

Überblick:

Empfehlungen des BEE zu den Referentenentwürfen EEG & Netzanschlusspaket

Mehr Tempo, mehr Flexibilität und mehr Effizienz

Stand 22.07.2026

Der Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD setzt einen klaren Rahmen: **Das Potenzial aller Erneuerbaren Energien soll konsequent genutzt, Netze und Speicher systematisch ausgebaut und das Stromsystem flexibilisiert werden.** Die geopolitischen Krisen unterstreichen zudem die Notwendigkeit, den Ausbau der Erneuerbaren zu beschleunigen und die Versorgung resilienter zu gestalten.

Erforderlich ist nun ein integrierter Ansatz, der Erneuerbaren-Ausbau, Kapazitätsmarkt, digitalisierten Netz- und Speicherausbau sowie flexiblen Netzbetrieb intelligent verzahnt. Dabei müssen EEG und Netzpaket als abgestimmtes Reformpaket wirken: Das EEG 2027 muss verlässliche Investitionsbedingungen schaffen sowie bestehende Ausbauziele und Flächenzuweisungen sichern, das Netzpaket muss für eine echte Synchronisierung von Erneuerbaren-Ausbau und Netzausbau sorgen.

Die vorliegenden Entwürfe bleiben deutlich hinter diesem Anspruch zurück. Zentrale Bausteine fehlen oder werden nicht ausreichend berücksichtigt, obwohl sie sich europaweit bewährt haben: Überbauung von Netzverknüpfungspunkten, flächendeckender Smart-Meter-Rollout, physikalische Direktbelieferung der Industrie, Privilegierung von Speichern, regionale Stromnutzung, Stärkung von PPAs, Bürokratieabbau sowie Förderung von Bürgerenergie und Energy Sharing.

Die Branche der Erneuerbaren Energien beschäftigt rund 436.000 Menschen und bereits heute stehen Investitionsentscheidungen in zweistelliger Milliardenhöhe für 2027 und 2028 an^[1]. Sie braucht einen verlässlichen, investitionsfreundlichen und technologieoffenen Rahmen – genau diesen schaffen die vorliegenden Entwürfe jedoch nicht. Im Gegenteil: Nahezu jede Sparte wird erheblich belastet, einzelne Technologien – insbesondere die Solartechnik und die für den ländlichen Raum unverzichtbare Biomasse – sogar wirtschaftlich zurückgedrängt. **Damit geraten nicht nur die Ziele der Energiewende, sondern auch zehntausende Arbeitsplätze und erhebliche regionale Wertschöpfung in Gefahr. Die bislang erfolgreiche Energiewende droht ausgebremst zu werden.**

EEG und Netzpaket müssen daher kurzfristig und aufeinander abgestimmt nachgebessert werden. Entscheidend sind die Beibehaltung der Ausbauziele und -flächen sowie die konsequente Flexibilisierung des Energiesystems durch eine Priorisierung von Großbatteriespeichern, Elektrolyseuren und steuerbaren Biogasanlagen, ein beschleunigter Netzanschluss durch Digitalisierung, Standardisierung und verbindliche Fristen sowie flexible Netzanschlussvereinbarungen. Nur ein kohärentes Gesamtpaket kann Investitionen mobilisieren, Versorgungssicherheit stärken und die Ziele des Koalitionsvertrags erreichen.

Empfehlungen des BEE zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2027

1. Einspeisevergütung für Dach-PV & Wasserkraft <25 kW erhalten und Direktvermarktungspflicht für Anlagen <100 kW streichen

Was sieht der Referentenentwurf vor?

Der Referentenentwurf des BMWF sieht vor, die **Marktprämie und Einspeisevergütung** für Neuanlagen bis 25 kW für PV-Dachanlagen sowie neue Wasserkraftanlagen § 19 ff. EEG nach §20 ff. zu streichen. Ergänzend wird die Schwelle zur verpflichtenden Direktvermarktung auf weit unter 100kW abgesenkt.

Anlagen unterhalb dieser 25 kW sollen künftig **keinen Anspruch** mehr auf eine gesicherte Einspeisevergütung haben. Als Übergangslösung ist lediglich eine befristete Netzbetreiberabnahme von maximal **36 Monaten** ab Inbetriebnahme vorgesehen – danach greift auch für diese Anlagen die Direktvermarktungspflicht (§25 Abs. 1a EEG).

Was bedeutet das für die Branche?

Die Förderung kleiner Anlagen in Form der festen Einspeisevergütung ist für private und gewerbliche Betreiber die zentrale Investitionsvoraussetzung und von einer Überförderung kann keine Rede sein. Ihr Wegfall macht Kleinanlagen unwirtschaftlich und trifft die gesamte Branche: Tausende Handwerksbetriebe verlieren ihre Geschäftsgrundlage, Arbeitsplätze in Industrie und Mittelstand sind unmittelbar bedroht.

