

Stellungnahme



Schönau, den 22.07.2026

EWS-Rückmeldung zum Referentenentwurf vom 17.07.2026 eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten und marktorientierten Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor (EEG 2027)

Die EWS fordern:

- die Beibehaltung des Strommengenpfades zur Stärkung der Planungssicherheit für EE-Investoren;
- die Einführung eines produktionsabhängigen CfD und die Nutzung evt. Abschöpfungserlöse für Entlastungen bei Endverbrauchenden;
- die Fristverlängerung bei Windprojekten in Süddeutschland auf 42 Monate;
- die Einführung einer effizienten Direktvermarktungsinfrastruktur für PV-Dachanlagen bevor die Einspeisevergütung entfällt;
- die Beibehaltung des Berichts zur Bürgerenergie im Einklang mit den EU-Zielen aus dem „Citizen Energy Package“;
- die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit bei PV-Freiflächenanlagen
- die Begrenzung von Pachthöhen bei Wind-Flächen

Über die EWS

Die EWS Elektrizitätswerke Schönau eG sind nach der Reaktorkatastrophe von Tschernobyl aus der Bürgerinitiative für eine atomfreie Zukunft entstanden. Seit 1998 tritt die EWS als bundesweiter Ökostromversorger auf und setzt sich für eine ökologische, dezentrale und bürgereigene Energieversorgung ein. Inzwischen versorgt die Genossenschaft mit ihren über 15.600 Mitgliedern ca. 190.000 Haushalte und Betriebe in ganz Deutschland mit 100% Erneuerbarem Strom, Biogas und Gas. Als einziger bundesweiter Ökostromanbieter betreiben die EWS Strom-, Gas- und Nahwärmenetze in Bürgerhand und garantieren, dass die Erzeuger ihres Stroms keine Beteiligungen von Atom- oder Kohlekraftwerksbetreibern oder deren Tochterunternehmen haben.

Die EWS ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Registereintrag national: R001511. Registereintrag europäisch: 242520348841-74.

1. Einleitung

Die EWS setzen sich für eine bürgernahe und 100 Prozent Erneuerbare Energieversorgung ein. Der im Herbst 2025 durch das BMWi veröffentlichte Monitoringbericht von den Beratungsunternehmen BET und EWI zum Stand der Energiewende wirft einen realistischen Blick auf die Energiewende in Deutschland. Der Bericht bietet eine gute Grundlage für die notwendige Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens für die Energiewende.

Der **Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland ist eine Erfolgsgeschichte**. Mit den regulatorischen Rahmenbedingungen insbesondere im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wurde die Transformation der Energieversorgung hin zu einem weitgehend erneuerbaren Energiesystem eingeleitet. Wir begrüßen ausdrücklich, dass im letzten Jahr die Erneuerbaren Energien fast 56 Prozent des Bruttostromverbrauchs abdeckten. Doch zur Erreichung der EE-Ausbauziele nach § 4 EEG ist es noch ein langer Weg.

Umso wichtiger ist es nun, das **hohe Erneuerbaren-Ausbautempo beizubehalten** bei gleichzeitiger Berücksichtigung von System- und Kosteneffizienz. Es gilt, Netzausbau und Flexibilität stärker anzureizen, die EE-Fördersystematik entsprechend der europäischen Vorgaben weiterzuentwickeln und Versorgungsmodelle auf Basis Erneuerbarer Energien zu vereinfachen.

Die Bundesregierung will mit dem Kabinettsbeschluss zum EEG (2027) einen Beitrag dazu leisten, die Energiewende transparent, planbar und pragmatisch zum Erfolg zu bringen. Wir teilen die Grundintention dieses Anliegens, sehen jedoch, dass **mit dem vorliegenden Entwurf an einigen Stellen falsche Weichenstellungen** vorgenommen werden. Diese könnten sich – insbesondere in der Verknüpfung mit parallellaufenden Gesetzgebungsverfahren (sog. Netzpaket) – stark negativ auf den weiteren Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland auswirken.

