

# Konsultation – Windenergie auf See

Wir bedanken uns für die Möglichkeit der Kommentierung im Rahmen der Konsultation Windenergie auf See und nehmen gerne wie folgt Stellung zu den vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie am 12. November 2025 veröffentlichten Fragen.

## 1. Kosteneffizienz und Synchronisierung

### 1.1. Optimierung

Die Marktkonsultation definiert drei Elemente zur Optimierung: Verpflichtende Überbauung mit Spitzenkappung, die Erhöhung der Übertragungsleistung der Netzanbindung sowie den Neuzuschnitt und die Senkung der Leistungsdichte auf einzelnen Flächen. Die Konsultationsfragen befassen sich jedoch weder mit dem Neuzuschnitt von Flächen noch mit der Reduzierung der Leistungsdichte.

Im Rahmen einer Novellierung des WindSeeG ist unserer Ansicht nach jedoch insbesondere die Verringerung der Leistungsdichte auf bis zu 5 MW/km<sup>2</sup> zur Reduzierung von Abschattungseffekten zentral. Diese sollte bereits in der Flächenplanung geprüft werden, um die Offshore-Volllaststunden wieder auf über 4.000 anheben zu können.

Abschattungseffekte durch dichte Bebauung haben in Zone 3 zu Volllaststunden von deutlich unter 3.000 geführt. Solche Extremwerte sind in den weiter entfernten Zonen 4 und 5 zwar nicht zu erwarten; dennoch sollte – insbesondere vor dem Hintergrund deutlich gestiegener Investitionskosten sowohl auf Netz- als auch auf Betreiberseite sowie größerer Entfernungen zu Onshore-Netzverknüpfungspunkten – konsequent auf maximale Effizienz gesetzt werden. Nur so lassen sich die Stromgestehungskosten (Netzanschluss + Offshore-Windpark) signifikant reduzieren.

Zur langfristigen Erreichung einer Offshore-Erzeugung von 210 bis 230 TWh könnten zudem hoch effiziente Flächen in angrenzenden Zonen benachbarter Länder direkt angebunden, aber auch Potenziale in der eigenen AWZ, bspw. im Ausbaugbiet N-5, realisiert werden.

Ebenso bleibt ein wesentlicher Aspekt der Kosteneffizienz im Kontext der Optimierung unberücksichtigt: die Verlängerung der Betriebszeiten bestehender Windparks. Hierbei können durch frühzeitige Entscheidungen optimierte Wartungskonzepte sowie ein effizientes, langfristig ausgerichtetes Ersatzteilmanagement ermöglicht werden, welches langfristig das Potenzial niedriger Stromgestehungskosten hebt.

**Konsultationsfrage 1:** *Wie entwickeln sich aus Ihrer Sicht die nach stündlichen Strommarktpreisen gewichteten Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung*

der Kosten für die Netzanbindung für spezifische Überbauungsgrade von 5%, 10%, 15%, 20% und 25% auf einzelnen Flächen bzw. in einzelnen Gebieten?

**Antwort Ørsted:** Eine verpflichtende Überbauung zwischen 5 % und 25 % führt zu höheren CAPEX für die Windparkbetreiber und wird zu einer entsprechenden Erhöhung der Stromgestehungskosten auf Windparkseite führen.

**Konsultationsfrage 2:** Welches Verhältnis aus OWP-Nennleistung und ONAS-Nennleistung kann aus betriebswirtschaftlicher Sicht gebiets- bzw. flächenspezifisch als kostenoptimal (auch unter Berücksichtigung der veränderten Erlöse) angenommen werden? Ab welchem Überbauungsgrad wäre diese Optimierung aus betriebswirtschaftlicher Sicht wieder aufgebraucht?

**Antwort Ørsted:** Overplanting ist derzeit eine freiwillige betriebswirtschaftliche Optimierungsoption, die von Parkentwicklern genutzt wird. Der FEP erlaubt ein freiwilliges Overplanting von bis zu 10 %. Das betriebswirtschaftliche Optimum wird flächenspezifisch gewählt und liegt in der Regel unter 5 %.

