

# Empfehlungen des BEE zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetz 2027

## Mehr Tempo, mehr Flexibilität und mehr Effizienz

Der Koalitionsvertrag bekennt sich zur Energiewende und zum Ausbau der Erneuerbaren. Angekündigt wird ein systemischer Ansatz aus dem Zusammenspiel von Erneuerbaren, Kraftwerksstrategie, Netz- und Speicherausbau, Flexibilitäten und effizientem Netzbetrieb. Nach der Vorlage des Monitoringberichtes zur Energiewende wurde in den Zehn Schlüsselmaßnahmen system- und marktorientierter Ausbau der Erneuerbaren Energien angekündigt.

Inzwischen hat die Bundesregierung in der Rechenzentrumsstrategie und der Chemie-Agenda das Bekenntnis zum Ausbau der Erneuerbaren Energien untermauert. Mit dem Klimaschutzplan wurden weitere Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus, insbesondere der Windenergie an Land, vereinbart. Die EU hat inzwischen angekündigt, der infolge des Irankrieges ausgelöste fossile Energie(preis)krise u.a. durch eine Elektrifizierungsstrategie zu begegnen und wird dabei ebenfalls auf einen beschleunigten Ausbau Erneuerbarer Energien setzen.

In diesem Kontext muss das EEG 2027 einen Rahmen für Investitionen in Erneuerbare, Flexibilitäten und Netze schaffen. Die Energiewende kann noch effizienter, marktgerechter und schneller erfolgen, wenn bei der anstehenden Novelle des EEG, des Netzpaketes und der übrigen regulatorischen Rahmenbedingungen jetzt die richtigen Voraussetzungen dafür geschaffen werden.

Im Entwurf fehlen wichtige Zusagen aus dem Koalitionsvertrag, die teilweise bereits in den Zehn Schlüsselmaßnahmen zum Monitoringbericht aufgegriffen waren. Dazu zählen: Überbauung am Netzverknüpfungspunkt, Rollout Smart Meter, physikalische Direktbelieferung der Industrie, Privilegierung von Speichern, regionale Nutzung von Strom und die verbesserte Nutzung von PPA, Entbürokratisierung, Bürgerenergie und Energy-Sharing.

Der Hochlauf von Flexibilitäten ist die Voraussetzung dafür, dass eine größere Systemdienlichkeit der Erzeugung ermöglicht wird. Deshalb muss es schnelle Priorisierungen für den Ausbau von Großbatteriespeichern, Elektrolyseuren und ein ausreichendes Volumen an steuerbaren Biogasanlagen geben.

Den Flaschenhals Netzanschlussprozess lässt sich durch Digitalisierung, Standardisierung, Transparenz, FCAs für steuerbare Erneuerbare und verbindliche Fristen auflösen. Die technischen Anschlussbedingungen (Trafos, Schaltschränke, Messtechnik, etc.) müssen dabei standardisiert werden.

Eine Erleichterung der netzdienlichen Nutzung von EE-Strom vor der Netzeinspeisung stärkt die Effizienz, spart Redispatchkosten und schafft regionale Wertschöpfung.

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

Die Energiewende und der Ausbau Erneuerbarer Energien sollte verbrauchs- und bürgernah erfolgen. PV-Dachanlagen im Heim- und Gewerbesegment bieten Privathaushalten und mittelständischen Betrieben Zugang zu preiswerter Energie und sind für viele Bürgerinnen und

Bürger der Einstieg in Elektromobilität, Heimspeicher und Wärmepumpe. Die Gewährung einer EEG-Einspeisevergütung ist für die Mehrzahl privater und gewerblicher Akteure eine unverzichtbare Investitionsvoraussetzung. PV-Dachanlagen liegen bei einer Gesamtkostenbetrachtung bezüglich ihrer Kosteneffizienz durch Eigenverbrauchsvorteile und eingesparte Netzausbaukosten in der gleichen Größenordnung wie Solarparks.

Noch dazu ist die PV-Dachanlagen-Branche in vielen Regionen Deutschlands Motor für Arbeitsplätze und Wertschöpfung. Das Aus einer EEG-Einspeisevergütung und ein damit einhergehender Rückgang im Ausbau von PV-Dachanlagen entzieht nicht nur tausenden Handwerksbetrieben die Kundschaft und Geschäftsgrundlage. Auch tausende Arbeitsplätze in Industrie und Mittelstand, z.B. in der Herstellung von Unterkonstruktionen sind bedroht.

