

Stellungnahme zur EEG-Novelle 2027

Aktualisierte Fassung | 18. September 2026

Stellung-
nahme



Stellungnahme des Bündnis Bürgerenergie e.V.
Gesetzesentwurf der Bundesregierung für einen
planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und
marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien
im Stromsektor vom Kabinettsbeschluss vom
29.07.2026

(Erstfassung vom 22.07.2026)

Inhalt

1. Einleitung.....	3
2. Zusammenfassung der zentralen Positionen	4
2.1 Abschaffung der fixen Einspeisevergütung (§§ 19-21, 25 EEG-E)	5
2.2 Absenkung der Direktvermarktungsgrenze (§§ 20, 21 EEG-E).....	9
2.3 Förderrahmen für Aufdach-PV: Fördersatz, Spitzenkappung und Ausschreibungsvolumen (§§ 9 Abs. 2b, 28b Abs. 2, 48 EEG-E)	13
2.4 Bürgerenergieregulungen praxistauglich und rechtssicher machen (§§ 3 Nr. 15, 22, 22b, 24, 28f EEG-E)	15
2.5 Vergütungsausfall bei negativen Strompreisen (§ 51 Abs. 1, § 51a Abs. 1, § 21 Abs. 1 EEG-E).....	19
2.6 Einführung zweiseitiger Differenzverträge / Contracts for Difference (§§21d, 21e EEG-E).....	20
2.7 Weitere Regelungen	22
2.7.1 Messwesen und digitale Infrastruktur	22
2.7.2 Steckersolargeräte	23
2.7.3 Streichung des Berichts zur Bürgerenergie (§ 99b EEG-E)	23
2.7.4 Windenergie: Ausschreibungsvolumen, Realisierungsfristen, Pachthöhen und Standortsteuerung	24
2.7.5 Strommengenpfad (§ 4a EEG)	28
Impressum.....	29

1. Einleitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) hat am 17.07.2026 den Referentenentwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor (EEG 2027) vorgelegt. Am 29.07.2026 hat das Bundeskabinett den Gesetzentwurf beschlossen. Die vorliegende Fassung dieses Positionspapiers bewertet den Kabinettsbeschluss.

Das Bündnis Bürgerenergie e.V. (BBEn) bewertet den Kabinettsbeschluss differenziert. Er enthält Verbesserungen, etwa beim Messwesen, bei Steckersolargeräten und in einzelnen Regelungen zur Windenergie. An den für die Bürgerenergie zentralen Punkten ändert er jedoch wenig. Kernproblem bleibt: Der Entwurf macht Direktvermarktung und Marktintegration zum Regelfall, bevor für kleine Strommengen ein flächendeckender und wirtschaftlich tragfähiger Markt besteht.

Aus Sicht des BBEn stehen deshalb vier Punkte im Zentrum: Erstens braucht Aufdach-PV einschließlich Mieterstrom eine verlässliche Erlösperspektive; die fixe Einspeisevergütung darf nicht entfallen, solange tragfähige Vermarktungsalternativen fehlen. Zweitens darf die Direktvermarktungspflicht erst greifen, wenn die Bundesnetzagentur die Marktreife anhand verbindlicher Kriterien festgestellt hat; Energy Sharing muss dabei als Vermarktungsweg nutzbar sein. Drittens müssen die Bürgerenergieregeln – insbesondere § 22b EEG – finanzierbar und rechtssicher ausgestaltet werden. Viertens schlägt das BBEn für Bürgerwind ein eigenes Ausschreibungssegment mit einem Volumen von 2 GW pro Jahr vor.

Bürgerenergiegemeinschaften mobilisieren privates Kapital, schaffen lokale Wertschöpfung und ermöglichen Bürgerinnen und Bürgern, die Energiewende mitzugestalten und mitzufinanzieren. Gleichzeitig können sie Risiken weniger breit streuen und verfügen häufig über geringere Liquiditätspuffer als große Marktakteure. Änderungen des Förder- und Vermarktungsrahmens wirken deshalb auf ihre Finanzierbarkeit besonders unmittelbar.

Der Kabinettsbeschluss hält an der Abschaffung der fixen Einspeisevergütung, der stufenweisen Ausweitung der Direktvermarktungspflicht, dem Fördersatz von 6,2 Cent, der Streichung des Strommengenpfads und des Bürgerenergieberichts sowie an der vorgesehenen CfD-Systematik fest. Verschärft wurde die Belastung kleiner Anlagen durch die 60-Prozent-Begrenzung bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems und die dauerhafte 50-Prozent-Kappung für Dachanlagen unter 100 kW. Bei der Begrenzung der Flächenentgelte für Windenergieanlagen wurde die Obergrenze gegenüber dem Referentenentwurf angehoben; die mittelbare Ausnahme für Bürgerenergie bleibt bestehen.

Fragen des Netzanschlusses, des Redispatch und des Netzausbaus behandelt das BBEn in einer gesonderten Stellungnahme zum Netzanschlusspaket. In der vorliegenden EEG-Stellungnahme werden sie nur aufgegriffen, soweit sie unmittelbar mit Vergütung, Direktvermarktung, Messwesen oder der EEG-seitigen Einordnung von Energy Sharing zusammenhängen. Wo wirtschaftliche Belastungen zusammenwirken, sind die kumulativen Effekte von EEG 2027, Netzanschlusspaket und dem AgNes-Prozess mitzudenken.

Für das BBEn geht es dabei nicht nur um einzelne Schwellenwerte. Bürgerenergiegemeinschaften verwalten das Kapital vieler Bürgerinnen und Bürger und brauchen für Investitions- und Kreditentscheidungen einen verlässlichen Rahmen. Übergänge und neue Marktpflichten müssen deshalb so ausgestaltet sein, dass bestehende und geplante Projekte finanzierbar bleiben und Bürgerkapital weiter für die Energiewende mobilisiert werden kann.

1. Zusammenfassung der zentralen Positionen

- **Aufdach-PV und Mieterstrom absichern:**
Die fixe Einspeisevergütung ist für Aufdach-PV zu erhalten, solange für kleine Anlagen kein wirtschaftlich tragfähiges Direktvermarktungsangebot flächendeckend besteht. Zugleich muss der Förderrahmen die vollständige Dachbelegung weiter ermöglichen: Die Absenkung auf 6,2 ct/kWh, der Wegfall der Volleinspeiserförderung und die dauerhafte 50-Prozent-Kappung wirken in die entgegengesetzte Richtung. Wird an der Abschaffung festgehalten, braucht es Ausnahmen für Mieterstrom und Bürgerenergie sowie eine wirtschaftlich nutzbare Vermarktungsoption über Energy Sharing.
- **Direktvermarktung erst bei Marktreife – Energy Sharing als Vermarktungsweg öffnen:**
Die Direktvermarktpflicht für Anlagen unter 100 kW darf erst greifen, wenn die Bundesnetzagentur anhand verbindlicher Kriterien festgestellt hat, dass der Markt für kleine Strommengen flächendeckend und zu wirtschaftlichen Konditionen funktioniert. Der Bonus nach § 50c EEG-E muss für Energy Sharing nutzbar sein. Zugleich ist die 60-Prozent-Begrenzung nach § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 EEG-E für direktvermarktende Anlagen zurückzunehmen, solange der Einbau des intelligenten Messsystems nicht vom Anlagenbetreiber gesteuert werden kann.
- **Bürgerenergieregeln finanzierbar und rechtssicher machen:**
Für Bürgerwind fordert das BBEn ein eigenes Ausschreibungssegment mit 2 GW Ausschreibungsvolumen pro Jahr. So entsteht ein „Wettbewerb unter Gleichen“, während die Finanzierbarkeit durch klare Regeln für Kriterienverlust, Sicherheitenverwertung und Insolvenz geschützt wird. Für Photovoltaik ist die Ausschreibungsbefreiung für Bürgerenergiegemeinschaften bis 6 MW beizubehalten; die dreijährige Sperrfrist ist zu streichen. Definition und Anlagenzusammenfassung sind so anzupassen, dass typische Projektgesellschaften und kommunale Kooperationen praxistauglich erfasst werden.
- **Eigenes Ausschreibungssegment für Bürgerwind:**
Das BBEn schlägt für nach § 3 Nummer 15 EEG qualifizierte Bürgerwindprojekte einen „Wettbewerb unter Gleichen“ vor: ein eigenes Ausschreibungssegment mit einem Ausschreibungsvolumen von 2 GW pro Jahr. Vom regulären Ausschreibungsvolumen werden erst die Bürgerwindprojekte abgezogen, die tatsächlich in Betrieb gehen. Bereits gemeldete Projekte müssen in das Segment wechseln können; die Absicherung für Verwertungs- und Insolvenzfälle muss auch dort gelten.
- **Negative Strompreise – Liquidität sichern, Mengenförderung prüfen:**
Der sofortige Vergütungsausfall bei negativen Preisen trifft die Liquidität in den kreditintensiven ersten Betriebsjahren; eine Nachholung im 21. Betriebsjahr löst dieses Problem nicht. Das BBEn fordert einen Mechanismus zur laufenden Liquiditätssicherung und die Prüfung einer Mengenförderung.
- **CfD-Rahmen finanzierbar und administrativ handhabbar ausgestalten:**
Die Produktionsabhängigkeit des Refinanzierungsbeitrags ist zu erhalten. Das BBEn fordert einen dynamischen Marktwertkorridor, eine De-minimis-Schwelle von mindestens 200 kW, finanzierbare PPA-Modelle, eine monatliche Abschöpfungslogik und vereinfachte Nullmeldungen. Abschöpfungserlöse sollen für Entlastungsmaßnahmen eingesetzt werden.
- **Windenergie: Realisierungsfristen und Standortsteuerung nachbessern:**
Die Realisierungsfrist ist auf 42 Monate zu verlängern oder an nachweisbare Projektfortschritte zu koppeln. Die Anhebung des Korrekturfaktors in der Südregion auf 1,65 ist beizubehalten und die Kurve für ertragsschwächere Standorte weiterzuentwickeln; die neuen Begrenzungen in

Küstenregion und Region Mitte-Nord sind zurückzunehmen. Für Projekte im neuen Bürgerwindsegment muss § 36d EEG-E eine ausdrückliche Ausnahme vorsehen. Die starre Pachthöhenregelung sollte zugleich auf ihre Wirkungen und mögliche gleitende Alternativen überprüft werden.

