

EEG 2027: Energiehandel fordert marktbasierte und investitionsfreundlichere Ausgestaltung der Reform

Stellungnahme zur Verbändeanhörung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) zum Referentenentwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor (EEG 2027) vom 17.07.2026

Berlin, 22. Juli 2026 – Der EEG-Entwurf des BMWE enthält positive Elemente, weist jedoch Mängel im Bereich PPAs, Abschöpfungsmechanismen und Direktvermarktung auf. Energy Traders Deutschland fordert daher deutliche Nachbesserungen, die eine marktbasierte, risikoangemessene und investitionsfreundliche Weiterentwicklung des Rechtsrahmens sicherstellen.

Grundsätzlich sollten möglichst viele Elemente der Wertschöpfung dem freien Markt überlassen werden. Nur dort, wo es keine praktikablen Alternativen gibt, sollten sie in staatliche oder halbstaatliche Mechanismen eingebunden werden. Eine Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung sollte nur dann erfolgen, wenn die Ausbauziele durch marktbasierte Mechanismen, wie beispielsweise Power-Purchase-Agreements (PPAs) oder börsliche Standardprodukte, nicht erreicht werden können. Es sollte das Ziel sein, möglichst viel Flexibilität zu wahren und Anreize derart zu setzen, dass Investitionen für das gesamte Stromsystem maximiert und die staatlichen Förderkosten minimiert werden.

Vorrangig zu Contracts for Difference (CfDs) sollten Maßnahmen geprüft werden, die den PPA-getriebenen Ausbau erneuerbarer Energien aktiv fördern. Ein sich entwickelnder PPA-Markt darf nicht durch staatliche Förderinstrumente behindert werden. Gemäß der Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments sind die Mitgliedstaaten sogar verpflichtet, die notwendigen Marktbedingungen für Strombezugsverträge (PPAs) zu schaffen und bestehende Hemmnisse abzubauen. Insbesondere müssen Förderregelungen so gestaltet sein, dass sie der Entwicklung kommerzieller Langfristverträge nicht entgegenwirken.

Wir begrüßen die Möglichkeit, zum vorliegenden EEG-Entwurf Stellung zu nehmen. Der Zeitpunkt für die **Verbändeanhörung** ist allerdings äußerst ungünstig gewählt. In Verbindung mit der unangemessen kurzen Frist drückt er eine deutliche Missachtung einer effizienten Anhörung zu den Auswirkungen der vorgelegten umfangreichen Gesetzespakete aus.

Unsere Anmerkungen zum Gesetzentwurf im Einzelnen:

Anmerkungen zu Artikel 1 - Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Zu Teil 3, Abschnitt 1, Unterabschnitt 2 - Zahlungspflicht der Anlagenbetreiber

CfD-Design

§ 21d EEG 2027 – Zahlungspflicht der Anlagenbetreiber, Refinanzierungsbeitrag

- **Produktionsunabhängiger CfD würde Verzerrungen des Dispatch-Verhaltens minimieren**

Der vorliegende Entwurf sieht im Grundsatz einen produktionsabhängigen CfD mit einheitlichem Ausübungspreis vor. Dies ist bedauerlich, weil damit riskiert wird, das Dispatch-Verhalten der Inanspruchnehmer zu verzerren. **Energiewirtschaftlich sinnvoller wäre ein produktionsunabhängiges CfD-Design.** Wir bitten die Bundesregierung in einem engen Austausch mit der Branche den Umstieg auf ein produktionsunabhängiges CfD-Design vorzubereiten und schnellstmöglich umzusetzen.

§ 21e EEG 2027 – Ausstieg aus der Förderung und Abschöpfung

- **Vorgeschlagene Regelungen sind nicht ausgewogen, marktlicher Ausbau von erneuerbaren Energien wird geschwächt**

Kritisch bewertet Energy Traders Deutschland die im Entwurf vorgesehene Regelung in § 21e EEG-Entwurf, wonach ein Wechsel aus dem CfD-System in ein förderfreies PPA nur einmalig und nur bis zum 10. Betriebsjahr möglich sein soll.

