchen.

Bitte lesen Sie dazu das dazu entwickelte Modell: [https://solarcluster-bw.de/fileadmin/user_upload/2026.07.22.Anlage Stellungnahme des Solar Cluster BW EEG_web.pdf](https://solarcluster-bw.de/fileadmin/user_upload/2026.07.22.Anlage_Stellungnahme_des_Solar_Cluster_BW_EEG_web.pdf)

Formulierungsvorschlag

In § 1 oder § 1a EEG 2027 sollte folgender Grundsatz ergänzt werden:

„Die Ausgestaltung der Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien muss so erfolgen, dass der weitere Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere von dezentralen Photovoltaikanlagen auf, an oder in Gebäuden, investitionsfähig, massengeschäftstauglich, digital umsetzbar und für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber verhältnismäßig bleibt. Regelungen zur Direktvermarktung, Steuerbarkeit und Abrechnung sind so auszugestalten, dass sie den Ausbau nicht durch unverhältnismäßige Transaktionskosten oder nicht verfügbare Marktprozesse hemmen.“

Kurze Begründung: Wenn Marktintegration eingeführt wird, bevor Vermarktung, Messung, Steuerung und Abrechnung praktisch verfügbar sind, entsteht ein regulatorisches Risiko. Dieses Risiko wird bei kleinen und mittleren Anlagen nicht durch professionelle Projektstrukturen aufgefangen, sondern wirkt unmittelbar auf Investitionsentscheidungen. Die Folge wäre weniger Dach-PV, geringere regionale Wertschöpfung und eine Schwächung der Akzeptanz.

2.2. § 4 Ausbaupfad

Bewertung: Für die Erreichung von 115 GW Windenergie an Land bis 2030 benötigt es einen flächenausgeglichene Ausbau der Windenergie. Das vorgeschlagene Vorgehen ist ein erster Beitrag, der allerdings die Bedarfe an Windstrom aus Süddeutschland nicht ausreichend für die hiesige Wirtschaft berücksichtigt.

Änderungsvorschläge: Zur Schließung bestehender Windstromlücken und zur Gewährleistung einer ausgewogenen regionalen Verteilung des Windenergieausbaus werden für die Südregion gemäß Anlage 4 zusätzliche Ausschreibungsvolumina in Höhe von insgesamt 10 GW bis zum Jahr 2030 vorgesehen. Hierfür werden bis Ende 2027 insgesamt 6 GW ausgeschrieben. Davon sollen mindestens 2 GW bereits im Jahr 2026 bzw. im ersten verfügbaren Ausschreibungsjahr vergeben werden. Ab dem Jahr 2028 werden zusätzlich zu den regulären Ausschreibungsmengen jährlich weitere 4 GW für Projekte in der Südregion ausgeschrieben.

2.3. § 9 EEG 2027 – Technische Vorgaben sowie 60-/50-Prozent-Begrenzung

Eine bessere Steuerbarkeit kleiner und mittlerer Anlagen ist grundsätzlich sinnvoll. Die dauerhafte 50-Prozent-Kappung ist jedoch zu pauschal. Sie reduziert auch Einspeisung in Stunden mit positiven Preisen und hoher Nachfrage, während sie negative Preisstunden nur ungenau adressiert. Damit wird marktdienliche Erzeugung abgeschnitten und die Wirtschaftlichkeit kleiner Dachanlagen verschlechtert. Eine starre 50-Prozent-Begrenzung dämpft zwar Einspeisespitzen, vermeidet aber Einspeisung bei negativen Börsenpreisen nur unzureichend. Zielgenauer ist eine preis- und systemorientierte Steuerung, bei der Einspeisung insbesondere in Stunden mit negativen oder sehr niedrigen Börsenpreisen reduziert wird.

Bewertung: Eine bessere Steuerbarkeit kleiner und mittlerer Anlagen ist grundsätzlich sinnvoll. Die dauerhafte 50-Prozent-Kappung ist jedoch zu pauschal. Sie reduziert auch Einspeisung in Stunden mit positiven Preisen und hoher Nachfrage, während sie negative Preisstunden nur ungenau adressiert. Damit wird marktdienliche Erzeugung abgeschnitten und die Wirtschaftlichkeit kleiner Dachanlagen verschlechtert.

Änderungsvorschläge: Die dauerhafte pauschale Kappung sollte gestrichen oder auf eine eng begrenzte Übergangsregelung reduziert werden. Vorrangig sollte eine preis- und systemorientierte Steuerung vorgesehen werden: Abregelung bei negativen Börsenpreisen, optional abgestufte Reduzierung bei sehr niedrigen Preisen und netzdienliche Steuerung bei konkreten Engpässen. Für Anlagen unter 100 kW sollte ausdrücklich auch eine Umsetzung über Wechselrichter oder HEMS ermöglicht werden.

Formulierungsvorschlag

§ 9 Absatz 2b EEG 2027 sollte wie folgt neu gefasst werden:

„Betreiber von Solaranlagen des zweiten Segments mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt, die Strom in das Netz einspeisen, stellen sicher, dass die Einspeiseleistung der Anlage bei negativen Spotmarktpreisen sowie nach Maßgabe einer Festlegung der Bundesnetzagentur bei sehr niedrigen Spotmarktpreisen oder in weiteren systemdienlichen Fällen reduziert werden kann. Die Reduzierung kann über ein intelligentes Messsystem mit Steuerungseinrichtung, über ein geeignetes Energie-Management-System oder über eine im Wechselrichter implementierte preisbasierte Steuerungsfunktion erfolgen. Eine pauschale Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung darf nur übergangsweise gelten, solange eine solche preis- oder systemorientierte Steuerung technisch nicht verfügbar oder nicht massengeschäftstauglich umgesetzt ist.“

Kurze Begründung: Eine starre Kappung ist einfach, aber volkswirtschaftlich ungenau. Sie bestraft auch Einspeisung, die für Strommarkt und Verbraucher/innen nützlich ist. Eine dynamische Steuerung trifft das eigentliche Problem präziser: zusätzliche Einspeisung in

Zeiten negativer oder sehr niedriger Preise. Sie verbessert die Systemintegration, ohne die Investitionsrechnung unnötig zu verschlechtern.

2.4. § 10b EEG 2027 - Vorgaben zur Direktvermarktung

§ 10b Absatz 7 EEG 2027 verpflichtet Direktvermarktungsunternehmen und Anlagenbetreiber/innen, einen strompreisbezogenen Schwellenwert für ferngesteuerte Abregelung und eine Kostentragungsregelung bei unterlassener Abregelung zu vereinbaren.

Bewertung: Der Ansatz ist richtig, weil er Marktpreissignale in die Direktvermarktung integriert. Für kleine und mittlere Anlagen reicht eine einzelvertragliche Lösung jedoch nicht aus. Einzelverträge, individuelle Fernsteuertechnik und anlagenscharfe Abrechnung sind für Anlagen unter 100 kW häufig zu teuer und administrativ zu komplex. Für dieses Segment braucht es standardisierte, massengeschäftstaugliche Lösungen.

Kleine Wasserkraftanlagen speisen kontinuierlich und prognostizierbar Strom ein und unterscheiden sich dadurch grundlegend von volatil einspeisenden Technologien. Die verpflichtende Direktvermarktung verursacht bei kleinen Anlagen einen unverhältnismäßigen administrativen und wirtschaftlichen Aufwand. Die Anwendung identischer Vermarktungsansätze berücksichtigt die besonderen Betriebsstrukturen der Wasserkraft nicht ausreichend.

Änderungsvorschläge: § 10b sollte um eine Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur für standardisierte Direktvermarktungsprozesse für Anlagen unter 100 kW ergänzt werden. Für diese Anlagen muss ein massentauglicher Standard möglich sein: standardisierter Schwellenwert, gebündelte Vermarktung, vereinfachte Abrechnung und Nutzung vorhandener bzw. einfach nachrüstbarer Steuerungstechnik. Dazu sollte auch eine preisabhängige Steuerung über Wechselrichter oder HEMS gehören können.

Ohne Standardisierung droht ein Marktversagen im Kleinanlagensegment: Die Pflicht zur Direktvermarktung besteht dann formal, praktisch fehlen jedoch wirtschaftliche Angebote. Die Ergänzung würde die im Entwurf angelegte Marktintegration absichern und verhindern, dass Direktvermarktung zur Ausbauhürde wird.

Eine Sonderregelung bei der Direktvermarktung für Klein- und Kleinstwasserkraft sollte vorgesehen werden.

2.5. :§ 11 EEG 2027 – Einspeisevorrang erneuerbarer Energien erhalten

§ 11 EEG regelt die vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energien. Der Referentenentwurf stärkt die Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien, führt aber gleichzeitig neue Mechanismen zur Abregelung und zur stärkeren Orientierung an Preissignalen ein.