Die EWS begrüßen die im Referentenentwurf vom 17.07.2026 vorgenommenen **punktuellen Nachbesserungen** – etwa die pragmatische Weiterentwicklung der Erneuerbaren-Förderung hin zu Contracts-for-Difference (CfD). Dennoch sehen wir die wirtschaftliche Tragfähigkeit neuer Projekte – insbesondere für kleinere und mittlere Projektierer sowie Bürgerenergiegesellschaften – weiterhin ernsthaft gefährdet. Anhaltend niedrige Zuschlagswerte, aus heutiger Sicht noch nicht hinreichend konkretisierte Instrumente zur Stärkung der Windenergie in Süddeutschland oder das Streichen des Strommengenpfades untergraben die nötige Investitions- und Planungssicherheit.

Auch im **PV-Kleinanlagensegment greift die geplante Förderumstellung zu kurz**: Zwar begrüßen wir die eingeführte 36-monatige Übergangszahlung nebst anschließendem Direktvermarktungsbonus als methodischen Schritt in die richtige Richtung. **Ein Systemwechsel zur verpflichtenden Direktvermarktung darf jedoch erst vollzogen werden, wenn eine flächendeckende, praxistaugliche und für Kleinanlagen wirtschaftliche Direktvermarktungsinfrastruktur am Markt etabliert ist.**

Wir gehen nachfolgend **im Detail auf die avisierten Änderungen** ein und schlagen Ergänzungen für das weitere Gesetzgebungsverfahren vor.

2. Bewertungen im Detail

Zu § 4a: Abschaffung des Strommengenpfads

Die EWS lehnen die ersatzlose Streichung des Strommengenpfads nach §4 a EEG ab.

Mit dem vollständigen Verzicht auf dieses Instrument geht ein wichtiges Kontrollinstrument für den EE-Ausbau verloren. Zudem wirkt sich dieser Aspekt unseres Erachtens negativ auf die Planungssicherheit für EE-Investoren aus.

Zu §6 Abs. 2 und 3: Berücksichtigung realer Mengen bei der kommunalen Abgabe

Die EWS begrüßen die Klarstellung auf reale Strommengeneinspeisung bei der Berechnung.

Wir können die Intention des Gesetzgebers, durch die kommunale Abgabe auf Wind- und Solaranlagen die Akzeptanz von EE-Anlagen vor Ort zu stärken, grundsätzlich nachvollziehen. Nach den hier vorgestellten Plänen sollen zukünftig nicht mehr fiktive Strommengen, sondern die tatsächlich eingespeisten Strommengen von EE-Anlagen bei der Berechnung der finanziellen Beteiligung der Kommunen verwendet werden. Diese ist aus unserer Sicht positiv zu bewerten, weil damit sichergestellt wird, dass die Abgabe auch auf tatsächlich von der Anlage erzeugte und vergütete Strommengen erfolgt.

Darüber hinaus empfehlen wir eine Vereinheitlichung der derzeit unterschiedlichen länderspezifischen Regelungen zur kommunalen Abgabe. Eine bundesweit einheitliche Regelung würde den administrativen Aufwand deutlich reduzieren und eine bürokratiearme Umsetzung ermöglichen.

Zu §9: Begrenzung maximaler Wirkleistung auf 50 Prozent

Die EWS lehnen eine weitere Begrenzung der maximalen Wirkleistung von aktuell 60 Prozent auf 50 Prozent entschieden ab.

Die Festlegung der Begrenzung auf 60 Prozent wurde erst im Februar 2025 mit dem Beschluss des Solarspitzengesetzes fixiert. Vor diesem Hintergrund erscheint eine weitere Absenkung der maximalen Einspeiseleistung auf 50 Prozent zum jetzigen Zeitpunkt verfrüht, da die jüngst eingeleitete Begrenzung auf 60 Prozent für neue Anlagen noch nicht ausreichende Zeit hatte, mögliche netz- und systemdienliche Wirkungen zu entfalten und belastbar bewertet zu werden. Auch scheint mit Blick auf die anderen Maßnahmen aus der Gesetzesnovelle, die den zukünftigen PV-Ausbau stärker in die Gebiete mit freien Netzanschlusskapazitäten bringen sollen, diese Regelung in Zukunft redundant.