Die derzeit vorgeschlagene Lösung ist nicht geeignet, PPAs auch weiterhin zu ermöglichen. Eine **flexiblere Regelung könnte ermöglichen, dass Strom aus erneuerbaren Anlagen zumindest zeitweise als grüner Strom an Kunden vermarktet werden kann.** Bei einem länger gefassten Wechselzeitfenster besteht eine bessere Sichtbarkeit der Preise und damit für die Anlagenbetreiber auch ein sinnvoller Anreiz sich aus dem EEG heraus zu optimieren (man bleibt nur so lange wie nötig). Die einmalige Option, nur innerhalb 10 Jahren wechseln zu dürfen, könnte schlimmstenfalls zu einem Attentismus innerhalb des EEG führen und damit wichtige Mengen dem PPA- und HKN-Markt entziehen und zudem die öffentlichen Finanzierungskosten für das EEG erhöhen. **Eine starre Regelung wie derzeit vorgesehen schränkt die Flexibilität der Marktteilnehmer erheblich ein und setzt Fehlanreize. Dadurch wird die marktliche Finanzierung Erneuerbarer schlussendlich erheblich geschwächt und eine zusätzliche Hürde zum Abschluss von PPAs aufgebaut.**

Das widerspricht dem erklärten Ziel der EU, Hemmnisse für PPAs abzubauen. Die Kommission hat erst im April dieses Jahres Empfehlungen gegenüber den Mitgliedsstaaten ausgesprochen, wie sie Hindernisse für PPAs beseitigen können.

Bereits 2024 wurde auf europäischer Ebene mit der Electricity Market Directive (EMD) verabschiedet, dass PPAs neben CfDs ein zentraler Baustein im europäischen Strommarkt sein sollen. Mit der EMD sind die Mitgliedsstaaten aufgefordert, marktbasierte Instrumente wie PPAs zu etablieren. Gemäß Artikel 15 (8) der Renewable Energy Directive II (RED II) sollen sie die rechtlichen und administrativen Hindernisse für PPAs bewerten, unbegründete beseitigen und den PPA-Markt stärken.

Wir fordern daher eine Überarbeitung dieser Bestimmungen. Statt Restriktionen, die echte Marktteilnahme erschweren, braucht es ausgewogene Regelungen, welche die Marktmechanismen stärken. Ein Ansatz ist, wie von Agora Energiewende vorgeschlagen, dass ein Anteil der erzeugten Menge über PPA vermarktet wird.

Um den marktlichen Ausbau von erneuerbaren Energien zu stärken, ist ein CfD-Modell mit den geringsten negativen Effekten auf den Langfristhandel zu wählen und Anreize zur Systemintegration des erzeugten EE-Stroms sind aufrechtzuerhalten. Verschiedene Stellschrauben könnten dabei helfen, die negativen Auswirkungen von 2-seitigen CfDs zu reduzieren und sollten daher näher untersucht werden:

- Kombinationsmodelle von CfDs und PPAs,
- „Cap and Floor“ Modelle, bei denen anstatt einem Strike-Preis ein Korridor festgelegt wird, innerhalb dessen der Projektentwickler weder eine Zahlung erhält noch eine leistet,
- „Opt in“ oder „Opt out“ Möglichkeiten,
- Flexible Vertragslaufzeiten für CfDs,
- „Merchant Head“ Modell, in dem die Anlagen in einer gewissen Anzahl von Jahren frei vermarktet werden, bevor die CfD-Laufzeit beginnt,
- Ausgabe von Herkunftsnachweisen für Anlagen im 2-seitigen CfD, wobei sichergestellt werden muss, dass sich diese Herkunftsnachweise klar von ungefördernden Herkunftsnachweisen unterscheiden.

Grundsätzlich unterstützen wir Maßnahmen zur Stärkung des PPA-Marktes, auch für kleine und mittelständische Unternehmen. Dazu sollten etwa Instrumente zur Besicherung von Ausfallrisiken auf der Abnehmerseite geprüft werden.

Abschöpfungssystematik

§ 21d EEG – Zahlungspflicht der Anlagenbetreiber, Refinanzierungsbeitrag

- **Abschöpfung schwächt die Funktionsfähigkeit eines zentralen Risikomanagementinstruments und mindert Investitions- sowie Vertragsbereitschaft**

Einerseits verringert die Übernahme des Preisrisikos seitens des Staats durch eine fixe Zahlung den Anreiz, sich auf dem Terminmarkt gegen Preisschwankungen abzusichern. Gleichzeitig wird durch die Erlösabschöpfung ein starker Anreiz gesetzt, den Strom zur gleichen Preisreferenz zu vermarkten, die für die Berechnung der Rückzahlung angesetzt wird. **Bei der Ausgestaltung von CfDs sollte darauf geachtet werden, dass Verzerrungen des Dispatch-Verhaltens vermieden und Verzerrungen auf den langfristigen Handel minimiert werden.** Unter diesen Gesichtspunkten ist der Jahresmarktwert als Bemessungsgrundlage für die Abschöpfung noch die beste Option.

Die vorgesehene Abschöpfung in der sonstigen Direktvermarktung nach § 21d EEG-Entwurf greift tief in die Marktprozesse ein. PPAs sind marktliche Absicherungsinstrumente, bei denen Vertragspartner sowohl Gewinn- und Verlustrisiken tragen – keine Quelle für Abschöpfung.