Bewertung: Die stärkere Marktintegration erneuerbarer Energien ist grundsätzlich sinnvoll. Sie darf jedoch nicht dazu führen, dass der Einspeisevorrang erneuerbarer Energien als grundlegendes Prinzip des EEG faktisch relativiert wird.

Der Einspeisevorrang ist kein reines Förderinstrument, sondern ein Effizienz- und Dekarbonisierungsinstrument des Stromsystems: Er stellt sicher, dass Strom aus Anlagen mit niedrigen Grenzkosten und ohne Brennstoffkosten bevorzugt genutzt wird.

Eine markt- und systemdienliche Steuerung der Einspeisung kann sinnvoll sein, insbesondere bei negativen Börsenpreisen oder konkreten Netzengpässen. Sie muss jedoch zielgerichtet erfolgen. Eine dauerhafte oder pauschale Verdrängung erneuerbarer Erzeugung durch andere Erzeugungsformen würde dem Ziel eines kosteneffizienten Stromsystems widersprechen.

Gerade bei Photovoltaik muss zwischen einer sinnvollen Flexibilisierung und einer schleichenden Aufhebung des Einspeisevorrangs unterschieden werden. Die Abregelung einzelner Stunden mit negativen Börsenpreisen ist ein marktdienliches Instrument. Eine generelle Relativierung des Vorrangs erneuerbarer Energien wäre dagegen ein falsches Signal für Investitionen.

Änderungsvorschläge: § 11 EEG 2027 sollte dahingehend ergänzt werden, dass Markt- und Systemintegration den Einspeisevorrang erneuerbarer Energien nicht ersetzen, sondern ausgestalten.

Formulierungsvorschlag:

§ 11 EEG 2027 sollte um folgenden Absatz ergänzt werden:

„Die vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energien bleibt als Grundprinzip des Stromsystems erhalten. Maßnahmen zur markt- oder systemdienlichen Steuerung der Einspeisung dienen ausschließlich der Vermeidung nachweisbarer Markt- oder Netzsituationen, in denen eine zusätzliche Einspeisung erneuerbarer Energien zu systemischen Ineffizienzen führen würde. Sie dürfen nicht zu einer strukturellen Benachteiligung erneuerbarer Energien gegenüber anderen Erzeugungsformen führen.“

Kurze Begründung: Die EEG-Novelle verfolgt zu Recht das Ziel, erneuerbare Energien stärker an Marktpreisen und Systemanforderungen auszurichten. Gleichzeitig muss gewährleistet bleiben, dass erneuerbarer Strom weiterhin Vorrang im Stromsystem genießt. Andernfalls besteht die Gefahr, dass Investitionsentscheidungen erschwert und kostengünstige erneuerbare Erzeugung nicht vollständig genutzt wird.

2.6. §20

§ 20 EEG 2027 beschränkt den Anspruch auf Marktprämie grundsätzlich auf Anlagen ab 25 kW.

Bewertung: Die Förderung kleiner Anlagen in Form der festen Einspeisevergütung ist für private und gewerbliche Betreiber die zentrale Investitionsvoraussetzung. Ihr Wegfall macht Kleinanlagen unwirtschaftlich und trifft die gesamte Branche: Die Direktvermarktungspflicht ist für Kleinanlagen schlicht praxisfremd. Betroffen wären davon gleichermaßen Eigenheimbesitzer, Mieter, und Kleingewerbe, die mit Hilfe der Solartechnik ihre Stromkosten senken wollen. Die Branche geht in der Folge von einem Einbruch der PV-Nachfrage im betroffenen wichtigen PV-Marktsegment um über 70 Prozent aus. Auch der Förderstopp für neue Wasserkraftanlagen <25 kW ist nicht nachvollziehbar: Wasserkraft stabilisiert das Netz, ist ganzjährig verfügbar und unverzichtbar für die Versorgungssicherheit.

Die Leistungsgrenze von 25 kW als auch die unterschiedliche Förderbehandlung von Neuerrichtungen und Ertüchtigungen werden den Funktionen der Wasserkraft nicht gerecht. Wasserkraftanlagen erzeugen kontinuierlich, prognostizierbar und netzdienlich Strom und leisten damit einen stabilisierenden Beitrag zu einem zunehmend wetterabhängigen Energiesystem. Insbesondere kleine und dezentrale Anlagen stärken die regionale Stromversorgung, erhöhen die Resilienz der Energieinfrastruktur und tragen zur Diversifizierung des erneuerbaren Erzeugungsmixes bei. Neuerrichtete Wasserkraftanlagen erfüllen dabei dieselben energiewirtschaftlichen Funktionen wie ertüchtigte Anlagen. Sie leisten einen Beitrag zu Versorgungssicherheit und regionaler Resilienz und können zugleich ökologische Verbesserungen im Gewässer umsetzen. Förderentscheidungen sollten daher am Beitrag der Anlagen zum Energiesystem und nicht an einer pauschalen Leistungsgrenze oder dem Status als Neuerrichtung beziehungsweise Ertüchtigung anknüpfen.

Änderungsvorschläge: Die in § 20 ff. EEG vorgesehene Streichung der Einspeisevergütung für Neuanlagen bis 25 kW sollte zurückgenommen werden. Die Pflicht zur Direktvermarktung für Kleinanlagen <100kW ist ein untaugliches und praxisfernes Instrument und sollte gestrichen werden. Marktprämienanspruch für Wasserkraftanlagen unabhängig von der installierten Leistung erhalten. Neuerrichtete Wasserkraftanlagen den ertüchtigten Anlagen gleichstellen (§ 20 Abs. 1 i. V. m. § 40 Abs. 2)

2.7. § 21

§ 21 EEG 2027 ersetzt die bisherige Einspeisevergütung durch Varianten der Netzbetreiberabnahme. Für bestimmte Neuanlagen ist eine befristete Übergangszahlung vorgesehen; Anlagen unter 100 kW ohne andere Zuordnung fallen in die unentgeltliche Abnahme.

Bewertung: Die Wasserkraft verfügt nur über begrenzte Ausbaupotenziale und verursacht entsprechend geringe Fördervolumina. Zusätzliche Abschöpfungsmechanismen erhöhen den Verwaltungsaufwand und mindern die Investitionssicherheit, ohne einen relevanten Beitrag zur Finanzierung des EEG zu leisten.

Änderungsvorschläge: § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EEG 2027 sollte nicht als pauschale unentgeltliche Abnahme für alle Anlagen unter 100 kW ausgestaltet werden, sondern als marktwertorientierte Netzbetreiberabnahme für Anlagen, die eine preisabhängige Einspeisesteuerung nachweisen. Anlagen ohne nachgewiesene preisabhängige Steuerung sollten keinen Anspruch auf diese marktwertorientierte Vergütung haben.

2.8. : § 21d EEG 2027 – Refinanzierungsbeitrag

§ 21d EEG 2027 führt für Anlagen ab 100 kW eine Zahlungspflicht der Anlagenbetreiber/innen ein, wenn der Jahresmarktwert über dem anzulegenden Wert liegt. In diesen Fällen ist für eingespeiste Strommengen ein Refinanzierungsbeitrag an den Netzbetreiber zu zahlen.

Bewertung: Eine europarechtlich erforderliche Erlösabschöpfung kann nachvollziehbar sein. Für gewerbliche PV-Anlagen darf sie jedoch nicht zu zusätzlicher Unsicherheit in Finanzierung und Projektbewertung führen. Gerade größere Dachanlagen, Gewerbe-PV und Freiflächenanlagen werden häufig langfristig finanziert. Unklare Rückzahlungsmechanismen, schwer prognostizierbare Liquiditätswirkungen oder komplexe Abrechnungsregeln können Kapitalkosten erhöhen und Investitionsentscheidungen verzögern.

Änderungsvorschläge: Der Refinanzierungsbeitrag muss einfach, transparent und finanzierungsfähig ausgestaltet werden. Berechnung, Mitteilung, Abrechnung und Liquiditätswirkung müssen für Anlagenbetreiber/innen, Direktvermarkter, Netzbetreiber und Finanzierer/innen frühzeitig planbar sein.

Formulierungsvorschlag

§ 21d EEG 2027 sollte ergänzt werden:

„Die Ermittlung und Abrechnung des Refinanzierungsbeitrags muss transparent, standardisiert und für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber sowie finanzierende Stellen nachvollziehbar erfolgen. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht hierzu rechtzeitig vor Beginn des ersten betroffenen Kalenderjahres standardisierte Hinweise zur Berechnung, Abrechnung und Mitteilung.“

Zusätzlich sollte eine Evaluierungspflicht ergänzt werden:

„Die Bundesregierung evaluiert spätestens zwei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes die Auswirkungen des Refinanzierungsbeitrags auf Investitionsentscheidungen, Finanzierungskosten, Direktvermarktungsverträge und PPA-Modelle für Solaranlagen ab 100 Kilowatt.“

Kurze Begründung: Gewerbliche PV-Projekte werden häufig langfristig finanziert. Unklare Rückzahlungsmechanismen können Kapitalkosten erhöhen oder Investitionsentscheidungen verzögern. Der Refinanzierungsbeitrag darf nicht dazu führen, dass grundsätzlich wirtschaftliche PV-Projekte schwerer finanzierbar werden. Wasserkraft sollte vollständig vom Refinanzierungsbeitrag ausgenommen werden.