Zu §§ 19, 21, 23, 25: Abschaffung fixer Einspeisevergütung, Einführung Netzbetreiberabnahme

Die EWS lehnen den Vorschlag zur kurzfristigen Streichung der fixen Einspeisevergütung bei neuen PV-Kleinanlagen ab.

Mit dem vorliegenden Entwurf will der Gesetzgeber die fixe Einspeisevergütung bei neuen PV-Kleinanlagen beenden. Der Referentenentwurf vom 17.07.2026 sieht gegenüber dem Arbeitsentwurf aus Januar 2026 eine gestaffelte und in den Schwellenwerten günstigere Übergangsregelung für die

Netzbetreiberabnahme vor: Anlagen mit weniger als 50 kW, die vor dem 1.1.2028 in Betrieb genommen werden, Anlagen mit weniger als 25 kW vor dem 1.1.2029 sowie – neu hinzugekommen – Anlagen mit weniger als 7 kW vor dem 1.1.2030. Die bisherige Sonderregelung für eine Ausfallvergütung bei Anlagen über 100 kW entfällt ersatzlos.

Die EWS begrüßen, dass die Schwellenwerte gegenüber dem Arbeitsentwurf angehoben und eine dritte, kleinteiligere Stufe ergänzt wurden – das ist ein Schritt in die richtige Richtung. Dennoch ändert auch dies nichts am strukturellen Problem: Ohne eine funktionierende Direktvermarktungsinfrastruktur für Kleinanlagen kommt der Systemwechsel für die betroffenen Jahrgänge einem faktischen Stopp der Einspeisevergütung gleich. Auch der nach § 50c EEG-E vorgesehene Bonus für die sonstige Direktvermarktung von 1,5 Cent pro Kilowattstunde, befristet auf maximal 48 Monate, dürfte hieran wenig ändern: Angesichts der Vermarktungskosten und des zusätzlichen administrativen Aufwands für Kleinstanlagenbetreiber ist zu bezweifeln, dass dieser Bonus einen ausreichenden Anreiz für den freiwilligen Wechsel in die Direktvermarktung setzt. Die Direktvermarktungspflicht für Kleinst-PV bleibt damit im Kern bestehen, ohne dass eine wirtschaftlich tragfähige Alternative geschaffen wird.

Das Fraunhofer ISE hat sich in der [Studie „Dezentrale PV als Säule der Energiewende - Analyse und Perspektiven für kleine Dachsolaranlagen“](#) explizit mit den Auswirkungen einer sofortigen Abschaffung der festen EEG-Einspeisevergütung für neue PV-Dachanlagen bis 30 kW auseinandergesetzt. Die Studie verdeutlicht: ca. 37 Prozent der installierten Stromleistung der Photovoltaik sind auf das Segment der kleinen Dachanlagen (2-30 kWp) zurückzuführen. Bereits heute existieren Amortisationszeiten in schlechten Fällen (z.B. bei niedriger Eigenverbrauchsquote) von über 20 Jahren. Ein sofortiger Wegfall der festen Einspeisevergütung hätte eine Verlängerung der Amortisationszeiten um im Durchschnitt 2-3 Jahren zur Folge. Damit würden viele Investitionen in neue PV-Anlagen gestoppt.

Grundvoraussetzung für einen Übergang von PV-Kleinanlagen in die Direktvermarktung ist die Schaffung einer effizienten Direktvermarktungsinfrastruktur für Kleinanlagen. Dazu gehört ein beschleunigter Smart-Meter-Rollout, standardisierte Marktprozesse, Anreize für Speicher sowie ein niederschwelliger Zugang für Kleinanlagen zum Herkunftsnachweisregister. Wenn diese Bedingungen erfüllt sind, dann sollte eine Umstellung des Förderregimes erfolgen. Gleichwohl wird das Grundproblem von geringen Erlösen der eingespeisten Strommengen vs. vergleichsweise hohem Aufwand für die Direktvermarktung bei einzelnen PV-Kleinanlagen bestehen bleiben.

