

Stellungnahme

Zum Entwurf des Erneuerbaren Energien Gesetzes 2027

Stand: 22.07.2026

Der Bundesverband Windenergie Offshore (BWO) ist die politische Interessenvertretung der Offshore-Wind-Branche in Deutschland. Er bündelt die fachliche Expertise der Unternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette, von den Herstellern über die Entwickler und Betreiber bis hin zu den Dienstleistern der Offshore-Windenergie. Für Politik und Behörden auf Bundes- und Landesebene ist der BWO zentraler Ansprechpartner zu allen Fragen der Windenergie auf See.

Der BWO 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. Bei der Interessenvertretung legt er den anerkannten Verhaltenscodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu), im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000252. Registereintrag europäisch: 296004739705-29

Einleitung

Der Bundesverband Windenergie Offshore (BWO) begrüßt die Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG), besonders die europarechtliche vorgegebene Umstellung auf zweiseitige Differenzverträge (CfD) und den stärkeren Fokus auf internationale Kooperationsprojekte im Offshore-Windbereich.

Es ist aus Sicht des BWO aber zentral in der weiteren Ausgestaltung des CfD zu beachten, dass sich Offshore-Windprojekte grundlegend von Wind an Land und Photovoltaik in Auktionen unterscheiden. Für ein investitionssicheres und realisierungsorientiertes Auktionsdesign fordert der BWO daher für Offshore-Wind eine Indexierung der zweiseitigen CfD im EEG und Windenergie-auf-See-Gesetz (Wind-SeeG) aufzunehmen. Eine Indexierung des CfD ist für Offshore-Wind eine Notwendigkeit. Der BWO empfiehlt mindestens eine einfache Indexierung von Zuschlag bis Ende der CfD-Laufzeit auf Basis eines Verbraucherpreisindex (VPI). Eine darüberhinausgehende zweiphasige Inflationsindexierung über einen sektorspezifischen Erzeugerpreisindex oder einen branchenspezifischen Kostenindikator kann die positiven Effekte einer Indexierung noch weiter stärken. Die Stellungnahme führt diesen Punkt in Absatz 2 weiter aus.

Die Konsultationsfrist von lediglich drei Werktagen steht aus Sicht des BWO in keinem angemessenen Verhältnis zur politischen und systemischen Bedeutung sowie zum Umfang der EEG-Novelle und des Netzpaketes. Eine derart kurze Frist erschwert eine fachlich fundierte und intern abgestimmte Stellungnahme der betroffenen Akteure und wird der Tragweite der vorgesehenen Änderungen für Investitionsentscheidungen, Netzausbau und Versorgungssicherheit nur unzureichend gerecht. Für Gesetzgebung dieser Größenordnung halten wir ein geordnetes, transparentes Beteiligungsverfahren mit realistischen Fristen für erforderlich.

Der BWO adressiert in dieser Stellungnahme besonders folgende Punkte:

1. Einführung eines produktionsabhängigen zweiseitigen CfD;
2. Wirksame Indexierung zweiseitiger CfDs zur Risiko- und Kostenoptimierung;
3. Verankerung grenzüberschreitender Offshore-Kooperationsprojekte;
4. Umsetzung von Resilienzauktionen im Gesetz und nicht als Verordnung.

1. Einführung eines produktionsabhängigen zweiseitigen CfD

Der BWO begrüßt die europarechtlich vorgegebene Einführung zweiseitiger Contracts for Difference (CfD) ausdrücklich. Zweiseitige CfD sind ein zentrales Risikoabsicherungsinstrument. Sie schützen Projekte vor zu niedrigen Stromerlösen, während sie bei hohen Strompreisen Rückzahlungen vorsehen und damit zugleich das EEG-Konto bzw. den Staatshaushalt entlasten. Auf diese Weise schaffen sie Planbarkeit, senken die Finanzierungskosten, reduzieren das Risiko für Investoren und sichern den Staat gegenüber Phasen sehr hoher Strompreise ab. Zweiseitige CfD reduzieren zudem den Einfluss spekulativer Strompreiserwartungen auf die Gebote und erhöhen damit die Planungs- und Investitionssicherheit für Projekte und Lieferketten. Dies ist eine wesentliche Voraussetzung für einen weiteren investierbaren und realisierbaren Ausbau der Offshore-Windenergie und der dahinterliegenden Wertschöpfungs- und Lieferketten. Zugleich leisten CfD einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung und zur Versorgungssicherheit in Deutschland.

