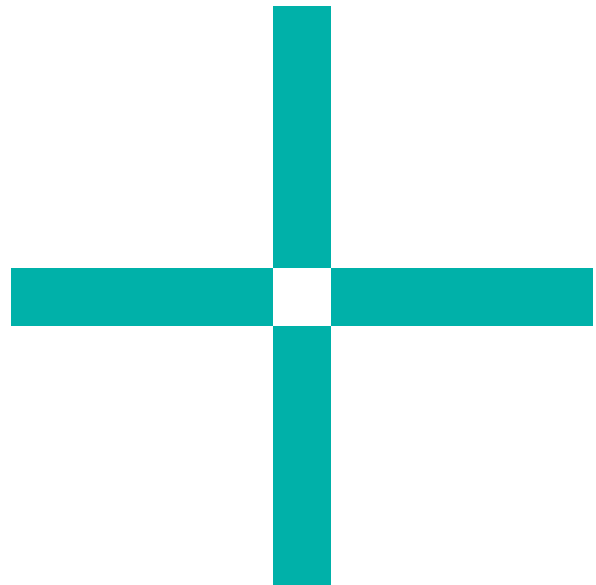


BVES STELLUNGNAHME

ENTWURF EINES GESETZES FÜR EINEN PLANBAREN,
KOSTENEFFIZIENTEN, NETZVERTRÄGLICHEN UND MARKTORIENTIERTEN
AUSBAU DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IM STROMSEKTOR

(EEG 2027)

JULI 2026



INHALT

1. Einleitung	3
2. Anmerkungen zum EEG	3
2.1 Refinanzierungsbeitrag/CfD (Anlage 1, § 21d EEG)	3
2.2 Abschaffung der Einspeisevergütung und Einführung der Netzbetreiberabnahme (§ 21)	4
2.3 Befristete Übergangszahlung (§ 25 Abs. 1a EEG)	5
2.4 Höhe der befristeten Übergangszahlung (§ 53 EEG)	5
2.5 Marktprämie (§ 20 EEG)	6
2.6 Pachtbegrenzung (§ 36d EEG)	6
2.7 Innovationsausschreibungen und Resilienzausschreibungen (§ 28e, § 39n)	6
2.8 Wirkleistungsbegrenzung (§ 9 Abs. 2b)	7
2.9 Rückkehr in Förderung und Abschöpfung (§ 21e EEG)	7
2.10 Klarstellung zu RFNBO-konformen Nutzung von EEG-gefördertem Strom (§ 80 EEG)	7
2.11 Kommunale Beteiligung (§ 6 EEG)	8
2.12 Besondere Solaranlagen (§ 37b Abs. 2, § 37d, § 48 EEG)	8

1. EINLEITUNG

Wir danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) für die Möglichkeit, zum Referentenentwurf zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) Stellung zu nehmen.

Der BVES begrüßt ausdrücklich das Ziel der Bundesregierung, an den Ausbauzielen für erneuerbare Energien festzuhalten und diesen planbarer, kosteneffizienter, netzverträglicher und stärker marktorientiert auszugestalten. Eine stärkere Marktintegration erneuerbarer Energien ist grundsätzlich der richtige langfristige Weg, auch wenn die nun vorgesehenen Schritte nicht vollumfänglich unterstützbar sind.

Gleichzeitig wird deutlich, dass die Anforderungen an das Energiesystem, die Vermarktung erneuerbarer Energien und die regulatorischen Rahmenbedingungen weiter zunehmen werden. Umso wichtiger ist es, Speicher als zentrale Flexibilitätsoption auf allen Ebenen konsequent mitzudenken. Energiespeicher leisten bereits heute einen wesentlichen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien.

Der Abschöpfungsmechanismus in der vorgesehenen Umsetzung kombiniert mit der geplanten Abschaffung der Innovationsausschreibungen birgt jedoch das Risiko, Co-Location mit Erneuerbare-Energien-Anlagen, wirtschaftlich zu erschweren und damit den notwendigen Ausbau von Flexibilitäten zu bremsen. Hier besteht dringend Nachbesserungsbedarf.

