

**Handlungs-
empfehlungen**

- PPA-Märkte stärken: ein befristetes EEG-Opt-out in den Frontjahren ermöglichen.
- Auf eine gesetzliche Pachtobergrenze verzichten.
- Ausbau und Investitionen absichern: ausreichende Ausschreibungsvolumina gewährleisten und Planungssicherheit über 2032 hinaus schaffen.
- Doppelvermarktungsverbot für erneuerbaren Wasserstoff klarstellen und Übererlösabschöpfung vereinfachen.
- Flexibilität ermöglichen: pauschale Einspeisebegrenzungen auf nicht steuerbare PV-Anlagen beschränken und EEG, Netzanschlusspaket und Netzentgeltregulierung kohärent verzahnen.

Stand: 11. September 2026

Die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist entscheidend für die weitere Marktingegration und Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Der vorliegende Beitrag adressiert zentrale Anpassungsbedarfe im aktuellen **EEG-Regierungsentwurf (Stand 29. Juli 2026)**. Im Fokus stehen die Einführung marktlicher Frontjahre für PPAs mit anschließender CfD-/EEG-Absicherung, der Verzicht auf eine gesetzliche Pachtobergrenze, die Klarstellung des Doppelvermarktungsverbots für erneuerbaren Wasserstoff sowie eine stärkere Nutzung von Flexibilität im Stromsystem. Darüber hinaus bedarf es ausreichender Ausschreibungsvolumina für Windenergie an Land, einer einfachen Umsetzung der Übererlösabschöpfung, verlässlicher Rahmenbedingungen über das Jahr 2032 hinaus sowie einer kohärenten Abstimmung mit weiteren Gesetzgebungs- und Regulierungsverfahren. Ziel ist es, den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien effizient, marktnah, systemdienlich und finanzierungsstabil abzusichern.

1. PPAs in den Frontjahren der CfD-/EEG-Vergütung

Der **Markt für Power Purchase Agreements (PPAs)** sollte gezielt **gestärkt** werden. PPAs fördern die Marktintegration erneuerbarer Energien, bieten Unternehmen langfristige Preisstabilität und ermöglichen den Ausbau erneuerbarer Energien außerhalb staatlicher Fördermechanismen. Damit können sie dazu beitragen, den Finanzierungsbedarf des EEG-Systems zu begrenzen.

Zu den zentralen Abnehmern zählen die energieintensive Industrie, Rechenzentren sowie Elektrolyseure für die Wasserstoffproduktion. Für **Elektrolyseure** haben PPAs aufgrund der **Strombezugskriterien** eine besondere Bedeutung: Elektrolyseure, die nach dem 1. Januar 2028 in Betrieb gehen, müssen ihren Strom **aus neuen, bislang nicht geförderten Anlagen** beziehen. Ohne ein ausreichendes PPA-Angebot wäre eine wirtschaftliche Strombeschaffung für Elektrolyseure unter Einhaltung der Strombezugskriterien in Deutschland erheblich erschwert.

Der aktuelle EEG-Regierungsentwurf sieht mit **§ 21e EEG-E 2027** die Möglichkeit vor, innerhalb der ersten zehn Betriebsjahre nach Inbetriebnahme **dauerhaft auf die Marktprämie zu verzichten**. Auf diese Regelung verweist auch der Regierungsentwurf zum Windenergie-auf-See-Gesetz (Stand 2.

September 2026), sodass der Mechanismus entsprechend auch für Windenergie auf See relevant ist. Mit dem Verzicht entfällt zugleich die Pflicht zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags. Diese Regelung kann dazu führen, dass in überzeichneten EEG-Ausschreibungen bereits bei der Gebotsabgabe hohe Markterlöse für den Fall eines späteren Opt-outs unterstellt werden müssen, um wettbewerbsfähig zu bieten. Ob sich diese Erlöserwartungen tatsächlich realisieren lassen, ist jedoch ungewiss. Ein erst nach mehreren Betriebsjahren erfolgreicher Ausstieg aus der Förderung kann daher mit **erheblichen Unsicherheiten für die Projektfinanzierung** verbunden sein.