Auch der damit einhergehende Förderstopp für Wasserkraftanlagen <25 kW ist nicht nachvollziehbar. Er betrifft mehr als 50% der rund 7.300 heimischen Wasserkraftanlagen und würde die Ertüchtigung und den Neubau kleiner Wasserkraftanlagen vollständig ausbremsen. Die Wasserkraft hat eine wichtige Aufgabe im EE-Mix, da sie das ganze Jahr stetig und verlässlich verfügbar ist, die Netze stabilisiert und für mehr Versorgungssicherheit und Krisen-Resilienz sorgt. Statt des Förderstopps für kleine Wasserkraftanlagen braucht es neue Vergütungsanreize für eine systemdienliche Fahrweise.

Neben der vom BMWF geplante Streichung der Marktprämie für neue Anlagen <25 kW würde auch die vorgesehene Absenkung der Schwelle zur verpflichtenden Direktvermarktung den Ausbau neuer PV-Dächer im Heim- und Kleingewerbesegment sowie den Neubau und die Ertüchtigung kleiner Wasserkraftanlagen auf einen Bruchteil schrumpfen lassen. Für die Direktvermarktung wurden von den Netzbetreibern bislang meist weder die technischen Voraussetzungen geschaffen noch die erforderlichen Marktkommunikationsprozesse beherrscht. Noch dazu sind neue Kleinanlagen aufgrund ihrer geringen Einspeiseleistung für Direktvermarkter wirtschaftlich unattraktiv, sodass Betreiber in der Regel keinen geeigneten Vermarktungspartner finden werden.

### **Empfehlung:**

Die Einspeisevergütung für neue kleine EE-Systeme wurde in den letzten Jahren bereits stark reduziert (zuletzt u.a. mit dem Solarspitzengesetz 2025). Die Fördereffizienz ist daher ausgesprochen hoch. Die in §20 ff. vorgesehene Streichung der Marktprämie bzw. Einspeisevergütung für Neuanlagen bis 25 kW sollte zurückgenommen werden.

Aus den beschriebenen Gründen ist die Pflicht zur Direktvermarktung für Kleinanlagen ein untaugliches und praxisfernes Instrument und sollte gestrichen werden.

## **2. Stromerzeugung aus Biomasse stabilisieren und Amortisationszeiträume für Flexibilitätsinvestitionen verlängern**

Flexible Biogasanlagen sind das Rückgrat eines erneuerbaren Back-Ups für kosteneffiziente, fossilfreie Versorgungssicherheit: Sie reduzieren den Bedarf neuer Gaskraftwerke und stabilisieren die Marktwerte von Wind und Solar. Eine konsequente Flexibilisierung senkt damit sowohl System- als auch EEG-Förderkosten.

Der EEG-2027-Entwurf verfehlt dieses Ziel in drei Punkten: Das Ausschreibungsvolumen von nur 500 MW/a bleibt weit unter dem tatsächlichen Bedarf. Die Vergütungsdauer von 12 Jahren

ist zu kurz, um Investitionen in BHKW, Gas- und Wärmespeicher zu amortisieren. Und eine verlässliche Investitionsgrundlage fehlt vollständig.

Die Folge: Ein Großteil der Bestandsanlagen wird nach Auslaufen der Förderperiode vom Netz gehen – und die damit verbundene gesicherte Leistung ist unwiederbringlich verloren.

#### **Empfehlung:**

Allein um die Stromerzeugung aus Biomasse auf dem heutigen Niveau zu halten und Biogasanlagen durch zusätzliche Blockheizkraftwerke auf die flexible Stromerzeugung umzurüsten, ist ein Volumen von mindestens 2.500 MW/a bis 2032 zwingend notwendig.

Darüber hinaus sollte der Vergütungszeitraum auf 15 Jahre verlängert werden – und zwar rückwirkend auch für bereits bezuschlagte Anlagen, die entsprechende Zusatzinvestitionen bereits getätigt haben.