Zudem erfordert die Abschaffung der Einspeisevergütung bei Kleinanlagen mindestens, dass die Rahmenbedingungen der Direktvermarktung deutlich verbessert werden. Insbesondere im Verteilnetz sind schnellere, einfachere und kostengünstigere Prozesse erforderlich. Es braucht hierzu ein umfassendes Verteilnetzpaket.

Bei Rückfragen zur Stellungnahme stehen wir gerne zur Verfügung.

2. ANMERKUNGEN ZUM EEG

2.1 REFINANZIERUNGSBEITRAG/CFD (ANLAGE 1, § 21D EEG)

Mit dem EEG 2027 soll der Abschöpfungsmechanismus als „Contracts for Difference“ eingeführt werden. Der Jahresmarktwert oberhalb des anzulegenden Wertes soll grundsätzlich abgeschöpft werden können. Oberste Ziele scheinen die Entlastung des EEG-Kontos und die effizientere Förderung zu sein.

Der aktuelle Vorschlag jedoch würde zu Fehlanreizen für Kombinationen von Speichern und EE-Anlagen führen. Speicher ergänzen EE-Anlagen um die nötige Flexibilität und sind volkswirtschaftlich vorteilhaft. Auch im Koalitionsvertrag wurde festgehalten, dass Speicher in Co-Location stärker in den Fokus dieser Bundesregierung genommen werden sollen. Wir sehen daher noch Verbesserungsbedarf in der Umsetzung.

Grünstromspeicher oder § 19 Abs. 3b-3c EEG-Speicher (MiSpeL-Speicher) profitieren aktuell ebenfalls von den Privilegien des EEG. Insbesondere für Anlagen nach § 19 Abs. 3-3c EEG jedoch ist die

Abschöpfung eine Schlechterstellung im Vergleich zu Anlagen ohne Förderung und Stand-Alone-Speichern (Graustromspeicher). Dieser Nachteil sollte zumindest teilweise ausgeglichen werden.

Eine Schlechterstellung von geförderten zu Anlagen ohne Förderung ist zwar grundsätzlich verständlich, aber oberstes Ziel sollte die Entlastung des EEG-Kontos sein und diese kann mit abgesicherten Anlagen in geförderter Direktvermarktung mit Speichern besser erreicht werden als ohne Speicher. EEG-Anlagen liegen mit Speicher nur sehr selten unter dem anzulegenden Wert, Zahlungen wären zumeist nicht notwendig. Aber bei undifferenzierter Abschöpfung jeglicher Erlöse über dem anzulegenden Wert, ob es sich um eine flexibel reagierende hybride Anlagenkombination aus EE & Speicher handelt oder eine unflexible EEG-Anlage ohne Speicher, sehen wir als ein Hindernis für dringend benötigte Flexibilisierung.

Der Mindesterloß aus Anlage 1 sorgt für eine Diskriminierung von flexiblen Kombinationen von Speichern und EE-Anlagen.¹ Die Mindesterlösgrenze macht einen Speichereinsatz unattraktiver. Zwischen Mindesterlösgrenze und der Grenze voller Refinanzierungsbeiträge lohnt sich ein Speichereinsatz nicht, da die Einsatzkosten für Speicher vom Refinanzierungsbeitrag verzerrt werden. Finanzielle Vorteile von Speichern können sich dann erst bei höheren Spotmarktpreisen realisieren. Ein Speicherzubau könnte somit bei EE-Anlagen finanziell unattraktiver sein. Das steht aber Artikel 19d Abs. 2 lit. b Verordnung (EU) 2019/943 entgegen.

Zudem reduziert der Abschöpfungsmechanismus die Arbitrage-Preisunterschiede generell um seinen Betrag und macht einen Speichereinsatz generell unattraktiver als im ungeforderten Modell. Es braucht mehr Anreize EE-Anlagen mit Speichern zu bauen. EE-Anlagen mit Speichern zu kombinieren, sollte zum Standard werden und entsprechend immer bessergestellt werden als EEG-Anlagen ohne Speicher.

