

EEG 2027

5 Prioritäten für Marktintegration und Flexibilität.

24. September 2026

Das EEG 2027 sollte die **Marktintegration** kleiner Erneuerbaren-Anlagen beschleunigen, **Flexibilitäten** erschließen und zu einer **Reduktion regulatorischer Komplexität** führen – dafür müssen **in den parlamentarischen Beratungen 5 klare Prioritäten** angesprochen werden:

- 1 **Anlagen in der Festvergütung sollten abgeregelt werden - Anlagen in der Direktvermarktung nicht.**
- 2 **Marktpremie und Pauschaloption sollten für Anlagen <25 kW als Brücke in den Markt erhalten bleiben, auf neue Übergangsmodelle verzichtet werden.**
- 3 **Die Steuerung der Direktvermarktung muss weiterhin technologieoffen über das HEMS möglich sein.**
- 4 **Grau- und Grünstrom müssen dauerhaft unkompliziert abgrenzbar sein.**
- 5 **Auch Heimspeicher ohne PV-Anlage müssen einfach anzuschließen sein.**

Schon heute werden **zehntausende Anlagen** von Enpal in der **Direktvermarktung** betrieben. Wir zeigen damit, dass die **Direktvermarktung kleiner Anlagen im Massengeschäft möglich** ist. Prozesse und Regulatorik für die Direktvermarktung kleiner Anlagen sind da, die Transaktionskosten aktuell aber noch hoch – dies liegt in erster Linie daran, dass bestehende Prozesse noch nicht von allen Netzbetreibern umgesetzt werden. Enpal hat die klare Ambition, möglichst alle seiner Prosumer-Anlagen so schnell wie möglich in die Direktvermarktung zu überführen, Haushaltskunden zu echten Marktteilnehmenden zu machen und dadurch Börsenstrompreise zu senken.

1 Anlagen in der Festvergütung sollten abgeregelt werden - Anlagen in der Direktvermarktung nicht.

Der Entwurf sieht vor, die Einspeisung von PV-Anlagen <100 Kilowatt (kW) dauerhaft auf 50 Prozent der installierten PV-Leistung zu begrenzen (vgl. § 9 Abs. 2b EEG-2027-GE). Die Regelung erfasst sämtliche Einspeisungen hinter dem Netzverknüpfungspunkt, also auch Heimspeicher und bidirektionale Elektrofahrzeuge. Die geplante Begrenzung soll unabhängig davon gelten, ob Anlagen in der Direktvermarktung auf Preissignale reagieren oder über intelligente Messsysteme steuerbar sind. **Sie begrenzt damit Anlagen, die keine Solarspitzen verursachen und behindert Flexibilität und Marktintegration.** Sie begrenzt dauerhaft den börsenstrompreisdämpfenden Effekt von Flexibilitäten, die Strom genau dann in den Markt bringen, wenn er knapp und teuer ist, etwa in den Abendstunden. Die Begrenzung verringert bei im Marktpremienmodell betriebenen Anlagen auch nicht die potenziell förderfähigen Mengen, sondern lediglich die Spitzenleistung der Einspeisung – sie **entlastet den Bundeshaushalt dadurch nicht**. Die Wirkleistungsreduzierung begrenzt die Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt, nicht die erzeugte Strommenge. Ist ein ausreichend großer Speicher vorhanden, geht praktisch keine Kilowattstunde verloren: Was mittags über der Grenze liegt, wird zwischengespeichert und später eingespeist. Die mit der Marktpremie zu vergütende Menge bleibt im Wesentlichen gleich. Die Verbände **BDEW und VDA (u.a.) sowie eine breite Unternehmensallianz aus E.ON, Enpal, DHL, Tesla und Elli (Volkswagen Group)** sprechen sich daher **klar gegen** die geplante **Wirkleistungsbegrenzung** für Anlagen in der Direktvermarktung aus. Für Anlagen in der

festen Einspeisevergütung (respektive Netzbetreiberabnahme) ist die Regelung hingegen sinnvoll, da diese zur Mittagszeit nicht marktlich abgeregelt werden.