2.9. § 23a i. V. m. Anlage 1

Bewertung: Die wirtschaftliche Bedeutung der Wasserkraft für das EEG-Finanzierungssystem ist aufgrund der geringen Zahl neuer Projekte marginal. Eine technologiespezifische Ausnahme würde Investitionen und den Erhalt bestehender Anlagen stärken, ohne spürbare Auswirkungen auf die Finanzierung des EEG zu haben.

Änderungsvorschläge: Wasserkraftanlagen von der Berechnung des Refinanzierungsbeitrags ausnehmen

2.10. §§ 25 und 26 EEG 2027 - Dauer, Abschläge und Endabrechnung

§ 25 Absatz 1a EEG 2027 begrenzt die befristete Übergangszahlung auf 36 Monate. § 26 enthält Vorgaben zu Fälligkeit, Abschlägen und Endabrechnung, einschließlich digitaler und massengeschäftstauglicher Abrechnung.

Bewertung: Eine zeitliche Befristung ist nachvollziehbar, wenn der Markt in dieser Zeit tatsächlich funktionsfähige, kostengünstige Direktvermarktungsangebote entwickelt. Eine starre 36-Monatsfrist ist jedoch riskant, solange Smart-Meter-Rollout, Steuerung, Abrechnungsprozesse und Direktvermarktungsangebote noch nicht flächendeckend verfügbar sind.

Zugleich können vereinfachte marktwertorientierte Modelle dazu beitragen, die Übergangsphase schneller in eine tragfähige Dauerlösung zu überführen. Dies gilt insbesondere für Modelle, bei denen Wechselrichter oder HEMS die Einspeisung preisabhängig steuern und die Abrechnung auf Basis der gemessenen Jahreseinspeisung sowie eines gewichteten Marktwerts PV erfolgt. Entscheidend ist, dass die Übergangszahlung nicht ausläuft, bevor eine solche Anschlusslösung rechtlich, technisch und prozessual massengeschäftstauglich verfügbar ist.

Wasserkraftanlagen sind langfristige Infrastrukturinvestitionen mit Nutzungsdauern von mehreren Jahrzehnten. Planung, Genehmigung und Bau erfordern erhebliche Investitionen. Gleichzeitig sind umfangreiche ökologische Änderungsvorschläge wie Fischschutz, Fischaufstieg und Gewässerentwicklungsmaßnahmen umzusetzen, deren Finanzierung langfristige Planungssicherheit voraussetzt.

Änderungsvorschläge: Die Übergangszahlung sollte mindestens so lange verfügbar sein, bis die Bundesnetzagentur die Massengeschäftstauglichkeit der Direktvermarktung oder einer gleichwertigen vereinfachten marktwertorientierten Lösung für das jeweilige Segment

positiv festgestellt hat. § 26 sollte ausdrücklich eine vereinfachte jährliche Abrechnung auf Basis eines gewichteten Marktwerts PV ermöglichen. Langfristige Absicherung des Zahlungsanspruchs über mindestens 20 Jahre

Formulierungsvorschlag

2.10.1. § 25 Absatz 1a EEG 2027 sollte ergänzt werden:

„Die befristete Übergangszahlung ist für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 Kilowatt jedenfalls so lange zu gewähren, bis die Bundesnetzagentur festgestellt hat, dass für das jeweilige Anlagensegment massengeschäftstaugliche, digitale und wirtschaftlich angemessene Direktvermarktungsangebote oder gleichwertige vereinfachte marktwertorientierte Abnahme- und Abrechnungsmodelle in ausreichendem Umfang verfügbar sind.“

2.10.2. § 26 Absatz 3 EEG 2027 sollte ergänzt werden:

„Für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt kann die Endabrechnung auf Grundlage standardisierter, energieträgerspezifischer Marktwerte, insbesondere eines gewichteten Jahresmarktwerts für solare Strahlungsenergie, erfolgen, sofern keine viertelstundenscharfe Abrechnung massengeschäftstauglich verfügbar ist. Der gewichtete Jahresmarktwert kann auf Grundlage geeigneter Referenzanlagen und standardisierter Einspeisepprofile bestimmt werden.“

Kurze Begründung: Die Investitionsentscheidung fällt vor Inbetriebnahme. Wenn Anlagenbetreiber/innen nicht wissen, ob nach Ablauf der Übergangsphase ein bezahlbares Direktvermarktungsangebot oder eine gleichwertige vereinfachte marktwertorientierte Lösung existiert, wird das Risiko in die Investitionsrechnung eingepreist. Eine an objektive Verfügbarkeit geknüpfte Übergangsphase sichert den Ausbau, ohne die Marktintegration aufzugeben.

2.11. § 28 Ausschreibungen

Zur Schließung bestehender Windstromlücken und zur Gewährleistung einer ausgewogenen regionalen Verteilung des Windenergieausbaus werden für die Südregion gemäß Anlage 4 zusätzliche Ausschreibungsvolumina in Höhe von insgesamt 10 GW bis zum Jahr 2030 vorgesehen. Hierfür werden bis Ende 2027 insgesamt 6 GW ausgeschrieben. Davon sollen mindestens 2 GW bereits im Jahr 2026 bzw. im ersten verfügbaren Ausschreibungsjahr vergeben werden. Ab dem Jahr 2028 werden zusätzlich zu den regulären Ausschreibungsmengen jährlich weitere 4 GW für Projekte in der Südregion ausgeschrieben.

Bewertung: Die im EEG-Entwurf 2027 vorgenommene Erhöhung der Ausschreibungsvolumina ist richtig und notwendig. Dies reicht aber nicht aus, um das Ziel zu erreichen, dass auch in Süddeutschland ausreichend Projekte mit der notwendigen Erzeugungskapazität Zuschläge erhalten werden. Die in den kommenden drei Jahren

zusätzlich vorgesehenen Ausschreibungsvolumina sollten daher separat in den süddeutschen Bundesländern ausgeschrieben werden.

Änderungsvorschläge: Bei Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land kann die Bundesnetzagentur gesonderte Ausschreibungssegmente für die Südregion. Teilnahmeberechtigt sind ausschließlich Projekte in der Südregion. Die ausgeschriebenen Mengen sind zusätzlich zu den regulären Ausschreibungsvolumina nach § 28 bereitzustellen. Die Regelung wird um die Definition eines Anteils von 20 Prozent der Ausschreibungsvolumina ergänzt, die für Süddeutschland ausgeschrieben wird.

Bewertung Biogas: Erhöhung der Ausschreibungsvolumina für Biogas

Die Ausschreibungsvolumina für Biomasseanlagen sollten ab 2027 deutlich angehoben werden. Die derzeit vorgesehenen Mengen reichen nicht aus, um den Weiterbetrieb der aus der EEG-Förderung fallenden Anlagen zu sichern und gleichzeitig die politisch gewünschte Flexibilisierung des Kraftwerksparks zu erreichen.

Änderungsvorschläge:

Die Ausschreibungsvolumina für Biomasseanlagen sind ab 2027 deutlich zu erhöhen. Die Ausbaupfade müssen so ausgestaltet werden, dass ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb bestehender Biogasanlagen ermöglicht und deren Flexibilitätspotenzial systemdienlich genutzt werden kann. Insbesondere in Baden-Württemberg und Bayern tragen Biogasanlagen wesentlich zur Versorgungssicherheit, regionalen Wertschöpfung und Netzstabilität bei.

2.12. § 36

Bewertung: Die vorgenommene Neuregelung beim Referenzertragsmodell bedeutet vor allem, dass zukünftig weniger windstarke Standorte im Norden nicht mehr gebaut werden können. Zwar wurde bei unverändertem Mindest-Gütefaktor von 50 % der Korrekturfaktor unterhalb der Schwelle 1,65 angehoben, die Anpassung ist jedoch nicht ausreichend. Somit wird ohne gesonderte Ausschreibungsvolumina die notwendige Verbesserung für die Standorte in Süddeutschland allein dadurch nicht erreicht.

Änderungsvorschlag: Der Korrekturfaktor wird deutlicher angehoben.

2.12.1. § 36 Absatz 3

Bewertung: § 36 EEG (Gebote für Windenergieanlagen an Land) bietet die Möglichkeit zusätzlicher Teilnahmebedingungen und regionale Steuerung der Ausschreibungen, um die Windstromlücke im Süden gezielt zu adressieren.