**Konsultationsfrage 3:** Welche betriebswirtschaftlichen Gegeneffekte zu den erhöhten Investitionskosten und der Spitzenkappung sind zu berücksichtigen? Welche Erlöseffekte auf OWP-Seite Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – Referat III B4 Windenergie auf See stellen sich im Teillastbereich ein? Wie wirken sich die erhöhten Volllaststunden der Windparks aus?

**Antwort Ørsted:** Der durchschnittliche Capture Preis der übertragenen Erzeugungsmenge sollte vergleichsweise etwas höher liegen. Stunden, in welchen die Spitzenkappung greift, korrelieren eher mit Stunden mit niedrigen Strompreisen.

**Konsultationsfrage 4:** Welche Effekte bzw. Wechselwirkungen bestehen aus Ihrer Sicht zwischen Optimierung und dem weiter unten diskutierten Ausschreibungsdesign?

**Antwort Ørsted:** Sofern durch eine verpflichtende Überbauung volkswirtschaftliche Effizienzpotenziale gehoben werden können, lassen sich die zusätzlichen Kosten für die Betreiber über einen Absicherungsmechanismus wie den CfD abfedern. Da den Systemkosteneinsparungen jedoch höhere Kosten auf Betreiberseite gegenüberstehen – die sich entweder in höheren CfD-Zuschlagswerten oder in geringeren Konzessionszahlungen niederschlagen werden – ist hier besondere Transparenz erforderlich. Die volkswirtschaftlichen Potenziale sollten den erhöhten Kosten für die Betreiber klar gegenübergestellt werden.

**Konsultationsfrage 5:** Welche Ideen mit einem hinreichenden technischen Reifegrad bestehen für eine mögliche alternative Nutzung der Strommengen, die einer Spitzenkappung unterliegen?

**Antwort Ørsted:** Nach unserem aktuellen Kenntnisstand existieren bisher keine derartigen Konzepte.

**Konsultationsfrage 6:** Welche Auswirkungen auf den Netzausbau an Land sind aus Ihrer Sicht zu erwarten?

**Antwort Ørsted:** Eine verpflichtende Überbauung über dem betriebswirtschaftlichen Optimum wird zu einer Glättung des Erzeugungsprofils auf Netzseite führen und voraussichtlich den Bedarf an Netzausbau als auch flexibler Kapazität etwas reduzieren. Die Einsparungen stehen wiederum erhöhten Kosten auf Parkbetreiber-Seite gegenüber.

## 1.2. Elektrolyse auf See

Küstennahe Flächen sollten für die elektrische Anbindung zur Verfügung gestellt werden, da wir aktuell und nicht vor 2040 wirtschaftlich durchführbare Projekte erwarten.

## 2. Marktintegration und Ausschreibungen

### 2.1. Gebotsverfahren

Für die Offshore- Windenergie in Deutschland stehen im Rahmen der anstehenden Gesetzesnovelle Grundsatzentscheidungen an. Die Offshore-Windenergie kann dabei weiterhin einen wesentlichen Beitrag für die sichere und kosteneffiziente Versorgung des Industriestandorts Deutschlands leisten. Zentrale Fragen sind aus unserer Sicht dabei:

- Wie können die Stromgestehungskosten unter Einbeziehung der Kosten für Offshore-Windpark und Netzanschluss aus volkswirtschaftlicher Sicht gesenkt werden?
- Wie kann sichergestellt werden, dass es nicht zu vermeidbaren Verzögerungen infolge von Projektabbrüchen oder gescheiterten Ausschreibungen kommt?
- Wie können insbesondere mit Blick auf die Vermeidung langfristiger Preissetzungsmacht wettbewerbliche Rahmenbedingungen erhalten werden?
- Wie lassen sich die gesellschaftlichen Auswirkungen disruptiver Strompreisentwicklungen, wie sie in den vergangenen Jahren zu beobachten waren, wirksam abfedern?

Um diesen Herausforderungen wirksam zu begegnen, erscheint im internationalen Vergleich die Implementierung von Contracts for Difference (CfDs) als der geeignetste Ansatz.