Aus genannten Gründen raten wir als Ausgleich der Nachteile dazu, flexibler Erzeugung mit Speichern und EE einen **Flexibilitätsbonus** bei der Abschöpfung zu geben. Der Refinanzierungsbeitrag sollte um mindestens 10 % gemindert werden, wenn der Speicher im Leistungsverhältnis unter 1:2 (Leistung des Speichers : Leistung der EE-Anlage), oder um mindestens 20 % gemindert werden bei einem Leistungsverhältnis von über 1:2. So kann der diskriminierende Nachteil aus dem Mindesterloß ausgeglichen werden.

Außerdem sollte für Anlagenkombinationen über einen Opt-Out aus dem Mindesterloß für Anlagenkombinationen mit Speichern nachgedacht werden, da andernfalls der verzerrende Effekt des Mindesterlöses höhere Spotmarktpreise für gleiche Erlöse fordert.

2.2 ABSCHAFFUNG DER EINSPEISEVERGÜTUNG UND EINFÜHRUNG DER NETZBETREIBERABNAHME (§ 21)

Nach aktuellem Entwurf sollen kleine PV-Anlagen bis 25 kW gänzlich auf ihre Einspeisung verzichten oder sich mittels ungeforderten Direktvermarktung vermarkten lassen. Direktvermarktung ist für diese

¹ Siehe *enervis*, Erlösverluste für Grünstromspeicher im geplanten CfD-Modell, online abrufbar unter: <https://enervis.de/leistung/whitepaper-erloesverluste-gruenstromspeicher-eeq-2027/>.

kleinen Anlagen bisher noch schwer umsetzbar. Es gibt nicht nur zu wenige Anbieter der Direktvermarktung, insbesondere aber kommen Netzbetreiber ihren Pflichten zum Ermöglichen der Direktvermarktung nicht hinterher. Neben langen Wartezeiten fehlt es auf Netzbetreiberseite auch am Know-How zur Umsetzung. Ohne eine Umsetzungsfrist, Pönalen bei Fristverfehlung und entsprechender Aufsicht, ist eine zügige Umstellung auf Direktvermarktung nicht zu erwarten. Es wird befürchtet, dass ein Förderungsstopp im kleinen Segment den Ausbau deutlich verringern könnte und somit auch die Speicherbranche im Haussegment betreffen würde. Die bisher vorgeschlagenen Regelungen zur Netzbetreiberabnahme schaffen nur weitere Übergangszeiträume, ohne aber fristgerechte Lösungen anzubieten.

Die größte Hürde zur Umstellung von Einspeisevergütung auf Direktvermarktung sind die Netzbetreiber. Für eine Beschleunigung der Umsetzung der Umstellung auf Direktvermarktung und zur Straffung der Prozesse empfehlen wir folgende Punkte:

1. Umsetzungsfristen setzen

Netzbetreiber werden die Umstellung nicht fristgerecht umsetzen können. Neben einem Ausgleich für die neuen Anlagen, braucht es eine feste Umsetzungsfrist für Netzbetreiber. Bei Überschreiten der Frist sollte eine Konsequenz für Netzbetreiber eintreten.

2. Pauschalierter Schadensersatz

Bei Reißen der Frist sollte ein pauschalierter Schadensersatz einen finanziellen Anreiz zur Umsetzung bieten. Jeden Tag fehlender Umsetzung nach Fristende sollten finanzielle Anreize zur Ermöglichung der Direktvermarktung gesetzt werden. EE-Anlagen ohne Direktvermarktung zum Stichtag werden finanzielle Einbußen erleiden. Den gleichen finanziellen Druck sollte auch der Netzbetreiber spüren. Der pauschalierte Schadensersatz sollte hierbei direkt an den Anlagenbetreiber abgeführt werden.

3. Fernsteuerungstests auch nachträglich möglich

Zur Beschleunigung des Prozesses, sollte die Pflicht des vorherigen Fernsteuerungstests für Anlagen unter 25 kW reduziert werden. In **§ 9 Abs. 2 EEG** sollte für Anlagen bis 25 kW ein Fernsteuerungstest auch im Nachhinein möglich sein. So würde der Einstieg in die Direktvermarktung deutlich beschleunigt.

2.3 BEFRISTETE ÜBERGANGSZAHLUNG (§ 25 ABS. 1A EEG)

Die befristete Übergangszahlung kann zumindest einige Umstellungshürden erleichtern, doch ist sie mit 36 Monaten nicht lang genug angesetzt. Eine längere Umsetzung ist bereits erwartet. Wir plädieren für eine Verlängerung auf 48 Monate.

