

OFFSHORE WIND OPTIMIERUNG IN 2026

Offshore-Wind-Optimierung in 2026!

Offshore-Windenergie ist ein Schlüssel für die klimafreundliche und sichere Energieversorgung Deutschlands. Damit unser Land die gesetzlich festgelegten Offshore-Wind-Ziele erreicht und die Energiewende gelingt, braucht es jedoch dringend bessere Rahmenbedingungen und attraktive Investitionsbedingungen. Die aktuellen Herausforderungen – von steigenden Kosten über Planungsunsicherheiten bis hin zu internationalen Wettbewerbsnachteilen – gefährden Investitionen in bereits bezuschlagte als auch zukünftige Projekte und damit den Fortschritt eines volkswirtschaftlich effizienten Offshore-Wind-Ausbaus.

Ohne eine umgehende Reform drohen weitere scheiternde Auktionen, ein Stillstand für die Lieferkette und damit hohe Risiken für lokale Wertschöpfung und Beschäftigung in der Offshore-Wind-Branche.

Die Offshore-Wind-Branche und Übertragungsnetzbetreiber fordern daher gemeinsam die Politik zum schnellen Handeln auf:

1. Investitionen absichern – zweiseitige Differenzverträge (CfDs) einführen

- Einführung von zweiseitigen CfDs als zentrales Finanzierungsinstrument, um verlässliche Investitionsbedingungen zu schaffen bzw. Preis- und Kostenrisiken für Betreiber und den Staat zu begrenzen.
- Start mit produktionsabhängigen CfDs für Auktionen in Q4 2026, anschließend Weiterentwicklung zu produktionsunabhängigen CfDs.
- Wichtige Details: Eine Indexierung schützt vor Inflation, eine Mindestlaufzeit von 20 Jahren schafft Planungssicherheit.

2. Ausschreibungen und Flächen optimieren

- Nur noch Ausschreibungen von Flächen im überarbeiteten Ausschreibungsdesign mit zweiseitigen CfDs neben langfristigen Stromabnahmeverträgen (PPAs).
- Deshalb: Verschiebung der nächsten Ausschreibungsrunde auf Q4 2026, um ausreichend Zeit für die Optimierung zu gewinnen. Die gewonnene Zeit bietet zudem die Chance, die verbleibenden Flächen in Zone 3 volkswirtschaftlich zu optimieren, um Erträge zu erhöhen, die Netzinfrastruktur besser auszulasten und Risiken zu senken.
- Die Übertragungsnetzbetreiber und die Offshore-Wind-Branche arbeiten gemeinsam mit den zuständigen Behörden an der Ausgestaltung der Flächen-Optimierung in der deutschen AWZ.

3. Risiken gezielt senken – notwendige Sofortmaßnahmen, parallel zur Einführung des CfD

- Realistische Fertigstellungsfristen von 12 statt lediglich 6 Monaten für den Windpark, bei ausreichend Zeit für die technische Inbetriebnahme der Netzanbindungssysteme in Abstimmung zwischen Entwicklern und Übertragungsnetzbetreibern.
- Gestufte Sanktionen statt pauschaler Strafzahlungen und sofortigem Projektentzug bei unverschuldeter Verzögerung.
- Verlängerung der Genehmigungen für zukünftige Offshore-Windparks und Netzanbindungssysteme über 25 Jahre hinaus.
- Ermöglichung des koordinierten Weiterbetriebs bestehender Anlagen.

- 4. Effizienz und Systemintegration stärken – Fokus auf Ertrag statt installierter Leistung**
 - Fokus auf tatsächlich erzeugten und übertragenen Strom statt nur auf installierter Leistung.
 - Reduzierung der Leistungsdichte auf den Flächen auf 10 MW/km² oder weniger, um Effizienzverluste durch Verschattung zu vermeiden.
 - Bessere Planung und Auslastung der Offshore-Infrastruktur.
- 5. Dialog und Zusammenarbeit zwischen allen Offshore Wind Stakeholdern ausbauen**
 - Einladung zum Offshore-Dialog, um gemeinsam mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft konkrete Lösungen zu entwickeln.

Mit diesen Reformen wird der deutsche Offshore-Wind-Ausbau für Investoren wieder attraktiv. Durch sie können zudem Kosten für die Netzinfrastuktur gesenkt werden. So bleibt die Offshore-Windenergie der Motor der Energiewende.