Die Direktvermarktungspflicht ist für Kleinanlagen schlicht praxisfremd: Berechnungen u.a. des Fraunhofer ISE belegen, dass eine Direktvermarktung der kleinen Strommengen die notwendigen Erträge aus einer Einspeisevergütung auch im Fall hoher Eigenverbrauchsquoten aufgrund fehlender technischer, prozessualer und wirtschaftlicher Voraussetzungen absehbar nicht ersetzen kann. Weder die vom BMWF vorgesehene auf drei Jahre befristete Übergangszahlung in Höhe von 5,2 Cent je kWh, noch der auf 4 Jahre befristete Direktvermarktungsbonus in Höhe von 1,5 Cent je kWh stellen geeignete Auffangmechanismen dar, um die andernfalls im nächsten Jahr für 20 Jahre gewährte Einspeisevergütung in Höhe von rd. 6,5 bis 7,5 Cent je kWh bei Teileinspeisern und rd. 10 bis 12 Cent je kWh bei Volleinspeisern auch nur ansatzweise zu kompensieren.

Betroffen wären davon gleichermaßen Eigenheimbesitzer:innen, Mieter:innen und Kleingewerbe, die mit Hilfe der Solartechnik ihre Stromkosten senken wollen. Gerade innerstädtische Projekte fallen unter die 25-kW-Schwelle und werden durch den Entwurf wirtschaftlich unrentabel – mit direkten Folgen für Akzeptanz und soziale Teilhabe an der Energiewende. **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.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Die in § 20 ff. EEG vorgesehene **Streichung der Einspeisevergütung für Neuanlagen bis 25 kW sollte zurückgenommen werden.**

Die Einspeisevergütung für neue kleine EE-Systeme wurde in den letzten Jahren bereits stark reduziert. Gleichzeitig wurden geeignete Maßnahmen zur Glättung solarer Mittagsspitzen ergriffen (zuletzt u.a. mit dem Solarspitzenengesetz 2025). Die inzwischen erreichte Fördereffizienz ist ausgesprochen hoch.

Gerade noch verkraftbar wäre im Rahmen der aktuellen EEG-Novelle anstelle der Förderstreichung bestenfalls eine Erhöhung der halbjährlichen Degression der Einspeisevergütung von derzeit ein auf anderthalb, maximal zwei Prozent. Darüber hinaus gehende Spielräume bestehen allein schon vor dem Hintergrund einer bereits rückläufigen PV-Nachfrage im Heimsegment innerhalb der letzten zwei Jahre und erwarteter Kostensteigerungen u.a. aufgrund der geplanten Einführung von Prosumer-Netzentgelten durch die Bundesnetzagentur i. H. von bis zu 150 Euro/Jahr nicht.

Aus den oben beschriebenen Gründen ist auch **die Pflicht zur Direktvermarktung für Kleinanlagen <100kW daher ein untaugliches und praxisfernes Instrument und sollte gestrichen werden.**

2. Stromerzeugung aus Biomasse stabilisieren und Amortisations-Zeiträume für Flexibilitätsinvestitionen verlängern

Was sieht der Referentenentwurf vor?

Der Referentenentwurf hebt das Ausschreibungsvolumen für Biomasse gegenüber dem April-Entwurf zwar auf 1.000 MW für 2027 und 2028 an, verfehlt damit aber die im Koalitionsvertrag versprochene Anschlussperspektive für den deutschen Biogasanlagenpark. Es folgt ein **rapider Abschmelzpfad**: 750 MW in 2029 und 2030, lediglich 500 MW in 2031 und 2032 liegen **weit unter dem tatsächlichen Bedarf**. Die anvisierte Zielleistung von 9,5 GW bietet weniger als der Hälfte der Bestandsanlagen die Chance auf einen Zuschlag. Der Vergütungszeitraum bleibt unverändert. Zusätzlich sieht der Entwurf eine marktferne Begrenzung der Betriebsviertelstunden vor, die so unwirtschaftlich ist, dass sie auch bei einer Erhöhung der Ausschreibungsmengen zu einer Dämpfung der verfügbaren Mengen führen wird.

Was bedeutet das für die Branche?

Flexible Biogasanlagen und andere Bioenergieanlagen sind das Rückgrat eines erneuerbaren Backup-Systems: Sie reduzieren den Bedarf an fossiler Energie, **stabilisieren die Marktwerte** von Wind und Solar und **senken sowohl System- als auch EEG-Förderkosten**. Während der Neubau von Gaskraftwerken mit bis zu 244 €/kW mehr als das Doppelte des europäischen Durchschnitts kostet – und gerade erst durch das StromVKG festgeschrieben wurde –, bietet der Biogasbestand eine hochinnovative und kosteneffiziente Alternative, die der Entwurf systematisch verschenkt.