In diesem Zusammenhang sollte in der folgenden Windenergie-auf-See-Gesetzesnovelle (WindSeeG) ein realisierungsorientiertes, ausschließlich CfD-basiertes Auktionsdesigns („CfD-only“) für die kommenden Offshore-Wind-Ausschreibungsrunden eingeführt werden. Das stärkt die Realisierungswahrscheinlichkeit, Beteiligung und sichert den Ausbaupfad langfristig ab. Ein CfD allein reicht nicht. Das Design ist entscheidend (s. auch Absatz 2 dieser Stellungnahme). Das in der BMW-Marktkonsultation WindSeeG 2025 vorgeschlagene „Entweder-oder Verfahren“ mit weiterhin starkem Fokus auf die Zahlungsbereitschaft der Projektierer hingegen birgt die Gefahr, wie bereits in den letzten Ausschreibungsrunden beobachtet, dass erneut diejenigen Gebote erfolgreich sind, die die höchsten Risiken eingehen oder auf besonders optimistische Marktannahmen setzen. Es würde die aktuellen Probleme des Ausschreibungsdesigns größtenteils fortsetzen und ist daher nicht für den weiteren Ausbau geeignet.

Ein produktionsabhängiger zweiseitiger CfD, wie er im Entwurf vorgeschlagen wird, ist im Offshore-Wind-Bereich erprobt. Das gewählte Design an sich gewährleistet zum aktuellen Zeitpunkt weitestgehend die bankability des CfD. Entsprechende Modelle kommen etwa im Vereinigten Königreich seit Jahren erfolgreich zum Einsatz.

Produktionsunabhängige CfD als Zielbild:

Zunächst muss das im EEG-Entwurf vorgesehene produktionsabhängige CfD-Design als bankfähiger Einstieg den kurzfristigen Ausbaupfad absichern. Mittelfristig sollte der im EEG-Entwurf 2027 angelegte CfD-Ansatz weiterentwickelt und auf ein produktionsunabhängiges CfD-Design als Zielbild ausgerichtet werden. Aus Sicht des BWO sind produktionsunabhängige CfD am besten geeignet, Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz, Dekarbonisierung und eine räumlich wie zeitlich optimierte Marktintegration von Offshore-Wind zu verbinden. Andere Staaten wie Dänemark und Belgien erproben solche Modelle bereits in ersten Ausschreibungsrunden. Die dort gewonnenen Erfahrungen und Zuschlagsergebnisse sollten systematisch ausgewertet und für die Weiterentwicklung des deutschen CfD-Systems genutzt werden. Die geplante Evaluation nach § 99a EEG-Entwurf 2027 bietet hierfür die Grundlage.

2. Wirksame Indexierung zweiseitiger CfDs zur Risiko- und Kostenoptimierung

Es ist aus Sicht des BWO zentral in der Ausgestaltung des CfD zu beachten, dass sich Offshore-Windprojekte grundlegend von Wind an Land und Photovoltaik in Auktionen unterscheiden. Für ein investitions-sicheres und realisierungsorientiertes Auktionsdesign fordert der BWO daher für Offshore-Wind eine Indexierung der zweiseitigen CfDs im EEG oder WindSeeG aufzunehmen.