Wir erwarten, dass CfDs durch die Gewährleistung von Preis- und Ertragssicherheit die projektgewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) um rund zwei Prozentpunkte senken können. In der Folge lassen sich die Stromgestehungskosten insgesamt um etwa 15 % gegenüber Projekten ohne Absicherungsmechanismus reduzieren.

Darüber hinaus erhöhen CfDs die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten signifikant. Bislang wurden nur wenige Offshore-Windprojekte ausschließlich auf

Basis von Power Purchase Agreements (PPAs) finanziert, während Projekte mit Absicherungsmechanismen einen deutlich besseren Track Record hinsichtlich der Umsetzung aufweisen.

Das vorgeschlagene Entweder-oder-Modell birgt hingegen Fehlanreize: Besonders attraktive Flächen würden voraussichtlich ohne Absicherung vergeben und damit ein erhöhtes Realisierungsrisiko tragen, während weniger ertragreiche Flächen in der CfD-Runde verbleiben. Dies führt zu einer ineffizienten Allokation von Risiken und letztlich zu höheren Gesamtkosten. Um sowohl die Stromgestehungskosten zu senken als auch die Realisierungschancen zu erhöhen, sollte daher ein Großteil der Flächen direkt im CfD-Verfahren ausgeschrieben werden.

CfDs wirken zudem dämpfend auf hohe Strompreise. Im Gegensatz zu PPA-basierten Projekten, die auf ein dauerhaft hohes Strompreisniveau angewiesen sind, ermöglichen CfDs proaktive Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten. Diese Investitionen sind entscheidend, um die Wettbewerbsfähigkeit Europas zu sichern und die notwendige Elektrifizierung voranzutreiben. Angesichts des Risikos steigender Preise, wenn das Stromangebot nicht mit der wachsenden Nachfrage Schritt hält, leisten CfDs einen wesentlichen Beitrag zur langfristigen Versorgungssicherheit und zur Stabilisierung zukünftiger Energiekosten für die Gesellschaft.

Gleichzeitig gilt es, einer Konzentration von Marktmacht vorzubeugen. Ein sogenanntes Win Limit kann verhindern, dass zu viele Flächen auf wenige Akteure entfallen. Dieses Limit kann entweder jährlich festgelegt oder – wie beispielsweise in Taiwan – unter Berücksichtigung der bestehenden Projektpipelines einzelner Wettbewerber definiert werden. Auf diese Weise bleibt der Wettbewerb breit aufgestellt und dauerhaft funktionsfähig.

**Konsultationsfrage 1:** *Wie schätzen Sie einen möglichen Absicherungsbedarf in Zukunft ein? Welche Faktoren sind Ihrer Meinung nach dafür maßgeblich? Wie groß sind die damit verbundenen Unsicherheiten?*

**Antwort Ørsted:** Der Bedarf an Absicherung wird unserer Ansicht nach weiter zunehmen, da sowohl der zukünftige Strombedarf als auch die langfristigen Strommarktpreise erheblichen Unsicherheiten unterliegen. Entsprechend ist eine umfassende Absicherung durch die Implementierung eines Risk-Revenue-Sharing-Modells, wie eines CfDs, sehr sinnvoll.

**Konsultationsfrage 2:** *Stimmen Sie den Vorteilen des transparenten Entweder-Oder-Verfahrens zu? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.*

**Antwort Ørsted:** Wir stimmen den Vorteilen des Entweder-Oder-Verfahrens nicht zu. Das zweistufige Verfahren führt zudem dazu, dass sehr gute Flächen ohne Absicherung bezuschlagt werden, wodurch sie einem deutlich höheren Realisierungsrisiko ausgesetzt sind; gleichzeitig würden schwächere Flächen bevorzugt in der CfD-Ausschreibungsrunde landen. Zudem verursacht das Zwei-Stufen-Modell Mehrkosten auf Betreiber-Seite, da Kosten für die Vorbereitung eines CfD-Gebots anfallen, obwohl die betreffende Fläche möglicherweise nie die CfD-Auktionsrunde erreicht. Aus unserer Sicht sollte daher auf das sequenzielle

Verfahren verzichtet und die Flächen direkt für eine CfD-Auktion ausgeschrieben werden. Dies ermöglicht sowohl die größtmöglichen Potenziale zur Senkung der Stromgestehungskosten als auch eine höhere Projektrealisierungswahrscheinlichkeit – insbesondere für die qualitativ besten Flächen.