- **Weitere Regelungen absichern:**
Beim Smart-Meter-Rollout müssen Kostensenkungen weitergegeben und Verzögerungsrisiken fair zugeordnet werden. Die Erleichterungen für Steckersolargeräte sind beizubehalten. Der Bürgerenergiebericht nach § 99b EEG muss erhalten und regelmäßig veröffentlicht werden.
- **Strommengenpfad erhalten:**
Die Streichung des § 4a EEG beseitigt ein wichtiges Kontrollinstrument für den EE-Ausbau und verringert die Planungssicherheit für Investitionen

2.1 Abschaffung der fixen Einspeisevergütung (§§ 19-21, 25 EEG-E)

Regelungsinhalt

Der Entwurf schafft die fixe Einspeisevergütung für Neuanlagen ab und differenziert die Folgeregelung nach Anlagengröße:

Kleine Anlagen erhalten künftig weder Einspeisevergütung noch Marktprämie; welche Leistungsgrenze jeweils gilt, richtet sich nach dem Jahr der Inbetriebnahme. Als Übergang ist eine befristete Zahlung vorgesehen (§§ 3 Nr. 5a, 21 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1, 25 Abs. 2 EEG-E) – gestaffelt für Anlagen unter 50 kW (Inbetriebnahme bis Ende 2027), unter 25 kW (bis Ende 2028) und unter 7 kW (bis Ende 2030). Sie liegt unter der bisherigen Einspeisevergütung und wird längstens bis zum Ende des 36. Kalendermonats nach Inbetriebnahme gezahlt. Steckersolargeräte unter 2 kW sind ausgenommen. Die Höhe der Übergangszahlung berechnet sich aus dem anzulegenden Wert abzüglich 1 Cent je Kilowattstunde (§ 53 Abs. 1 EEG-E). Nach Ablauf können Anlagenbetreiber den eingespeisten Strom nur noch direkt vermarkten, unentgeltlich abgeben oder auf die Einspeisung verzichten. Nur bei sonstiger Direktvermarktung besteht für Anlagen unter 25 kW der Bonus nach § 50c EEG-E in Höhe von 1,5 Cent je Kilowattstunde, längstens für 48 Monate.

Anlagen zwischen 25 und 100 kW unterliegen künftig der Direktvermarktungspflicht und können dann eine Marktprämie erhalten. Die Regelungen hierzu werden in Abschnitt 2 bewertet.

Anlagen ab 100 kW sind wie bisher vollständig in die Direktvermarktung mit Marktprämie eingebunden und unterliegen dem neuen CfD-Regime (§ 21d EEG-E). Neu im Kabinettsbeschluss ist eine Ausnahme von der 25-kW-Schwelle: Ertüchtigte Wasserkraftanlagen, die nach § 40 Abs. 2 EEG-E als neu in Betrieb genommen gelten, erhalten die Marktprämie unabhängig von ihrer installierten Leistung (§ 20 Abs. 1 EEG-E).

Davon zu unterscheiden ist die Nulleinspeisung: Die Anlage speist keinen Strom in das öffentliche Netz ein; Überschüsse werden gespeichert oder abgeregelt. Der Entwurf erleichtert dieses Modell, indem Nulleinspeiseanlagen nach § 29 Absatz 5 Satz 1 MsbG nicht verpflichtend mit Steuerungstechnik ausgestattet werden müssen. Die unentgeltliche Abnahme ist etwas anderes: Hier wird Strom weiterhin ins Netz eingespeist, der Netzbetreiber zahlt dafür jedoch keine Vergütung. Die Gesetzesbegründung geht für diese Variante lediglich von rund 200 Anlagen pro Jahr aus.

Für alle Neuanlagen entfällt die Ausfallvergütung ersatzlos (§ 21 Abs. 1 EEG-E).

Bewertung des BBEn

Das BBEn spricht sich gegen die vollständige Abschaffung der fixen Einspeisevergütung aus. Aufdach-Photovoltaik hat systemische Vorteile, die den Erhalt der Einspeisevergütung rechtfertigen (s. „[10 Gründe für Photovoltaik-Aufdachanlagen als zentrales Element der Energiewende](#)“, DUH und BBEn):

- **Flächeneffizienz und Ausbaupotenzial:**
Aufdach-PV nutzt bereits versiegelte Flächen. Wertvolle Flächen für Natur und Landwirtschaft bleiben erhalten. In Deutschland stehen 1,2 Milliarden m² geeigneter Dachflächen zur Verfügung - mit einem technischen Potenzial von rund 409 Gigawatt Peak.
- **Netzausbau oft nicht erforderlich:**
Da städtische Stromnetze bereits auf hohe Verbrauchslasten ausgelegt sind und Solarstrom verbrauchsnahe erzeugt wird, ist ein zusätzlicher Netzausbau für Aufdach-PV in vielen Fällen geringer als bei anderen Erzeugungsformen. Selbst wenn Aufdach-Anlagen mit Wallboxen, Wärmepumpen oder Speichern auf Gebäude- und auf Quartiersebene kombiniert werden, können erhöhte Netzanforderungen weitestgehend vermieden werden, wenn sie intelligent gesteuert werden. Die verbrauchsnahe Erzeugung hat daher einen strukturellen Vorteil gegenüber zentralen Großanlagen.
- **Hohe gesellschaftliche Akzeptanz:**
PV-Anlagen auf Dächern sind die Form der Energieerzeugung mit der höchsten Zustimmung in der Bevölkerung. Sie verursachen selten Konflikte und können schnell und ohne Genehmigungsprozess realisiert werden.
- **Sektorenkopplung:**
Aufdach-PV lässt sich hervorragend mit Stromspeichern, Wärmepumpen und Elektromobilität kombinieren und verbindet so mehrere Sektoren der Energiewende.
- **Gerechtere Stadt-Land-Verteilung:**
Der EE-Ausbau konzentriert sich bislang überwiegend auf ländliche Regionen. Aufdach-PV ist der zentrale Hebel für eine gerechtere Verteilung der Wertschöpfung zwischen Stadt und Land.
- **Private Investitionen in die Energiewende:**
Dachflächen sind für Privatpersonen oft die einzig zugängliche Möglichkeit, aktiv in die Energieerzeugung zu investieren. Rund zwei Drittel der Aufdachanlagen wären ohne private Investitionen nicht realisiert worden.
- **Mieterstrom:**
Gerade kleinere Mieterstromprojekte auf typischen Mehrfamilienhäusern sind von der 25-Kilowatt-Schwelle betroffen. Das Gutachten „Mieterstrom ohne EEG-Vergütung“ des Instituts der deutschen Wirtschaft im Auftrag von Green Planet Energy (April 2026) modelliert unter anderem ein Gebäude mit acht Wohneinheiten und 16 kWp. In der Sensitivitätsanalyse liegen sämtliche Varianten für acht Wohneinheiten zwischen 12 und 20 kWp und damit unter 25 kWp. Auch größere Projekte können teilweise unter die Schwelle fallen, wenn sie auf mehrere Hausanschlüsse und damit mehrere Anlagen aufgeteilt werden. Für Mehrfamilienhäuser mit bis zu zwölf Wohneinheiten bezeichnet das Gutachten PV-Anlagen unter 25 kWp als üblich. Ohne Einspeisevergütung für den Überschussstrom sind kleine und mittlere Mieterstromprojekte in der Regel nicht wirtschaftlich zu betreiben. Für Anlagen unter 100 Kilowatt ist zudem eine Direktvermarktung der geringen Überschussmengen häufig nicht wirtschaftlich darstellbar.

Darüber hinaus generiert Aufdach-PV lokale Wertschöpfung und schafft im Vergleich mit Windenergie- und Freiflächen-PV-Anlagen viele Arbeitsplätze in der Region – ein Effekt, den die aktuelle BMW-Studie zur regionalen Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien eindrücklich belegt. Hinzu kommt ein praktischer Flexibilitätsvorteil: Die Volleinspeisevergütung ermöglicht es Eigentümerinnen und Eigentümern sowie Genossenschaften, Dachflächen bereits zu belegen und wirtschaftlich sinnvoll zu betreiben, bevor die Entscheidung über das geeignete Betriebsmodell – Mieterstrom, Eigenverbrauch oder Energy Sharing – gefallen ist. Sie senkt damit die Einstiegshürde und schafft Handlungsspielraum für eine spätere Optimierung.

Eine auf maximal 36 Monate begrenzte Übergangszahlung schafft keine belastbare Investitionsgrundlage. Mit dem stufenweisen Auslaufen der Übergangszahlung entsteht für immer mehr Kleinanlagen eine Förderungslücke, solange kein funktionierender Direktvermarktungsmarkt besteht. Warum der Markt für kleine Strommengen noch nicht massentauglich ist, wird in Abschnitt 2 ausgeführt.

Die Nulleinspeisung ist kein tragfähiger Ausweg aus dieser Lücke. Nach der Analyse von Agora Energiewende und Fraunhofer ISE („[Vom Hausdach in den Strommarkt](#)“, 2026) ist sie sowohl für Betreiber als auch für das Gesamtsystem die schlechteste der untersuchten Optionen: Die jährlichen Kosten liegen je nach Verbrauchertyp 8 bis 23 Prozent über dem heutigen Regime, und der Strom fehlt dem Markt auch in Stunden, in denen eine Einspeisung marktdienlich wäre. Hinzu kommt, dass sie eigenen Verbrauch hinter dem Netzverknüpfungspunkt voraussetzt: Bürgerenergiegemeinschaften errichten Anlagen typischerweise auf fremden Dächern und refinanzieren sich über den Verkauf des erzeugten Stroms – ihnen steht dieser Weg nicht offen.

Hinzu kommt bürokratischer Mehraufwand: Anlagenbetreiber müssen ihre Anlage innerhalb weniger Jahre zweimal einer neuen Veräußerungsform zuordnen – zunächst der befristeten Übergangszahlung, nach 36 Monaten erneut. Für Betreiber kleiner Anlagen steht diesem Aufwand keine dauerhafte Perspektive gegenüber.

Hinzu kommt, dass die fiskalische Begründung für die Abschaffung nicht trägt: Eine Analyse von Agora Energiewende und Fraunhofer („[Vom Hausdach in den Strommarkt](#)“, 2026) zeigt, dass eine Verlängerung der fixen Einspeisevergütung um vier Jahre – bis Ende 2030 – nur rund 160 Millionen Euro zusätzliche Förderkosten im Jahr 2030 verursacht (7,35 statt 7,18 Milliarden Euro), gemessen an aktuell rund 8 Milliarden Euro jährlicher Förderung für alle Solaranlagen. Die vorzeitige Abschaffung spart dem EEG-Konto somit kaum Kosten, riskiert aber einen Einbruch des Zubaus im Kleinanlagensegment; der geringe Kostenvorteil steht in keinem Verhältnis zum energiepolitischen Risiko. Hinzu kommt, dass der Kabinettsbeschluss den prognostizierten Finanzierungsbedarf gegenüber dem Referentenentwurf nach oben korrigiert hat – für 2032 von rund 3,5 auf rund 4,6 Milliarden Euro. Die Einsparung, mit der die Abschaffung begründet wird, fällt damit noch weniger ins Gewicht.