Offshore-Projekte gehen nicht als vollständig entwickelte und genehmigte Projekte in die Auktion. Projektgrößen und Kapitalintensität sind zudem deutlich größer. Zwischen Zuschlag und finaler Investitionsentscheidung (FID) liegen regelmäßig mindestens drei bis fünf Jahre. Derzeit sieht das WindSeeG bei zentral voruntersuchten Flächen eine FID rund drei Jahre, bei nicht zentral voruntersuchten Flächen rund fünf Jahre nach Zuschlag vor. Die Fertigstellung erfolgt dann regulär bei beiden Flächentypen zwei Jahre später, sodass zwischen Zuschlag und Inbetriebnahme mindestens fünf bis sieben Jahre vergehen. In diesem Zeitraum erfolgen erst zentrale Projektphasen wie technische Konkretisierung, Finanzierung, Lieferkettenbindung, Netzanschlussabstimmung und teilweise Baugrunduntersuchungen. Diese Punkte können nicht vor dem Zuschlag umgesetzt werden. Durch unsichere und verzögerte Netzanschlüsse verlängerte sich der Zeitraum, bis Entwickler eine FID treffen können. Der Expositionszeitraum für Projektentwickler für externe Risiken außerhalb ihrer Kontrolle steigt damit weiter.

Genau in der Phase zwischen Zuschlag und FID wirken sich Veränderungen von Zinsen, Lieferketten, Komponentenpreisen, geopolitischen Entwicklungen oder Unsicherheiten des zukünftigen Strommarktdesigns unmittelbar auf die Wirtschaftlichkeit von Projekten aus. Die tatsächliche Realisierbarkeit der Projekte wird dadurch gefährdet. Wenn Projekte im schlechtesten Fall unter diesen Bedingungen kippen, werden Flächen und Netzanschlüsse blockiert, Ausbauziele verfehlt und Finanzierungskosten für nachfolgende Auktionen erhöht. Das trifft nicht nur einzelne Projekte, sondern die gesamte Offshore-Wind-Wertschöpfungskette von Häfen und Werften bis zu Turbinen-, Kabel- und Konverterherstellern.

Gerade in den vergangenen Jahren haben schwer vorhersehbare wirtschaftliche und (geo)politische Entwicklungen die Rohstoff-, Komponenten- und Dienstleistungskosten über solch lange Zeiträume erheblich variieren lassen. Eine [Studie von NERA Economic Consulting](#) zeigt¹, dass Bieter mit Änderungen in den Investitions- und Finanzierungskosten von 40 Prozent und mehr rechnen müssen, wenn die FID fünf Jahre nach Gebotsabgabe erfolgt. Teils sind dies bis zu 30 Prozent mehr unerwartete Kostensteigerung als die durchschnittliche Inflation über den gleichen Zeitraum. Bei drei Jahren sind unerwartete Kostensteigerungen von zirka 25 Prozent, bei sechs Monaten von rund 10 Prozent möglich. Ohne wirksame Indexierung verbleiben diese Kostenrisiken vollständig bei den Projektierern.

Eine Indexierung des CfD-Preises ist dabei volkswirtschaftlich sinnvoll, indem sie CfD-Gebotspreise und damit staatliche Absicherungskosten sowie die Stromgestehungskosten senkt. Ohne Indexierung müssen Entwickler und Finanzierer die oben genannten unproduktiven Risiken mit in ihre Gebote einpreisen. Objektive Annahmen führen zu niedrigeren Zuschlagspreisen im Vergleich zu einem nicht indexierten System, bei dem Inflation im Voraus spekulativ bzw. unter Risikoabwägungen „eingepreist“ werden muss. Die Zielrenditen der Projekte bleiben dabei unverändert. Die Indexierung dient nicht der Renditeerhöhung, sondern der Absicherung. Für Banken und Investoren werden die Preis-, Inflations- und Refinanzierungsrisiken kalkulierbarer. Dadurch sinken auch die Kapitalkosten. Diese machen bei Offshore-Wind in der Regel einen erheblichen Anteil der Stromgestehungskosten aus.