Mit dem vorgesehenen Abschmelzpfad wird ein Großteil der Bestandsanlagen, insbesondere im ländlichen Raum, nach Auslaufen der Förderperiode vom Netz gehen – die gesicherte

Leistung ist damit unwiederbringlich verloren. Die Begrenzung der Betriebsviertelstunden zwingt Betreiber zur Leistungsreduzierung oder Stilllegung – angesichts des dringenden Bedarfs an steuerbarer Leistung der falsche Weg. Der kurze Vergütungszeitraum macht Investitionen in BHKW, Gas- und Wärmespeicher unwirtschaftlich. Verschärft wird dies durch die gesetzlich vorgeschriebenen Überbauungskapazitäten für eine bedarfsgerechte Flexibilisierung, die das ohnehin knappe Ausschreibungsvolumen weiter unter Druck setzen.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Um die Stromerzeugung aus Biomasse auf dem heutigen Niveau zu halten und die Flexibilisierung voranzutreiben, ist ein Ausschreibungsvolumen von **min. 2500 MW/a bis 2032 zwingend notwendig** (§28c Abs. 2). Ergänzend muss der **Zeitraum für die Anschlussvergütung auf 15 Jahre** verlängert werden – rückwirkend auch für bereits bezuschlagte Anlagen, die Flexibilitätsinvestitionen bereits getätigt haben (vgl. Änderungen an § 39i sowie Stellungnahme der Bioenergieverbände).

Regulatorische Hemmnisse wie der restriktive Maisdeckel sind umgehend zu streichen, um das volle Potenzial des Biogasbestands für die Energiewende auszuschöpfen.

3. Erlösabschöpfung (CfDs) mit Marktwertkorridor und höherer Bagatellgrenze einführen

Was sieht der Referentenentwurf vor?

Der Entwurf sieht einen **zweiseitigen, produktionsabhängigen Contract-for-Difference (CfD)** vor – eine beihilferechtliche Notwendigkeit für die EU-Genehmigung des EEG, dessen Einführung der BEE grundsätzlich begrüßt. Der Vorschlag geht allerdings mit einer Erlösabschöpfung einher, **die unmittelbar greift**, sobald der Jahresmarktwert den anzulegenden Wert auch nur minimal übersteigt – ohne Toleranzpuffer oder Marktwertkorridor. Die Bagatellgrenze liegt bei 100 kW. **PPAs mit Industrie und Mittelstand** werden durch die Abschöpfung auf Basis eines Referenzmarktwertes statt realer Anlagenerlöse in der Praxis **nahezu verunmöglicht**. Ein Wechsel zwischen PPA-Vermarktung und EEG-Förderung ist nicht vorgesehen.

Was bedeutet das für die Branche?

Ein fehlender Marktwertkorridor schadet Anlagenbetreibern auf direktem Weg: Ohne Korridor wird jeder Mehrerlös oberhalb des anzulegenden Wertes sofort abgeschöpft. Das aber ist genau der Anreiz, in einer Ausschreibung niedriger zu bieten: Wer darauf vertrauen kann, bei guten Marktpreisen Mehrerlöse zu erzielen, kann sein Gebot reduzieren – und damit die Ausschreibungskosten insgesamt senken. **Ohne Korridor entfällt dieser Mechanismus.** Betreiber müssen höher bieten, die Förderkosten steigen, und am Ende zahlen Verbraucher mehr. Ein Marktwertkorridor ist damit kein technisches Detail, sondern ein zentrales Instrument für günstigere Strompreise.

Die fehlende PPA-Option ist dabei kein Detailproblem – sie ist ein struktureller Fehler. PPAs sind das zentrale Instrument, um der deutschen Industrie und dem Mittelstand dauerhaft günstigen, grünen Strom zu sichern. **CfDs mit Marktwertkorridor und der Möglichkeit zum Wechsel zwischen PPA und EEG-Förderung sind der entscheidende Hebel für wettbewerbsfähige Strompreise in Deutschland.** Ohne diese Flexibilität bleibt grüner Strom

für industrielle Abnehmer zu teuer – mit direkten Folgen für die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Der BEE fordert eine Ausgestaltung des CfD analog zum Strompreisbremsengesetz (StromPBG) von 2022:

Marktwertkorridor einführen (§21d in Verbindung mit § 23a Anlage 1 Nr. 4): Die Zahlungspflicht darf erst ab einem definierten Aufschlag auf den anzulegenden Wert einsetzen – mit einem Toleranzpuffer, der Direktvermarktungskosten und -risiken abdeckt. Bei Wind- und Solaranlagen ist der Sicherheitszuschlag um 6 Prozent des energieträgerspezifischen Jahresmarktwerts zu erhöhen.

Bagatellgrenze auf 200 kW anheben (§ 21d Abs. 1): Die EU-rechtlich zulässige Bagatellgrenze von 200 kW ist auszuschöpfen – analog zum StromPBG.