PPAs dienen der marktlichen Risikoabsicherung, wobei Unternehmen die Erlös- und Mengenrisiken vollständig selbst tragen. **Eine Abschöpfung von Erlösen in der sonstigen Direktvermarktung über PPAs setzt daher an der falschen Stelle an. Sie schwächt die Funktionsfähigkeit eines zentralen Risikomanagementinstruments. Sie mindert Investitions- und Vertragsbereitschaft.** Diesen Vorschlag lehnt Energy Traders Deutschland daher ab.

Direktvermarktung

Zu Teil 2, Abschnitt 1

§ 10b Vorgaben zur Direktvermarktung

- **Keine Eingriffe in Vertragsfreiheit bei Direktvermarktungsverträgen**

Die Energiehändler sehen die geplanten **Vorgaben zu Abschaltreihenfolgen** kritisch. Vertragsbeziehungen zwischen Direktvermarktern und Anlagenbetreibern müssen weiterhin flexibel gestaltet werden können. Technische und wirtschaftliche Optimierungen dürfen nicht durch starre regulatorische Vorgaben behindert werden. Eine einheitliche, regulatorisch festgelegte Abschaltreihenfolge führt zu Fehlanreizen und beeinträchtigt die kurzfristige Marktreaktionsfähigkeit – ein Kernbestandteil eines funktionierenden Stromhandels.

Energy Traders Deutschland unterstützt grundsätzlich das Ziel, die Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien zu stärken und Abregelungen bei negativen Strompreisen zu fördern. Die in **§ 10b Abs. 7 EEG-RefE** vorgesehene Verpflichtung, in Direktvermarktungsverträgen einen preislichen Schwellenwert für die ferngesteuerte Abregelung sowie eine Kostentragungsregelung festzulegen, wird jedoch abgelehnt. Stattdessen **sollte die Regelung ersatzlos gestrichen werden.**

- **Kein zusätzlicher Nutzen, aber Eingriff in die Vertragsfreiheit**

Direktvermarkter haben bereits heute ein eigenes wirtschaftliches Interesse daran, Anlagen bei negativen oder sehr niedrigen Strompreisen abzuregeln. Entsprechende Marktanreize bestehen bereits und werden in der Praxis genutzt. Die gesetzliche Vorgabe zusätzlicher Abregelungsschwellen schafft daher keinen erkennbaren Mehrwert, greift aber in die Vertragsfreiheit der Marktteilnehmer ein.

- **Fehlende Rechtsklarheit**

Zentrale Begriffe der Regelung, insbesondere „Strommarktpreis“, „Schwellenwert“ und „Abregelung“, bleiben undefiniert. Wesentliche Fragen – etwa nach dem maßgeblichen Marktpreis, der zeitlichen Auflösung, der Berücksichtigung von Portfolioeffekten, Speichern oder PPA-Strukturen – bleiben offen. Dies würde zu unterschiedlichen Vertragsgestaltungen, Rechtsunsicherheit und Auslegungstreitigkeiten führen.

- **Widerspruch zur Praxis der Direktvermarktung**

Direktvermarkter steuern ihre Anlagenportfolios in der Regel nicht anlagenscharf, sondern auf Portfolioebene. Es kann wirtschaftlich sinnvoll sein, die Gesamtleistung eines Portfolios zu reduzieren, ohne jede einzelne Anlage abzuregeln. Die geplante Regelung orientiert sich jedoch an der einzelnen Anlage und berücksichtigt weder die tatsächliche Steuerungspraxis noch technische Einschränkungen einzelner Anlagen ausreichend. Ebenso bleiben Fragen zur Abstimmung mit netzdienlichen Eingriffen der Netzbetreiber ungelöst.

- **Hoher bürokratischer Aufwand**

Individuelle Schwellenwerte für zahlreiche Verträge würden die Direktvermarktung deutlich komplexer und teurer machen. Dies erschwert insbesondere die Einbindung kleinerer Anlagen und steht somit im Widerspruch zum politischen Ziel, die Direktvermarktung breiter auszubauen. Zudem bleibt offen, wie die Einhaltung der Vorgaben kontrolliert und durch Netzbetreiber wirksam überwacht werden soll.