Änderungsvorschläge: Bei Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land kann die Bundesnetzagentur gesonderte Ausschreibungssegmente für die Südregion vorsehen. Teilnahmberechtigt sind ausschließlich Anlagenstandorte innerhalb dieser südlichen Region.

2.12.2. § 36 d

Bewertung: Es wird eine neue Obergrenze für Grundstücksnutzungsentgelte bei ausschreibungspflichtigen Windenergieanlagen an Land eingeführt. Dieser Pachtdeckel gefährdet die Wirtschaftlichkeit zukünftiger Projekte. Die Regelung setzt keinen zielgerichteten Steuerungsimpuls: Windenergieanlagen sind standortgebunden – Projekte können nicht auf andere Flächen ausweichen, um der Deckelung zu entgehen. Der Pachtdeckel ist als privatwirtschaftliches Steuerungsinstrument ungeeignet und in der vorliegenden Ausgestaltung nicht umsetzbar. Die Rahmenbedingungen für Wind an Land müssen Planungssicherheit schaffen – nicht neue Haftungsrisiken.

Dennoch kann ein Flächenentgelte auf maximal **2,5 % des Produkts aus Standortertrag und anzulegendem Wert** für staatliche Flächen am Beispiel Baden-Württemberg von ForstBW, Vermögen und Bau BW, Staatswald geeignet sein und sollte sich nur darauf beschränken.

Änderungsvorschläge: § 36d Für Windenergieanlagen auf Grundstücken im Eigentum der öffentlichen Hand wird eine Obergrenze definiert und so der Ausbau auf geeignete staatliche Vorrangflächen gelenkt. Gebote für Windenergieanlagen auf Flächen im Eigentum der öffentlichen Hand können einen Zuschlagsbonus erhalten, sofern die erzielten Mehreinnahmen zweckgebunden für Maßnahmen des Klima-, Natur- oder Waldschutzes verwendet werden. Die Regelungen zu Zahlungen bei überhöhten Entgelten für die Nutzung von privaten Grundstücken (§ 53a) werden ersatzlos gestrichen.

2.12.3. § 36 h

Bewertung: Bei der Ausgestaltung der Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land sind bestehende regionale Erzeugungslücken und netzdienliche Standortvorteile besonders zu berücksichtigen. Hierzu sind für die Südregion zusätzliche Anreize vorzusehen, die einen Ausbaupfad entsprechend dem regionalen Beitrag zur Erreichung der EEG-Ziele 2030 sicherstellen. Regionale Anreize ließen sich rechtskonform in ein wirksames Ausschreibungsinstrument über diesen Paragraphen übersetzen.

Änderungsvorschläge: § 36 ist um ein gesondertes Ausschreibungssegment für die Südregion zu ergänzen. Nur durch einen exklusiven Wettbewerb für Projekte in Bayern und Baden-Württemberg können die bestehende Windstromlücke von rund 10 GW bis 2030 geschlossen, die EEG-Ziele erreicht und die erheblichen Redispatchkosten nachhaltig gesenkt werden.“

2.13. §§ 37b, 37d und 38a EEG 2027 - Besondere Solaranlagen

Der Entwurf streicht § 37d EEG 2023 und damit das besondere Zuschlagsverfahren für besondere Solaranlagen. § 37b EEG 2027 sieht künftig keinen eigenständigen abweichenden Höchstwert für besondere Solaranlagen mehr vor. § 38a EEG 2027 sieht lediglich einen Aufschlag von 0,5 ct/kWh für bestimmte Agri-PV- und Moor-PV-Konstellationen vor. Floating-PV und Parkplatz-PV werden im Ausschreibungssegment nicht gleichwertig berücksichtigt.

Damit fällt der Entwurf deutlich hinter das Förder- und Absicherungsniveau des EEG 2023 zurück. Dort waren besondere Solaranlagen über ein eigenes Ausschreibungsuntersegment mit einem abweichenden Höchstwert von bis zu 9,5 ct/kWh berücksichtigt. Der Referentenentwurf sieht dagegen einen allgemeinen Höchstwert für Solaranlagen des ersten Segments von höchstens 5,9 ct/kWh vor, streicht § 37d und beschränkt den Aufschlag nach § 38a auf bestimmte Agri-PV- und Moor-PV-Anlagen.

Bewertung: Die teilweise Wiederaufnahme eines Bonus für bestimmte besondere Solaranlagen ist positiv, reicht aber nicht aus. Ein Aufschlag von lediglich 0,5 ct/kWh bildet die Mehrkosten besonderer Solaranlagen nicht realistisch ab. Zugleich entfällt das bisherige besondere Ausschreibungsuntersegment mit einem abweichenden Höchstwert von bis zu 9,5 ct/kWh.

Agri-PV, Floating-PV, Moor-PV und Parkplatz-PV erfüllen besondere systemische, flächenpolitische und gesellschaftliche Funktionen. Sie ermöglichen Doppelnutzung, reduzieren Flächenkonkurrenz und erschließen Standorte, die klassische Freiflächenanlagen nicht oder nur eingeschränkt nutzen können. Gleichzeitig haben sie höhere Genehmigungs-, Planungs-, Bau- und Betriebskosten. Ohne eigenständiges Segment oder einen Aufschlag auf bisherigem Niveau werden diese Anlagen im Wettbewerb mit Standard-Freiflächenanlagen faktisch verdrängt.

Besonders kritisch ist, dass Floating-PV und Parkplatz-PV im Ausschreibungssegment nicht gleichwertig berücksichtigt werden. Beide Technologien leisten einen wichtigen Beitrag zur Flächenschonung und Akzeptanz, insbesondere in einem Flächenland mit hoher Nutzungskonkurrenz wie Baden-Württemberg.

Änderungsvorschläge: § 37d EEG 2023 sollte nicht ersatzlos gestrichen, sondern für besondere Solaranlagen fortgeführt oder gleichwertig ersetzt werden. Der bisherige abweichende Höchstwert für besondere Solaranlagen sollte wiederhergestellt werden. Für Ausschreibungen sollte ein eigenständiges Segment oder ein gesondertes Zuschlagskontingent mit einem Höchstwert auf dem bisherigen Niveau von bis zu 9,5 ct/kWh vorgesehen werden.

Der Aufschlag nach § 38a EEG 2027 sollte nicht auf 0,5 ct/kWh begrenzt bleiben, sondern technologiespezifisch so ausgestaltet werden, dass die Mehrkosten besonderer

Solaranlagen realistisch abgebildet werden. Er muss technologieoffen für Agri-PV, Floating-PV, Moor-PV und Parkplatz-PV gelten.

Formulierungsvorschlag

§ 37d EEG 2027 sollte fortgeführt oder neu gefasst werden:

„§ 37d Besonderes Zuschlagsverfahren für besondere Solaranlagen

Für besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstaben a bis f wird ein eigenständiges Zuschlagsverfahren oder ein gesondertes Zuschlagskontingent vorgesehen. Der Höchstwert für dieses Zuschlagsverfahren entspricht mindestens dem nach § 37b Absatz 2 EEG 2023 für besondere Solaranlagen vorgesehenen Niveau. Die Bundesnetzagentur bestimmt die Ausschreibungsbedingungen so, dass die besonderen Mehrkosten, die Doppelnutzung, die Flächenschonung und die jeweiligen ökologischen, landwirtschaftlichen, wasserwirtschaftlichen und technischen Anforderungen angemessen berücksichtigt werden.“

§ 38a EEG 2027 sollte wie folgt gefasst werden:

„Bei besonderen Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstaben a bis f erhöht sich der anzulegende Wert um einen technologiespezifischen Aufschlag, der die nachweisbaren Mehrkosten und besonderen Anforderungen dieser Anlagen angemessen abbildet. Der Aufschlag darf das im EEG 2023 für besondere Solaranlagen vorgesehene Förderäquivalent nicht unterschreiten.“

Kurze Begründung: Der Referentenentwurf senkt die Sonderbehandlung besonderer Solaranlagen in Ausschreibungen gegenüber dem EEG 2023 deutlich ab. Ein Bonus von 0,5 ct/kWh reicht nicht aus, um die Mehrkosten und Zusatznutzen von Agri-PV, Parkplatz-PV, Floating-PV und Moor-PV abzubilden. Baden-Württemberg braucht wegen hoher Flächenkonkurrenz, starker Landwirtschaft, begrenzter Freiflächenpotenziale und hoher Akzeptanzanforderungen gerade solche Doppelnutzungs- und Sonderflächenkonzepte. Die Rückkehr mindestens auf das Niveau des EEG 2023 ist daher erforderlich, um diese Technologien nicht gegenüber Standard-Freiflächenanlagen zu verdrängen.