Regulatorisch einfacher und investitionsfreundlicher wäre daher ein Modell, bei dem neue EE-Anlagen mit einem Zuschlag aus einer EEG-Ausschreibung **in den ersten Betriebsjahren („Frontjahre“)** – beispielsweise fünf Jahre – **freiwillig auf die EEG-Förderung verzichten können**. In dieser Phase würden Vermarktung und Absicherung des erzeugten Stroms ausschließlich marktlich erfolgen, etwa über PPAs oder den Terminmarkt. Zugleich würde die Pflicht zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags entfallen. Das befristete EEG-Opt-out würde mit der Inbetriebnahme der Anlage beginnen. **Nach Ablauf der Frontjahre würde die staatliche Absicherung im Rahmen des CfD-/EEG-Systems einsetzen.**

Für die ersten Jahre ab Inbetriebnahme besteht typischerweise ein **liquider Hedging-Markt**, sodass sich diese Phase besonders für PPAs oder Terminabsicherungen eignet. Für weiter in der Zukunft liegende Lieferjahre nimmt die Liquidität des Hedging-Marktes ab, wodurch eine langfristige marktliche Absicherung erschwert wird. Gerade für diese späteren Jahre leistet eine staatliche Absicherung durch CfD-/EEG-Mechanismen einen wichtigen Beitrag zur Investitionssicherheit.

Zugleich können marktliche Frontjahre **funktionierende PPA-Märkte** fördern, da ein größerer Anteil des erzeugten Stroms direkt an industrielle Abnehmer oder Elektrolyseure vermarktet wird. Nach Ablauf der Frontjahre wechseln die Anlagen in die CfD-Absicherung und verbleiben dort für die restliche EEG-Förderlaufzeit (z. B. Jahre 6 bis 20). **Ein erneuter Wechsel in die marktliche Vermarktung ist während dieses Zeitraums nicht vorgesehen.**

Ein weiterer Vorteil des Modells liegt in der **Verbindung von Marktintegration mit Investitionssicherheit**. Die klare Trennung zwischen einer marktlichen Phase mit Merchant- oder PPA-Vermarktung und einer anschließenden regulierten Phase mit CfD-Absicherung schafft klar abgrenzbare Risikoprofile. Dies erleichtert Investoren und Ratingagenturen die Bewertung der Erlös- und Finanzierungsrisiken.

Um PPA-Märkte zu stärken und zugleich langfristige Investitionssicherheit zu gewährleisten, sollte das EEG daher ein befristetes Opt-out in den Frontjahren mit anschließender verbindlicher CfD-/EEG-Absicherung vorsehen.

2. Keine Einführung einer Pachtobergrenze

Der EEG-Entwurf sieht mit **§§ 36d und 53a EEG-E 2027 eine gesetzliche Begrenzung der Nutzungsentgelte für Grundstücke (Pachten) für Windenergieanlagen an Land einschließlich einer Zahlungspflicht bei Verstößen** vor. Damit soll insbesondere überhöhten Pachtforderungen und daraus resultierenden Projektkosten entgegengewirkt werden.

EWE sieht die Einführung einer gesetzlichen Pachtobergrenze **kritisch**. Ein regulatorischer Eingriff in die Preisbildung ist aus unserer Sicht weder erforderlich noch geeignet, die Flächenbereitstellung und den Wettbewerb bei der Windenergie an Land nachhaltig zu verbessern.

Die **wirtschaftlichen Rahmenbedingungen** für Windenergieprojekte haben sich in den **vergangenen Jahren deutlich verändert**: Gesunkene Zuschlagswerte, gestiegene Projekt- und Finanzierungskosten sowie der intensive Wettbewerb in den Ausschreibungen haben den wirtschaftlichen Spielraum für Pachtzahlungen deutlich reduziert. Überhöhte Pachtzahlungen lassen sich unter diesen Bedingungen zunehmend nicht mehr darstellen. Entsprechend stehen Pachtpreise bereits heute unter erheblichem Anpassungsdruck und bestehende Vereinbarungen werden teilweise neu verhandelt. Der Markt reagiert damit auf die zuvor stark gestiegenen Pachtforderungen. Eine gesetzliche Preisbegrenzung würde somit in diesen Anpassungsprozess eingreifen.

Zugleich birgt eine Pachtobergrenze erhebliche **Risiken für die Flächenbereitstellung**. Grundstückseigentümer sind für Windenergieprojekte unverzichtbare Partner. Eine staatliche Begrenzung ihrer Pachteinnahmen kann die Bereitschaft zur Bereitstellung geeigneter Flächen verringern und das Vertrauen in langfristige Vertragsbeziehungen beeinträchtigen. Damit droht die Regelung, den Zugang zu Flächen zu erschweren und den weiteren Ausbau der Windenergie zu verzögern.

