

Positionspapier

Schönau, den 22.01.2026

EWS-Handlungsempfehlungen für die kommende Erneuerbare-Energien-Gesetz-Novelle (EEG 2026)

- CfD als Leitfinanzierungsinstrument planungssicher ausgestalten
- Förderfreie EE-Vermarktung via PPA durch Garantien absichern
- Netzanschlüsse standardisieren
- Pachthöhen bei Wind-Flächen begrenzen
- Südquote im Referenzertragsmodell beibehalten
- Wirtschaftlichkeit von PV-Freiflächenanlagen verbessern
- Effizientere Direktvermarktung für Kleinanlagen ermöglichen



Einleitung

Die EWS setzen sich für eine bürgernahe und 100 Prozent Erneuerbare Energieversorgung ein. Der im Herbst veröffentlichte Monitoringbericht von den Beratungsunternehmen BET und EWI zum Stand der Energiewende hat aus unserer Sicht einen realistischen Blick auf die Energiewende in Deutschland geworfen. Der Bericht gibt viele zielführende Handlungsempfehlungen, die eine gute Grundlage für die pragmatische Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens für die Energiewende liefern.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist eine Erfolgsgeschichte. In kurzer Zeit konnte mit dem dort entwickelten Rechtsrahmen die Transformation der Energieversorgung hin zu einem weitgehend erneuerbaren Energiesystem eingeleitet werden. Es stellen sich in der Energiewirtschaft nun neue Herausforderungen, weswegen auch das EEG zielführend weiterentwickelt werden muss. Es gilt, Flexibilitäten und Speicher weiter anzureizen, die Fördersystematik entsprechend europäischer Vorgaben anzupassen und neue Geschäftsmodelle anzureizen. Dabei darf das Ziel einer bürgernahe und 100 Prozent Erneuerbare Energieversorgung nicht aus den Augen verloren gehen.

CfD als Leitfinanzierungsinstrument planungssicher ausgestalten

Die EEG-Absicherung für EE-Projekte stellt aktuell die wichtigste betriebswirtschaftliche Grundlage für Investitionen in die Energiewende sicher. Nach EU-Vorgaben ist die Fördersystematik weiterzuentwickeln hin zu einem s.g. Contract for Difference (CfD) mit einer Abschöpfungskomponente (Claw-Back-Mechanismus). Wir begrüßen diese Entwicklung und fordern, dass mögliche Abschöpfungserlöse durch den Staat – wie in der EU-Regulatorik vorgesehen – an die Endverbrauchenden zurückgezahlt werden. Dies kann z. B. durch die allgemeine Reduzierung der Strompreise (Stichwort Senkung Stromsteuer auf EU-rechtliches Minimum) oder durch die Einführung eines Klimageldes erfolgen.

Gleichzeitig muss bei der CfD-Ausgestaltung zwingend darauf geachtet werden, dass die Wirtschaftlichkeit neuer EE-Projekt im gesamten Bundesgebiet garantiert wird. Bereits im bestehenden Fördersystem (Marktprämienmodell) stehen größere Wind- und Solarprojekte angesichts sinkender Marktwerte unter einem massiven Kostendruck (siehe unten). Darüber hinaus dürfen durch den Umstieg auf CfD keine höheren Risiken für Anlagenbetreiber entstehen, die die Akteursvielfalt einschränken oder die Komplexität weiter erhöhen. Der Übergang in ein CfD-System muss mit einer angemessenen Wirtschaftlichkeit und handhabbarem Risiko einhergehen. Andernfalls droht ein massiver Einbruch beim EE-Zubau und eine entsprechende Verfehlung der 2030-Ziele.

Aus unserer Sicht können diese Bedingungen nur durch einen maximal einfach zu handhabenden produktionsabhängigen CfD erfüllt werden, dessen Förderung mit ct/kWh auf die tatsächliche Einspeisung abzielt. In einem derartigen Cap-&-Floor-Rahmen wird um den in den BNetzA-Ausschreibungen ermittelten anzulegenden Wert eine Ober- und Untergrenze gebildet. Dadurch wird die Planungssicherheit für alle involvierten Akteure (insb. Betreiber und Abnehmer) deutlich gesteigert und Risiko bzw. Kosten minimiert.