2.14. § 40 Abs. 1

Bewertung: Kleine Wasserkraftanlagen weisen spezifische technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen auf, die in der bestehenden Vergütungsstruktur nicht ausreichend berücksichtigt werden. Die aktuellen anzulegenden Werte bilden die tatsächlichen Investitions-, Betriebs- und Finanzierungskosten nicht mehr angemessen ab. Gleichzeitig führen lange Planungs- und Genehmigungszeiträume sowie steigende Anforderungen an Technik und Ökologie zu höheren Kosten. Eine weitere Degression ist daher sachlich nicht

gerechtfertigt und würde Investitionen in Modernisierung, Reaktivierung und Neubau zusätzlich erschweren

Änderungsvorschläge: Neue Vergütungsklasse bis 100 kW einführen, die anzulegenden Werte für Wasserkraft erhöhen und die Degression der anzulegenden Werte streichen.

2.15. § 40 Abs. 2 EEG 2027 sowie neuer § 40 Abs. 2a EEG 2027

Bewertung: Wasserkraftanlagen können durch technische Nachrüstungen zusätzliche Systemdienstleistungen zur Versorgungssicherheit und Krisenresilienz erbringen, beispielsweise durch Schwarzstartfähigkeit, Inselnetzbetrieb oder die Versorgung kritischer Infrastrukturen. Diese Leistungen gehen über die reine Stromerzeugung hinaus und schaffen einen zusätzlichen Nutzen für das Energiesystem. Die hierfür notwendigen Investitionen sowie die erhöhten Betriebs- und Unterhaltungskosten sollten ausdrücklich anerkannt und über einen Zuschlag vergütet werden. Dies würde Anreize schaffen, bestehende Wasserkraftanlagen stärker in Konzepte der Netzresilienz und Versorgungssicherheit einzubinden.

Änderungsvorschläge: Ertüchtigungsmaßnahmen zur Erbringung von Systemdienstleistungen als förderfähige Maßnahmen anerkennen und hierfür eine eigenständige Vergütung einführen.

2.16. : § 48 EEG 2027 – Besondere Solaranlagen bei gesetzlich bestimmten Werten angemessen berücksichtigen

§ 48 EEG 2027 regelt die gesetzlich bestimmten anzulegenden Werte für Solaranlagen außerhalb der Ausschreibungen. Der Referentenentwurf sieht in § 48 Absatz 1b EEG 2027 für bestimmte besondere Solaranlagen lediglich einen Aufschlag von 0,5 ct/kWh vor. Begünstigt werden bestimmte Agri-PV-Anlagen nach § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 Buchstaben a bis c sowie Moor-PV-Anlagen nach Buchstabe e. Floating-PV und Parkplatz-PV werden nicht gleichwertig berücksichtigt.

Bewertung: Die Berücksichtigung besonderer Solaranlagen auch bei gesetzlich bestimmten Werten ist grundsätzlich richtig. Der vorgesehene Aufschlag von 0,5 ct/kWh bleibt jedoch deutlich hinter dem bisherigen Niveau zurück. Für nicht ausschreibungspflichtige besondere Solaranlagen sah das EEG 2023 einen Aufschlag von 2,5 ct/kWh im Jahr 2024 vor. Die vorgesehene Absenkung würde insbesondere kleinere besondere Solaranlagen erheblich schwächen.

Gerade nicht ausschreibungspflichtige besondere Solaranlagen können für Baden-Württemberg besonders relevant sein. Viele Projekte entstehen auf begrenzten Flächen, an besonderen Standorten oder in Verbindung mit landwirtschaftlicher Nutzung, Parkplatzflächen, Gewässern oder Moorstandorten. Diese Projekte sind häufig kleiner,

planungs- und genehmigungsintensiver und können ihre Mehrkosten nicht über Skaleneffekte auffangen.

Wenn der gesetzlich bestimmte Aufschlag zu niedrig ist oder nur einzelne Sonderformen erfasst, werden viele dieser Projekte wirtschaftlich nicht umgesetzt. Damit würden gerade solche Anlagen benachteiligt, die Flächenkonkurrenz reduzieren, Akzeptanz schaffen und zusätzliche Standortpotenziale erschließen.

Änderungsvorschläge: Für nicht ausschreibungspflichtige besondere Solaranlagen sollte der Aufschlag nach § 48 Absatz 1b EEG 2027 nicht auf 0,5 ct/kWh abgesenkt, sondern mindestens auf dem bisherigen Niveau von 2,5 ct/kWh fortgeführt werden. Der Aufschlag muss technologieoffen für Agri-PV, Floating-PV, Moor-PV und Parkplatz-PV gelten.

Zugleich sollte der Aufschlag so ausgestaltet werden, dass er die tatsächlichen Mehrkosten und Zusatzanforderungen besonderer Solaranlagen angemessen abbildet. Eine pauschale und zu niedrige Förderung würde die im Gesetz angelegte Anerkennung besonderer Solaranlagen faktisch entwerten.

Formulierungsvorschlag

§ 48 Absatz 1b EEG 2027 sollte wie folgt gefasst werden:

„Der anzulegende Wert nach den Absätzen 1 und 1a erhöht sich für besondere Solaranlagen nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 Buchstaben a bis f um mindestens 2,5 Cent pro Kilowattstunde. Die Erhöhung ist jährlich so fortzuentwickeln, dass sie die Differenz zwischen dem Höchstwert für besondere Solaranlagen und dem allgemeinen anzulegenden Wert für Solaranlagen sachgerecht abbildet.“

Kurze Begründung: Die gesetzlich bestimmten Werte sind für kleinere besondere Solaranlagen zentral, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen. Ein Aufschlag von lediglich 0,5 ct/kWh reicht nicht aus, um die Mehrkosten von Agri-PV, Parkplatz-PV, Floating-PV und Moor-PV abzubilden. Gerade Baden-Württemberg ist auf flächenschonende und akzeptanzstarke PV-Konzepte angewiesen. Deshalb müssen besondere Solaranlagen auch außerhalb der Ausschreibungen wirtschaftlich tragfähig bleiben.

2.17. § 50 Flexibilitätszuschlag und Flexibilitätsprämie

Bewertung: Die Höhe des Flexibilitätszuschlags muss an die gestiegenen Investitions-, Betriebs- und Finanzierungskosten angepasst werden.

Änderungsvorschläge: Der Flexibilitätszuschlag sollte auf mindestens 130 Euro pro Kilowatt angehoben werden. Nur so können die erforderlichen Investitionen in zusätzliche BHKW-Leistung, Speicher sowie eine marktorientierte Betriebsweise wirtschaftlich umgesetzt werden. Flexible Biogasanlagen leisten einen unverzichtbaren Beitrag zur Absicherung eines Stromsystems mit hohen Anteilen fluktuierender Wind- und Solarenergie.

2.17.1. § 50c - Bonus für sonstige Direktvermarktung

Regelungsgegenstand: § 50c EEG 2027 sieht für Anlagen unter 25 kW einen Bonus von 1,5 ct/kWh für Strom vor, der auf sonstige Weise direkt vermarktet wird. Der Anspruch ist auf maximal 48 Monate nach erstmaliger Zuordnung zur Direktvermarktung begrenzt.

Bewertung: Der Direktvermarktungsbonus ist ein wichtiger Schritt, weil er anerkennt, dass kleine Anlagen zusätzliche Vermarktungskosten tragen müssen. Der Bonus darf aber nicht als Ersatz für eine fehlende massentaugliche Marktlösung verstanden werden. Wenn keine bezahlbaren Direktvermarktungsangebote verfügbar sind, hilft ein Bonus allein nicht.

Zudem adressiert der Bonus nur die wirtschaftliche Seite der Direktvermarktung, nicht aber die praktische Umsetzung bei kleinen Anlagen. Für Anlagen unter 25 kW sind individuelle Direktvermarktungsverträge, viertelstundenscharfe Abrechnung, Fernsteuerbarkeit und Bilanzierungsprozesse häufig unverhältnismäßig aufwendig. Der Bonus muss daher mit einer tatsächlich verfügbaren, einfachen und standardisierten Direktvermarktungs- oder Abnahmelösung verbunden werden.

Wichtig ist außerdem, dass der Bonus nicht dazu führt, dass kleine Anlagen zwar formal in die Direktvermarktung wechseln können, faktisch aber mangels geeigneter Angebote oder technischer Prozesse keine wirtschaftlich tragfähige Option haben. Marktintegration darf nicht nur rechtlich vorgesehen sein, sondern muss praktisch funktionieren.

Änderungsvorschläge: § 50c sollte mit klaren Anforderungen an die tatsächliche Verfügbarkeit wirtschaftlicher und massengeschäftstauglicher Direktvermarktungsangebote verknüpft werden. Die Höhe und Dauer des Bonus sollten regelmäßig evaluiert und bei fehlender Marktreife verlängert oder angepasst werden.