Details eines künftigen Ausschreibungsdesigns auf Basis von CfDs und De-Risking-Sofortmaßnahmen aus Sicht der Offshore-Wind-Branche

1. Schrittweise Einführung – bewährt starten und weiterentwickeln

- In einem ersten Schritt sollte für Auktionen in 2026 der bereits international erprobte und bekannte produktionsabhängige CfD für Offshore-Wind eingeführt werden. Mittelfristig sollte dieser dann zu einem produktionsunabhängigem CfD weiterentwickelt werden.

Warum zwei Phasen wichtig sind:

- Die Offshore Wind Branche sieht produktionsunabhängige CfDs als am besten geeignet an, um Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz, Dekarbonisierung und eine räumlich und zeitlich optimierte Marktintegration von Offshore-Wind-Strom zu ermöglichen. Erlössicherheit und systemdienliche Einsatzanreize werden gekoppelt.
- Aufgrund der erwarteten Komplexität bei der Einführung sehen wir aber eine längere Vorbereitungszeit über 2026 hinaus als realistisch an. Dadurch wird auch ermöglicht, von der Erfahrung anderer Länder bei der Einführung von produktionsunabhängigen CfDs zu lernen.

2. Zuverlässige Kalkulation mithilfe einer Indexierung – Inflationsschutz für alle Beteiligten

- Die Branche empfiehlt eine Inflationsindexierung über einen sektorspezifischen Erzeugerpreisindex oder branchenspezifischen Kostenindikator.

Warum das wichtig ist:

- Diese Bindung von CfDs an die Inflation bietet beidseitigen Schutz gegen unvorhersehbare Kostensteigerungen wie auch gegen Überförderung. Eine differenzierte Indexierung für Bau- und Betriebsphase wird empfohlen.
- Für die Bauphase empfiehlt sich ein Technologie-kostenspezifischer CAPEX-Index (Laufzeit: von Gebot bis FID), sowie für die Betriebsphase ein OPEX-Index bis Laufzeitende.

3. Laufzeit mit Wirkung – mindestens 20 Jahre Stabilität: Faire zweiseitige Aufteilung von Preischancen und Risiken

- Die Branche empfiehlt eine CfD-Dauer von mindestens 20 Jahren ab Inbetriebnahme des Offshore-Windparks.

Warum das wichtig ist:

- Offshore-Windparks haben eine technische Lebensdauer von rund 35 Jahren. Eine mindestens 20-jährige CfD-Laufzeit deckt die Phase mit den höchsten Rückzahlungsraten ab und orientiert sich an internationalen Märkten.
- Eine CfD-Laufzeit über 20 Jahre hinaus bietet die Chance niedrigerer CfD-Preise aufgrund umfassender, langfristiger Risikoabsicherung. Preischancen und -risiken könnten dadurch beidseitig noch fairer verteilt werden. Gleichzeitig besteht der Anreiz, die Anlagen möglichst lange weiterzubetreiben und die Netz-Infrastruktur optimal zu nutzen.

4. Notwendige De-Risking-Sofortmaßnahmen, parallel zur Einführung des CfD: Risiken für Investoren senken

- Fokussierung auf Energieertrag statt installierter Leistung: Hohe Anlagendichte führt zu Abschattungseffekten und reduziert die Stromproduktion. Die Leistungsdichte auf Offshore-Wind-Flächen sollte daher auf unter 10 MW/km² reduziert werden
- Realistische Fertigstellungsfristen: Zu kurze Realisierungsfristen und pauschale Strafzahlungen stellen ein großes Risiko für Entwickler bei der Projektrealisierung dar. Der Nachweis der Betriebsbereitschaft sollte erst 12 (statt 6) Monate nach Netzanschluss erfolgen müssen, bei ausreichend Zeit für die technische Inbetriebnahme der Netzanbindungssysteme in Abstimmung zwischen Entwicklern und Übertragungsnetzbetreibern. (BDEW hat hierzu 2024 einen [Vorschlag](#) gemacht.)
- Abgestufte Pönalisierung: Die Branche empfiehlt eine stufenweise Pönalisierung statt sofortigem und vollständigen Zuschlagsentzug – sowie mit Ausnahmen, wenn die Verzögerung unverschuldet ist.
- 35-jährige Genehmigungen für neue Anlagen und Weiterbetrieb bestehender Anlagen: Eine zu kurze Betriebsdauer reduziert die Wirtschaftlichkeit pro Kilowattstunde. Deshalb sind 35-jährige Genehmigungen für neue Anlagen und ein Weiterbetrieb bestehender Anlagen sinnvoll.

Kontakt BWO:

Stefan Thimm s.thimm@bwo-offshorewind.de / Henri Dörr h.doerr@bwo-offshorewind.de

Kontakt BDEW:

Bastian Olzem bastian.olzem@bdew.de / Jakob Eckardt jakob.eckardt@bdew.de