➔ **Formulierungsvorschlag:** § 9 Abs. 2b EEG-2027-GE wird gestrichen. In § 9 Abs. 2 EEG-2027-GE wird nach Satz 1 folgender Satz eingefügt: „Satz 1 Nummer 3 ist nicht anzuwenden auf Solaranlagen, bei denen der Betreiber den in das Netz eingespeisten Strom direkt vermarktet.“

2 Marktpremie und Pauschaloption sollten für Anlagen <25 kW als Brücke in den Markt erhalten bleiben, auf neue Übergangsmodelle verzichtet werden.

Die bestehende **Marktpremie mit Pauschaloption** bietet für Neuanlagen Investitionssicherheit und schafft Anreize für einen schnellen Einstieg in die Direktvermarktung. **Sie sollte deshalb als bewährtes Brückeninstrument für die Marktintegration von kleinen Anlagen <25 kW erhalten bleiben.** Hingegen würden die neu vorgesehene **Netzbetreiberabnahme** mit **Übergangszahlung** und der **Direktvermarktungsbonus** die **Marktintegration nur verzögern:**

- Ein wirtschaftlich rational handelnder Anlagenbetreiber würde zunächst die 36-monatige Netzbetreiberabnahme inklusive Übergangszahlung wählen und anschließend zusätzlich den 48-monatigen Direktvermarktungsbonus in Anspruch nehmen. Die massentaugliche Umsetzung der Prozesse für die Direktvermarktung durch Netzbetreiber würde weiter verzögert, da die Direktvermarktung infolge der Übergangszahlung nicht umgehend zum neuen Standard wird. Die Marktintegration wird verschoben, nicht beschleunigt.
- Neue Fördertatbestände führen zu erneuten Umstellungen in den IT-Prozessen von Netzbetreibern, Messstellenbetreibern und Lieferanten. Das schafft zusätzlichen Aufwand für Akteure, deren IT-Kapazitäten mit der Einrichtung bestehender Regelungen ohnehin bereits stark limitiert sind.
- Die Anlagen würden in der Netzbetreiberabnahme weiterhin nicht netzdienlich veräußert, was Verbraucher im Rahmen des zusätzlichen Netzausbaus vor Mehrkosten stellt. Auch die gewünschte Flexibilisierung wird dadurch verzögert.

Zur **Vereinfachung von Direktvermarktungsangeboten im Haushaltssegment** sollte es zudem künftig ermöglicht werden, dass **Netzbetreiber Zahlungen** im Rahmen der **Marktpremie direkt an** die in der energiewirtschaftlichen Rolle des Lieferanten agierenden **Direktvermarktungsunternehmen** auszahlen. Bislang ist dies nur über aufwändige Abtretungserklärungen durch die Anlagenbetreiber – also die Privathaushalte selbst – möglich.

➔ Die **Netzbetreiberabnahme** mit befristeter **Übergangszahlung** (§ 19 Abs. 1 Nummer 2 a) i.V.m. § 21 Abs. 1 Satz 1 Nummer 1 EEG-2027-GE) sowie der **Bonus für die sonstige Direktvermarktung** (§ 50c EEG-2027-GE) sollten **gestrichen** werden. Die **Marktpremie** samt Pauschaloption sollte – anders als im Gesetzentwurf derzeit vorgesehen – **für Anlagen <25 kW erhalten bleiben** (§ 20 EEG). Zudem sollte es Netzbetreibern gestattet werden, Zahlungen im Rahmen der Marktpremie direkt an Lieferanten auszuzahlen.

3 Die Steuerung der Direktvermarktung muss weiterhin technologieoffen über das HEMS möglich sein.

Für Anlagenbetreiber mit Anlagen <25 kW sollte es über den 1. Januar 2028 hinaus weiterhin möglich sein, Steuerungshandlungen für die Direktvermarktung technologieoffen direkt über das Home-Energy-Management-System (HEMS) zu organisieren, auch wenn bereits ein intelligentes Messsystem (iMS) installiert wurde. Die **Umsetzung** der Direktvermarktungssteuerung **über das iMS** ist derzeit technisch **noch nicht im Massengeschäft umsetzbar**, da diese **Steuerungshandlung** deutlich **anspruchsvoller** als etwa der gem. § 9 Abs. 1 Nr. 2 EEG vorgesehene „Notfall-Aus-Schalter“ für Netzbetreiber ist. Während im Rahmen des netztechnisch zentralen § 9 Abs. 1 Nr. 2 EEG im Ernstfall

ein über das iMS gesteuertes, stufenloses „An-Aus“ der Anlage möglich und ausreichend ist und als Ultima Ratio nur punktuell eingesetzt werden muss, **bedarf** die Direktvermarktungssteuerung über das iMS **deutlich niedrigerer („kürzerer“) Latenzen und stufenweiser Steuerung**, damit 365 Tage im Jahr und 24 Stunden pro Tag „in Echtzeit“ Strom an der Strombörse veräußert werden kann. Das ist technisch über iMS bislang nicht darstellbar.