Darüber hinaus schafft die vorgesehene räumliche Begrenzung **Fehl- und Ausweichenreize**. Unterschiedliche regulatorische Bedingungen für Flächen innerhalb und außerhalb des maßgeblichen Radius könnten **Wettbewerbsverzerrungen** und **Umgehungskonstellationen** begünstigen. Pachtforderungen könnten sich auf Flächen außerhalb des Begrenzungsradius verlagern oder dort steigen. Damit drohen zusätzliche **Compliance- und Rechtsrisiken**, ohne dass die angestrebte Begrenzung der Pachtkosten erreicht wird.

Hinzu kommt ein **zusätzlicher Prüf- und Verwaltungsaufwand – auch für die Netzbetreiber**. Die Erfassung sämtlicher relevanter Zahlungen, die Abgrenzung der einzubeziehenden Flächen und Verträge sowie die vorgesehenen Nachweis- und Kontrollpflichten erhöhen die Projektkomplexität. Gleichzeitig können bereits Jahre vor einer Ausschreibung geschlossene Nutzungsverträge nachträglich wirtschaftliche und regulatorische Risiken begründen. Dies **beeinträchtigt** die für Windenergieprojekte **notwendige Planungs- und Investitionssicherheit**.

EWE spricht sich daher **gegen die Einführung einer gesetzlichen Pachtobergrenze** aus. Statt eines staatlichen Preiseingriffs sollte die **wettbewerbliche Preisbildung bei der Flächensicherung erhalten** bleiben. Die bestehenden Marktmechanismen reagieren bereits auf die veränderten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Zusätzliche regulatorische Vorgaben würden **neue Bürokratie, Rechts- und Compliance-Risiken sowie Fehlanreize** schaffen und die für den weiteren Windenergieausbau **notwendige Flächenbereitstellung erschweren**.

3. Doppelvermarktungsverbot (§ 80 EEG) klarstellen

Im weiteren Verfahren sollte klargestellt werden, dass die Nutzung von Strom aus bestehenden und EEG-geförderten Anlagen zur **Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff** 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. Dies wurde zudem national im Rahmen der Umsetzung der Delegierten Verordnung explizit klargestellt.¹

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 der Bestätigung 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.

Entsprechend sollte § 80 EEG 2027 wie folgt angepasst werden:

(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 sonstige Nachweise, die ausschließlich dem Nachweis dienen, dass für die Herstellung von Wasserstoff nur Strom aus erneuerbaren Energien verbraucht wurde, anzuwenden.“

4. Flexibilität ermöglichen und Netzausbau effizient gestalten

Die in § 9 Abs. 2b des EEG-Regierungsentwurfs vorgesehene pauschale und dauerhafte Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt auf 50 % sollte **auf nicht steuerbare PV-Anlagen beschränkt werden**.

Für steuerbare Anlagen sollte **die Netzplanung auf eine Wirkleistungseinspeisung von 50 % der installierten Leistung** ausgelegt werden. Bei diesen Anlagen sollte **eine darüber hinausgehende Einspeisung grundsätzlich möglich sein**, soweit zum jeweiligen Zeitpunkt ausreichende Netzkapazität vorhanden ist. Im Falle einer dennoch erforderlichen Abregelung sollte **kein finanzieller Ausgleich** geschuldet sein, um erhebliche Abrechnungsaufwände für Kleinstmengen und zusätzliche Kosten für die Allgemeinheit zu vermeiden. So wird vermieden, dass die Netzplanung auf die nur kurzzeitig auftretende PV-Mittagsspitze ausgerichtet werden muss. Gleichzeitig können **vorhandene Netzkapazitäten effizienter genutzt und der Netzausbaubedarf reduziert werden**.

Für eine solche Differenzierung nach der Steuerbarkeit spricht insbesondere das erhebliche **Flexibilitätpotenzial im Stromsystem**. Die Flexibilisierung von Erzeugung, Einspeisung und Verbrauch birgt erhebliches Potenzial, die bestehende und zunehmende Volatilität im Stromsystem volkswirtschaftlich effizient abzufedern. Bereits heute sind im Bereich der Heimspeicher und Elektrofahrzeuge **weit über 10 GW flexibler Leistung** vorhanden². Um dieses Potenzial zu heben, ist ein Hochlauf von Flexibilitätsprodukten erforderlich.

¹ [Vollzug der 37. BImSchV: Anrechnung strombasierter Kraftstoffe | Umweltbundesamt](#), abgerufen am 3. Juli 2026

² https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpel/DL/Workshop-Folien.pdf?__blob=publicationFile&v=2, abgerufen am 1. September 2026

Die geplante Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung stellt hierfür jedoch **eine erhebliche Hürde** dar. Mit der vorgesehenen Regelung würde **nicht nur das Einspeisepotenzial von PV-Anlagen begrenzt, sondern auch das von Speichertechnologien**. So könnte etwa beim Betrieb einer 7-kWp-PV-Anlage mit einer auf 3,5 kW begrenzten Wirkleistungseinspeisung lediglich eine sehr geringe Energiemenge, beispielsweise aus einer Autobatterie, eingespeist werden. Flexibilitätsprodukte würden durch eine solche Regelung **wirtschaftlich unattraktiv**.