Zudem sollte klargestellt werden, dass vereinfachte marktwertorientierte Modelle für Anlagen unter 100 kW nicht durch den Direktvermarktungsbonus blockiert werden. Der Bonus sollte eine Brücke in die Marktintegration sein, nicht die einzige Option.

Formulierungsvorschlag

§ 50c Absatz 5 EEG 2027 sollte ergänzt werden:

„Die Anspruchsdauer verlängert sich, solange die Bundesnetzagentur für das jeweilige Anlagensegment keine ausreichende Verfügbarkeit massengeschäftstauglicher und wirtschaftlich angemessener Direktvermarktungsangebote festgestellt hat. Ein vorübergehender Wechsel in die Netzbetreiberabnahme lässt den Anspruch nicht entfallen, wenn der Wechsel darauf beruht, dass Direktvermarktungsangebote nicht verfügbar, nicht massengeschäftstauglich oder wirtschaftlich unangemessen sind.“

Zusätzlich sollte eine Evaluierungspflicht ergänzt werden:

„Die Bundesnetzagentur evaluiert jährlich, ob die Höhe des Bonus die zusätzlichen Direktvermarktungskosten für Anlagen unter 25 Kilowatt angemessen abbildet. Dabei sind insbesondere die tatsächliche Verfügbarkeit von Direktvermarktungsangeboten, deren Kosten, die technischen Anforderungen sowie die Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen im Kleinanlagensegment zu berücksichtigen.“

Kurze Begründung: Kleine Anlagen können Vermarktungs- und Transaktionskosten nicht wie Großanlagen skalieren. Ein Bonus, der zu niedrig ist oder ausläuft, bevor der Markt

funktioniert, führt nicht zu Direktvermarktung, sondern zu Investitionszurückhaltung oder Null-Einspeisung. Der Bonus muss deshalb als Übergangs- und Ermöglichungsinstrument ausgestaltet werden und mit einer tatsächlichen Marktverfügbarkeit verknüpft sein.

2.18. §§ 51, 51a und 53 EEG 2027– Negative Preise und Übergangszahlung

§ 51 EEG 2027 verringert Zahlungsansprüche und Zahlungspflichten bei negativen Preisen auf null. § 51a EEG 2027 verlängert den Zahlungszeitraum um die Viertelstunden, in denen sich der Zahlungsanspruch oder die Zahlungspflicht wegen negativer Preise auf null verringert. § 53 EEG 2027 bestimmt, dass sich die befristete Übergangszahlung um 1 ct/kWh gegenüber dem anzulegenden Wert verringert. Der einheitliche anzulegende Wert für neue Solaranlagen liegt nach dem Entwurf bei 6,2 ct/kWh; die befristete Übergangszahlung liegt damit rechnerisch bei rund 5,2 ct/kWh.

Bewertung: Die konsequente Berücksichtigung negativer Preise ist systemisch richtig. Zusätzliche Einspeisung in Stunden mit negativen Börsenpreisen sollte vermieden werden. Kritisch ist jedoch, wenn dieses Ziel vorrangig über eine zahlungsseitige Kürzung und nachträgliche Abrechnung erreicht werden soll.

Eine veränderte Bezahlung bei negativen Börsenpreisen setzt in der Praxis eine viertelstundenscharfe Messung voraus. Dafür ist bei kleinen Anlagen regelmäßig ein intelligentes Messsystem erforderlich. Zugleich entsteht zusätzlicher Abrechnungsaufwand beim Netzbetreiber, weil negative Preisviertelstunden erfasst, zugeordnet und abrechnungstechnisch berücksichtigt werden müssen. Für kleine PV-Anlagen ist dies ein erheblicher zusätzlicher Prozessaufwand.

Für Anlagenbetreiber/innen ist die reine Zahlungskürzung bei negativen Preisen zugleich häufig kein ausreichender Anreiz, in eine technische Abregelung zu investieren. Die wirtschaftliche Wirkung einzelner negativer Preisstunden ist bei kleinen Anlagen begrenzt. Die Zahlungskürzung kann daher zwar Abrechnungsaufwand erzeugen, führt aber nicht zwingend dazu, dass Anlagen tatsächlich marktdienlich abregeln.

Wenn Anlagenbetreiber/innen dagegen in Wechselrichter, HEMS oder vergleichbare Technik investieren, die bei niedrigen oder negativen Börsenpreisen automatisch abregelt, ist die sachgerechte Lösung bereits erreicht: eine preisbasierte, massengeschäftstaugliche Marktintegration mit einfacher Abrechnung. Eine zusätzliche Zwischenlösung über viertelstundenscharfe Zahlungskürzung wäre dann weder für Netzbetreiber noch für Anlagenbetreiber/innen überzeugend. Sie wäre für Netzbetreiber aufwendig, für Anlagenbetreiber/innen aber mit zu geringen Anreizen verbunden.

Die in der Anlage dargestellte Modellrechnung zeigt, dass eine starre 50-Prozent-Begrenzung Einspeisung bei negativen Preisen nur unzureichend vermeidet. Bei einer südausgerichteten Referenzanlage liegt der gewichtete Marktwert bei fester 50-Prozent-Begrenzung bei 5,18 ct/kWh. Bei Abregelung unter 0 ct/kWh steigt der gewichtete Marktwert der tatsächlich eingespeisten Strommenge dagegen auf 6,81 ct/kWh; bei Ost/West-

Ausrichtung liegt er bei 7,04 ct/kWh. Das zeigt: Eine preisabhängige Abregelung kann Marktintegration und Erlöslogik besser verbinden als eine starre Begrenzung oder eine rein abrechnungsseitige Kürzung.

Änderungsvorschläge: Negative Preise sollten bei kleinen und mittleren PV-Anlagen vorrangig technisch adressiert werden, nicht durch eine aufwendige viertelstundenscharfe Kürzungs- und Abrechnungslogik. Für Anlagen unter 100 kW sollte eine standardisierte preisabhängige Steuerung über Wechselrichter, HEMS, iMSys oder vergleichbare Einrichtungen ermöglicht werden.

Wird eine solche Steuerung nachgewiesen, sollte die Abrechnung über einen gewichteten Jahresmarktwert PV auf Basis der gemessenen Jahreseinspeisung erfolgen können. Die Höhe des marktwertorientierten Erlöses sollte so bestimmt werden, dass marktdienliches Verhalten honoriert wird und keine zusätzliche Belastung des EEG-Kontos entsteht.

Formulierungsvorschlag

§ 51 EEG 2027 sollte ergänzt werden:

„Bei Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt sind die Regelungen zu negativen Preisen so umzusetzen, dass zusätzliche Einspeisung in negativen Preisstunden vorrangig durch eine standardisierte preisbasierte Steuerung vermieden wird. Eine preisbasierte Steuerung kann insbesondere über Wechselrichter, Energie-Management-Systeme, intelligente Messsysteme mit Steuerungseinrichtung oder vergleichbare technische Einrichtungen erfolgen.“

Ergänzend sollte geregelt werden:

„Wird für eine Anlage mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt eine preisbasierte Steuerung nachgewiesen, kann die Abrechnung auf Grundlage der gemessenen Jahreseinspeisung und eines gewichteten Jahresmarktwerts für solare Strahlungsenergie erfolgen. Eine individuelle viertelstundenscharfe Abrechnung negativer Preisstunden ist für diese Anlagen nicht erforderlich, soweit die preisbasierte Steuerung die Einspeisung in negativen Preisstunden wirksam reduziert.“

§ 53 Absatz 1 EEG 2027 sollte wie folgt gefasst werden:

„Die Höhe des Anspruchs im Rahmen der Netzbetreiberabnahme in der Variante der befristeten Übergangszahlung berechnet sich aus den anzulegenden Werten abzüglich eines angemessenen, transparenten und regelmäßig überprüften Vermarktungsentgelts. Dieses Entgelt darf die tatsächlich erforderlichen massengeschäftstauglichen Vermarktungs- und Abrechnungskosten nicht überschreiten.“

Kurze Begründung: Der Entwurf verfolgt zu Recht das Ziel, Fehlanreize bei negativen Preisen abzubauen. Für kleine Anlagen muss dies aber so erfolgen, dass die Regelung handhabbar bleibt und tatsächlich zu marktdienlichem Verhalten führt. Eine rein abrechnungsseitige Kürzung bei negativen Preisen erfordert viertelstundenscharfe Messung,

erhöht den Abrechnungsaufwand und setzt für Anlagenbetreiber/innen nur begrenzte Investitionsanreize. Eine preisabhängige Steuerung über Wechselrichter oder HEMS ist zielgenauer, systemdienlicher und kann auf Basis eines gewichteten Marktwerts PV einfach abgerechnet werden.