Eine Indexierung ist zudem internationaler Standard. Länder mit erfolgreichen CfD-Regimen für Offshore-Windenergie wie Großbritannien, Belgien, Frankreich, Irland und Polen setzen bereits auf indexierte Vergütungen. Die Niederlande planen ebenfalls eine Indexierung einzuführen. Sie ist damit auch ein wichtiger Faktor für die weitere internationale Wettbewerbsfähigkeit des Offshore-Wind-Standortes Deutschland.

Umsetzungsmöglichkeiten:

Der BWO empfiehlt mindestens eine einfache Indexierung von Zuschlag bis Ende der CfD-Laufzeit auf Basis eines Verbraucherpreisindex (VPI). Eine darüber hinausgehende zweiphasige Inflationsindexierung über einen sektorspezifischen Erzeugerpreisindex oder einen branchenspezifischen Kostenindikator kann die positiven Effekte einer Indexierung noch weiter stärken.

- Einfache Indexierung: Großbritannien nutzt eine einfache Inflationsanpassung über die gesamte Projektlaufzeit auf Basis eines VPI. Eine solche Indexierung schützt in der Bauphase weniger stark vor den spezifischen Kostenrisiken, und geht daher möglicherweise mit leicht erhöhten Risikoaufschlägen einher, bietet dafür aber eine leicht umzusetzende Indexierungsmöglichkeit

¹ Untersuchung von historisch beobachtbarer Preisvolatilitäten auf Basis von Preisindizes für Rohstoffe, Komponenten und Dienstleistungen.

von Zuschlag bis CfD-Laufzeitende. Die CfD-Indexierung sollte dabei nicht anhand eines rein nationalen VPI erfolgen, da Offshore-Wertschöpfungsketten und Finanzierungsstrukturen stark europäisch bzw. international geprägt sind.²

- Zweiphasiges Modell: Für die Bauphase bietet sich ein technologiespezifischer Index für die Investitionskosten (Capital Expenditure, CAPEX) an. In dieser Phase wirken sich besonders die Finanzierungs-, Rohstoff- und Komponentenkosten auf die Realisierungswahrscheinlichkeit eines Projektes aus. Diese Kosten sind für Projektentwickler kaum beeinflussbar und können über mehrere Jahre erhebliche Kosteneffekte verursachen. In dieser Phase ist eine zielgerichtete Indexierung zentral, um Realisierungsrisiken zu vermeiden. Die Indexierung dieser Phase sollte vom Gebotszeitpunkt bis zur kommerziellen Inbetriebnahme (Commercial Operation Date, COD) gelten. Auch in der Betriebsphase beeinflussen steigende Betriebs-, Personal- und Wartungskosten die Wirtschaftlichkeit von Projekten. Sie können ungefähr 30 Prozent der Gesamtprojektkosten ausmachen. Die Kosten unterliegen in der Betriebsphase zwar weniger Schwankungen, die Entwicklung über einen längeren Zeitraum kann sich aber dennoch deutlich auf das Risikoprofil der Investition auswirken und muss bei Gebot entsprechend eingepreist werden. Für diese Phase sollte ein Index für die laufenden Kosten (Operating Expenditure, OPEX) bis zum Ende der Förderlaufzeit angewendet werden.³ Beispiele für eine zweiphasige Indexierung finden sich unter anderem in Irland, mit einer Mischung aus einem Stahl-Index und einem VPI in der Bauphase und nur einem VPI-Index für die Betriebsphase. Auch Frankreich nutzt ein zweiphasiges Verfahren.

Mit indexierten CfD-only-Auktionen sinken die Finanzierungskosten für Offshore-Wind Projekte, weil Einnahmen und zentrale Kostenrisiken planbarer werden. Das wirkt dämpfend auf die langfristigen Stromgestehungskosten und stärkt gleichzeitig die Investitionssicherheit für Betreiber, Netzbetreiber und Zulieferindustrie in Europa. Eine hohe Realisierungsquote der bezuschlagten Flächen sichert den Ausbaupfad, bietet eine verlässliche Auslastung für die Wertschöpfungskette und stärkt damit die Beschäftigung durch Offshore-Wind. Deutschland sendet so ein klares Signal, dass der Offshore-Wind Ausbau nicht auf kurzfristigen Preiswetten, sondern auf belastbaren Geschäftsmodellen basiert.