2.4 HÖHE DER BEFRISTETEN ÜBERGANGSZAHLUNG (§ 53 EEG)

Um einen übermäßig drastischen finanziellen Nachteil für die Übergangszeit auszuschließen, sollte die Höhe der befristeten Übergangszahlung gestaffelt reduziert werden. Die aktuell geplante Kürzung

würde andernfalls einen Einbruch um über 50 % zum Jahreswechsel zur Folge haben. Wir schlagen daher folgende Anpassung vor:

FORMULIERUNGSVORSCHLAG ZU § 53 ABS. 1 EEG:

*„(1) Die Höhe des Anspruchs im Rahmen der Netzbetreiberabnahme in der Variante der befristeten Übergangszahlung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 berechnet sich aus den anzulegenden Werten, **wobei die anzulegenden Werte wie folgt zu modifizieren sind***

- 1. 1. – 12. Kalendermonat um +2 Cent pro Kilowattstunde,*
- 2. 13. – 24. Kalendermonat um +1 Cent pro Kilowattstunde,*
- 3. 25. – 36. Kalendermonat um 0 Cent pro Kilowattstunde,*
- 4. 37. – 48. Kalendermonat um -1 Cent pro Kilowattstunde.“*

2.5 MARKTPRÄMIE (§ 20 EEG)

Die geförderte Direktvermarktung mittels Marktprämie sollte auch Anlagen unter 25 kW offenstehen. Kleine Anlagen schlechter als Anlagen bis 100 kW zu stellen, ist unserer Ansicht nach nicht nachvollziehbar. Das würde ein Einbrechen der Ausbauraten im kleinen Segment zumindest abmildern können.

2.6 PACHTBEGRENZUNG (§ 36d EEG)

Die Begrenzung der Entgelte für Grundstückseigentümer (Pachtbegrenzung) nach § 36d EEG für Windenergieanlagen ist ein weitreichender Eingriff in den Markt. Diesen lehnen wir ab. Neben dem weitreichenden Eingriff in den Markt ist es auch eine Begrenzung von Gewerbebeeinträchtigungen und Zahlungen an Kommunen, wenn es sich um kommunale Flächen handelt.

Wir bitten um Klarstellung, dass eine Anwendung auf Speicher in Co-Location nicht über § 36d EEG zu befürchten ist. Die Bemessungsgrundlage ist auf Speicher nicht analog anwendbar und verzerrt andernfalls die Flächenbeschaffung. Auch sollten Vorteile für flexible Erzeugung beibehalten werden statt abgeschafft.

2.7 INNOVATIONS-AUSSCHREIBUNGEN UND RESILIENZ-AUSSCHREIBUNGEN (§ 28e, § 39n)

Innovationsausschreibungen nicht fortzuführen, verfehlt die eigentlichen Ziele, die EEG-Anlagen zu flexibilisieren. Insbesondere bei Windenergieanlagen und Speichern sehen wir noch keinen Automatismus, dass dies bereits ein etablierter Branchenstandard sei. Insbesondere die bis Ende 2028

laufende Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV) auf Ende 2026 zu verkürzen, reduziert die Investitionssicherheit und den Vertrauensschutz deutlich. Hier wird in den Vertrauensschutz der Projekte eingegriffen.

Zur Verbesserung der InnAusV müsste konkret an MiSpeL angeknüpft werden, um die marktliche Aktivierung des Speichers zu etablieren. Hier wäre echte Innovation weiterhin förderbar.

Dass Speicher nach derzeitigem Kenntnisstand keine Relevanz für künftige Resilienzausschreibungen spielen sollen, ist unverständlich. Gerade Speicher machen resilient gegen bestehende Abhängigkeiten und unabhängig von Erzeugungszeitfenstern der EEG-Anlage. Auch gäbe es hier die Chance deutsche und europäische Unternehmen explizit zu fördern und heimische Wertschöpfung auch im Speicher-Segment zu bevorzugen.