Gleichzeitig erkennt das BBEn an, dass kleine Anlagen zunehmend steuerbar werden müssen und Anreize für systemdienliches Verhalten im Netz sinnvoll sind. Diese Ziele lassen sich jedoch auch innerhalb eines Förderrahmens mit fixer Einspeisevergütung erreichen – etwa durch technische Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit oder zeitvariable Vergütungskomponenten. Eine vollständige Abschaffung der Einspeisevergütung ist dafür keine notwendige Voraussetzung.

Forderungen des BBEn

- Erhalt der fixen Einspeisevergütung für Aufdach-Photovoltaikanlagen, solange kein wirtschaftlich tragfähiges Direktvermarktungsangebot für kleine Anlagen flächendeckend besteht. Die Übergangszahlung ist – analog zur Forderung in Abschnitt 2 – an die Feststellung der Marktreife durch die Bundesnetzagentur zu knüpfen statt an eine starre Frist.

- Wird an der Abschaffung festgehalten, muss eine funktionierende Vermarktungsoption über Energy Sharing offenstehen. Im EEG ist klarzustellen, dass Energy Sharing nach § 42c EnWG als sonstige Direktvermarktung im Sinne des § 21a EEG gilt und der Bonus nach § 50c EEG-E auch für entsprechend vermarkteten Strom gezahlt wird. Änderungen des § 42c EnWG selbst sind Gegenstand der Stellungnahme des BBE zum Netzanschlusspaket.
- Wird an der Abschaffung festgehalten, ist für Mieterstromanlagen und Anlagen von Bürgerenergiegemeinschaften eine Ausnahme von der 25-Kilowatt-Schwelle vorzusehen, wie sie der Entwurf in § 20 Abs. 1 EEG-E für ertüchtigte Wasserkraftanlagen bereits kennt.
- Steuerbarkeit und systemdienliches Verhalten sind als eigenständige politische Ziele zu verfolgen – durch konsequenten Vorantrieb des Smart-Meter-Rollouts und gezielte Flexibilitätsanreize. Sie sind kein Argument für die Abschaffung der Einspeisevergütung.
- Für laufende und bereits geplante Projekte ist ein ausreichender Übergangs- und Vertrauensschutz sicherzustellen.
- Die Nulleinspeisung darf nicht zum Regelfall werden. Sie verhindert die vollständige Nutzung geeigneter Dachflächen und steht Bürgerenergiegemeinschaften mangels eigenen Verbrauchs nicht offen. Für jedes Anlagensegment muss mindestens eine wirtschaftlich tragfähige Einspeiseoption bestehen.

2.2 Absenkung der Direktvermarktungsgrenze (§§ 20, 21 EEG-E)

Regelungsinhalt

Die bisherige Bagatellgrenze von 100 kW bei der Direktvermarktungspflicht soll abgeschafft werden. Direktvermarktung wird ab dem 1. Januar 2027 zum verpflichtenden Standard für neue EE-Anlagen. Übergangsweise ausgenommen sind Anlagen, die noch die befristete Übergangszahlung beanspruchen können – je nach Inbetriebnahmejahr unter 50, 25 oder 7 kW (s. Abschnitt 1) –, sowie Steckersolargeräte unter 2 kW.

Anlagen unter 100 kW ohne Anspruch auf die Übergangszahlung müssen ihren Strom künftig selbst oder über einen Direktvermarkter vermarkten (§§ 19 Abs. 1 Nr. 2, 20 Satz 1 Nr. 1 EEG-E). Wer den eingespeisten Strom nicht direkt vermarktet, kann ihn nur noch unentgeltlich abgeben; daneben bleibt der vollständige Verzicht auf die Einspeisung (Nulleinspeisung, s. Abschnitt 1).

Alle direktvermarkteten Neuanlagen müssen zudem unabhängig von ihrer Größe die technischen Anforderungen zur Fernsteuerbarkeit und Ist-Einspeisungsabfrage erfüllen (§ 10b Abs. 1 EEG-E). Hinzu kommt eine Einspeisebegrenzung: Bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems müssen Anlagen unter 25 Kilowatt ihre Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt auf 60 Prozent der installierten Leistung begrenzen (§ 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG-E). Der Referentenentwurf sah diese Begrenzung nur für Anlagen vor, die ihren Strom nicht direkt vermarkten; der Kabinettsbeschluss hat diese Einschränkung gestrichen.

Bewertung des BBEn

Das BBEn teilt das Ziel einer stärkeren Marktintegration. Die Absenkung der Direktvermarktungsgrenze ist jedoch verfrüht. Solange für kleine Strommengen keine massentauglichen und wirtschaftlich tragfähigen Vermarktungsangebote bestehen, verteuert die Pflicht insbesondere kleine Aufdach-PV- und Bürgerenergieprojekte.

Die Absenkung der Direktvermarktungs-Schwelle birgt für Bürgerenergiegemeinschaften erhebliche strukturelle Risiken:

- **Prozesse nicht massentauglich:**
Prozesse zwischen Netzbetreibern und Direktvermarktern sind für Kleinstmengen bislang nicht massentauglich. Geringe und schwer kalkulierbare Überschussmengen stehen einem hohen Verwaltungsaufwand gegenüber. Für wenige Kilowatt Überschusseinspeisung gibt es derzeit kaum marktgängige Vermarktungsangebote zu vertretbaren Kosten.
- **Erhöhte finanzielle Risiken:**
Bürgerenergiegemeinschaften können Risiken weniger breit streuen als große Energieunternehmen. Zusätzliche Vermarktungskosten und unsichere Erlöse wirken sich deshalb unmittelbar auf die Wirtschaftlichkeit ihrer Projekte aus.
- **Eingeschränkte Finanzierungsmöglichkeiten:**
Eine langfristig nicht belastbare Erlösperspektive erschwert die Kreditprüfung und kann Finanzierungskosten erhöhen oder die Projektrealisierung verzögern. Das gilt besonders für Projekte, deren Wirtschaftlichkeit von kleinen Überschussmengen abhängt.
- **Fixkosten der Fernsteuerbarkeit:**
Alle direktvermarkteten Neuanlagen müssen unabhängig von ihrer Größe die technischen Anforderungen zur Fernsteuerbarkeit und Ist-Einspeisungsabfrage erfüllen (§ 10b Abs. 1 EEG-E). Die dafür erforderliche Mess- und Kommunikationstechnik verursacht Fixkosten, die bei kleinen Anlagen stärker ins Gewicht fallen als bei großen. Eine Direktvermarktungspflicht für Kleinanlagen setzt deshalb voraus, dass diese Technik zu vertretbaren Kosten verfügbar ist oder die zusätzlichen Kosten ausgeglichen werden.
- **Doppelte Belastung durch die 60-Prozent-Kappung:**
Nach § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG-E müssen Betreiber von Anlagen unter 25 Kilowatt ihre Wirkleistungseinspeisung bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems auf 60 Prozent der installierten Leistung begrenzen. Der Referentenentwurf nahm hiervon Anlagen aus, die ihren Strom direkt vermarkten; der Kabinettsbeschluss tut das nicht mehr. Wer der neuen Direktvermarktungspflicht nachkommt, verliert damit bis zum Einbau des Messsystems bis zu 40 Prozent der Spitzenleistung – und zwar unabhängig davon, ob er den Einbau beeinflussen kann. Der Zeitpunkt liegt allein beim Messstellenbetreiber. Damit trägt der Anlagenbetreiber das Risiko einer Verzögerung, die er nicht zu verantworten hat.
- **Ungenutzte Dachflächen:**
Bei eigenverbrauchsoptimierten Anlagen kann nur ein vergleichsweise kleiner Überschuss zur Einspeisung verbleiben. Für Direktvermarkter kann diese Menge trotz größerer Gesamtanlage wirtschaftlich uninteressant sein. Damit entsteht ein zusätzlicher Anreiz, geeignete Dachflächen nicht vollständig zu nutzen.
- **Energy Sharing als sonstige Direktvermarktung:**

Eine Form der Direktvermarktung, die für Bürgerenergiegemeinschaften praktisch zugänglich sein kann, ist Energy Sharing nach § 42c EnWG. Nach Auffassung des BBEn ist Energy Sharing als sonstige Direktvermarktung im Sinne des § 21a EEG einzuordnen und steht Bürgerenergiegemeinschaften damit grundsätzlich als Vermarktungsform offen. Ein funktionierendes Energy Sharing wäre gerade für kleine Aufdach-PV-Anlagen eine mögliche Vermarktungsoption, wenn die fixe Einspeisevergütung entfällt. Die notwendigen rechtlichen und wirtschaftlichen Nachbesserungen am § 42c EnWG selbst behandelt das BBEn in seiner Stellungnahme zum Netzan-schlusspaket. In der vorliegenden EEG-Stellungnahme geht es ausschließlich um die Verknüp-fung mit der Direktvermarktung und dem Bonus nach § 50c EEG-E.

- **Bonus ohne Marktinfrastruktur:**

§ 50c EEG-E sieht für die sonstige Direktvermarktung kleiner Anlagen einen Bonus von 1,5 ct/kWh für längstens 48 Monate vor. Der Bonus hilft jedoch nur, wenn eine praktisch erreich-bare Vermarktungsform existiert. Gerade deshalb ist im EEG ausdrücklich klarzustellen, dass Energy Sharing als sonstige Direktvermarktung gilt und der Bonus auch für entsprechend ge-teilten Strom beansprucht werden kann.

- **Auslaufende Ausnahme statt dauerhafter Grenze:**

Die Ausnahme für kleine Anlagen ist keine dauerhafte Grenze, sondern eine auslaufende Über-gangserscheinung. Die Begründung des Entwurfs stellt ausdrücklich klar, dass nach Ablauf der Übergangsphase im Grundsatz für alle Neuanlagen eine Direktvermarktpflicht für den ein-gespeisten Strom besteht. Auch Betreiber kleinster Anlagen müssen ihren Strom künftig direkt vermarkten, wenn sie dafür überhaupt eine Vergütung erhalten wollen; die verbleibenden Al-ternativen – unentgeltliche Abnahme und Nulleinspeisung – sind beide unvergütet. Die Diskus-sion über Leistungsschwellen verdeckt damit den eigentlichen Regelungsgehalt: Der Entwurf senkt die Direktvermarktungsgrenze nicht auf einen niedrigeren Wert, sondern schafft sie in vier Schritten vollständig ab.

- **Keine Marktabhängigkeit:**

Das grundlegende Problem ist, dass die DV-Pflicht zeitlich fixiert ist, nicht marktabhängig. Es fehlt ein Mechanismus, der messbar macht, ab wann der DV-Markt für kleine Anlagen tatsäch-lich funktioniert. Ohne solche Kriterien ist weder für Anlagenbetreiber noch für den Gesetzge-ber erkennbar, wann die Voraussetzungen für eine DV-Pflicht erfüllt sind.