3. Grenzüberschreitende Offshore-Kooperationsprojekte gesetzlich verankern

Der BWO sieht die Erweiterung von § 5 und § 88a des EEG-Entwurfes 2027 als eine wichtige Grundlage für die weitere und langfristige Umsetzung von Kooperationsprojekten, speziell im Kontext der Offshore-Windenergie. Damit werden auch die Zielerklärungen des Nordseegipfels Anfang des Jahres 2026 mit Leben gefüllt. Die angestrebte stabile und koordinierte Ausschreibungspipeline mit einer jährlichen Installationskapazität von bis zu 15 GW zwischen 2031 und 2040 ist dabei auch zentral für die Planungssicherheit und die Stärkung der europäischen Lieferkette. Die Basis für den deutschen Beitrag zur Erreichung der Ziele von 300 GW Offshore-Wind-Ausbau bis 2050, mit 100 GW in Form von hybriden und grenzüberschreitenden radialen Kooperationsprojekten, wird mit der Erweiterung von § 5 des EEG-Entwurfes 2027 gelegt.

² Der BDEW hat für die Umsetzung einer Indexierung auf Basis des „Harmonised Index of Consumer Prices“ einen [konkreten Vorschlag](#) (s. 9f) für das WindSeeG in Deutschland erarbeitet und zeigt eine mögliche Umsetzung auf.

³ Eine Übersicht zu den Kosten sowie einen möglichen Umsetzungsvorschlag für eine zweiphasige Lösung zeigt eine Studie von [Frontier Economics \(2026\)](#).

Der BWO sieht allerdings kritisch, dass zentrale Weichenstellungen weitgehend im Wege von Rechtsverordnungen (§ 88a EEG-Entwurf 2027) ohne erneute Parlamentsbeteiligung getroffen werden sollen. Eine solche Konstruktion ermöglicht es der Bundesregierung, weitreichende Entscheidungen ohne ausreichende Transparenz und externe Kontrolle zu treffen. Aus unserer Sicht sollten die inhaltlichen Leitplanken deshalb bereits im Gesetz selbst konkretisiert und die Rolle des Parlaments bei späteren Anpassungen klarer abgesichert werden.

Der BWO begrüßt, dass Kooperationsprojekte anteilig auf die bestehenden deutschen Ausbauziele nach dem WindSeeG angerechnet werden sollen, wie in § 5 Abs. 5 EEG-Entwurf 2027 vorgesehen. Grenzüberschreitend radiale Kooperationsprojekte mit entsprechend ausschließlichem Anschluss an das deutsche Stromnetz sind, neben Hybridprojekten, ein entscheidender Hebel für die Steigerung von Erträgen und Optimierung von Systemkosten im Offshore-Windbereich.

Eine Studie des [Fraunhofer IWES \(2026\)](#) zeigt, dass durch die Reduktion der Leistungsdichte in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und grenzüberschreitender radialer Anbindung von dänischen und schwedischen Flächen aus der Nord- und Ostsee, mit Anrechnung auf die deutschen Ausbauziele von 70 GW, die Erträge des Offshore-Windausbaus um bis zu 13 Prozent gesteigert werden können. Die Gesamtkosten können gleichzeitig um bis zu 11 Prozent gesenkt werden. Die Kooperation mit weiteren Ländern sollte dabei kontinuierlich geprüft werden.