Die **pauschale** Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung sollte daher auf **Netzverknüpfungspunkte beschränkt werden, an denen Einspeiseanlagen ohne Steuerungsmöglichkeit installiert sind**.

5. Höhere Ausschreibungsvolumina für Windenergie an Land

EWE begrüßt, dass die im Klimaschutzprogramm 2026 vorgesehenen zusätzlichen Ausschreibungsmengen von insgesamt 12 GW Windenergie an Land im EEG-Regierungsentwurf berücksichtigt wurden.

Ergänzend sind für die Jahre 2027 bis 2032 jährlich **3,5 GW im Rahmen von Resilienzausschreibungen** vorgesehen. Diese Mengen sind jedoch Bestandteil der jeweiligen Ausschreibungsvolumina und werden **nicht zusätzlich ausgeschrieben**. Aus Sicht von EWE sollte daher geprüft werden, ob die geplanten Resilienzausschreibungen zusätzlich zu den regulären Ausschreibungen ausgestaltet werden können. Damit würde sichergestellt, dass die Einführung der Resilienzausschreibungen nicht zulasten der regulären Ausschreibungsmengen geht.

Zugleich müssen die **Anforderungen an die Resilienzausschreibungen** rechtzeitig und praxistauglich konkretisiert werden, damit die vorgesehenen Ausschreibungsmengen tatsächlich vollständig ausgeschöpft werden können. Insbesondere die qualitativen Kriterien nach dem Net-Zero Industry Act sollten frühzeitig und unter Einbeziehung der Branche festgelegt werden. Andernfalls besteht das Risiko, dass Projekte die Anforderungen der ersten Resilienzausschreibungen nicht rechtzeitig erfüllen können und Ausschreibungsmengen zunächst ungenutzt bleiben.

Die ausreichende Dimensionierung und vollständige Ausschöpfung der Ausschreibungsvolumina bleiben wichtige Voraussetzungen, um den Ausbau der Windenergie an Land entsprechend den gesetzlichen Ausbauzielen voranzutreiben.

6. Übererlösabschöpfung durch eine negative Marktpremie

Der **aktuelle EEG-Regierungsentwurf** sieht zur Umsetzung des europarechtlich vorgeschriebenen Clawback-Mechanismus einen sogenannten „**Refinanzierungsbeitrag**“ (§ 21d EEG-Regierungsentwurf) vor. Anlagen erhalten weiterhin eine Marktpremie, solange der Marktwert unter dem anzulegenden Wert liegt. Übersteigt der Jahresmarktwert den anzulegenden Wert, entsteht ein Refinanzierungsbeitrag, der vom Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber zu zahlen ist. Auf diese Weise werden Übererlöse abgeschöpft.

Mit diesem Ansatz würde neben der Marktpremie ein **zusätzlicher Abwicklungsmechanismus** eingeführt, der die Abrechnung komplexer und administrativ aufwändiger macht. Zudem müssen die

Netzbetreiber den Refinanzierungsbeitrag von den Anlagenbetreibern erheben, wodurch das **Inkassorisiko** bei ihnen verbleibt (§ 21d Abs. 3 EEG-Regierungsentwurf).

Alternativ sollte – in Anlehnung an die Position des BDEW – das bestehende System der **gleitenden Marktprämie** so angepasst werden, dass diese künftig auch **negativ** werden kann. Überschreitet der Jahresmarktwert den anzulegenden Wert, entstünde automatisch eine Rückzahlungspflicht des Anlagenbetreibers.

Da dieser Ansatz auf dem bestehenden Marktprämiensystem aufsetzt, wäre im Wesentlichen eine Anpassung der bestehenden Abrechnungsmechanik erforderlich. Ein zusätzlicher Abwicklungsmechanismus wäre nicht erforderlich; inhaltlich würde dasselbe Ergebnis erzielt wie mit dem vorgeschlagenen Refinanzierungsbeitrag. Der wesentliche Vorteil einer negativen Marktprämie liegt daher im geringeren Aufwand und der einfacheren Integration in bestehende Abrechnungssysteme.