**Konsultationsfrage 3:** *Stimmen Sie zu, dass das Entweder-Oder-Verfahren für beide Flächenarten genutzt werden sollte? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.*

**Antwort Ørsted:** Nein. Erläuterung siehe 2.

**Konsultationsfrage 4:** *Stimmen Sie zu, dass das Verfahren jeweils (also für Zahlung wie CfD) dynamisch ablaufen sollte? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.*

**Antwort Ørsted:** Dynamische Auktionsverfahren sind geeignet, den Winner's Curse zu vermeiden. Für ein optimales Marktergebnis ist zudem die transparente Veröffentlichung der Auktionsergebnisse sinnvoll.

**Konsultationsfrage 5:** *Stimmen Sie den negativen Anreizen eines PPA-Carve-Outs im Entweder-Oder-Verfahren zu? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.*

**Antwort Ørsted:** Die Möglichkeit eines PPA-Carve-Outs sollte ausgeschlossen werden. Das System sollte so einfach wie möglich ausgestaltet sein. Dies verhindert – wie im Papier dargelegt – unerwünschte Quersubventionierungen. Auch auf die Option eines Opt-Outs sollte verzichtet werden, um Cherry-Picking zu vermeiden. Ein Opt-Out würde nur dann genutzt, wenn die Strompreiserwartungen oberhalb des Zuschlagswerts liegen und damit die Rückzahlungsphase ausgehebelt würde. Um die Integrität des Risk-Revenue-Mechanismus zu wahren und Spekulation nicht zu begünstigen, sollte daher vollständig auf ein Opt-Out verzichtet werden.

**Konsultationsfrage 6:** *Stimmen Sie dem Wechsel auf ein sequenzielles Verfahren zu? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.*

**Antwort Ørsted:** Nein. Erläuterungen siehe oben.

## 2.2. Absicherung

Die Europäische Kommission hat im Mai 2024 die Indexierung von CfDs in ihrer Empfehlung zur Gestaltung von Auktionen für erneuerbare Energie ausdrücklich empfohlen. In zahlreichen europäischen Nachbarmärkten wurden bereits effiziente Formen der Indexierung umgesetzt. Daher widersprechen wie den Ausführungen zur Indexierung ausdrücklich.

**Konsultationsfrage 1:** *Welche Besonderheiten gilt es Ihrer Einschätzung nach beim möglichen CfD-Design für Windenergie auf See ggü. landseitigen Technologien zu berücksichtigen?*

**Antwort Ørsted:** Die CfD-Laufzeiten sollten mindestens 20 Jahre betragen, denn längere Laufzeiten führen zu einer Senkung der Stromgestehungskosten und der Zuschlagswerte.

**Konsultationsfrage 2:** *Stimmen Sie den Herausforderungen bei der Indexierung und damit auch der Tendenz gegen einen Index zu?*

**Antwort Ørsted:** Nein, die Indexierung ist ein etabliertes Element in vielen CfD-Märkten und kann das Risiko der Nicht-Realisierung erheblich reduzieren. Zwischen Gebotsabgabe und Inbetriebnahme liegen häufig mehr als fünf Jahre, in denen erhebliche Kostensteigerungsrisiken bestehen. Der Verzicht auf eine Indexierung erhöht folglich das Risiko von Projektabbrüchen deutlich und stellt aus unserer Sicht nur in sehr geringem Maße ein produktives Risiko dar.

### 2.3. Qualitative Kriterien

**Konsultationsfrage 1:** *Befürworten Sie einen möglichen Wechsel von einer endogenen Bewertungsskala für qualitative Kriterien zu einer exogenen Bewertungsskala? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.*

**Antwort Ørsted:** Eine exogene Bewertungsskala kann vorteilhaft sein, um eine transparentere Vergleichbarkeit zu ermöglichen.