PPA-Wechseloption ermöglichen (§ 21e): Anlagenbetreiber müssen mehrfach zwischen langfristiger PPA-Belieferung von Industrie und Mittelstand und der EEG-Förderung wechseln können. Die Regelung muss klar zwischen langfristiger PPA-Vermarktung und kurzfristiger Arbitrage unterscheiden – Ersteres ist zu ermöglichen, Letzteres zu verhindern. PPAs mit Laufzeiten, die eine Projektfinanzierung tragen, müssen als Grundlage anerkannt werden.

4. Direktbelieferung von Industrieanlagen stärken

Was sieht der Referentenentwurf vor?

Der aktuelle EEG-2027-Entwurf greift das Thema der physikalischen Direktbelieferung von Industrieanlagen bislang unzureichend auf. Das geltende Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ (§ 3 Nr. 16) schränkt die Möglichkeiten zur Direktbelieferung über Direktleitungen erheblich ein und verhindert in der Praxis viele wirtschaftlich und netztechnisch sinnvolle Versorgungsmodelle.

Was bedeutet das für die Branche?

Die physikalische Direktbelieferung ist eines der wirksamsten – und bislang ungenutzten – Instrumente für eine wettbewerbsfähige, nachhaltige Industrierversorgung in Deutschland. Unternehmen könnten große Mengen günstigen Erneuerbaren-Stroms direkt und planbar beziehen, ohne Umwege über das öffentliche Netz. Das senkt nicht nur die Stromkosten spürbar, sondern entlastet auch die Netze und senkt die Redispatch-Kosten. Gerade für eine Industrie, die unter hohem Kostendruck steht und dringend auf günstige, grüne Energie angewiesen ist, ist dies ein zentraler Baustein der Energieversorgung.

Das **Kriterium der räumlichen Nähe verhindert genau dieses Potenzial** – dabei ist es sachlich nicht begründet: Die Distanz zwischen Erzeugungsanlage und Abnehmer ergibt sich bereits aus immissionsschutzrechtlichen Vorgaben und wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Die künstliche Einschränkung bremst ein Instrument aus, das Deutschland beim Erhalt seiner industriellen Basis dringend braucht.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Das Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ ist zu streichen. Maßgeblich für die Fördervoraussetzung sollte allein die Belieferung über eine Direktleitung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes sein.

§ 3 Nr. 16: [...] es sei denn, der Strom wird über eine Direktleitung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes an einen oder mehrere Letztverbraucher geliefert.

§ 21b Abs. 2 und Abs. 4 Nr. 2 Buchstabe a und b werden durch folgenden Buchstaben a ersetzt: der Strom wird über eine Direktleitung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes an den Dritten geliefert

5. Pachtdeckel für Wind an Land streichen

Was sieht der Referentenentwurf vor?

Der Referentenentwurf des BMWF führt mit § 36d einen **Pachtdeckel** ein, der sämtliche Grundstücksentgelte für das Inbetriebnahmejahr und die folgenden 19 Kalenderjahre begrenzt. Zahlungen vor Inbetriebnahme können als Pachtäquivalente angerechnet werden – mit der Folge, dass die Obergrenze rechnerisch bereits vor oder kurz nach Inbetriebnahme überschritten sein kann. Bei Verstößen wird eine **zusätzliche Zahlungspflicht** von 50 €/kW installierter Leistung pro Kalenderjahr gegenüber dem Netzbetreiber ausgelöst.

Was bedeutet das für die Branche?

Der Pachtdeckel gefährdet die Wirtschaftlichkeit zukünftiger Projekte unmittelbar. Windenergieanlagen sind standortgebunden – Projekte können nicht auf andere Flächen ausweichen, um der Deckelung zu entgehen. Die pauschale Grenze von 2,5 Prozent ist zu niedrig und berücksichtigt unterschiedliche regionale Grundstücksmärkte, kleinteilige Eigentumsstrukturen sowie notwendige Projektentwicklungskosten nur unzureichend. Durch die Anrechnung als Pachtäquivalente können diese die Obergrenze jedoch bereits vor Inbetriebnahme reißen. Zudem ist die Zahlungspflicht von 50 Euro/kW unverhältnismäßig, da selbst kleine unbeabsichtigte Überschreitungen schon vor Inbetriebnahme beträchtliche wirtschaftliche Belastungen für Projekte auslösen können. **In der Praxis drohen erhebliche finanzielle Risiken bereits in der Projektentwicklungsphase, noch bevor eine Anlage in Betrieb geht.**

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

§ 36d sowie die Regelung zu Zahlungen bei überhöhten Entgelten für die Nutzung von Grundstücken (§ 53a) sind ersatzlos zu streichen.

Der Pachtdeckel ist in der vorliegenden Ausgestaltung nicht umsetzbar. Die Rahmenbedingungen für Wind an Land müssen Planungssicherheit schaffen – nicht neue Haftungsrisiken.