Auch bei einer negativen Marktprämie müssten Netzbetreiber Rückzahlungen von Anlagenbetreibern erheben, wobei im Fall von Insolvenzen **Forderungsausfälle** entstehen können. Diese Risiken sollten nicht dem Netzbetreiber zugerechnet werden. Stattdessen sollten diese Kosten und Forderungsausfälle über den bundesweiten **EEG-Finanzierungsmechanismus** (EEG-Konto) **ausgeglichen** werden. Hierfür müsste das Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) entsprechend angepasst werden.

Die Einführung einer negativen Marktprämie würde – bei entsprechender Absicherung – gewährleisten:

- dass die europarechtlich geforderte Übererlösabschöpfung erfolgt,
- das bestehende Marktprämiensystem bei geringem administrativem Aufwand erhalten bleibt und
- dass Netzbetreiber nicht mit Ausfallrisiken aus Rückzahlungsforderungen belastet werden.

7. Investitionssicherheit nach 2032

Der EEG-Regierungsentwurf legt die **Ausschreibungsvolumina** für neue Anlagen weiterhin **lediglich bis zum Jahr 2032** fest (vgl. §§ 28 bis 28c sowie § 28e EEG-E 2027). Ein gesetzlicher Ausschreibungspfad für die Jahre ab 2033 fehlt. Damit besteht weiterhin eine erhebliche Planungslücke für Investitionen in erneuerbare Energien mit einer Inbetriebnahme nach 2032. Dies betrifft insbesondere die Windenergie an Land: Von der Flächensicherung über Genehmigungs- und Planungsverfahren bis zur Realisierung vergehen regelmäßig fünf bis sieben Jahre. Projektentwicklungen, die heute begonnen werden, zielen daher vielfach auf einen Realisierungszeitpunkt nach 2032. Ohne frühzeitige Klarheit über den Förderrahmen besteht das Risiko, dass Investitionen zurückgestellt oder Projekte gar nicht erst entwickelt werden.

Der Gesetzgeber sollte daher im EEG 2027 sicherstellen, dass auch **über das Jahr 2032 hinaus ein verlässlicher Ausschreibungsrahmen** besteht – etwa durch eine gesetzliche Verstetigung der Ausschreibungen oder die frühzeitige Festlegung eines fortgeschriebenen Ausschreibungspfads. Nur so können eine kontinuierliche Projektpipeline gesichert und ein Ausbauknick im kommenden Jahrzehnt vermieden werden.

8. Wechselwirkung mit anderen Gesetzgebungsverfahren und dem Regulierungsrahmen

Parallel zur Novellierung des EEG befindet sich auch das **Netzanschlusspaket** im Gesetzgebungsverfahren. Zugleich konkretisiert die BNetzA mit dem „**AgNes**“-Verfahren die grundlegende Überarbeitung der Netzentgeltsystematik im Strombereich. In allen drei Verfahren werden Fragen der Kosten- und Risikoverteilung für erneuerbare Energien adressiert.

Vor diesem Hintergrund ist eine **enge Abstimmung** der Regelungen zwingend erforderlich. Das gilt insbesondere für den im Netzanschlusspaket vorgesehenen **Redispatch-Vorbehalt**, durch den zusätzliche Engpassrisiken auf Anlagenbetreiber verlagert werden können. Ebenso relevant sind die im Rahmen des AgNes-Verfahrens vorgesehenen **Einspeiseentgelte** sowie mögliche **Baukostenzuschüsse** für Erzeugungsanlagen. Zwischen diesen Maßnahmen bestehen erhebliche **Wechselwirkungen**, die in ihrer Gesamtwirkung die Wirtschaftlichkeit neuer Projekte und damit den Ausbau der erneuerbaren Energien signifikant beeinträchtigen könnten.

EWE AG EWE ist ein Versorgungskonzern im Bereich Strom, Erdgas, Telekommunikation und Informationstechnologie. Die EWE AG ist registrierte Interessenvertreterin nach dem Lobbyregistergesetz (Registernummer R001058) und folgt dem vom Deutschen Bundestag und von der Bundesregierung beschlossenen Verhaltenskodex.

Kontakt EWE Aktiengesellschaft
Tirpitzstraße 39
D-26122 Oldenburg
www.ewe.com

Ansprechpersonen:
Abteilung Politische Angelegenheiten
Telse Jochims
telse.jochims@ewe.de

Aiko Holstein (Büro Berlin)
E-Mail: aiko.holstein@ewe.de
Telefon: 0162 1385048

Markus Hümpfer (Büro Berlin)
E-Mail: markus.huempfer@ewe.de
Telefon: 0162 2980912