Forderungen des BBEn

- Die verpflichtende Direktvermarktung (DV) für Anlagen unter 100 kW darf erst eingeführt wer-den, wenn die Bundesnetzagentur anhand verbindlicher Marktreifekriterien festgestellt hat, dass der DV-Markt für kleine Strommengen flächendeckend und zu wirtschaftlichen Konditio-nen funktioniert. Die Kriterien sind gesetzlich zu definieren und könnten umfassen: das Vor-handensein von mindestens drei unabhängigen DV-Anbietern mit wirtschaftlichen Preisen so-wie eine flächendeckende Verfügbarkeit entsprechender Angebote. Die BNetzA veröffentlicht jährlich einen Bericht über den Stand des DV-Markts für kleine Anlagen. Der Entwurf legt die-sen Mechanismus im Ansatz bereits an: § 85 Abs. 2 Nr. 2a EEG-E ermächtigt die Bundesnetza-gentur, die Übergangszahlung bis längstens 31. Dezember 2032 zu verlängern, wenn die Direkt-vermarktung noch nicht massengeschäftstauglich ist. Diese Kann-Regelung ist in eine gebun-dene Entscheidung zu überführen und vom starren Enddatum zu lösen: Die Übergangszahlung muss fortbestehen, bis die Marktreife festgestellt ist.

Konkreter Formulierungsvorschlag zu § 85 Absatz 2 Nummer 2a EEG-E:

Minimalinvasive Rückfalllösung auf Basis des im Kabinettsentwurf bereits vorgesehenen BNetzA-Mechanismus.

In § 85 Absatz 2 Nummer 2a Buchstabe a werden die Wörter „~~bis maximal zum 31. Dezember 2032~~“ gestrichen.

In Buchstabe b werden die Wörter „~~wobei der Anspruch in diesem Fall nicht länger als bis zum 31. Dezember 2032 gewährt werden kann~~“ gestrichen.

Dem § 85 Absatz 2 wird folgender Satz angefügt:

„In den Fällen der Nummer 2a trifft die Bundesnetzagentur eine Festlegung, wenn die dort genannten Voraussetzungen vorliegen; sie überprüft mindestens einmal jährlich, ob die Voraussetzungen weiterhin vorliegen, und veröffentlicht das Ergebnis ihrer Prüfung.“

Damit wird die bereits im Kabinettsentwurf angelegte Härtefallregelung von einer zeitlich begrenzten Kann-Regelung zu einer marktabhängigen Rückfalllösung. Der grundsätzliche Erhalt der fixen Einspeisevergütung für Aufdach-PV bleibt die weitergehende Forderung des BBEn.

- Die technischen Voraussetzungen (Steuerbarkeit, Smart-Meter-Rollout) müssen kostengünstig zur Verfügung stehen bzw. ausgeglichen werden, bevor eine DV-Pflicht greifen kann.
- Die 60-Prozent-Begrenzung nach § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG-E darf nicht für Anlagen gelten, die ihren Strom direkt vermarkten. Der Kabinettsbeschluss hat die entsprechende Einschränkung des Referentenentwurfs gestrichen; sie ist wieder aufzunehmen. Andernfalls trägt der Anlagenbetreiber die Folgen einer Verzögerung beim Einbau des intelligenten Messsystems, die er nicht zu verantworten hat.

Konkreter Formulierungsvorschlag zu § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 EEG-E:

§ 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 wird wie folgt neu gefasst:

~~„3. Betreiber von Anlagen oder KWK-Anlagen, die jeweils eine installierte Leistung von weniger als 25 Kilowatt haben und Strom in das Netz einspeisen, am Verknüpfungspunkt mit dem Netz die Wirkleistungseinspeisung auf maximal 60 Prozent der installierten Leistung der hinter dem Verknüpfungspunkt angeschlossenen Anlage nach § 3 Nummer 1 erster Halbsatz oder KWK-Anlage begrenzen.“~~

„3. Betreiber von Anlagen oder KWK-Anlagen, die jeweils eine installierte Leistung von weniger als 25 Kilowatt haben und Strom in das Netz einspeisen,
a) soweit es sich um Anlagen handelt, die der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet sind, sicherstellen, dass diese Anlagen jeweils mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung ganz oder teilweise ferngesteuert reduzieren kann, und
b) soweit es sich um Anlagen oder KWK-Anlagen handelt, bei denen der Betreiber den in das Netz eingespeisten Strom nicht direkt vermarktet, am Verknüpfungspunkt mit dem Netz die Wirkleistungseinspeisung auf maximal 60 Prozent der installierten Leistung der hinter dem Verknüpfungspunkt angeschlossenen Anlagen nach § 3 Nummer 1 erster Halbsatz oder KWK-Anlagen begrenzen.“

- Es ist gesetzlich klarzustellen, dass Bürgerenergiegemeinschaften ihre Direktvermarktungspflicht über eine Energy-Sharing-Gemeinschaft nach § 42c EnWG erfüllen können.

Konkreter Formulierungsvorschlag zu § 21a und § 50c EEG-E:

Der Vorschlag regelt ausschließlich die EEG-seitige Einordnung. Änderungen an § 42c EnWG selbst bleiben der gesonderten Stellungnahme des BBE zum Netzanschlusspaket vorbehalten.

§ 21a wird folgender Satz 2 angefügt:

„Die Vermarktung von Strom im Rahmen der gemeinsamen Nutzung von Elektrizität nach § 42c des Energiewirtschaftsgesetzes gilt als sonstige Direktvermarktung im Sinne dieses Gesetzes.“

§ 50c Absatz 2 wird folgender Satz 2 angefügt:

„Der Anspruch besteht auch für Strom, der im Rahmen der gemeinsamen Nutzung von Elektrizität nach § 42c des Energiewirtschaftsgesetzes nach § 21a Satz 2 vermarktet wird.“

- Es ist gesetzlich klarzustellen, dass der Bonus nach § 50c EEG-E auch für über Energy Sharing (§ 42c EnWG) vermarkteten Strom gilt. Leistungsgrenze (< 25 kW), Befristung (48 Monate) und Höhe (1,5 ct/kWh) sind so anzupassen, dass Bürgerenergiegemeinschaften tatsächlich erreicht werden. Solange für Anlagen dieser Größenklasse kein Vermarktungsangebot besteht, bleibt der Bonus wirkungslos; er ist daher an eine Vermarktungsform zu koppeln, die kleine Anlagen praktisch erreichen können.
- Sollte eine Absenkung dennoch umgesetzt werden, ist die erste Stufe unbedingt einem Monitoring zu unterziehen, das insbesondere die Auswirkungen auf kleine und mittlere Akteure im Blick hat.

2.3 Förderrahmen für Aufdach-PV: Fördersatz, Spitzenkappung und Ausschreibungsvolumen (§§ 9 Abs. 2b, 28b Abs. 2, 48 EEG-E)

Regelungsinhalt

Der Entwurf sieht für PV-Dachanlagen zwischen 25 kWp und 750 kWp (zweites Segment) einen einheitlichen, größenunabhängigen anzulegenden Wert von 6,2 ct/kWh vor – eine Absenkung gegenüber dem bisherigen Satz von 7 ct/kWh (§ 48 Abs. 1 EEG-E). Die bisherige Zusatzförderung für Volleinspeiser und Anlagensplitting entfällt (§ 48 Abs. 2a EEG-E). Zudem müssen neue Solaranlagen des zweiten Segments mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt ihre Wirkleistungseinspeisung künftig dauerhaft auf 50 Prozent der installierten Leistung begrenzen (§ 9 Abs. 2b EEG-E). Diese Leistungsgrenze war im Referentenentwurf noch offen; er stellte „weniger als 25“ und „weniger als 100 Kilowatt“ zur Wahl. Der Kabinettsbeschluss hat sich für die weitergehende Variante entschieden. Dachanlagen zwischen 100 und 750 kWp sind von der dauerhaften Kappung damit nicht erfasst. Das Ausschreibungsvolumen für das zweite Segment wird zudem von 2.300 MW auf 1.500 MW jährlich gesenkt.

Bewertung des BBEn

In Verbindung mit der Direktvermarktungspflicht (s. Abschnitt 2) ergibt sich für die Wirtschaftlichkeit von Aufdach-PV ein problematisches Gesamtbild: Während die Kosten durch die Direktvermarktung steigen, sinken gleichzeitig Förderhöhe und Ausschreibungsvolumen.

Die Vereinheitlichung des Fördersatzes bringt administrative Vereinfachungen. Die Abschaffung der Zusatzförderung für Volleinspeiser setzt jedoch den Anreiz außer Kraft, Dachflächen vollständig für die Solarstromerzeugung zu nutzen. Gerade der vollständige Ausbau von Dachflächen trägt wesentlich zur Maximierung des Solarpotenzials bei, ohne zusätzliche Flächeninanspruchnahme zu erfordern.

Die dauerhafte Spitzenkappung auf 50 Prozent soll den Zubau von Speichern fördern, um Mittagsspitzen in die Abendstunden zu verlagern. Dieses Ziel ist grundsätzlich sinnvoll. Die Kombination aus der Kappung, dem Wegfall der Volleinspeiser-Förderung und der Absenkung des Fördersatzes verstärkt den Effekt, Dachflächen nicht mehr vollständig zu belegen. Dass der Kabinettsbeschluss die Kappung auf Anlagen unter 100 Kilowatt erstreckt, trifft genau die Größenklasse, in der Bürgerenergiegemeinschaften und Mieterstromprojekte typischerweise bauen. Für Anlagen unter 25 Kilowatt tritt bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems zusätzlich die Begrenzung auf 60 Prozent nach § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG-E hinzu (s. Abschnitt 2).

Die Senkung des Ausschreibungsvolumens für das zweite Segment von 2.300 auf 1.500 MW jährlich steht dem Ziel eines ambitionierten Ausbaus von Aufdach-PV entgegen.

Forderungen des BBEn

- Den Förderrahmen für Aufdach-PV stabil halten: Der Fördersatz ist nicht auf 6,2 ct/kWh abzusenken; die Volleinspeiserförderung ist zu erhalten oder durch einen gleichwertigen, einfach administrierbaren Anreiz für die vollständige Nutzung geeigneter Dachflächen zu ersetzen. Die Förderstruktur sollte dabei so einfach wie möglich bleiben.
- Erhöhung des Ausschreibungsvolumens für das zweite Segment, um den dringend benötigten Ausbau von Aufdach-PV nicht zu bremsen.
- Die dauerhafte Begrenzung nach § 9 Abs. 2b EEG-E ist an eine Speicherförderung zu koppeln. Wird eine Kappung eingeführt, ohne dass Speicher wirtschaftlich darstellbar sind, wirkt sie allein als Ertragsminderung.

2.4 Bürgerenergieregulungen praxistauglich und rechtssicher machen (§§ 3 Nr. 15, 22, 22b, 24, 28f EEG-E)

Regelungsinhalt

Der Kabinettsentwurf hält für Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegemeinschaften an der Ausschreibungsbefreiung bis 18 MW fest. Für Solaranlagen von Bürgerenergiegemeinschaften bleibt die Ausschreibungsbefreiung bis 6 MW bestehen. Zugleich bleiben die dreijährige Sperrfrist und die Nachweisanforderungen des § 22b EEG im Kern erhalten. Die Änderungen des Kabinettsbeschlusses lösen damit die zentralen Finanzierungs- und Praxisprobleme der Bürgerenergieregulungen nicht.