2.8 WIRKLEISTUNGSBEGRENZUNG (§ 9 ABS. 2B)

Eine Reduzierung auf 50 % der Wirkleistung bei Solaranlagen des zweiten Segments begrüßen wir.

2.9 RÜCKKEHR IN FÖRDERUNG UND ABSCHÖPFUNG (§ 21E EEG)

Es ist ein einmaliger Ausstieg bis zum zehnten Kalenderjahr der Inbetriebnahme einer Anlage aus dem Förderregime des EEG möglich. Für den gleichen Zeitraum sollte auch eine einmalige Rückkehr möglich sein, wenn damit in Gesamtbetrachtung Ausstiege aus der Förderung angereizt werden können. Dies würde zudem eine Förderung des PPA-Marktes mit sich bringen und könnte langfristig Anlagen aus der Förderung herausbekommen. Als weiteren Anreiz wäre eine gesenkte Förderung bei Rückkehr vorstellbar.

2.10 KLARSTELLUNG ZU RFNBO-KONFORMEN NUTZUNG VON EEG-GEFÖRDERTEM STROM (§ 80 EEG)

Im EEG sollte klargestellt werden, dass die Nutzung von Strom aus bestehenden und EEG-geförderten Anlagen zur Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff bzw. erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) im Rahmen der europäischen Übergangsregelungen zulässig bleibt. Die entsprechenden Vorgaben der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 ermöglichen während der Übergangsphase ausdrücklich die Nutzung von Strom aus bestehenden erneuerbaren Anlagen. Zur Wahrung der Kohärenz zwischen EEG und den Anforderungen der RFNBO-Zertifizierungssysteme sollte daher auch das Doppelvermarktungsverbot in § 80 EEG entsprechend präzisiert werden. Sonstige Nachweise, die ausschließlich dem Nachweis dienen, dass für die Herstellung von Wasserstoff Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzt wurde, dürfen nicht zum Ausschluss der EEG-Förderung führen. Dies schafft Rechts- und Investitionssicherheit für Wasserstoffprojekte und verhindert unnötige regulatorische Widersprüche zwischen europäischem und nationalem Recht.

FORMULIERUNGSVORSCHLAG ZU § 80 ABS. 2 EEG:

§ 80 EEG 2023 - Doppelvermarktungsverbot

*(2) Anlagenbetreiber, die eine Zahlung nach §19 oder §50 für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas erhalten, dürfen Herkunftsnachweise oder sonstige Nachweise, die die Herkunft des Stroms belegen, für diesen Strom nicht weitergeben. Gibt ein Anlagenbetreiber einen Herkunftsnachweis oder sonstigen Nachweis, der die Herkunft des Stroms belegt, für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas weiter, darf für diesen Strom keine Zahlung nach §19 oder §50 in Anspruch genommen werden. Die Sätze 1 und 2 sind nicht auf Regionalnachweise nach §79 **oder sonstige Nachweise, die ausschließlich dem Nachweis dienen, dass für die Herstellung von Wasserstoff nur Strom aus erneuerbaren Energien verbraucht wurde, anzuwenden.***

2.11 KOMMUNALE BETEILIGUNG (§ 6 EEG)

Die finanzielle Beteiligungssumme für Kommunen soll erhöht werden. Das begrüßen wir deutlich. Doch leider wird die mögliche Erstattung in Abs. 5 nicht entsprechend erhöht. Hier sollte nachgebessert werden.

2.12 BESONDERE SOLARANLAGEN (§ 37B ABS. 2, § 37D, § 48 EEG)

Eine Streichung der Ausschreibungen für „besondere Solaranlagen“ ist ein falsches Signal. die Kombination von Speichern mit Agri-PV nimmt erst Fahrt auf und sollte keinesfalls unterbunden werden. Hier nun auch den Agri-PV-Bonus zu drastisch zu reduzieren wäre fatal. Die Mehrfachnutzung von Flächen als landwirtschaftlich relevante Fläche und Energieerzeugung ist auch eine Akzeptanzmaßnahme gegenüber der Bevölkerung. Diese zu streichen setzt weitere Fehlanreize und schadet den bisher getätigten Investitionen in Vorbereitungen für solche Projekte. Solaranlagen dieses Segments sind kaum mit dem reduzierten Fördersatz realisierbar.