#### **Änderungsvorschlag:**

##### **§ 28c Absatz 2:**

(2) Das Ausschreibungsvolumen beträgt in den Jahren 2027 bis 2032 jeweils 2.500 Megawatt zu installierende Leistung. [...]

##### **Verlängerung des Amortisationszeitraumes - Änderungen an § 39i**

vgl. Stellungnahme des Fachverbands Biogas e.V.

### **3. Ausschreibungsvolumen für Windenergieanlagen um 12 GW erhöhen**

Die Koalitionsfraktionen haben im Klimaschutzplan vereinbart, zusätzlichen 12 GW Windenergieleistung auszuschreiben, die 2030 einen Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Einsparung leisten sollen. Um dies zu erreichen, müssen die 12 GW bereits in den Jahren 2027 und 2028 bezuschlagt sein. Deshalb muss das zusätzliche Volumen auf die regulären Ausschreibungen in 2027 und 2028 aufgeschlagen werden.

#### **Empfehlung:**

Um das vereinbarte Ziel von zusätzlichen 12 GW Windenergieleistung zu erreichen, muss das jährliche Ausschreibungsvolumen im EEG 2027 für die Jahre 2027 und 2028 auf jeweils mindestens 16.000 Megawatt erhöht werden.

#### **Änderungsvorschlag:**

##### **§ 28 Absatz 2:**

(2) Das Ausschreibungsvolumen beträgt in den Jahren 2027 bis 2028 jeweils 16.000 Megawatt zu installierende Leistung und in den Jahren 2029 bis 2032 jeweils 10.000 Megawatt zu installierende Leistung. [...]

### **4. Erlösabschöpfung (CfDs) mit Marktwertkorridor und höherer Bagatellgrenze einführen**

Die Einführung einer Erlösabschöpfung ist Bedingung für die Erneuerung der beihilferechtlichen Genehmigung des EEG bei der EU-Kommission. Der BEE begrüßt die geplante Einführung eines produktionsabhängigen Contracts-for-Difference (CfD).

Die Ausgestaltung der zweiseitigen CfDs muss praxisnah erfolgen und das Risiko für alle Beteiligten – von finanzstarken Investoren über mittelständische Projektierer bis hin zu

Bürgerenergieprojekten – kalkulierbar halten. Der BEE wirbt jedoch dafür, bei der Erlösabschöpfung einen Marktwertkorridor einzuführen. Ohne Korridor setzt die Abschöpfung unmittelbar ein, sobald der Jahresmarktwert den anzulegenden Wert auch nur minimal übersteigt. So steigen im Falle höherer Strompreise die Kosten und Risiken der Direktvermarkter und die entsprechenden Dienstleistungsentgelte, welche die Anlagenbetreiber für die Direktvermarktung zahlen.

Ein relativer Marktwertkorridor, ähnlich zu §18 StromPBG von 2022, stellt sicher, dass diese Kosten und Risiken geringgehalten werden und nicht unterhalb der eigentlichen Vergütungshöhe abgeschöpft wird. Ohne Marktwertkorridor würden Banken und Betreiber dieses Risiko immer einpreisen müssen, unabhängig davon ob jemals eine Abschöpfung stattfindet oder nicht. In der Folge steigen Ausschreibungskosten und Stromkosten für Verbraucher insgesamt.

Auch die Netzstabilität würde von einem Marktwertkorridor profitieren. Betreiber hätten weniger Anreiz, Anlagen bei knapp über dem anzulegenden Wert liegenden Preisen abzuschalten, um einer Abschöpfung zu entgehen.

Das EEG 2027 muss PPAs für Belieferungen von Industrie und Mittelstand ermöglichen, nicht verhindern. Anlagenbetreiber müssen die Möglichkeit haben, für industrielle und mittelständische Abnehmer langfristig aus der EEG-Förderung in die sonstige Direktvermarktung zu wechseln. PPAs werden regelmäßig langfristig abgeschlossen, oft aber mit einer Laufzeit von nicht mehr als 5 Jahren, was dann keine Grundlage für eine Finanzierung darstellen kann. Es bedarf der Planungssicherheit auf beiden Seiten. Zugleich braucht es klare Leitplanken gegen kurzfristige Wechsel- und Optimierungsstrategien. Die Regelung muss daher zwischen langfristiger PPA-basierter Belieferung von Industrie und Mittelstand, die ermöglicht werden sollte, und kurzfristiger Arbitrage zwischen EEG-Förderung und Markt unterscheiden.