2.19. § 85 EEG 2027 - Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur

§ 85 Absatz 2 Nummer 2a EEG 2027 gibt der Bundesnetzagentur eine Festlegungskompetenz, um die Übergangsphase der befristeten Übergangszahlung für Anlagen unter 25 kW zu verlängern oder auf weitere Anlagen unter 25 kW zu erstrecken, wenn eine Direktvermarktung noch nicht mit angemessenem Aufwand möglich ist.

Bewertung: Diese Regelung ist sehr wichtig und sollte gestärkt werden. Der Entwurf erkennt damit an, dass Direktvermarktung für kleine Anlagen nur funktionieren kann, wenn Technik, Abrechnung und Marktangebote massengeschäftstauglich verfügbar sind. Allerdings ist die Regelung zu eng und zu unverbindlich, wenn sie nur als Kann-Befugnis ausgestaltet ist und Anlagen zwischen 25 und 100 kW nicht ausreichend erfasst.

Die Festlegungskompetenz sollte außerdem nicht nur auf eine Verlängerung der Übergangszahlung gerichtet sein. Sie sollte auch die Standardisierung vereinfachter marktwertorientierter Modelle ermöglichen. Dazu gehören insbesondere preisbasierte Steuerungsschwellen, Nachweisverfahren für Wechselrichter- oder HEMS-basierte Steuerung, Referenzanlagen zur Ermittlung gewichteter Marktwerte PV sowie vereinfachte Jahresabrechnungen.

Gerade wenn der Gesetzgeber kleine und mittlere Anlagen stärker in den Markt integrieren will, braucht es eine Behörde, die die praktische Marktreife objektiv bewertet. Die Bundesnetzagentur sollte daher nicht erst nachträglich reagieren können, sondern rechtzeitig feststellen, ob Direktvermarktung, Messung, Steuerung und Abrechnung im jeweiligen Anlagensegment tatsächlich massengeschäftstauglich verfügbar sind.

Änderungsvorschläge: Die Bundesnetzagentur sollte bei fehlender Marktreife verpflichtet sein, die Übergangsphase zu verlängern oder gleichwertige vereinfachte marktwertorientierte Modelle zu ermöglichen. Die Kompetenz sollte auch Anlagen zwischen 25 und 100 kW erfassen, soweit dort keine wirtschaftlich angemessenen Direktvermarktungsangebote bestehen. Zudem sollten objektive Kriterien, Beteiligung der Verbände und Transparenzpflichten ergänzt werden.

Formulierungsvorschlag

§ 85 Absatz 2 Nummer 2a EEG 2027 sollte wie folgt ergänzt werden:

„Die Bundesnetzagentur trifft eine Festlegung nach Nummer 2a, wenn für das jeweilige Anlagensegment keine ausreichenden massengeschäftstauglichen, digitalen und wirtschaftlich angemessenen Direktvermarktungsangebote verfügbar sind. Sie berücksichtigt dabei insbesondere die tatsächliche Ausstattung mit intelligenten Messsystemen und

Steuerungseinrichtungen, die Kosten der Direktvermarktung im Verhältnis zu den erwartbaren Erlösen, die Verfügbarkeit standardisierter Abrechnungsprozesse und die Anzahl geeigneter Angebote. Die Festlegungskompetenz erstreckt sich auch auf Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt, soweit diese von vergleichbaren Markt- oder Prozesshemmnissen betroffen sind. Vor einer Festlegung sind betroffene Branchenverbände anzuhören.“

Zusätzlich sollte § 85 Absatz 2 EEG 2027 um folgende Festlegungskompetenz ergänzt werden:

„Die Bundesnetzagentur kann für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt Festlegungen zu vereinfachten marktwertorientierten Abnahme- und Abrechnungsmodellen treffen. Dies umfasst insbesondere Anforderungen an preisbasierte Steuerungsschwellen, an Nachweise für Wechselrichter- oder Energie-Management-System-basierte Steuerung, an die Bestimmung gewichteter Jahresmarktwerte für solare Strahlungsenergie auf Grundlage geeigneter Referenzanlagen sowie an vereinfachte Jahresabrechnungen.“

Kurze Begründung: Eine unverbindliche Härtefallkompetenz reicht nicht aus, wenn die Investitionsrisiken bereits vorab entstehen. Die BNetzA-Regelung muss als Sicherheitsventil funktionieren. Ohne eine verbindliche Korrekturmöglichkeit droht der Gesetzgeber den Markt auf Direktvermarktung umzustellen, bevor dieser Markt für kleine und mittlere Anlagen tatsächlich existiert. Zugleich sollte die Bundesnetzagentur in die Lage versetzt werden, vereinfachte marktwertorientierte Modelle rechtssicher zu standardisieren.

2.20. 3§ 99a EEG 2027 - Evaluierung

§ 99a EEG 2027 sieht eine Evaluierung zu Wechselwirkungen mit nachgelagerten Märkten vor, insbesondere zu möglichen Abschwächungen von Marktpreissignalen aus Intraday-Märkten.

Bewertung: Die Evaluierung ist sinnvoll, aber zu eng. Für die Photovoltaik ist mindestens ebenso wichtig, ob die neue Marktintegration die Investitionen in Dachanlagen, Gewerbe-PV, Speicher und Flexibilität tatsächlich stabil hält oder ob sie zu Ausweichreaktionen wie Unterdimensionierung, Null-Einspeisung und Investitionsrückgang führt.

Zudem sollte evaluiert werden, ob starre Einspeisebegrenzungen tatsächlich zur Marktintegration beitragen oder ob dynamische, preisabhängige Steuerungen über Wechselrichter, HEMS oder iMSys wirksamer und kosteneffizienter sind. Auch die Wirkung vereinfachter marktwertorientierter Abrechnungsmodelle auf Direktvermarktungskosten, EEG-Konto, Bundeshaushalt und Anlagenwirtschaftlichkeit sollte ausdrücklich untersucht werden.

Die Evaluierung sollte nicht erst dann greifen, wenn der Markt bereits reagiert hat. Wenn Dachanlagen kleiner dimensioniert, Projekte verschoben oder Anlagen auf Null-Einspeisung

ausgelegt werden, entstehen strukturelle Effekte für Handwerk, Projektentwicklung, Vertrieb und Finanzierung, die sich nicht kurzfristig korrigieren lassen.

Änderungsvorschläge: § 99a sollte um eine Evaluierung der Auswirkungen auf kleine und mittlere PV-Anlagen, Direktvermarktungskosten, Speicherintegration, Abregelungswirkungen und Ausbaupfade ergänzt werden. Die Ergebnisse sollten so früh vorliegen, dass der Gesetzgeber noch in der laufenden Legislaturperiode nachsteuern kann.

Formulierungsvorschlag

§ 99a EEG 2027 sollte ergänzt werden:

„Die Evaluierung umfasst auch die Auswirkungen der Regelungen zur Marktintegration, zur Netzbetreiberabnahme, zum Direktvermarktungsbonus, zur technischen Steuerbarkeit, zur Begrenzung der Einspeiseleistung, zum Wegfall des Volleinspeisebonus und zum Refinanzierungsbeitrag auf den Ausbau von Solaranlagen des zweiten Segments, insbesondere Anlagen unter 25 Kilowatt, Anlagen zwischen 25 und 100 Kilowatt sowie gewerbliche Dachanlagen ab 100 Kilowatt. Zu untersuchen sind insbesondere Investitionsentscheidungen, Direktvermarktungskosten, die Verfügbarkeit massengeschäftstauglicher Angebote, Speicherintegration, Auswirkungen auf die vollständige Nutzung geeigneter Dachflächen sowie die Wirkung dynamischer gegenüber pauschaler Einspeisebegrenzung. Die Evaluierung umfasst außerdem die Wirkung vereinfachter marktwertorientierter Abnahme- und Abrechnungsmodelle auf Marktintegration, EEG-Konto, Bundeshaushalt, Netzbetreiberprozesse und Anlagenwirtschaftlichkeit.“

Kurze Begründung: Die Reform verändert das Investitionsumfeld grundlegend. Ohne systematische Beobachtung besteht die Gefahr, dass ein Rückgang im Dachsegment erst sichtbar wird, wenn Lieferketten, Handwerk und Projektpipeline bereits geschwächt sind. Die Evaluierung muss deshalb nicht nur Strommarkteffekte, sondern auch Investitions-, Umsetzungs- und Ausbauwirkungen erfassen.

3. Kommentierung zu Artikel 3: Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes

3.1. §§ 29, 30 und 45 MsbG - Rollout intelligenter Messsysteme für Erzeugungsanlagen ab mehr als 2 kW

Artikel 3 erweitert den Pflicht-Rollout intelligenter Messsysteme und Steuerungseinrichtungen auf Betreiber/innen von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 2 kW und passt Preisobergrenzen sowie Rollout-Quoten an.