➔ *Die in § 10b Abs. 1 Satz 1 EEG-2027-GE vorgesehene **Ausweitung auf Anlagen <25 kW sollte wieder gestrichen werden**. Die Steuerung der Direktvermarktung muss weiterhin technologieoffen direkt über das HEMS möglich sein.*

4 **Grau- und Grünstrom müssen dauerhaft unkompliziert abgrenzbar sein.**

Die Anwendung der Pauschaloption ist aktuell mit der Veräußerungsform der Direktvermarktung mit Marktprämie verknüpft (§ 19 Abs. 3 EEG). Denn: § 21 Abs. 4a EnFG setzt voraus, dass für den ins Netz eingespeisten Strom ein Zahlungsanspruch nach der Pauschaloption nach § 19 Abs. 3 Satz 1 Nummer 3 und Abs. 3c in Verbindung mit § 19 Abs. 1 Nummer 1 EEG geltend gemacht wird. **Anders formuliert: Die Marktprämie ist das Eingangstor in die einfache Abrechnung und Saldierung im Rahmen der Pauschaloption.**

Die Regelung sollte jedoch **nicht auf einzelne Fördertatbestände beschränkt bleiben**, sondern **dauerhaft im EEG verankert werden – nicht die Förderung entscheidet über die Nutzung der Pauschaloption, sondern die Direktvermarktung**. Die Pauschaloption ermöglicht eine einfache und praktikable Erfassung von Graustrommengen beziehungsweise netzentgelt- und umlagebefreiten Strommengen, ohne dass hierfür aufwändige, kostenintensive Messinfrastruktur erforderlich ist. Dadurch werden beim bidirektionalen Laden Kosten reduziert, administrative Aufwände vermieden und Flexibilitäten freigeschaltet. Eine entsprechende allgemeine Öffnung der Regelung würde Investitionssicherheit schaffen und unnötige zusätzliche Messkosten vermeiden.

➔ **Formulierungsvorschlag:** § 21 Abs. 4a EnFG ist wie folgt anzupassen: „Satz 1 gilt entsprechend, wenn für den ins Netz eingespeisten Strom kein Zahlungsanspruch nach § 19 Abs. 1 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes besteht, aber der Anlagenbetreiber die an dieser Einspeisestelle eingespeisten Strommengen nach § 19 Abs. 3 Satz 1 Nummer 3 und Abs. 3c des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bestimmt.“

5 **Auch Heimspeicher ohne PV-Anlage müssen einfach anzuschließen sein.**

Viele Immobilien eignen sich aus technischen Gründen nicht für die Erzeugung von Solarstrom. Kleine Heimspeicher ohne PV-Anlage („Stand alone“) bieten die Möglichkeit, diese Netzanschlüsse dennoch volkswirtschaftlich sinnvoll in die Transformation des Stromsystems einzubinden, indem sie durch bidirektionale Ladevorgänge die Netze entlasten und über dynamische Tarife Stromkosten für Haushalte rapide senken können. Das Potential dieser Nicht-EEG-Heimspeicher wird aktuell noch nicht ausreichend regulatorisch abgebildet. Es mangelt zudem an massentauglichen Anschluss- sowie energiewirtschaftlichen Bilanzierungsprozessen. Stand-Alone-Speicher <30 kW installierter Leistung sollten deshalb künftig ebenso wie EEG-Anlagen vom vorrangigen Netzanschluss sowie der vorrangigen Abnahme profitieren. Ferner sollten auf Seiten der beteiligten Markttrollen entsprechende massentaugliche Prozesse etabliert werden.

Kontakt: Markus Meyer | Vice President Regulatory & Public Affairs | politik@enpal.de