Der parallel zum Umbau der Förderung angekündigte Branchenprozess zur Direktvermarktung ist aus unserer Sicht viel zu spät, denn dieser sollte vor der Anpassung des Fördersystems erfolgen. Statt eines planbaren, effizienten Übergangs mit funktionierenden Marktalternativen riskiert der EEG-Entwurf damit einen Markteinbruch im Kleinanlagensegment. Anlagen dürften kleiner dimensioniert werden (optimiert für Eigenverbrauch) oder nicht gebaut werden, da die Investitionsbereitschaft privater Haushalte angesichts unsicherer Rahmenbedingungen und mangelnder Wirtschaftlichkeit drastisch sinken wird. Das birgt auch Risiken mit Blick auf eine schwindende Akzeptanz für die Energiewende, denn die Teilhabemöglichkeit vieler Bürgerinnen und Bürger und Kleininvestoren würde beschnitten.

Aus Sicht der EWS ist daher sinnvoll, die fixe Einspeisevergütung vorerst beizubehalten, bis die Direktvermarktung oder ein anderer Mechanismus (z.B. Dynamisierung der Einspeisevergütung oder eine Kombination von Festpreistarif für Überschussstrom mit dynamischen Stromtarif) so angepasst sind, dass sie für die Anlagenbetreiber eine realistische Alternative darstellen. So kann auf der einen Seite dem Wunsch nach einer Kostenreduktion beim EE-Ausbau nachgegangen werden, während

bei neuen PV-Dachprojekten dennoch weiterhin Planungs- und Investitionssicherheit gewährleistet wird.

Zu § 21d und § 21e: Weiterentwicklung Marktprämienmodell zu CfD mit Abschöpfung

Die EWS begrüßen, dass der Entwurf mit dem in § 21d vorgesehenen Refinanzierungsbeitrag eine pragmatische Weiterentwicklung der Erlösbeteiligung bei der Marktprämie vornimmt, und fordern die Zweckbindung der daraus resultierenden Einnahmen für Entlastungsmaßnahmen.

Der Gesetzgeber will für die künftig Förderung größerer Erneuerbarer-Energien-Anlagen ein verhältnismäßig einfaches und unbürokratisches Instrument einführen. Dieses zielt auf die Jahresmarktwerte ab und ermöglicht eine produktionsabhängige Vergütung. Darüber hinaus werden die europäischen Vorgaben für einen Abschöpfungsmechanismus (s.g. „Claw-Back-Mechanismus“) berücksichtigt – im Entwurf als „Refinanzierungsbeitrag“ bezeichnet. Aus unserer Sicht kann bei der Umstellung der Förderung Planungssicherheit für alle involvierten Akteure (insb. Betreiber, Abnehmer und Finanzierer) erhalten werden, indem auf eine maximal einfach zu handhabenden, produktionsabhängigen CfD umgestellt wird, dessen Förderung mit ct/kWh auf die tatsächliche Einspeisung abzielt. Dies sehen wir mit dem in § 21d vorgesehenen Schritt im Grundsatz erfüllt.

Unverständlich ist, warum die Abschöpfungskomponente nach § 21d Absatz 1 Satz 2 auch für Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung bzw. bei PPA gelten soll. Hier wird die Möglichkeit verhindert, einen langfristigen PPA-Markt zur förderfreien Vermarktung von EE-Anlagen zu etablieren. Aus unserer Sicht ist dieser Umsetzungsvorschlag weder mit Blick auf europäische Vorgaben noch in Kombination mit der restriktiven Wechselmöglichkeit (s. u.) notwendig und sollte daher gestrichen werden.

Bei dem vom Gesetzgeber avisierten CfD-Modell muss auch darauf geachtet werden, dass eine Wechselmöglichkeit in die förderfreie Vermarktung von EE-Strom via Strom-Direktlieferverträgen (PPA) erhalten bleibt. Es stimmt positiv, dass zumindest der einmalige Wechsel aus dem CfD-System innerhalb der ersten 10 Jahre der Förderung nach § 21e besteht.