Bewertung des BBEn

Wind und Photovoltaik benötigen unterschiedliche Lösungen. Für Bürgerwind ist die Ausschreibungsbefreiung in ihrer heutigen Form nicht ausreichend finanzierbar. Das BBEn fordert deshalb gemeinsam

mit BWE und DGRV ein eigenes Ausschreibungssegment für qualifizierte Bürgerwindprojekte. Der Wettbewerb findet damit unter vergleichbaren Akteuren statt; die starre 18-MW-Grenze und die dreijährige Sperrfrist werden für Bürgerwind entbehrlich. Für Photovoltaik soll die bestehende Ausschreibungsbefreiung bis 6 MW dagegen erhalten bleiben und praxistauglich ausgestaltet werden.

Die Finanzierungsprobleme sind für Bürgerwind konkret dokumentiert. Der Vergütungsanspruch darf deshalb nicht allein deshalb gefährdet werden, weil die Anforderungen an die Bürgerenergieeigenschaft infolge der Verwertung von Kreditsicherheiten oder eines Insolvenzverfahrens vorübergehend oder dauerhaft nicht mehr erfüllt werden. Zusätzlich braucht es bei einem sonstigen Kriterienverlust eine angemessene Heilungsfrist statt eines abrupten Förderverlusts.

Bei der Definition nach § 3 Nummer 15 EEG bleiben typische Projektstrukturen unzureichend erfasst. Bürgerenergiegemeinschaften gründen für einzelne Vorhaben regelmäßig Projektgesellschaften; auch Kooperationen mit kommunalen Unternehmen dürfen die Einordnung nicht allein aufgrund der KMU-Abgrenzung ausschließen. Für Solarprojekte kommt hinzu, dass die Anlagenzusammenfassung nach § 24 EEG die Ausschreibungsbefreiung nicht durch benachbarte Nicht-Bürgerenergieanlagen entwerten darf.

Forderungen des BBEn

- Definition nach § 3 Nummer 15 EEG für Projektgesellschaften und kommunale Kooperationen öffnen.

Konkreter Formulierungsvorschlag zu § 3 Nummer 15 EEG:

In § 3 Nummer 15 Buchstabe c werden nach den Wörtern „sowie deren rechtsfähigen Zusammenschlüssen“ die Wörter „oder bei Unternehmen, an denen kommunale Gebietskörperschaften unmittelbar oder mittelbar mehrheitlich beteiligt sind“ eingefügt.

Im letzten Halbsatz der Nummer 15 werden die Wörter „es bei einer Gesellschaft, an der eine andere Gesellschaft 100 Prozent der Stimmrechte hält, ausreicht, wenn die letztere die Voraussetzungen nach den Buchstaben a bis d erfüllt“ ersetzt durch:

„es bei einer Gesellschaft, an der eine andere Gesellschaft mindestens 51 Prozent der Stimmrechte und mindestens 51 Prozent der Anteile hält, ausreicht, wenn diese andere Gesellschaft aus mindestens 50 natürlichen Personen als stimmberechtigten Mitgliedern oder Anteilseignern besteht, mindestens 70 Prozent ihrer Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen, die zum Zeitpunkt der Stellung des Bauantrags oder der Erteilung der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz seit mindestens einem Jahr in dem Beteiligungsgebiet nach Buchstabe b mit einer Wohnung gemeldet sind, und die Anforderungen nach den Buchstaben c und d erfüllt“

- Photovoltaik: Ausschreibungsbefreiung bis 6 MW beibehalten und die dreijährige Sperrfrist streichen.

Konkreter Formulierungsvorschlag zu § 22b Absatz 2 Nummer 3 und Absatz 5 EEG-E:

§ 22b Absatz 2 Nummer 3 wird gestrichen:

„3. die Bürgerenergiegesellschaft sowie ihre stimmberechtigten Mitglieder oder Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und die mit diesen jeweils verbundenen Unternehmen nach Artikel 3 des Anhangs I der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 in der Fassung vom

~~23. Juni 2023 in den vorangegangenen drei Jahren keine weiteren Solaranlagen desselben Segments in Betrieb genommen haben.“~~

§ 22b Absatz 5 wird aufgehoben:

~~„(5) Bürgerenergiegesellschaften sowie deren stimmberechtigte Mitglieder oder Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und die mit diesen jeweils verbundenen Unternehmen nach Artikel 3 des Anhangs I der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 dürfen für drei Jahre ab der Mitteilung nach Absatz 1 Nummer 1 oder Absatz 2 Nummer 1 keine Förderung nach diesem Gesetz oder einer auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung für weitere Anlagen derselben Technologie und desselben Segments in Anspruch nehmen. Eine Teilnahme an den jeweiligen Ausschreibungen nach § 28, § 28a oder § 28b ist während dieses Zeitraums nicht zulässig.“~~

- Bürgerwind: eigenes Ausschreibungssegment mit 2 GW Ausschreibungsvolumen pro Jahr schaffen.

Vom regulären Ausschreibungsvolumen werden erst die Bürgerwindprojekte abgezogen, die tatsächlich in Betrieb genommen werden. Bereits gemeldete Projekte erhalten eine Wechselmöglichkeit in das Segment.

Konkreter Formulierungsvorschlag für das Bürgerwindsegment:

§ 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 wird gestrichen:

~~„3. Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften mit einer installierten Leistung bis einschließlich 18 Megawatt nach Maßgabe des § 22b.“~~

§ 22b Absatz 1 wird aufgehoben. Die Regelungen für Solaranlagen in § 22b Absatz 2 bleiben unberührt.

~~„(1) Die Ausnahme von dem Erfordernis eines wirksamen Zuschlags nach § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 ist nur zulässig, wenn 1. der Bundesnetzagentur mitgeteilt worden ist, dass die Windenergieanlagen an Land Anlagen einer Bürgerenergiegesellschaft sind, 2. diese Mitteilung der Bundesnetzagentur spätestens drei Wochen nach Erteilung der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz zugegangen ist und in der Mitteilung die Registernummer angegeben ist und 3. die Bürgerenergiegesellschaft sowie ihre stimmberechtigten Mitglieder oder Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und die mit diesen jeweils verbundenen Unternehmen nach Artikel 3 des Anhangs I der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 in der Fassung vom 23. Juni 2023 in den vorangegangenen drei Jahren keine weiteren Windenergieanlagen an Land in Betrieb genommen haben.“~~

Nach § 28e wird folgender § 28f eingefügt:

„§ 28f Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine für Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften

(1) Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften nach § 3 Nummer 15 finden in den Jahren 2027 bis 2032 jeweils zu den Gebotsterminen am 1. März und 1. September statt.

(2) Das Ausschreibungsvolumen beträgt jährlich 2 000 Megawatt zu installierende Leistung und wird gleichmäßig auf die beiden Gebotstermine verteilt.

(3) Ab dem Jahr 2028 erhöht sich das Ausschreibungsvolumen um die Mengen, für die im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr bei Ausschreibungen nach diesem Paragraphen keine Zuschläge erteilt werden konnten.

(4) Die Bundesnetzagentur stellt jährlich bis zum Ablauf des 15. März die nach Absatz 3 zu berücksichtigende Menge fest und verteilt sie auf die folgenden zwei noch nicht bekanntgemachten Gebotstermine.

(5) Die Bundesnetzagentur kann bei einer drohenden Unterzeichnung des Ausschreibungsvolumens eines Gebotstermins verringern. § 28 Absatz 6 gilt entsprechend.

(6) Der Höchstwert entspricht dem Höchstwert nach § 36b. Im Übrigen sind die Vorschriften für Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land entsprechend anzuwenden, soweit in diesem Paragraphen nichts anderes bestimmt ist.

(7) Bürgerenergiegesellschaften nach § 3 Nummer 15, die für Windenergieanlagen an Land an einer Ausschreibung nach diesem Paragraphen teilnehmen, dürfen mit denselben Anlagen nicht zugleich an einer Ausschreibung nach § 28 Absatz 1 teilnehmen.

(8) Das Vorliegen der Anforderungen nach § 3 Nummer 15 ist erstmals zehn Jahre nach der Inbetriebnahme und danach alle fünf Jahre gegenüber dem Netzbetreiber nachzuweisen. Ergibt die Nachweisführung, dass die Anforderungen nicht erfüllt sind, ist der Bürgerenergiegesellschaft eine Frist von sechs Monaten zur Wiederherstellung der Anforderungen einzuräumen. Während dieser Frist bleibt der Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 unberührt. Werden die Anforderungen innerhalb der Frist nicht wieder erfüllt, verringert sich der Zahlungsanspruch ab dem auf den Fristablauf folgenden Kalendermonat auf 60 Prozent des ansonsten anzulegenden Werts. Der Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 bleibt unberührt, wenn die Anforderungen nach § 3 Nummer 15 ausschließlich infolge der Verwertung von Kreditsicherheiten oder infolge eines Insolvenzverfahrens nicht mehr erfüllt werden.“

In § 28 Absatz 3 Nummer 2 wird nach Buchstabe b folgender Buchstabe c eingefügt; der bisherige Buchstabe c wird Buchstabe d:

„c) ab dem Jahr 2028 um die Summe der installierten Leistung der Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften, die in einer Ausschreibung nach § 28f einen Zuschlag erhalten haben und im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr als in Betrieb genommen an das Register gemeldet worden sind,“

§ 36 Absatz 3 wird um folgende Nummer 4 ergänzt:

„4. bei Geboten nach § 28f eine Eigenerklärung, dass der Bieter die Anforderungen nach § 3 Nummer 15 erfüllt.“

§ 100 wird um folgenden Absatz 10 ergänzt:

„(10) Für Windenergieanlagen an Land, für die vor dem 1. Januar 2027 eine Mitteilung nach § 22b Absatz 1 Nummer 1 in der am 31. Dezember 2026 geltenden Fassung abgegeben worden ist, kann die Bürgerenergiegesellschaft die Mitteilung bis vier Wochen vor dem ersten Gebotstermin nach § 28f zurücknehmen. Die Rücknahme steht einer Teilnahme mit denselben Anlagen an einer Ausschreibung nach § 28f nicht entgegen.“

- Anlagenzusammenfassung bei Bürgerenergie-PV klarstellen.