Die Nutzung von Flächenpotenzialen außerhalb der deutschen AWZ bringt dabei auch Vorteile für den nationalen Ausbau, wenn die Leistungsdichte auch in der deutschen AWZ reduziert wird sowie durch geringere Abschattungseffekte. Damit wird auch auf ein weiteres Ziel des Koalitionsvertrages eingezahlt. Es handelt sich um eine zentrale Optimierungsmaßnahme für den kosteneffizienten Offshore-Windausbau. Diese sollte neben dem EEG auch in der anstehenden WindSeeG Novelle als entsprechende gesetzliche Grundlage für die Fortschreibung des FEP aufgenommen werden, sowie in der weiteren Gestaltung des Netzentwicklungsplanes berücksichtigt werden.

Es ist zudem positiv zu bewerten, dass nach § 5 Abs. 2 (EEG-Entwurf 2027) für Offshore-Wind aufgrund der notwendigen Projektgrößen auch ein größerer Umfang als von insgesamt 20 Prozent der gesamten jährlich zu installierenden Leistung an Anlagen in Ausschreibungen für Kooperationsprojekte im Staatsgebiet eines oder mehrerer Partner möglich ist.

Darüber hinaus ist aus Sicht des BWO zu beachten, dass eine doppelte Anrechnung der installierten Leistung bei (hybriden) Kooperationsprojekten vermieden wird, wie es auch in § 5 Abs. 5 EEG-Entwurf 2027 grundsätzlich adressiert wird. Radiale Kooperationsprojekte mit ausschließlicher Netzanbindung nach Deutschland, sollten selbstverständlich zu 100 Prozent auf die deutschen Ausbauziele angerechnet werden können. Bei hybriden Projekten könnte die Anrechnung auf Basis entsprechend der völkerrechtlichen Vereinbarung der dem jeweiligen Staat zur Verfügung stehende Netzanschlusskapazität erfolgen. Die den Projekten zugrunde liegenden Vereinbarungen sollten diesen Punkt klar festhalten.

4. Regelung von Resilienzauktionen im Gesetz und nicht als Verordnung

Der BWO begrüßt, dass entsprechend § 28e (EEG-Entwurf 2027) sechs GW des jährlichen Auktionsvolumens aller erneuerbaren Energien im Rahmen von Resilienzausschreibungen ausgeschrieben werden sollen. Diese Entscheidung ist einer alternativen Anwendung auf 30 Prozent des jährlichen Auktionsvo-

lumen vorzuziehen. Entsprechend der insgesamt vier GW, die für Wind-an-Land (3,5 GW) und Solaranlagen (0,5 GW) vorgesehen sind, erwartet der BWO maximal zwei GW für Offshore-Wind-Resilienzauktionen in der anstehenden WindSeeG-Novelle.

Auch im Hinblick auf die Resilienzauktionen zur Umsetzung des Net-Zero-Industry-Act (NZIA) sieht der BWO kritisch, dass zentrale Weichenstellungen weitgehend im Wege von Rechtsverordnungen ohne erneute Parlamentsbeteiligung getroffen werden sollen (§ 88d EEG-Entwurf 2027). Eine solche Konstruktion ermöglicht es der Bundesregierung weitreichende Entscheidungen ohne ausreichende Transparenz und externe Kontrolle zu treffen. Dies ist gerade bei einem essenziellen Teil des Ausschreibungssystems mit qualitativen Kriterien besonders kritisch zu bewerten. Aus unserer Sicht sollten die inhaltlichen Leitplanken deshalb bereits im Gesetz selbst konkretisiert und die Rolle des Parlaments bei späteren Anpassungen klarer abgesichert werden. Es braucht jetzt schnellstmöglich Klarheit zur konkreten gesetzlichen Ausgestaltung der Resilienzauktionen. Für Offshore-Wind sollte diese Ausgestaltung unmittelbar in der anstehenden Novelle des WindSeeG aufgenommen werden.

Kontakt

Bundesverband der Windenergie Offshore e.V.

Spreeufer 5

10178 Berlin

info@bwo-offshorewind.de

Lobbyregister: R000252