Insgesamt begrüßen wir die dargestellte Umsetzung der europäischen Vorgaben und fordern die Bundesregierung auf, dass mögliche Abschöpfungserlöse durch den Staat – wie in der EU-Regulatorik vorgesehen – konsequent an die Endverbrauchenden zurückgezahlt werden. Dies kann beispielsweise durch die allgemeine Reduzierung des Strompreises (z.B. Senkung Stromsteuer auf EU-rechtliches Minimum) oder durch die Einführung eines Klimageldes erfolgen.

Zu § 28: Anpassungen Ausschreibungsvolumina Wind und PV

Die EWS begrüßen die Anhebung der Ausschreibungsvolumina bei Wind an Land um 12 GW.

Bereits im bestehenden Fördersystem (Marktprämienmodell) stehen größere Wind- und Solarprojekte angesichts sinkender Marktwerte unter einem massiven Kostendruck. Mit der Einführung eines CfDs, bei dem sich voraussichtlich die Gebotswerte stärker an realen Kosten orientieren, braucht es zwingend Verbesserungen im Ausschreibungsdesign. Es ist sehr positiv, wenn die Ausschreibungsvolumina für PV-Freiflächenanlagen (§ 28a) im Entwurf auf jährlich 14 GW angehoben werden sollen und wenn bei den Windenergieausschreibungen eine Perspektive bis 2032 aufgezeigt werden soll.

Es ist positiv zu vermerken, dass der Entwurf – äquivalent zu den Ausschreibungen bei der PV-Freifläche – auch das erhöhte Ausschreibungsvolumen für die Windenergie konkret in § 28 Absatz

2 fest schreibt. Wir begrüßen an dieser Stelle, dass die von der Bundesregierung im Klimaschutzprogramm 2026 beschlossenen zusätzlichen Ausschreibungsvolumina von 12 GW Windenergie damit Eingang in das laufende EEG-Gesetzgebungsverfahren gefunden haben (15.000 MW in den Jahren 2027 und 2028, 12.000 MW im Jahr 2029, danach 10.000 MW jährlich bis 2032).

Kritisch sehen wir, dass es innerhalb dieses bundesweiten Gesamtvolumens keine gesonderte Mengenzuordnung für Standorte in Süddeutschland gibt. Die im Entwurf vorgesehene Anhebung des Korrekturfaktors im Referenzertragsmodell für die Südregion (§ 36h) von 1,55 auf 1,65 versucht zwar, die reduzierte Windhöflichkeit dieser Standorte auszugleichen, eine Anerkennung der höheren spezifischen Investitionskosten fehlt im Entwurf jedoch weiterhin. Südstandorte müssen dadurch zunächst mit windhöflicheren Standorten im Norden um denselben bundesweiten Ausschreibungstopf konkurrieren; der Ausgleichshebel über den Korrekturfaktor setzt erst nach einem erfolgreichen Zuschlag an, wirkt sich auf die Wettbewerbsfähigkeit des Gebots nicht direkt aus.

Höhere Ausschreibungsvolumina sind insbesondere für Süddeutschland relevant, da dort Projektkosten häufig oberhalb des bundesweiten Durchschnitts liegen und Projekte bei steigender Konkurrenz überproportional aus dem Markt gedrängt werden. Ein weiterer Einbruch des Windzubaues im Süden würde zu volkswirtschaftlichen Mehrkosten und Systemineffizienzen führen.

Zu § 28 Abs. 3 Nr. 2c & § 28a Abs. 3 Nr. 2c: NZIA-Ausschreibungsmengen werden vom regulären Ausschreibungsvolumen abgezogen

Die EWS kritisieren die avisierte Verrechnung der NZIA-Ausschreibungsmengen.