Empfehlungen des BEE zum Netzanschlusspaket

1. Zielgenaue Steuerung statt pauschaler Mehrfachbelastungen

Was sieht der Referentenentwurf vor?

Der Referentenentwurf hält an zentralen Mechanismen des „Redispatch-Vorbehalts“ aus den bisher bekannten Entwürfen des BMWF aus dem April 2026 weitgehend fest: **Netzbetreiber sollen „kapazitätslimitierte Netzgebiete“ ausweisen können, in denen der grundsätzliche Anschlussvorrang für Erneuerbare Energieanlagen entfällt und ein Anteil des abgeregelten Stroms nicht mehr entschädigt werden muss.** Ein Angebot zum Anschluss soll nun an eine vertragliche Vereinbarung mit dem Netzbetreiber geknüpft werden, die auch die anteilig entschädigungsfreie Abregelung [von 10-20%] festlegt. Die Ausweisung netzlimitierter Gebiete soll nun technologiespezifisch für Wind und PV erfolgen.

Darüber hinaus sieht der Gesetzesentwurf ergänzende Mechanismen von erheblicher Tragweite vor. Dazu gehört die bundesweite Begrenzung der Wirkleistung für PV-Freiflächen-Anlagen (70%) und Windanlagen (Generatorleistung zu Rotorfläche von 280 W/m²) sowie die mögliche Einführung eines Baukostenzuschusses für erneuerbare Energieanlagenbetreiber durch die BNetzA.

Was bedeutet das für die Branche?

Das zentrale Anliegen des Netzpakets ist die stärkere Synchronisierung des Netzausbaus mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien. Dafür braucht es neben einem verstärkten Netzausbau: 1) mehr Netztransparenz, 2) die richtigen Anreize für die Dimensionierung der Anlagen, und 3) den verstärkten und gezielten Einsatz von Großbatteriespeichern, um die existierenden Netzkapazitäten besser auszunutzen.

Durch den kumulativen Effekt der nun vorgesehenen Instrumente droht jedoch genau das: **Zusammengenommen stellen sie eine unverhältnismäßige Mehrfachbelastung für erneuerbare Energieprojekte dar.** Es braucht daher dringend eine Gesamtbetrachtung ihrer Wechselwirkungen, die auch Instrumente aus dem EEG, wie die Erlösabschöpfung und geplante Belastungen und Steuerungsinstrumente aus dem AgNES-Prozess der Bundesnetzagentur einbezieht.

Andernfalls wird auch die Wirtschaftlichkeit durch die Summe der Vorschläge massiv gefährdet. Die in der Regel erforderliche Aufnahme von Fremdkapital zur Finanzierung neuer Solaranlagen und Windparks wäre unter diesen Voraussetzungen ebenso erschwert wie ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb. Ein Erreichen der EE-Ausbauziele wäre unter diesen Umständen kaum möglich, die Existenz zehntausender Jobs und zahlreicher Unternehmen wäre gefährdet.

Zudem verlagert der Entwurf wesentliche Entscheidungsspielräume auf die Netzbetreiber, ohne diese mit hinreichenden Kontroll- und Ausbaupflichtungen zu flankieren. Deutlich wird dies insbesondere bei der Definition der „kapazitätslimitierten Netzgebiete“. Eine unabhängige Prüf- oder Kontrollinstanz fehlt, sodass Anlagenbetreiber den Festlegungen der Netzbetreiber weitgehend ausgeliefert sind. Verschärft wird dieses Ungleichgewicht dadurch, dass die Pflicht zum vorrangigen Netzausbau weder mit einer verbindlichen Frist, noch mit Sanktionen bei Nichterfüllung hinterlegt ist.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Um eine tatsächliche regionale Steuerungswirkung zu erzielen, ohne die Wirtschaftlichkeit der Projekte und die Ausbauziele zu gefährden, bedarf es eines zielgenaueren Instruments. **Der BEE empfiehlt daher, die entschädigungsfreie Abregelung (Redispatch-Vorbehalt) gänzlich zu streichen und die Limitierung der maximalen Wirkleistungseinspeisung nur in „kapazitätslimitierten Netzgebieten“ verpflichtend zu machen.**

2. Bestehende Netze besser nutzen - Recht auf Überbauung stärken durch FCAs

Was sieht der Referentenentwurf vor?

Um Netzausbaukosten zu sparen und damit die Systemkosten insgesamt zu senken, ist neben dem zügigen Netzausbau die effektivere Nutzung der bestehenden Netze ein zentraler Lösungsansatz. Dieser wird jedoch im Gesetzesentwurf bislang nicht ausreichend berücksichtigt. Dabei könnte eine Förderung der Überbauung von Netzverknüpfungspunkten maßgeblich zur flächendeckenden effektiveren Nutzung der Netze beitragen. Überbauung meint dabei zweierlei: zum einen die gemeinsame Nutzung eines Netzverknüpfungspunkts durch komplementäre Erneuerbare Erzeuger sowie Verbraucher, zum anderen die leistungsmäßige Überbauung eines Netzanschlusses durch eine oder mehrere Anlagen.