Konkreter Formulierungsvorschlag zu § 24 Absatz 1 EEG-E:

Nach § 24 Absatz 1 Satz 3 wird folgender Satz 4 eingefügt; die bisherigen Sätze 4 und 5 werden Sätze 5 und 6:

„Solaranlagen einer Bürgerenergiegesellschaft nach § 3 Nummer 15 werden ausschließlich mit Solaranlagen anderer Bürgerenergiegesellschaften nach § 3 Nummer 15 zusammengefasst.“

Nur wenn der Gesetzgeber das eigene Bürgerwindsegment nicht einführt und die Ausschreibungsbefreiung für Wind beibehält, sind die bestehenden Regeln mindestens zu reparieren: Die dreijährige Sperrfrist ist zu streichen, die dreiwöchige Meldefrist nach BImSchG-Genehmigung auf sechs Monate zu verlängern, der Vorvorjahresbezug des § 46 EEG an das Jahr der Mitteilung nach § 22b Absatz 1 Nummer 1 zu knüpfen, die starre 18-MW-Grenze beihilferechtlich tragfähig weiterzuentwickeln und der Vergütungsanspruch bei Sicherheitenverwertung oder Insolvenz abzusichern. Diese Mindestkorrekturen sind kein Ersatz für das vorrangig geforderte Ausschreibungssegment.

2.5 Vergütungsausfall bei negativen Strompreisen (§ 51 Abs. 1, § 51a Abs. 1, § 21 Abs. 1 EEG-E)

Regelungsinhalt

Der Entwurf sieht vor, dass Anlagenbetreiber in Zeiten negativer Börsenstrompreise künftig sofort keine Vergütung mehr erhalten – der Zahlungsanspruch verringert sich auf null (§ 51 Abs. 1 EEG-E). Als Ausgleich werden die ausgefallenen Stunden an den 20-jährigen Förderzeitraum angehängt – Betreiber können die entgangene Vergütung also theoretisch im 21. Betriebsjahr nachholen (§ 51a Abs. 1 EEG-E). Ausgenommen von der sofortigen Nullstellung sind Anlagen in der Netzbetreiberabnahme, solange sie noch nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind (§ 51 Abs. 2 EEG-E). Die bisherige Ausfallvergütung entfällt für Neuanlagen ersatzlos (§ 21 Abs. 1 EEG-E). Der Kabinettsbeschluss hat die §§ 51 und 51a inhaltlich unverändert gelassen. Geändert hat er § 51b: Die Bestimmung, dass die §§ 51 und 51a auf bezuschlagte Biogasanlagen nicht anzuwenden sind, ist entfallen.

Bewertung des BBEn

Die Neuregelung verändert die Wirtschaftlichkeitsberechnung für EE-Anlagen erheblich – insbesondere für Photovoltaik und kleine Wasserkraftanlagen.

Negative Preise treten zunehmend genau dann auf, wenn PV-Anlagen am meisten produzieren: in den Mittags- und Nachmittagsstunden bei hoher Sonneneinstrahlung. Laut Auswertung des BEE war 2025 bereits rund ein Viertel der gesamten PV-Jahreseinspeisung von negativen Preisen betroffen. Für 2026 geht der Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE) von einem Anteil von über 30 Prozent aus – mit weiter steigender Tendenz. Selbst bei optimalem Ausbau von Speichern und Flexibilitätten werden laut BEE-Studie dauerhaft 300 bis 500 negative Strompreisstunden pro Jahr verbleiben. § 51 ist damit für PV-Anlagen längst kein Randphänomen mehr, sondern ein zentrales Investitions- und Finanzierungsrisiko.

Die Verlängerungsoption nach § 51a löst das eigentliche Problem nicht. Die Erlösausfälle entstehen in den ersten Betriebsjahren – genau dann, wenn Kredite bedient, Betriebskosten gedeckt und Direktvermarkter bezahlt werden müssen. Eine Nachholung im 21. Betriebsjahr gleicht diesen Liquiditätsausfall

nicht aus. Für Bürgerenergiegemeinschaften, die finanzielle Risiken nicht über mehrere Projekte streuen können, kann ein Jahr mit unerwartet vielen negativen Stunden existenzgefährdend sein.

Hinzu kommt ein strukturelles Problem bei der Direktvermarktung: Direktvermarkter haben zwar einen Anreiz, die Einspeisung bei negativen Preisen zu reduzieren. Sie haben aber keinen Anreiz, so stark abzuregeln, dass der Preis wieder positiv wird – denn dann müssten sie den Anlagenbetreiber entschädigen. Das wirtschaftliche Risiko bleibt damit beim Anlagenbetreiber, während der eigentliche Lenkungseffekt ausbleibt.

Forderungen des BBEn

- Der sofortige Vergütungsausfall bei negativen Preisen muss durch einen Mechanismus abgefedert werden, der die Liquidität kleiner Anlagenbetreiber in den laufenden Betriebsjahren sichert – eine Nachholung im 21. Betriebsjahr reicht dafür nicht aus.
- Als Alternative zur reinen Zeitförderung empfiehlt das BBEn die Prüfung einer Mengenförderung: Anlagenbetreiber und Direktvermarkter würden bei negativen Preisen nicht einspeisen; der Strom wird in diesen Zeiten entweder abgeregelt oder vom Netzbetreiber unentgeltlich abgenommen. Die Energiemengen würden über 20 Jahre summiert und im 21. Betriebsjahr nachgeholt. Dies würde auch das Direktvermarkter-Problem lösen: Der Anreiz, bei negativen Preisen tatsächlich abzuregeln, wäre für alle Beteiligten gegeben.
- Für Bürgerenergiegemeinschaften ist eine Mindestvergütung vorzusehen: Erlösausfälle in den ersten, kreditintensiven Betriebsjahren gefährden ihre Liquidität und Planbarkeit; eine Nachholung im 21. Betriebsjahr reicht dafür nicht aus.
- Die kumulativen wirtschaftlichen Auswirkungen der Negativpreisregelung im Zusammenspiel mit Direktvermarktungspflicht, CfD-Abschöpfung sowie möglichen zusätzlichen Belastungen aus dem Netzanschlusspaket und dem AgNes-Prozess sind in einer Gesamtfolgenabschätzung zu bewerten.

2.6 Einführung zweiseitiger Differenzverträge / Contracts for Difference (§§21d, 21e EEG-E)

Regelungsinhalt

Der Entwurf führt zweiseitige Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD) als neuen Fördermechanismus ein. Für alle geförderten Neuanlagen ab 100 kW gilt: Liegt der Jahresmarktwert über dem anzulegenden Wert, zahlen Anlagenbetreiber einen produktionsabhängigen Refinanzierungsbeitrag auf die tatsächlich eingespeiste Strommenge zurück. Liegt der Marktwert darunter, erhalten sie die Differenz als Förderung. Biomasseanlagen und Anlagen unter 100 kW sind ausgenommen.

Bewertung des BBEn

Das BBEn erkennt die Notwendigkeit eines CfD-Mechanismus aufgrund der EU-rechtlichen Vorgaben an. Positiv zu bewerten ist, dass der Refinanzierungsbeitrag produktionsabhängig ausgestaltet wird – er knüpft an tatsächlich erzeugte und eingespeiste Strommengen an, nicht an fiktive Erlöse.

Dies ist sachgerecht. Ebenfalls begrüßt das BBEn die Ausnahme von Biomasseanlagen sowie die De-minimis-Regelung für Anlagen unter 100 kW als solche.

Der Entwurf weist jedoch in mehreren Punkten Schwächen auf:

- Ein Marktwertkorridor ist im Entwurf nicht vorgesehen. Mit steigendem Strompreisniveau steigen regelmäßig auch die Kosten der Direktvermarktung – Prognose-, Ausgleichsenergie- und Abregelungsrisiken –, die an Anlagenbetreiber weitergegeben werden. Ohne Marktwertkorridor wird faktisch mehr abgeschöpft als der tatsächliche Mehrerlös oberhalb des Strikepreises. Zudem würden Anlagenbetreiber diese Risiken vorsorglich in ihre Ausschreibungsgebote einpreisen – was die Förderkosten insgesamt erhöht.
- Power Purchase Agreements (PPAs) sind eine wichtige Finanzierungsform, insbesondere für Bürgerenergiegemeinschaften. § 21e EEG-E darf ihre Finanzierbarkeit nicht unnötig erschweren. Wer aus der Förderung austritt, um einen PPA abzuschließen, soll diese Entscheidung in den ersten zehn Kalenderjahren nach Inbetriebnahme nicht rückgängig machen können. Damit entfällt die bisherige Rückfalloption in die Marktprämie. Für kurz- und mittelfristige PPAs kann dies die Finanzierungsbedingungen deutlich verschlechtern. Deshalb braucht es eine verlässliche Anschlussoption an das CfD-Regime.
- Die De-minimis-Schwelle von 100 kW ist aus Sicht des BBEn zu niedrig: Auch kleinere Anlagen von Bürgerenergiegemeinschaften oberhalb dieser Schwelle würden unter die CfD-Pflicht fallen, obwohl der zusätzliche Verwaltungs- und Absicherungsaufwand bei solchen Projekten besonders ins Gewicht fällt.
- Die rückwirkende Jahresberechnung bei gleichzeitigen monatlichen Abschlägen sowie die viertelstündliche Anpassung bei geringen Markterlösen sind komplex und schwer überprüfbar.
- Positiv hervorzuheben ist, dass der CfD-Mechanismus nach § 21d EEG-E Abschöpfungserlöse generiert, wenn der Marktwert den anzulegenden Wert übersteigt. Über die Verwendung dieser Mittel macht der Entwurf jedoch keine Aussage.

Forderungen des BBEn

Das BBEn fordert den § 21d EEG grundsätzlich beizubehalten, aber deutlich nachzuschärfen:

- Produktionsabhängigkeit des Refinanzierungsbeitrags erhalten.
- Einen dynamischen und ausreichend weiten Marktwertkorridor einführen, der reale Vermarktungs-, Direktvermarktungs- und Marktwerttrisiken abbildet.
- § 21e EEG-E muss so ausgestaltet werden, dass kurz- und mittelfristige PPAs für Neuanlagen finanzierbar bleiben. Das BBEn empfiehlt zwei Modelle zu prüfen: ein **Opt-in-Modell** (s. [Positionierung des bne](#)), bei dem Anlagenbetreiber nach Ablauf eines PPA einmalig in das CfD-Regime eintreten können, sowie eine **serielle Finanzierung** (s. Analyse der Agora Energiewende: ["Ein neues Investitionsinstrument für Wind- und Solaranlagen"](#)), bei der die staatliche CfD-Absicherung erst nach einer frei wählbaren Marktphase greift.
- De-minimis-Schwelle auf mindestens 200 kW anheben.
- Berechnungslogik transparent und administrativ einfach gestalten:

- Abschöpfung soll auf Monatsbasis berechnet werden – nicht auf Jahresbasis. Monatliche Berechnungen reduzieren notwendige Liquiditätspuffer und senken damit die Finanzierungskosten.
- Vereinfachte Nullmeldungen einführen: In Monaten, in denen der Monatsmarktwert unter dem anzulegenden Wert liegt und keine Abschöpfung anfällt, soll eine vereinfachte Nullmeldung ausreichen statt einer vollständigen Abrechnung.
- Die Abschöpfungserlöse aus dem CfD-Mechanismus nach § 21d EEG-E sind zweckgebunden für Entlastungsmaßnahmen einzusetzen, beispielsweise zur Senkung der Stromsteuer oder als Klimageld.