Stromkennzeichnung

Zu Teil 5, Abschnitt 2

- **§ 79 Herkunftsnachweise**

Herkunftsnachweise müssen weiterhin vollumfänglich und ausschließlich im Rahmen von ungefördernten Erneuerbaren Energien PPAs generiert werden dürfen. Sie sind ein zentrales Instrument, um eine steigende Nachfrage nach grüner Energie abzubilden und Markttransparenz zu schaffen. Jegliche Einschränkung bei HKN-Fähigkeit oder HKN-Übertragbarkeit würde nicht nur bestehende Marktmechanismen schwächen und getroffene Investitionsentscheidungen konterkarieren, sondern auch zukünftige Investitionen und Vertragsgestaltungen im Bereich erneuerbarer Energien behindern.

Ausfallvergütung

Zu Teil 3, Abschnitt 1- Unterabschnitt 1- Zahlungsanspruch der Anlagenbetreiber

§ 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023

- **Anpassung statt Abschaffung der Ausfallvergütung für Neuanlagen**

Die Ausfallvergütung fungiert heute als wichtiges Sicherheitsnetz für Anlagenbetreiber: Im Falle technischer Störungen oder des Ausfalls eines Direktvermarkters besteht zumindest ein garantierter Mindestanspruch, der die laufenden Betriebskosten teilweise deckt und die Risiken für Investoren begrenzt. Fällt diese Absicherung vollständig weg, erhöht sich das wirtschaftliche Risiko neuer Projekte. Insbesondere kleinere und mittelgroße Anlagen werden dann schwerer finanzierbar. Hinzu kommt: In der Praxis sind die Lieferanten bei der Vermarktung direkt ab der erstmaligen Inbetriebnahme erheblichen Prozessrisiken ausgesetzt. Es hat sich daher bewährt, die Übernahme in den Bilanzkreis des Lieferanten aus der Ausfallvergütung heraus durchzuführen.

Aus Händlersicht sollte die Ausfallvergütung daher nicht vollständig abgeschafft, sondern angepasst werden, damit sie zumindest bei der erstmaligen Inbetriebnahme genutzt werden kann, bis der Verteilnetzbetreiber die Anlage systemisch sauber in seinen Marktprozessen angelegt hat (MaLo-/MeLo-Zuordnung).

Definition Sportmarktpreis

Zu Teil 1- § 3 Begriffsbestimmungen

➤ Anpassung der Definition Sportmarktpreis in § 3 Nr. 42a EEG an EU-Vorgaben

Energy Traders Deutschland fordert eine Anpassung der Definition des „Spotmarktpreises“ in § 3 Nr. 42a EEG 2027, da diese nicht mit der seit Juli 2024 geltenden Electricity Regulation und den darauf basierenden Vereinbarungen zwischen TSOs und NEMOs übereinstimmt. Die europäische Marktkopplung (SDAC) sieht vor:

- Bei Teil-Entkopplung einzelner NEMOs gilt ausschließlich der SDAC-Preis als offizieller Preis der Gebotszone. Lokale Auktionen sind unzulässig; zulässig ist nur eine Volumenallokation zum fixen SDAC-Preis, ohne Preisfindung.
- Bei vollständiger Entkopplung aller NEMOs soll künftig ebenfalls ein einheitlicher SDAC-Preis definiert werden – ein entsprechendes Verfahren wird EU-weit abgestimmt und 2026 erwartet.

Die **aktuelle Formulierung im EEG** – wonach in diesem Fall ein volumengewichteter Durchschnittspreis aller Börsen gelten soll – **steht im Widerspruch zu diesen EU-Regelungen** und würde ein Parallelpreisregime schaffen, das europarechtlich nicht zulässig ist.

Formulierungsvorschlag zur Anpassung des EEG:

*42a. „Spotmarktpreis“ ist der Strompreis in Cent pro Kilowattstunde, der sich in der Preiszone für Deutschland aus der Kopplung der Orderbücher **mindestens einer Strombörse an die gemeinsame Europäische Marktkopplung (single day ahead coupling; SDAC)** in der vortägigen Auktion von Stromviertelstundenkontrakten am Day-Ahead-Markt ergibt (SDAC-Preis für die Preiszone Deutschland/Luxemburg). **Für den Fall, dass alle Strombörsen von der gemeinsamen Europäischen Marktkopplung entkoppelt sein sollten, ist der Durchschnittspreis aller Strombörsen gewichtet nach dem jeweiligen Handelsvolumen zugrunde zu legen, allerdings nur soweit und solange auf europäischer oder regionaler Ebene im Rahmen der gemeinsamen***

Europäischen Marktkopplung für diesen Fall kein anderes Verfahren zur Preisermittlung eines gebotszonenrelevanten SDAC-Preises vorgesehen ist.

Über uns: Energy Traders Deutschland setzt sich ein für die Förderung des Energiehandels in offenen, transparenten und liquiden Großhandelsmärkten in Deutschland und in Europa – uneinträchtig von Staatsgrenzen oder anderen Barrieren.