Was bedeutet das für die Branche?

Bislang besteht für die Betreiber Erneuerbarer Energieanlagen kein explizites Recht auf eine Überbauung. Dabei ist genau dies ein zentrales Instrument, um die Kosteneffizienz im System zu steigern. Besonders wichtig ist es als Schlüsselinstrument bei der Colocation von Speichern mit Erzeugungsanlagen sowie bei der Prosumption, um Batteriespeicher effektiv und kostengünstig ins Netz und Stromsystem zu integrieren. Ohne ein solches Recht auf Überbauung werden Effizienzpotenziale und Einsparungen in Milliardenhöhe nicht gehoben.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Um Netzverknüpfungspunkte überbauen zu können, braucht es verpflichtende Angebote von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen (FCAs) seitens der Netzbetreiber, während ihre Inanspruchnahme für Anlagenbetreiber freiwillig bleiben muss. Indem mehrere Anlagen oder Verbraucher gemeinsam einen bestehenden NVP nutzen, kann vorhandene Netzinfrastruktur deutlich effizienter ausgelastet werden.

Das Instrument ermöglicht effiziente, technologieübergreifende Kombinationen, etwa Photovoltaik mit Batteriespeicher, Wind mit Elektrolyseuren oder flexible Biogas- und Wasserkraftanlagen, da sich deren Einspeiseprofile häufig ergänzen. **Flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCAs) bilden dabei das vertragliche und technische Fundament der NVP-Überbauung.** FCAs ermöglichen die gemeinsame Nutzung des NVPs, die vertragliche Festlegung von Abregelungsbedingungen, die Kombination von Erzeugung und Speicherung am selben Netzverknüpfungspunkt (sog. Cable Pooling) und eine bessere Netzplanung für den Netzbetreiber, da nur eine fest vereinbarte Kapazität ganzjährig vorgehalten werden muss.

Für Batteriespeicher ist zudem entscheidend, dass Netzbetreiber nach § 17 Abs. 2a EnWG-Batteriespeicher an bestehenden NVP nicht nur nicht mehr ablehnen dürfen, sondern ihnen vorrangig auch Bezugsleistung zur Verfügung stellen müssen. Nur so können Batteriespeicher wirtschaftlich betrieben werden und ihren vollen Nutzen für das Stromsystem entfalten.

Änderungsvorschläge:

§8a Abs 2 EEG:

(2) In der flexiblen Netzanschlussvereinbarung sind insbesondere Regelungen zu treffen über:

1.–6. [wie bisher]

7. ein Messkonzept zur Ermittlung der Einspeisungsmengen im Kontext unterschiedlicher verwendender Erzeugungstechnologien am gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt.

(3) ...

(4) Bei Teilabbau oder Stilllegung von Anlagen (Bestand) kann der hinzukommende Anlagenbetreiber dessen Einspeiseleistung auch weiterhin nutzen.

(5) Der Netzbetreiber muss dem Anlagenbetreiber Informationen über bereits bestehende naheliegende NVP, deren Netzkapazität, installierte Nennleistung und angeschlossene Erzeugungstechnologie, sowie angeschlossenen Anlagenbetreiber zur Verfügung in dem Maße zur Verfügung stellen, sodass eine Anfrage zur gemeinsamen Nutzung der anliegenden Anschlussleistung möglich wird.

§ 17 Absatz 2 EnWG:

Betreiber von Energieversorgungsnetzen können einen Netzanschluss nach Absatz 1 Satz 1 verweigern, soweit sie nachweisen, dass ihnen die Gewährung des Netzanschlusses aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen unter Berücksichtigung des Zwecks des § 1 nicht möglich oder nicht zumutbar ist. *Verfügt der anzuzeigende Netzverknüpfungspunkt nicht über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung, so ist hierauf hinzuweisen und anzuzeigen, dass die Möglichkeit zum Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach § 17 Absatz 2b dieses Gesetzes oder § 8a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes besteht....*

§17 Absatz 2b EnWG:

Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, dem Anschlussbegehrenden auf Anfrage eine flexible Netzanschlussvereinbarung nach Absatz 2b anzubieten. Eine Ablehnung ist nur aus technischen Gründen zulässig und bedarf der schriftlichen Begründung nach Maßgabe des § 17 Abs. 2.

3. Einspeisung flexibilisieren - Am NVP statt an der Anlage abregeln

Was sieht der Referentenentwurf vor?

Bislang sieht der Gesetzesentwurf keine Regelung vor, dass im Falle temporärer Netzengpässe am Netzverknüpfungspunkt und nicht an der EE-Anlage selbst abgeregelt wird. Damit werden auch Eigenverbrauch und eine Zwischenspeicherung des EE-Stroms unterbunden, was Betreiber massiv beeinträchtigt und auch klimapolitisch nicht gewollt sein kann.