2.7 Weitere Regelungen

2.7.1 Messwesen und digitale Infrastruktur

Regelungsinhalt

Der Entwurf verpflichtet Anlagenbetreiber ab einer installierten Leistung von 2 kW, die in das Netz einspeisen, bis Ende 2028 ein intelligentes Messsystem nebst Steuerungseinrichtung zu installieren (§ 9 Abs. 2 Satz 4 EEG-E). Diese Regelung schafft die technische Grundlage für die künftige Direktvermarktung und systemdienliches Einspeiseverhalten.

Bewertung des BBEn

Das BBEn begrüßt die geplanten Regelungen zum beschleunigten Smart-Meter-Rollout: Sie schaffen die technische Grundlage für die künftige Direktvermarktung und systemdienliches Einspeiseverhalten. Die in § 30 MsbG gedeckelte Kostenpauschale von 50 Euro pro Jahr bildet nur einen Teil der tatsächlichen Gesamtkosten für den Anlagenbetreiber ab: Hinzu kommen die Grundkosten für das Smart Meter selbst sowie Zuschüsse des Netzbetreibers, sodass der Messstellenbetreiber (MSB) insgesamt deutlich höhere regulierte Erlöse pro Anlage vereinnahmt. Es besteht das Risiko, dass diese regulierten Erlöse dauerhaft bei wenigen großen Akteuren verbleiben und dass technologiebedingte Kostensenkungen nicht an Anlagenbetreiber weitergegeben werden. Darüber hinaus gibt es bisher keine klaren Anforderungen und finanzielle Konsequenzen für Netzbetreiber, wenn sie ihrer Pflicht nicht zügig und qualitätsgerecht nachkommen, die für die Direktvermarktung notwendigen IT-Prozesse und Schnittstellen aufzubauen. Ebenso fehlen die Anreize dies zu tun. Der Zeitpunkt des Einbaus gewinnt durch den Kabinettsbeschluss zusätzlich an Gewicht: Solange kein intelligentes Messsystem installiert ist, müssen Anlagen unter 25 Kilowatt ihre Einspeisung auf 60 Prozent begrenzen – auch dann, wenn sie den Strom direkt vermarkten (§ 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG-E, s. Abschnitt 2). Verzögerungen beim Rollout wirken sich damit unmittelbar auf die Erlöse der Anlagenbetreiber aus.

Forderungen des BBEn

- Den Rollout für Steuerungsanwendungen erst verpflichtend machen, wenn die notwendige Technik flächendeckend und zu wettbewerblichen Konditionen verfügbar ist.

- Die gesetzliche Haftung der SMGW-Administratoren für Schadensfälle und Folgekosten bei Systemausfall muss sichergestellt werden.
- Der Gesetzgeber muss sicherstellen, dass Kostensenkungen bei Smart Metern und Steuerungseinrichtungen, die sich aus technologischem Fortschritt und Skaleneffekten ergeben, verpflichtend an Anlagenbetreiber weitergegeben werden – etwa durch regelmäßige Überprüfung und Absenkung der Preisobergrenzen nach § 30 MsbG.
- Netzbetreiber müssen durch finanzielle Anreize und Pönalen dazu verpflichtet werden, die für die Direktvermarktung notwendigen IT-Prozesse und Schnittstellen fristgerecht und qualitätsgerecht bereitzustellen.
- Verzögert sich der Einbau des intelligenten Messsystems aus Gründen, die der Anlagenbetreiber nicht zu vertreten hat, darf ihn die Einspeisebegrenzung nach § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG-E nicht treffen.

7.2 Steckersolargeräte

Regelungsinhalt

Der Entwurf erlaubt, dass Steckersolargeräte, die in Kombination mit einem Speicher hinter demselben Wechselrichter betrieben werden, künftig ohne Elektrikerabnahme in Betrieb genommen werden können (§ 3 Nr. 43 EEG-E).

Bewertung des BBEn

Das BBEn begrüßt diese Regelung ausdrücklich. Steckersolar ermöglicht einen niedrighschwelligen Zugang zur Stromerzeugung für Bürgerinnen und Bürger ohne eigene Dachfläche – ein wichtiger Beitrag zur gesellschaftlichen Teilhabe an der Energiewende. Die Erweiterung auf kombinierte Speicherlösungen ist ein sinnvoller Schritt, der die Attraktivität und Nutzbarkeit von Steckersolargeräten deutlich erhöht.

Forderungen des BBEn

Die vereinfachte Inbetriebnahme von Steckersolargeräten ist beizubehalten und konsequent umzusetzen.

2.7.3 Streichung des Berichts zur Bürgerenergie (§ 99b EEG-E)

Regelungsinhalt

Der Entwurf sieht die Streichung des jährlichen Berichts der Bundesnetzagentur über Erfahrungen mit den EEG-Bestimmungen zur Sicherung der Bürgerenergie und der Bürgerbeteiligung vor. § 99b EEG wird im Rahmen von Artikel 1 Nummer 120 gestrichen und durch einen neuen § 99a ersetzt, der diese Berichtspflicht nicht weiterführt. Der Kabinettsbeschluss hält daran fest und ergänzt die Begründung um den Hinweis, die Bundesnetzagentur veröffentliche „laufend Meldungen für Anlagen von Bürgerenergiegesellschaften nach § 22b EEG auf ihren Internetseiten“.

Bewertung des BBEn

Das BBEn lehnt diese Streichung ab. Der Bericht nach § 99b EEG ist bislang von der Bundesnetzagentur nicht veröffentlicht worden, obwohl die gesetzliche Pflicht dazu besteht. Gerade in einer Phase, in der zentrale Regelungen des EEG für Bürgerenergiegemeinschaften neu gestaltet werden, ist ein systematisches Monitoring des Sektors unverzichtbar. Der Hinweis auf die laufend veröffentlichten Meldungen trägt nicht: Eine Liste gemeldeter Anlagen ist eine Rohdatensammlung, kein Bericht über die Erfahrungen mit den Bürgerenergieregulungen. Sie beantwortet gerade nicht die Frage, warum die Ausnahme von der Ausschreibungspflicht in der Praxis kaum genutzt wird. Das BBEn misst diesem Monitoring ein solches Gewicht bei, dass es bereit ist, die Beobachtung der Bürgerenergie im Zweifel selbst zu übernehmen: Sollte der Bericht gestrichen werden, wird das BBEn prüfen, ein eigenes Monitoring zur Lage der Bürgerenergie aufzusetzen – ohne den Staat damit aus seiner Verantwortung zu entlassen.

Forderungen des BBEn

- § 99b EEG ist beizubehalten und nicht zu streichen.
Vom regulären Ausschreibungsvolumen werden erst die Bürgerwindprojekte abgezogen, die tatsächlich in Betrieb genommen werden. Bereits gemeldete Projekte erhalten eine Wechselmöglichkeit in das Segment.

Konkreter Formulierungsvorschlag zu § 99b EEG:

Artikel 1 Nummer 120 wird im Änderungsbefehl wie folgt geändert:

~~„Die §§ 99a und 99b werden durch den folgenden § 99a ersetzt:“~~

„§ 99a wird durch den folgenden § 99a ersetzt:“

§ 99b bleibt damit unverändert bestehen.

- Die Bundesnetzagentur ist zur regelmäßigen Veröffentlichung des Berichts zu verpflichten – verbunden mit klaren Konsequenzen bei Ausbleiben desselben.

2.7.4 Windenergie: Ausschreibungsvolumen, Realisierungsfristen, Pachthöhen und Standortsteuerung

Regelungsinhalt

Der Entwurf hebt das Ausschreibungsvolumen für Windenergie an Land um die im Klimaschutzprogramm 2026 beschlossenen 12 GW an (§ 28 EEG-E) und setzt damit diese Forderung um. Die Realisierungsfrist zwischen Bezuschlagung und Inbetriebnahme wird durch den Entwurf von bislang 30 auf 36 Monate verlängert (§ 36i EEG-E; entsprechend die Frist für das Erlöschen des Zuschlags nach § 36e EEG-E). Neu ist im Kabinettsbeschluss § 103 EEG-E: Kann der Gebotstermin für Windenergieanlagen an Land am 1. Februar 2027 nicht durchgeführt werden, wird das Ausschreibungsvolumen für 2027 auf die Gebotstermine am 1. Mai und 1. November 2027 verteilt.

Zur Standortsteuerung ändert der Entwurf § 36h EEG-E. Für Windenergieanlagen in der Südregion wird der Korrekturfaktor unterhalb eines Gütefaktors von 50 Prozent von 1,55 auf 1,65 angehoben. Zugleich werden mit der Küstenregion und der Region Mitte-Nord zwei neue Windregionen eingeführt, in denen die anwendbaren Stützwerte begrenzt werden: In der Küstenregion sind künftig nur noch Stützwerte ab einem Gütefaktor von 80 Prozent anwendbar (Korrekturfaktor maximal 1,16), in der Region Mitte-Nord nur noch ab 70 Prozent (maximal 1,29). Für Anlagen außerhalb der drei Regionen bleibt es bei

einem Gütefaktor ab 60 Prozent und einem Korrekturfaktor von maximal 1,42. Für Gebotstermine vor dem 1. Januar 2029 sehen § 36h Absatz 1a und 1b EEG-E Übergangsregelungen vor (Küstenregion 70 Prozent, Region Mitte-Nord 60 Prozent).

Erstmals sieht der Entwurf eine Begrenzung der Entgelte für die Nutzung von Grundstücken für Windenergieanlagen an Land vor (neuer § 36d EEG-E). Die Entgelte dürfen über 20 Jahre 3,5 Prozent des Produkts aus jährlich erzielbarem Standortertrag und maßgeblichem anzulegenden Wert nicht überschreiten. Der Referentenentwurf sah hier noch 2,5 Prozent vor. Die Regelung ist ausweislich der Begründung weder Fördervoraussetzung noch gesetzliches Verbot; ein vom Netzbetreiber festgestellter Verstoß löst eine Zahlung von 50 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und Kalenderjahr aus (§ 53a EEG-E). Nach § 36d Abs. 3 Nr. 1 EEG-E gilt die Begrenzung nicht für Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird; die Begründung stellt klar, dass damit insbesondere Windenergieanlagen von Bürgerenergiegemeinschaften bis 18 Megawatt nicht erfasst sind.

Im Referentenentwurf stand der gesamte § 36d noch in eckigen Klammern; der Kabinettsbeschluss hat ihn als feste Regelung übernommen und zugleich den maßgeblichen Umfang für Nebenanlagen auf 2 500 Meter festgeschrieben.