Wie zu unseren Anmerkungen unter §28 dargestellt, stehen EE-Projekten aktuell angesichts sinkender Marktwerte unter massivem Kostendruck. Daher braucht es aus unserer Sicht wie oben dargestellt höhere Ausschreibungsmengen. Die hier im Entwurf dargestellte Idee, dass Ausschreibungsmengen der Resilienzausschreibungen von regulären Ausschreibungsmengen abgezogen werden, ist daher kontraproduktiv. Dies betrifft nicht nur die Windenergie an Land (§ 28 Abs. 3 Nr. 2c), sondern in identischer Weise auch die Solaranlagen des ersten Segments (§ 28a Abs. 3 Nr. 2c) – in beiden Fällen wird die für Resilienzausschreibungen vorgesehene Menge direkt vom jeweiligen regulären Ausschreibungsvolumen desselben Kalenderjahres abgezogen. Wir sehen dafür keine europarechtliche Notwendigkeit für diese Einschränkung der Ausschreibungsmengen, daher sollte diese Regelung wieder gestrichen werden.

Zu § 36i und §36e: Fristverlängerung bei Windprojekten

Die EWS fordern eine Fristverlängerung zwischen Bezuschlagung eines Windprojektes und Realisierung der Anlage auf 42 Monate.

Der EEG-Entwurf sieht eine Verlängerung auf 36 Monate vor, was den praktischen Herausforderungen deutlich näherkommt und damit auch ein erster Schritt in die richtige Richtung ist. Insbesondere in Süddeutschland mit Windenergieanlagen auf Bergkämmen hat man aufgrund topographischer und wetterbedingter Herausforderungen schwer mit den aktuellen 30 Monaten zu kämpfen und selbst die vorgeschlagenen 36 Monate können eine Herausforderung darstellen. Wir empfehlen daher, den Realisierungszeitraum auf 42 Monate auszudehnen und dies auch in §36e entsprechend anzupassen, um so insbesondere den Gegebenheiten für den Windenergieausbau in

Süddeutschland besser Rechnung tragen zu können. Alternativ zu pauschalen Verlängerungen, sollte geprüft werden, ob Realisierungsfristen an nachweisbare Projektfortschritte gekoppelt werden können.

Zu §§ 39n & 28e & 88d: Resilienzausschreibungen

Die EWS erachten die Abschaffung der Innovationsausschreibungen als konsequent.

In Summe hat das Instrument der Innovationsausschreibungen nicht die erhoffte Wirkung entfaltet. An dessen Stelle rücken nun die Resilienzausschreibungen, die auch die Anforderungen des europäischen NZIA umsetzen sollen. Ob das gelungen ist, können wir leider nur teilweise bewerten: Zwar legt § 28e Absatz 2 für 2027 bis 2029 einen Auffangwert von 4.000 MW/Jahr (3.500 MW Wind, 500 MW PV) fest, doch die konkreten Zuschlagskriterien sowie die Mengen für 2030 bis 2032 bleiben vollständig einer künftigen Rechtsverordnung nach § 88d vorbehalten. Dies nimmt – bis jene Verordnung in Kraft tritt bzw. für die Jahre ab 2030 – EE-Ausschreibungsmengen aus dem System und schafft Planungsunsicherheiten."

Zu § 99b EEG: Abschaffung Bericht Bürgerenergie

Die EWS fordern die Beibehaltung des Berichts zur Bürgerenergie.

Als Vorreiter einer dezentralen und durch Bürger*innen getragene Energiewende lehnen wir die Abschaffung des Berichts zur Bürgerenergie entschieden ab. Die Bürgerenergie ist ein entscheidender Faktor dafür, dass die Energiewende nicht nur dezentral und demokratisch, sondern auch sozial gerecht über unterschiedliche Teilhabemöglichkeiten gestaltet wird. Wir fordern daher, die Rahmenbedingungen für die Bürgerenergie weiter zu verbessern, statt – wie beispielsweise die Abschaffung eines konstanten Monitorings der Entwicklungen – sie zu verschlechtern.

3. Wichtige Ergänzungsvorschläge für das EEG 2027

Wirtschaftlichkeit von PV-Freiflächenanlagen verbessern

Der Zubau von PV-Freiflächenanlagen hat mit ca. 8 GW in 2025 erfreulicherweise einen Höchststand erreicht (+23% ggü. 2024). Gleichwohl stehen neue PV-Freiflächenanlagen unter zunehmendem wirtschaftlichen Druck. Der Wettbewerb in den Ausschreibungen ist hoch, weshalb die Zuschlagswerte relativ konstant auf einem niedrigen, wirtschaftlich kaum auskömmlichen Niveau liegen.. Leider sorgt das auch dafür, dass die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte insb. von kleineren und mittleren Projektierern stark beeinträchtigt wird. Auf der anderen Seite sind marktliche Refinanzierungsformen wie z. B. PPA für PV-Freiflächenanlagen noch stark unterentwickelt (s.o.).