Was bedeutet das für die Branche?

Auf diese Weise kommt das Redispatch-Aufkommen zustande, das steigt, je weiter sich der Ausbau der Netze verzögert. **Um Kosten einzusparen und Redispatch-Mengen zu reduzieren, könnten Anlagenbetreiber ihre Einspeisung selbst flexibilisieren, z.B. durch Speicher oder Sektorkopplung.** Das aktuelle Recht steht dieser flexiblen Einspeisung jedoch entgegen. So ist es bislang in der Praxis unmöglich, Strom aus EE-Anlagen bei Netzengpässen z.B. in einen benachbarten Batteriespeicher zwischenzuspeichern (Co-Location).

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Um Redispatch-Mengen zu reduzieren, sollte die Abregelungsmaßnahme direkt am NVP statt an der Anlage möglich sein. Der Betreiber soll wählen können, ob an die Anlage oder am Netzverknüpfungspunkt abregelt werden soll.

So werden z.B. co-located Speicher ermöglicht. Dazu wäre eine Anpassung an §13a EnWG erforderlich.

Änderungsvorschlag:

Erweiterung § 13 a Abs.1 EnWG:

„Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt, die Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen, sowie von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind und Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen, sind verpflichtet, auf Aufforderung durch den Betreiber von Übertragungsnetzen die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder Einspeisung am Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden. Bei der Inbetriebnahme der Anlage muss der Betreiber einmalig festlegen, welche Größe begrenzt werden soll: die Erzeugung oder die Einspeisung....“

Dementsprechend **Ergänzung der §13 Abs.1, §14 Abs.1c EnWG, §34 Abs. 1 MsbG** mit dem Begriff „Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung“, und Klarstellung in §9 EEG.

4. Digitalisierung der Netzinfrastruktur voranbringen

Was sieht der Referentenentwurf vor?

Ein zentraler Ansatzpunkt für den effizienteren und intelligenteren Betrieb der Netze ist eine umfassende Digitalisierung der Netzinfrastruktur. Die Maßnahmen zur Digitalisierung im Entwurf zielen auf ein digitales Anschlussverfahren und die digitale Bereitstellung von Kapazitäts-, Status- und Gebietsdaten. Die „intelligente“ Digitalisierung der Netzinfrastruktur selbst, die eine bessere Auslastung bestehender Netze ermöglichen würde, fehlt jedoch weitgehend. Der Entwurf bleibt somit in der Ausgestaltung weit hinter den notwendigen Reformen zurück.

Zwar weisen die Ankündigungen des „Verteilnetzpakets“ in die richtige Richtung, doch sind auch hier die angekündigten Maßnahmen nicht ausreichend. Zudem bedarf es bereits jetzt einer sorgsamten Abstimmung mit den Mechanismen des Netzpakets.

Was bedeutet das für die Branche?

Der Reformbedarf bei der Digitalisierung ist umfassend und geht dabei weit über singuläre Maßnahmen hinaus. Ein optimaler Betrieb des Netzes ist nicht leistbar, wenn der überwiegende Teil der Bewirtschaftung des Netzes noch analog – also im Blindflug - erfolgt. Vor dem Hintergrund eines zunehmend durch Engpässe im Verteilnetz verursachten Redispatchbedarfs ist dies nicht mehr tolerabel. Das Verteilnetz muss digital werden, um den Netzbetrieb zu optimieren.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Eine **gute Durchdringung von intelligenten Zählern** (Smart-Meter-Gateway und intelligente Messsysteme) **und digitalen Ortstrafostationen** schafft die Grundvoraussetzung für einen effizienten Netzbetrieb und die marktliche Integration von Prosumern. Redispatchmengen und -kosten könnten effektiv reduziert und mittelfristig Netzausbaukosten eingespart werden. Innovative Betriebskonzepte, also Methoden der Netzführung, die es erlauben, bestehende Betriebsmittel effizienter zu nutzen, können so angewandt werden. Reaktive bzw. kurative Netzführung erlaubt es, vorhandene Kapazitäten stärker auszulasten.

Harmonisierte Netzausbaupläne und digitale Netzzwillinge können die Netzplanung und den Netzbetrieb erleichtern, indem sie ein bisher nicht nutzbares Flexibilisierungspotenzial heben, für eine bessere Integration der Erneuerbaren sorgen und so Netzausbaukosten senken. Hierfür sind regulatorische Maßnahmen erforderlich – insbesondere die Anpassung und verpflichtende Harmonisierung von §12b EnWG sowie die Stärkung der Verteilnetzplanung nach §14d EnWG. Eine abgestimmte Verzahnung von Netzentwicklungsplan und Netzausbauplänen würde Planungssicherheit schaffen und Systemkosten nachhaltig senken.