### **Empfehlungen:**

Der BEE wirbt dafür, sich bei der Einführung eines produktionsabhängigen CfDs am Strompreisbremsengesetz (StromPBG) von 2022 zu orientieren.

Das StromPBG sah zum einen einen Marktwertkorridor mit Cap und Floor vor. Der Vorteil eines Marktwertkorridors liegt darin, dass er Anreize für netz- und marktdienliches Verhalten sowie zur Betriebsoptimierung schafft und so die Systemeffizienz und Stromkosten positiv beeinflusst. Ein Marktwertkorridor sollte auch im EEG 2027 eingeführt werden.

Zum anderen sah das (StromPBG) eine deutlich höhere Bagatellgrenze von 1 Megawatt vor. Der BEE wirbt dafür, die EU-rechtlich zulässige Bagatellgrenze von 200 Kilowatt einzuführen.

Um die Finanzierung von EE-Projekten auch bei einer Belieferung der Industrie per PPA zu ermöglichen, muss ein Wechsel aus der sonstigen Direktvermarktung (für langfristige PPAs mit Industrie) zurück ins EEG möglich sein.

### **Änderungsvorschlag:**

#### **Einführung eines produktionsabhängigen CfDs mit Marktwertkorridor - § 20a:**

In §20a Abs. 1 EEG 2027 sollte eine Korridorformulierung ergänzt werden, die den Refinanzierungsbeitrag erst ab einem definierten Aufschlag auf den anzulegenden Wert

auslöst — analog zur Erlösobergrenze des §16 StromPBG, aber mit einem Toleranzpuffer. Konkret könnte formuliert werden:

*„Die Zahlungspflicht nach Satz 1 entsteht nur, soweit der Jahresmarktwert den anzulegenden Wert um mehr als [X] Cent je Kilowattstunde übersteigt. Der Refinanzierungsbeitrag bemisst sich nach dem die Summe aus anzulegendem Wert und Marktwertkorridor übersteigenden Betrag.“*

*“Bei Windenergieanlagen und Solaranlagen ist Absatz 1 mit folgenden Maßgaben anzuwenden: Der Sicherheitszuschlag nach obigem Absatz erhöht sich um 6 Prozent des Mittelwerts des jeweiligen energieträgerspezifischen Jahresmarktwerts nach.“*

#### **Bagatellgrenze - § 20a Abs. 2:**

„Die Zahlungspflicht nach Absatz 1 besteht nicht für erzeugte und in das Netz eingespeiste Strommengen, aus Biomasseanlagen, ausgenommen Klär- und Deponiegasanlagen, **Wasserkraftanlagen** und aus Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 200 Kilowatt.

***Mehrfacher Wechsel aus der sonstigen Direktvermarktung (für langfristige PPAs mit Industrie und Mittelstand) zurück in das EEG ermöglichen in § 20b***

## 5. Direktbelieferung von Industrieanlagen stärken

Durch Direktbelieferungsverträge kann die Industrie große Mengen an günstigem Strom aus erneuerbaren Energien direkt nutzen. Damit erhalten Unternehmen nicht nur die Möglichkeit, ihre Stromkosten deutlich zu reduzieren und planbar zu gestalten – zusätzlich würden auch die Netze entlastet und das Redispatch-Aufkommen reduziert. Der aktuelle EEG-2027-Entwurf greift dieses Thema bislang unzureichend auf.

#### **Empfehlung:**

Um die Direktbelieferung von Industrieanlagen zu stärken, sollte das Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ gestrichen werden, denn die Distanz der Anlagen zum abnehmenden Unternehmen ergibt sich bereits aus immissionsschutzrechtlichen Gründen und aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten.

#### **Änderungsvorschlag:**

##### **§ 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. 4 Nr. 2 Buchstabe a und b wird durch folgenden Buchstaben a ersetzt:**

a) der Strom über eine Direktleitung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes an den Dritten geliefert wird