Bei einem derartigen CfD-Modell muss auch darauf geachtet werden, dass eine Wechselmöglichkeit in die förderfreie Vermarktung von EE-Strom via Strom-Direktlieferverträgen (PPA) erhalten bleibt.

Förderfreie EE-Vermarktung via PPA durch Garantien absichern

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.

Netzanschlussverfahren standardisieren

Gemeinsam mit Branchenverbänden wie zum Beispiel dem BEE und dem bne setzen wir uns für die Schaffung eines Mechanismus zur Reservierung von Netzanschlusskapazitäten (Res-Mech) ein. Aktuell fehlen hierzu Standards hinsichtlich der Anforderungen an den Nachweis des Projektfortschritts sowie Rechtssicherheit für den Anschlussbegehrenden. Ziel sollten standardisierte Reservierungsverfahren sein, um für neue Projekte mehr Investitionssicherheit zu schaffen. Die Nachweise von Projektfortschritten dürfen dabei nicht zu niedrigschwellig sein und müssen gleichzeitig die Ernsthaftigkeit der nachzuweisenden Projektfortschritte nachvollziehbar abbilden, um keine neuen Projekte zu blockieren. Vor allem die Befristung von Reservierungen ist wichtig, um unnötig vorgehaltene Kapazitäten kurzfristig wieder freizugeben. Dabei ist die Reservierungsdauer an geeignete Nachweise zum Projektfortschritt zu binden, welche der Anschlussbegehrende nachzuweisen hat. Die bisher mangelnde Transparenz über verfügbare und reservierte Netzanschlusskapazitäten

drängt Projektierer dazu, mehr Netzanschlussbegehren zu stellen, als sie letztendlich realisieren können. Ein standardisierter Prozess würde im Netzanschlussverfahren auf beiden Seiten Kosten einsparen, die Verfahren beschleunigen und somit aktiv zum Erreichen der Ausbau- und Klimaziele beitragen. Auch ist dies aus unserer Sicht ein zielführender Weg als Diskussion über die Abschaffung bzw. Eingrenzung des Einspeisevorrangs Erneuerbarer Energien (§8 EEG). Nachweise und realistische Fristen finden sich auch im [Hinweispapier des BEE](#).

Die kürzlich in Kraft getretene Änderung des KraftNAV hat mit Blick auf Großspeichern für viel Verwirrung in der Branche gesorgt. Die Ausnahme von Batteriespeichern aus der KraftNAV sollte erst dann erfolgen, wenn ein wie eben beschrieben transparentes, standardisiertes und diskriminierungsfreies Anschlussverfahren etabliert wurde. Dabei sind stabile Rahmenbedingungen und geordnete, faire und transparente Verfahren unerlässlich, um Unternehmen Planungs- und Investitionssicherheit zu geben. Hier sei auch auf die [bne-Stellungnahme zur KraftNAV](#) hinzuweisen.

Pachthöhen bei Wind-Flächen begrenzen

Die EWS haben gemeinsam mit dem Freiburger Öko-Institut Anfang 2025 eine [Studie zum Ausbau der Windenergie in Baden-Württemberg](#) veröffentlicht. Fazit: Ob Baden-Württemberg seine Wind-Ausbauziele erreichen wird, hängt von verschiedenen Faktoren ab, insbesondere der Verhältnismäßigkeit der Pachtforderungen, der Zielerfüllung der Flächenausweisung durch de-facto Abschluss von Grundstücksnutzungsverträgen und allgemein der Wirtschaftlichkeit neuer EE-Projekte (siehe oben CfD).

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 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 Windprojekten, 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.

Südquote im Referenzertragsmodell beibehalten

Die Bundesregierung will nach Koalitionsvertrag das Referenzertragsmodell auf Kosteneffizienz u.a. hinsichtlich sogenannter „unwirtschaftlicher Schwachwind-Standorte“ überprüfen. Diese Aussagen haben für große Verunsicherungen in der Branche gesorgt. So hat sich die Südquote im Referenzertragsmodell bewährt und ermöglicht – auch unter aktuell hohem Wettbewerb in den Windausschreibungen – dass Windprojekte in Gebirgsregionen realisiert werden können. Das Referenzertragsmodell und darauf bauend die Südquote sollten daher unbedingt beibehalten werden.