Nicht übernommen hat der Kabinettsbeschluss den Satz des Referentenentwurfs, wonach Schadensersatzansprüche der Grundstückseigentümer und sonstigen Nutzungsberechtigten keine Entgelte im Sinne der Vorschrift sind. Ob solche Zahlungen künftig auf die Obergrenze anzurechnen sind, lässt der Entwurf damit offen.

Bewertung des BBEn

Die im Entwurf enthaltene Anhebung des Ausschreibungsvolumens um 12 GW ist konsistent mit dem Klimaschutzprogramm 2026 und wird vom BBEn begrüßt. Die auf 36 Monate verlängerte Realisierungsfrist ist ein Schritt in die richtige Richtung, bleibt aber insbesondere für Windprojekte in topografisch und wetterbedingt anspruchsvollen Lagen knapp. Pauschale Fristen bilden diese projektspezifischen Risiken nur unzureichend ab.

Hohe Flächenpachten können Windprojekte verteuern und lokal oder regional gebundene Akteure im Wettbewerb um Flächen benachteiligen. Der Kabinettsentwurf greift dieses Problem mit einer starren Schwelle von 3,5 Prozent und einer daran anknüpfenden Pönale auf. Die Anhebung gegenüber dem Referentenentwurf entschärft den Eingriff, beseitigt aber nicht das Problem eines harten Belastungssprungs und einer einheitlichen Schwelle für sehr unterschiedliche Standort- und Vertragskonstellationen.

Für Bürgerenergie ist zudem entscheidend, dass die derzeitige Ausnahme nach § 36d Absatz 3 Nummer 1 nur an einen gesetzlich bestimmten anzulegenden Wert anknüpft. Wird – wie vom BBEn gefordert – Bürgerwind in ein eigenes Ausschreibungssegment überführt, würde diese Ausnahme nicht mehr automatisch greifen. Projekte im Bürgerwindsegment müssen deshalb ausdrücklich von § 36d Absatz 1 und 2 ausgenommen werden.

Kritisch bleiben Bemessung und Vollzug. Die Höhe der 3,5-Prozent-Schwelle ist im Entwurf nicht hergeleitet, und die Bezugsgröße ist kein tatsächlicher Erlös, sondern ein rechnerischer Wert. Der Auslöser einer Prüfung ist nicht näher konkretisiert; zugleich kann ein Wirtschaftsprüferat insbesondere für kleinere und mittlere Vorhaben einen erheblichen Zusatzaufwand verursachen. Als weiterzuprüfende Denkrichtung könnte deshalb untersucht werden, die starre Schwelle durch einen gleitenden Mechanismus zu ergänzen oder zu ersetzen: Höhere Grundstücksentgelte blieben möglich, oberhalb einer

sachgerecht festzulegenden Schwelle könnte jedoch eine zusätzliche Teilhabezahlung an die Standortkommune progressiv ansteigen. Ein solcher Mechanismus könnte den Belastungssprung vermeiden, sehr hohe Pachten dämpfen und zusätzliche Wertschöpfung in der Standortkommune verankern. Kommunale Grundstücke könnten von der Teilhabezahlung ausgenommen werden. Die Parameter und die rechtliche Ausgestaltung eines solchen Ansatzes wären im parlamentarischen Verfahren näher zu prüfen.

Die Änderungen an der Standortsteuerung wirken in zwei Richtungen. Die Anhebung des Korrekturfaktors in der Südregion verbessert die Zuschlagschancen schwachwindiger Standorte und damit gerade die Bedingungen für kleinteilige, lokal verankerte Projekte; das BBEn begrüßt sie ausdrücklich. Die neu eingeführte Begrenzung der Korrekturfaktoren in der Küstenregion und der Region Mitte-Nord wirkt jedoch gegenläufig: Sie verschlechtert die Vergütungsbedingungen für Anlagen an ertragsschwächeren Standorten innerhalb ansonsten windhöffiger Regionen. Betroffen sind typischerweise Standorte, deren Minderertrag nicht auf mangelnde Windhöffigkeit zurückgeht, sondern auf Restriktionen aus Schall-, Schatten- oder Artenschutzauflagen. Bürgerenergiegemeinschaften trifft dies überproportional, da sie an ihre Standortgemeinde gebunden sind und Standortnachteile nicht durch Ausweichen auf günstigere Flächen in anderen Regionen ausgleichen können.

Hinzu kommt, dass der Entwurf keinen Mechanismus vorsieht, der sicherstellt, dass genehmigte Projekte in Süddeutschland tatsächlich Zuschläge erhalten. Ohne eine regionale Auswertung der Ausschreibungsergebnisse bleibt unklar, ob das Referenzertragsmodell die realen Bedingungen in der Südregion angemessen abbildet und einen bundesweit ausgewogenen Ausbau gewährleistet.

Forderungen des BBEn

- Die im Entwurf auf 36 Monate verlängerte Realisierungsfrist nach §§ 36i, 36e EEG-E ist auf 42 Monate zu verlängern. Alternativ sollten Realisierungsfristen an nachweisbare Projektfortschritte gekoppelt werden statt an pauschale Zeitvorgaben.
- Für Windenergieanlagen im Bürgerwindsegment ist die Ausnahme von der Pachthöhenregelung ausdrücklich abzusichern.

Konkreter Formulierungsvorschlag zu § 36d Absatz 3 EEG-E:

In § 36d Absatz 3 wird nach Nummer 1 folgende Nummer 1a eingefügt:

„1a. Windenergieanlagen an Land, deren anzulegender Wert in einer Ausschreibung nach § 28f ermittelt worden ist,“

Die Höhe und Bezugsgröße der vorgesehenen 3,5-Prozent-Schwelle sind nachvollziehbar her-zuleiten. Zusätzlich sollte geprüft werden, ob ein gleitender, progressiver Mechanismus die im Abschnitt beschriebenen Probleme zielgenauer lösen kann. Die konkrete Schwelle, Berechnungslogik und Einordnung kommunaler Flächen sind dabei noch offen.

Gesetzlich klarzustellen ist, dass Schadensersatzansprüche der Grundstückseigentümer und sonstigen Nutzungsberechtigten nicht als Entgelte im Sinne des § 36d Absatz 1 EEG-E gelten. Der Referentenentwurf enthielt diese Klarstellung; sie sollte wieder aufgenommen werden. Der Vollzug ist verhältnismäßig auszugestalten: Der Netzbetreiber hat die tatsächlichen Anhaltspunkte darzulegen; ein Wirtschaftsprüfertestat darf erst verlangt werden, wenn der Nachweis nicht auf andere Weise erbracht werden kann.

- Die im Referentenentwurf vorgesehene Anhebung des Korrekturfaktors für die Südregion auf 1,65 (für Standorte mit Gütefaktor 50 % und darunter) ist beizubehalten und im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu verteidigen – mindestens für Bürgerenergiegemeinschaften im Sinne von § 3 Nummer 15 EEG. Darüber hinaus ist der Standortgütegrenzwert der Südregion von 50 % auf 40 % abzusenken: Die Korrekturfaktorkurve muss so angepasst werden, dass sie bis zu einer Standortgüte von 40 % weiter ansteigt – der Referentenentwurf hält den Faktor unterhalb von 50 % dagegen konstant. Das Umweltbundesamt empfiehlt dies in seinem Dokument „Standortsteuerung des Windenergieausbaus an Land durch das Referenzertragsmodell“ (April 2026) als eine von drei zentralen Handlungsempfehlungen; die wirtschaftlich nutzbare Windfläche in der Südregion würde dadurch um rund 30 % steigen.
- Die in § 36h Absatz 1 EEG-E vorgesehene Begrenzung der Stützwerte in der Küstenregion und der Region Mitte-Nord ist zurückzunehmen, mindestens jedoch für Bürgerenergiegemeinschaften nach § 3 Nummer 15 EEG. Eine Besserstellung der Südregion darf nicht durch eine Schlechterstellung ertragsschwacher Standorte im Norden gegenfinanziert werden.
- Die Ausschreibungsergebnisse für Windenergie sind regional auszuwerten und transparent zu veröffentlichen. Erhalten Projekte in Süddeutschland trotz Genehmigung dauerhaft unterproportional Zuschläge, muss das Referenzertragsmodell angepasst werden. Entsprechend ist bei den Solarausschreibungen zu prüfen, ob die bundesweit einheitliche Ausgestaltung des anzulegenden Werts zu einer dauerhaft ungleichgewichtigen regionalen Verteilung der Zuschläge führt; ist dies der Fall, ist eine regionale Differenzierung auch für Solaranlagen zu prüfen. Ziel ist ein bundesweit ausgewogener Ausbau entsprechend den energiepolitischen und netzdienlichen Erfordernissen.

2.7.5 Strommengenpfad (§ 4a EEG)

Regelungsinhalt

Der Entwurf streicht den Strommengenpfad nach § 4a EEG ersatzlos.

Bewertung des BBEn

Der Strommengenpfad ist ein wichtiges Kontrollinstrument für den EE-Ausbau. Seine Streichung nimmt dem Gesetzgeber ein Steuerungsinstrument, das Planungssicherheit für EE-Investitionen schafft und die Entwicklung des Ausbaus nachvollziehbar macht.

Forderungen des BBEn

- Der Strommengenpfad nach § 4a EEG ist beizubehalten.

Impressum

Kontakt

Deborah Ferreira | **Referentin für Energiepolitik und -Wirtschaft**
Deborah.Ferreira@buendnis-buergerenergie.de

Haftungshinweis

Dieses Dokument stellt eine unverbindliche Meinungsäußerung des Bündnis Bürgerenergie e.V. und seiner Kooperationspartner*innen dar. Es dient ausschließlich der Information und Diskussion zu aktuellen Themen im Bereich der Erneuerbaren Energien. Die Inhalte des Dokuments wurden von fachkundigen Expert*innen verfasst und sorgfältig recherchiert.

Das Bündnis Bürgerenergie übernimmt jedoch keine Gewähr für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Informationen, die in diesem Dokument enthalten sind. Insbesondere übernimmt das Bündnis Bürgerenergie keine Haftung für eventuelle Schäden oder Verluste, die durch die Verwendung oder Nichtverfügbarkeit der bereitgestellten Informationen entstehen. Die Verwendung der Positionspapiere geschieht daher auf eigene Verantwortung.

Das Bündnis Bürgerenergie behält sich ausdrücklich vor, die Positionspapiere jederzeit ohne vorherige Ankündigung zu ändern, zu ergänzen, zu löschen oder die Veröffentlichung zeitweise oder endgültig einzustellen. Das Bündnis Bürgerenergie übernimmt keine Haftung für direkte oder indirekte Schäden, die durch die Änderung, Ergänzung, Löschung oder zeitweilige bzw. endgültige Einstellung der Positionspapiere entstehen.



Bündnis Bürgerenergie e.V.
Marienstraße 19/20
10117 Berlin