Bewertung: Die Einbeziehung kleiner Erzeugungsanlagen in digitale Mess- und Steuerungsprozesse ist für die Marktintegration grundsätzlich folgerichtig. Sie darf jedoch nicht zur Voraussetzung werden, die den Anschluss, die Inbetriebnahme, die Vergütung oder die

Vermarktung kleiner Anlagen faktisch blockiert, solange Messstellenbetreiber die Ausstattung nicht rechtzeitig bereitstellen können.

Für die massengeschäftstaugliche Marktintegration kleiner PV-Anlagen ist entscheidend, dass technische Verzögerungen beim Smart-Meter-Rollout nicht auf Anlagenbetreiber/innen abgewälzt werden. Wenn eine Anlage bereits über Wechselrichter oder HEMS preisabhängig abregeln kann, sollte dies als geeignete Übergangslösung anerkannt werden. Eine fehlende oder verzögerte Ausstattung mit intelligentem Messsystem darf nicht dazu führen, dass marktdienliche Anlagen schlechter gestellt werden.

Änderungsvorschläge: Der Rollout muss mit klaren Fristen, Kostenbegrenzungen und Übergangslösungen verbunden werden. Bis zur Ausstattung mit intelligentem Messsystem und Steuerungseinrichtung sollten preisbasierte Steuerungen über Wechselrichter oder HEMS zulässig sein, sofern sie die Anforderungen an marktorientierte Abregelung erfüllen.

Zusätzlich sollte klargestellt werden, dass eine fehlende oder verzögerte Ausstattung mit intelligentem Messsystem eine vereinfachte marktwertorientierte Steuerungs- und Abrechnungslösung nicht blockieren darf. Bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems sollten geeignete Übergangslösungen über Wechselrichter oder HEMS zulässig sein, wenn diese eine preis- oder systemorientierte Steuerung der Einspeisung ermöglichen und durch eine geeignete Erklärung der Anlagenbetreiber/innen oder des installierenden Fachbetriebs nachgewiesen werden können.

Formulierungsvorschlag

In Artikel 3 sollte nach Nummer 1 folgende Nummer 1a eingefügt werden:

„1a. Nach § 29 Absatz 1 wird folgender Absatz 1a eingefügt:

(1a) Die fehlende oder verzögerte Ausstattung einer Messstelle mit einem intelligenten Messsystem oder einer Steuerungseinrichtung durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber darf den Netzanschluss, die Inbetriebnahme und die Inanspruchnahme von Zahlungsansprüchen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz nicht ausschließen. Bis zur Ausstattung nach Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b sind geeignete Übergangslösungen anzuerkennen, soweit diese eine preis- oder systemorientierte Steuerung der Einspeisung ermöglichen. Geeignete Übergangslösungen können insbesondere im Wechselrichter implementierte preisbasierte Steuerungsfunktionen oder Energie-Management-Systeme sein.“

Kurze Begründung: Die Verantwortung für Rollout-Verzögerungen liegt nicht bei den Anlagenbetreiber/innen. Wenn die Marktintegration technisch an den Rollout geknüpft wird, müssen Übergangslösungen verhindern, dass funktionierende PV-Projekte an fehlender Mess- oder Steuertechnik scheitern. Wechselrichter und HEMS können in der Übergangszeit eine praktikable und kostengünstige Brücke zur marktdienlichen Steuerung bilden.

4. Kommentierung zu Artikel 4: Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung

4.1. §§ 2, 3 und 5 EEV sowie ergänzender Änderungsvorschlag zu § 4a EEV– Preislimitierung, Transparenz und Reduzierung fernsteuerbarer Anlagen

§ 5 EEV wird neu gefasst. Übertragungsnetzbetreiber sollen prognostizierte Einspeisung aus fernsteuerbaren Anlagen am Day-Ahead-Markt mit preislimitierten Geboten in Höhe von -10 Euro/MWh anbieten; nicht veräußerte Strommengen sollen durch Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung adressiert werden.

Bewertung: Die Richtung ist systemisch sinnvoll, weil sie Überschüsse bei negativen Preisen reduziert. Für kleine und mittlere PV-Anlagen muss der Ansatz jedoch in einfache, dezentrale und massengeschäftstaugliche Steuerungslogiken übersetzt werden. Eine zentrale, anlagen-scharfe Fernsteuerung jeder Kleinanlage wäre administrativ und technisch überdimensioniert.

Preisbasierte Steuerung sollte daher auch dezentral über Wechselrichter oder HEMS möglich sein. Entscheidend ist, dass die Einspeisung in negativen oder sehr niedrigen Preisstunden reduziert wird, ohne jede Kleinanlage in eine individuelle anlagenscharfe Prognose-, Gebots- oder Vermarktungspflicht zu zwingen.

Änderungsvorschläge: Die EEV-Regelung sollte mit dem EEG so verzahnt werden, dass preis-basierte Abregelung auch dezentral über Wechselrichter oder HEMS möglich ist. Transparenz über nicht veräußerte Mengen und Abregelungen ist zu begrüßen. Gleichzeitig muss ausgeschlossen werden, dass Anlagenbetreiber/innen kleiner Anlagen mit komplexen Bilanzierungs- oder Prognosepflichten belastet werden.

Formulierungsvorschlag

Nach § 4a Absatz 3 EEV wird folgender Absatz 3a eingefügt:

„(3a) Bei Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt kann die Anforderung nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 Buchstabe b auch durch eine standardisierte, preisbasierte Steuerungsfunktion erfüllt werden, wenn diese geeignet ist, die Wirkleistungseinspeisung bei Erreichen eines vorab bestimmten Preissignals automatisiert zu reduzieren. Die Steuerungsfunktion kann insbesondere über einen Wechselrichter, ein Energie-Management-System, ein intelligentes Messsystem mit Steuerungseinrichtung oder eine vergleichbare technische Einrichtung umgesetzt werden. Die Bundesnetzagentur kann durch Festlegung nähere Anforderungen an die Eignung, Nachweisführung und Standardisierung solcher Steuerungsfunktionen bestimmen.“

§ 5 EEV wird um folgenden Absatz 4 ergänzt:

„(4) Bei Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt kann die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung nach Absatz 2 auf Grundlage standardisierter, preisbasierter Steuerungsverfahren erfolgen. Eine individuelle anlagenscharfe Prognose-, Gebots- oder Vermarktungspflicht des Anlagenbetreibers ist hierfür nicht erforderlich. Die energiewirtschaftliche Zuordnung, Abrechnung und Nachweisführung kann auf Grundlage standardisierter Gruppenverfahren, Referenzwerte oder pauschalierter Verfahren erfolgen, so weit diese eine sachgerechte Berücksichtigung der reduzierten Strommengen gewährleisten. Die Bundesnetzagentur kann durch Festlegung nähere Bestimmungen zu den Verfahren nach den Sätzen 1 bis 3 treffen.“

Kurze Begründung: Der Vorschlag unterstützt die Systemlogik des Entwurfs, vermeidet aber unverhältnismäßige Kleinanlagenprozesse. Entscheidend ist, dass Überschussstrom bei negativen Preisen reduziert wird, ohne jedes Dach-PV-Projekt in eine komplexe Einzelvermarktung zu zwingen.

5. Fazit

Der Referentenentwurf enthält gegenüber früheren Fassungen relevante Verbesserungen. Er bleibt aber an zentralen Stellen noch nicht ausreichend investitionssicher und massengeschäftstauglich. Der Systemwechsel zur Marktintegration kann nur gelingen, wenn kleine und mittlere EE-Anlagen nicht mit Prozessen belastet werden, die für Großanlagen entwickelt wurden.

Die Marktintegration erneuerbarer Energien muss dabei so ausgestaltet werden, dass der Einspeisevorrang erneuerbarer Energien als Effizienzprinzip des Stromsystems erhalten bleibt. Dynamische Steuerung und Abregelung in Überschusssituationen sind sinnvoll und notwendig; sie dürfen jedoch nicht zu einer dauerhaften wirtschaftlichen oder systemischen Benachteiligung erneuerbarer Erzeugung führen.

Es gilt, zwischen einer zielgerichteten marktdienlichen Steuerung und einer strukturellen Einschränkung erneuerbarer Erzeugung zu unterscheiden. Eine Abregelung bei negativen oder sehr niedrigen Börsenpreisen kann dazu beitragen, Marktüberschüsse zu vermeiden. Sie darf jedoch nicht dazu führen, dass Investitionen in kostengünstige erneuerbare Erzeugung unattraktiv werden. Ergänzend ist sicherzustellen, dass neue Abschöpfungs- und Refinanzierungsmechanismen die Finanzierung von EE-Anlagen nicht erschweren.

Kontakt

Jürgen Scheurer
Geschäftsführer

Plattform Erneuerbare Energien BW e.V.

Meitnerstraße 1
70563 Stuttgart
Tel.: +49 (0) 711 92536-191
Juergen.scheurer@erneuerbare-bw.de