Die aktuell steigenden Genehmigungszahlen (17,9 GW prognostiziert für 2025) für Windprojekte sind insbesondere für Windprojektierer in Süddeutschland ein zweischneidiges Schwert. Auf der einen Seite ist dies eine sehr erfreuliche Entwicklung. Auf der anderen Seite sind die steigenden Genehmigungszahlen und regere Teilnahme an EEG-Auktionen der Bundesnetzagentur, über die sich nahezu alle Projekte in Süddeutschland finanzieren, eine enorme wirtschaftliche Herausforderung. Durch eine steigende Teilnahme in den Auktionen könnte es zu sinkenden Zuschlagswerten kommen, bei denen Projekte u.a. in Baden-Württemberg dann nicht mehr wirtschaftlich wären. Zwar trägt das Referenzertragsmodell bereits den herausfordernden Bedingungen in Süddeutschland Rechnung. Es sollte jedoch eine Evaluierung der kommenden EEG-Auktionen in Bezug auf die erzielten Zuschläge in Süddeutschland erfolgen. Sollte es zu dauerhaft ausbleibenden Zuschlägen für süddeutsche Projekte kommen, ist eine zielführende Anpassung des Referenzertragsmodells

unerlässlich. Die zukünftige Entwicklung muss daher eng begleitet werden, denn der zuverlässige Ausbau der Windenergie ist für den traditionell stromdefizitären Süden von herausragender Bedeutung.

Ergänzend sollte vom Gesetzgeber beachtet werden, dass Projekte in Süddeutschland aufgrund großer baulicher und logistischer Herausforderungen im Zweifel mit den aktuellen Fristen, insb. der 3-Jahre-Frist zwischen Zuschlag und Betriebe des Windparks nicht realisierbar sind. Insbesondere bei größeren Windprojekten mit mehr als 3 Anlagen wird dies von uns als Problem gesehen. Als Lösung könnte z. B. die Dauer der Frist an Projektfortschritte gekoppelt werden, so dass sich die Frist an realen Projektzyklen orientiert und mehr Windprojekte realisiert werden.

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, was die Zuschlagswerte stark reduziert, auch wenn sich in den letzten Ausschreibungen eine leichte Entspannung aufgrund des hohen Wettbewerbs abzeichnet. 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.

Effizientere Direktvermarktung für Kleinanlagen ermöglichen

Der Zubau von PV-Kleinanlagen mit ca. 8,8 GW befindet sich nach wie vor auf einem soliden Niveau – auch wenn das Ausbautempo in 2025 etwas nachgelassen hat (-22% ggü. 2024). Aus unserer Sicht ist der Übergang von neuen PV-Kleinanlagen in die Direktvermarktung ein nachvollziehbarer nächster Schritt. Gleichwohl ergibt die schrittweise Herabsenkung von Direktvermarktungsgrenzen nur Sinn, sofern flankierend die Rahmenbedingungen zur Vermarktung von EE-Strom aus neuen PV-Kleinanlagen drastisch vereinfacht werden. Zwingend ist hier zum Beispiel die wesentlich schnellere, bezahlbare und verlässliche Ausstattung von Kleinanlagen mit intelligenter Mess-, Steuer und Regelungstechnik.

Des Weiteren gilt es, die für die Direktvermarktung von Kleinanlagen notwendige prozessuale Abwicklung (z. B. in Abstimmung mit den Netzbetreibern) stark zu vereinfachen. Schlussendlich empfohlen wird die Reduzierung der Prozesse und Kosten für die Registrierung von Kleinanlagen im Herkunftsnachweisregister, um auch die förderfreie Direktvermarktung von Kleinanlagen mit Grünstromqualität attraktiver zu machen.

Die Bundesregierung muss einen Fadenriss beim Ausbau der kleinen PV vermeiden, da andernfalls private Investitionen in die Energiewende, die Wertschöpfung vor Ort und die Teilhabe geschwächt würden. Es sollten daher zunächst die Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung kleiner Anlagen vereinfacht werden, bevor unüberlegte und abrupte Förderkürzungen erfolgen.

Ansprechpartner

EWS Elektrizitätswerke Schönau eG

- Abteilung Politik & Verbände

E-Mail: energiepolitik@ews-schoenau.de