5. Nutzen statt Abregeln (§13k EnWG) stärken

Was sieht der Referentenentwurf vor?

Bislang sieht der Referentenentwurf keine Regelung vor. Damit braucht es nun dringend Klarheit, denn das im Zuge der EnWG-Reform im November 2023 eingeführte Instrument des §13k EnWG “Nutzen statt Abregeln” befindet sich aktuell in der Erprobungsphase und startet im Oktober mit dem Zielmodell. Der BEE attestierte bereits zu Beginn des Prozesses eine prinzipielle Eignung des Instruments, um eine Reduktion der Abregelung der EE-Mengen/Redispatchmengen zu bewirken. Die Grundidee ist dabei so einfach wie verständlich. Übertragungsnetzbetreiber weisen in festgelegten Netzengpassgebieten/Entlastungsregionen potenziell abzuregelnde Mengen in bestimmten Zeitfenstern im Voraus aus. Teilnehmer bzw. “zusätzliche Verbraucher” fahren in diesen Zeiten ihren Verbrauch hoch und nehmen so den andernfalls abzuregelnden Strom auf. Für die Bereitstellung dieser Leistung werden die Verbraucher entsprechend vergütet und der Redispatchbedarf sinkt.

Was bedeutet das für die Branche?

Bisher verhindert die Definition der “Zusätzlichkeit”, bzw. die Zusätzlichkeitskriterien - i.e. wann ein zusätzlich angereizter Verbrauch wirklich zusätzlich erfolgt und so zur Entlastung des

jeweiligen Netzgebiets führt - nach wie vor eine effektive Nutzung dieses Instruments. So bleibt das Instrument "Nutzen statt Abregeln" mangels Teilnehmer weit hinter seinem Potential zurück.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Konkret bedarf es zweier Anpassungen durch die BNetzA. Zum einen müssen die Zusätzlichkeitskriterien weniger restriktiv ausgestaltet werden, um mehr Verbrauchern die Teilnahme zu ermöglichen. Zum anderen, und damit einhergehend, muss die Wirtschaftlichkeit für Teilnehmer erhöht werden, indem die Teilnahme an anderen Vermarktungsoptionen außerhalb des 13k ermöglicht wird. Mit einer entsprechend ausgestalteten Novelle des §13k EnWG könnte dieses bereits vorhandene Instrument einen wirkungsvollen Beitrag zur Reduzierung des negativen Redispatch Bedarfs beitragen. Das BMWi muss dafür eine Novellierung des §13k EnWG vornehmen und die BNetzA mit der Neufestlegung der Zusätzlichkeitskriterien beauftragen, sowie die Evaluierung bereits auf die Erprobungsphase vorziehen.

Änderungsvorschlag:

Ergänzung des bestehenden §13k EnWG wie folgt...

(3) ...Die Bundesregierung kann die Regulierungsbehörde jederzeit mit der Anpassung der Kriterien bezüglich der Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs beauftragen, sollte die Anwendung der Maßnahme durch unzureichende Teilnahme zusätzlicher Verbraucher den Einsatz von Mitteln zur Reduzierung strombedingter Engpässe in den ausgewiesenen Entlastungsgebieten nicht verringern. Die Regulierungsbehörde ist dabei zur Beteiligung der relevanten Stakeholder aufgerufen.

(9) Erstmals zum 01.01.2027 legen die Betreiber der Übertragungsnetze mit Regelzonenverantwortung einen detaillierten Bericht zur bisherigen Anwendung der Maßnahme vor, wobei dieser ebenfalls die Erprobungsphase abbildet. Die Regulierungsbehörde legt auf dieser Basis ebenfalls einen Bericht gegebenenfalls mit Empfehlungen für Anpassungen der Anwendungen der Maßnahme vor. Zum 1. Juli 2028 und anschließend alle zwei Jahre evaluieren die Betreiber der Übertragungsnetze mit Regelzonenverantwortung die Anwendung der Maßnahme nach den Absätzen 1 bis 7 und legen einen Bericht vor. Satz 1 ist für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, die von der Möglichkeit nach Absatz 8 seit mindestens zwölf Monaten Gebrauch machen, mit der Maßgabe anzuwenden, dass sie die Anwendung der Maßnahme nach Absatz 8 evaluieren. Die Regulierungsbehörde legt auf dieser Basis ebenfalls einen Bericht gegebenenfalls mit Empfehlungen für Anpassungen der Anwendungen der Maßnahme vor.

[1] allein für Niedersachsen wurden in einer repräsentativen Umfrage Investitionenspläne mit einem Gesamtvolumen von 32 Mrd. Euro gemeldet



Impressum

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

Tel.: 030 2758 1700

info@bee-ev.de

www.bee-ev.de

V.i.S.d.P. Dr. Christine Falken-Großer

Haftungshinweis

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

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

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

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

Datum

22. Juli 2026