Hier gilt es, die Regulatorik entsprechend zu verbessern. Dabei sollte sowohl der Pfad der EEG-Förderung als auch der der marktlichen Refinanzierung (siehe auch oben PPA) konsequent weiterentwickelt werden. Auf Seiten der EEG-Förderung gilt es, die Höchstwerte auf einem stabilen Niveau zu halten. Darüber hinaus sollte das Ausschreibungsdesign nicht überfrachtet werden, was z. B. durch eine stärkere Gewichtung qualitativer Kriterien, wie z. B. naturschutzrechtlicher Kriterien, in

den Ausschreibungen passieren könnte. Netzbezogene Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Freiflächen-PV, die im parallelen Netzanschlusspaket verhandelt werden, könnten sich zusätzlich auf die Wirtschaftlichkeit auswirken; hierzu nehmen wir im Rahmen dieser EEG-Stellungnahme nicht gesondert Stellung.

Pachthöhen begrenzen

Die EWS fordern Pachthöhen bei Wind-Flächen zu begrenzen.

Der [Koalitionsvertrag](#) zwischen CDU, CSU und SPD stellt im Kapitel Windenergie klar, dass die zulässige Höhe der Flächenpachten für im EEG geförderte Anlagen begrenzt werden soll. Dies ist zu begrüßen und sollte in der aktuellen EEG-Reform adressiert werden. Hohe Pachten, insb. durch öffentliche Flächeneigentümer*innen stellen laut der Projektentwickler ein generelles Hindernis für den Windenergieausbau dar. Es erhöht die Kosten und beeinflusst die Akzeptanz von Wind-Projekten, insbesondere auch im Vergleich mit Pachten bei landwirtschaftlicher Nutzung. Die aktuelle Bundesregierung muss eine praktikable Lösung entwickeln, wie eine Obergrenze für Pachten für EEG-geförderte Anlagen ausgestaltet werden kann.

Förderfreie EE-Vermarktung absichern

Die EWS fordern förderfreie EE-Vermarktung via PPA durch Garantien abzusichern.

Das Risiko der Nutzung von privatwirtschaftlichen, förderfreien PPAs (z. B. im Zuge der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a EEG) ist für Betreiber von EE-Anlagen in der Regel höher als die Inanspruchnahme des staatlichen Fördersystems, denn mit ihnen gehen Ausfallrisiken und eine höhere Komplexität in der energiewirtschaftlichen Einbindung einher.

Vor allem für kleinere Akteure (bspw. kleine und mittlere Unternehmen (KMU), Stadtwerke, Energiegenossenschaften) sind PPAs daher mit Herausforderungen verbunden. Einige Gründe sprechen aktuell für die Meidung von PPAs von kleineren Akteuren, insbesondere fehlende Wirtschaftlichkeit, keine Langfristigkeit der Verträge, mangelnde Größenvorteile sowie der Gefahr des Abnehmerausfallrisikos und damit verbunden höherer Risiken und Finanzierungskosten.

Es braucht daher strukturelle Verbesserungen, um einen nachhaltigen PPA-Markt auch für kleine und mittelständische Akteure zu etablieren. Mögliche Maßnahmen dafür sind ein Programm zur Gewährung staatlicher Bürgschaften für PPA-Projekte, der konsequente Abbau von Markteintrittsbarrieren und die Etablierung von Prozessen zur Transparenz und Standardisierung von Verträgen. Auf der Nachfrageseite müsste zudem der Bedarf nach Direktgrünstrombezug aus EE-Anlagen deutlich gesteigert werden.

Ansprechpartner

EWS Elektrizitätswerke Schönau eG

Abteilung Politik & Verbände

E-Mail: energiepolitik@ews-schoenau.de