**Konsultationsfrage 2:** *Wie bewerten Sie den administrativen Mehraufwand, der mit der Umsetzung der verpflichtenden Präqualifikationskriterien („verantwortungsvolles unternehmerisches Handeln“, „Cyber- und Datensicherheit“ und „Fähigkeit, das Projekt vollständig und fristgerecht durchzuführen“) einhergehen könnte?*

**Antwort Ørsted:** Der administrative Aufwand ist relativ hoch einzuschätzen. Daher sollten nur Kriterien gewählt werden, die einen hohen Mehrwert schaffen. Es sollte darauf geachtet werden, dass Präqualifikationskriterien die konzentrierte Supply Chain nicht gefährden/verkleinern.

**Konsultationsfrage 9:** *Welches der in Art. 26 NZIA angelegten Nachhaltigkeitskriterien halten Sie für die Offshore-Wind-Ausschreibungen für besonders geeignet – insbesondere mit Blick auf die Erreichung der NZIA-Ziele? Wie können ggf. bereits vorhandene Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – Referat III B4 Windenergie auf See Informationen zur Umsetzung von Projekten genutzt werden, um Nachweise für die Erfüllung von Nachhaltigkeitskriterien zu führen?*

**Antwort Ørsted:** Nachweise könnten über definierte Meilensteine sowie eine gemeinsame Erörterung mit der zuständigen Behörde überprüft werden. Die Zahl qualitativ geeigneter Wettbewerbskriterien ist gering, da diese letztlich quantifizierbar sein müssen. Die Kriterien sollten sich insbesondere auf Aspekte beziehen, die im Einflussbereich des Projektbetreibers liegen, etwa Schallemissionen während des Bauprozesses.

## 2.4. Sicherheiten und Pönalen

**Konsultationsfrage 2:** *Stimmen Sie dem angepassten Wert der pauschalen Sicherheit in Höhe von 150 €/kW zu? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.*

**Antwort Ørsted:** Eine erhöhte Sicherheitsleistung führt zu erhöhten Projektkosten, reduziert aber gleichzeitig das Optionalitäts-Kalkül bei Gebotsabgabe.

**Konsultationsfrage 3:** *Stimmen Sie dem dynamischen System zu, nach dem – im Fall einer Zahlung - zu der Sicherheit von 150 €/kW eine zusätzliche Sicherheit in Höhe von 5 % des Zahlungsgebots zu leisten ist? Falls nicht, durch welches alternative Design schlagen Sie vor, die Verhältnismäßigkeit zwischen Pönale und Zahlungsbereitschaft zu gewährleisten?*

**Antwort Ørsted:** Ja, das Risiko der Nicht-Realisierung ohne Absicherungssystem, wie einem CfD ist erhöht. Eine erhöhte Sicherheitsleistung reduziert die Optionalität und kann die Realisierungswahrscheinlichkeit erhöhen.

**Konsultationsfrage 4:** *Stimmen Sie den Vorteilen einer höheren Sofortzahlung, und somit einer anteiligen zeitlichen Vorverlegung der Zahlung, zu? Wie viel Prozent eines Zahlungsgebots sollten Ihrer Einschätzung nach unmittelbar bzw. kurz nach Zuschlag fällig sein?*

**Antwort Ørsted:** Bei der Konzessionszahlung sollte ein größerer Anteil kurz nach Zuschlagserteilung erfolgen, um die Optionalität zu reduzieren. Je größer die Zahlung am Anfang, desto höher ist schlussendlich die Realisierungswahrscheinlichkeit. Die Zahlung zu Beginn reduziert die verbleibenden Kosten bei der Investitionsentscheidung zwei bis drei Jahre nach Zuschlagserhalt.

19. Dezember 2025 / Ørsted Germany GmbH

Ihre Ansprechpartner:

**Josche Muth**

Tel. +49 172 5181339

[josmu@orsted.com](mailto:josmu@orsted.com)

**Roman Schliszio**

Tel +49 152 28361583

[romsc@orsted.com](mailto:romsc@orsted.com)