

## Vorschläge zur kurzfristigen Verbesserung der Investitionsbedingungen für Offshore Windenergie

- **Möglichst minimalinvasiv**
- **Gilt für schon bezuschlagte und zukünftige Projekte**
- **Trägt durch Risikoreduktion erheblich zur Realisierungswahrscheinlichkeit bei**

Die gescheiterten Offshore-Wind-Ausschreibungen für die Flächen N-10.1 und N-10.2 zeigen deutlich, dass sich die Offshore-Windkraft in Deutschland derzeit in einem sehr schwierigen Marktumfeld behaupten muss. Projektentwickler und Finanzierer sehen vor dem Hintergrund des Auktionsdesigns, gesetzlicher Rahmenbedingungen und energiepolitischer Unsicherheiten erhebliche Schwierigkeiten und Risiken für die Realisierung von Offshore-Vorhaben.

Gleichzeitig ist der Investitionsbedarf enorm, und der stetige Ausbau der Offshore-Windenergie für Deutschland unerlässlich. Um bestehende und zukünftige Projekte erfolgreich zu realisieren, ist es dringend geboten, die Investitionsbedingungen für Offshore Windenergie insgesamt durch Veränderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen zu verbessern.

Bis zum Ende des Jahres 2026 bedarf es - u.a. auch aufgrund entsprechender Vorgaben aus Brüssel - ohnehin einer Anpassung des Auktionsdesigns. Zudem steht die reguläre Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans an.

Aber auch kurzfristig sind im Rahmen der RED III-Implementierung wichtige Änderungen möglich, die das Risiko für aktuelle Projekte so reduzieren, dass diese umsetzbar sind.

Diese sind:

- **Verlängerung der Projektlaufzeit eines Offshore Windparks von 25 Jahren auf mindestens 35 Jahre in § 69 Absatz 7 Satz 1**
  - Optionale Verlängerungen um mindestens weitere fünf Jahre sollten ebenfalls ermöglicht werden (§ 69, Absatz 7 WindSeeG).
  - Fortschritte in technischer Entwicklung und Auslegung ermöglichen eine längere Lebensdauer der Komponenten.
  - Im veränderten Marktumfeld ist es dringend geboten, alle Investitionen - auch die in den Netzanschluss - im volkswirtschaftlichen Kontext vernünftig einzusetzen, sie energiewirtschaftlich optimal zu nutzen und unnötige Stillstandzeiten zu vermeiden.
  - In europäischen Nachbarländern sind bereits Laufzeiten von 40 bis 50 Jahre möglich.

- **Erweiterung des Meilensteins 5 gemäß § 81 Absatz 2 Nr. 5 WindSeeG von 6 auf mindestens 12 Monate ab dem Fertigstellungstermin des Netzanschlusses**
  - Alle aktuellen und zukünftigen Projekte befinden sich weit offshore in der AWZ, was die Transitzeiten deutlich verlängert.
  - Die meisten Projekte werden mit einer Kapazität von 1-2 GW bezuschlagt, was die Menge der zu transportierenden und zu installierenden Komponenten erheblich erhöht. Damit vergrößert sich auch der Zeitaufwand für Transport und Installation.
  - Für die Erhaltung der technischen Leistung fordert die Mehrzahl der Turbinenhersteller einen verfügbaren Netzanschluss. Wie oben bereits ausgeführt, ist der Zeitraum ab Netzanschlussstermin, ab dem die erste Turbine technisch betriebsbereit sein soll (vgl. § 81 Absatz 2 Nr. 4 WindSeeG) bis zu dem Zeitpunkt, zu dem 95 % der installierten Leistung verfügbar sein sollen (vgl. § 81 Absatz 2 Nr. 5 WindSeeG) mit aktuell 6 Monaten jedoch deutlich zu knapp bemessen.
  - Die von den ÜNB verbindlich geforderten 30% Einspeiseleistung zum Netzanschlussstermin lehnen wir ab. Hier bedarf es eines weiteren Austauschs zwischen ÜNB, Offshore Windparkentwickler und Turbinenherstellern.
  
- **Beginn der Plangenehmigung- bzw. Planfeststellung ab Eingang des Nachweises nach § 81 Absatz 2 Nr. 5 WindSeeG**
  - Derzeit beginnt diese Frist gemäß § 81 Absatz 2 Nr. 3 WindSeeG *12 Monate* nach Erbringung des Nachweises, dass mit der Errichtung der Windenergieanlagen auf See begonnen wurde.
  - Nach Erweiterung des Meilensteins gemäß § 81 Absatz 2 Nr. 5 WindSeeG von 6 auf mindestens 12 Monate sollte diese Frist ebenfalls entsprechend angepasst werden, um aufgrund der sukzessiven Errichtung der Windenergieanlagen die vollständige Genehmigungslaufzeit wirtschaftlich nutzen zu können.
  - Daher besteht hier dringender Handlungsbedarf in Bezug auf eine Anpassung des § 69, Absatz 7 WindSeeG. Die Frist sollte also frühestens *18 Monate* nach dem Nachweis gemäß § 81, Absatz 2 Nr. 3 WindSeeG oder mit Eingang des Nachweises nach § 81 Absatz 2 Nr. 5 WindSeeG beginnen zu laufen.
  
- **Anpassung des Zahlungsbeginns für die Stromkostensenkungskomponente**
  - Damit gewährleistet ist, dass den zu leistenden Zahlungen auch Erträge gegenüberstehen, sollte der Beginn der Zahlungen für die Stromkostensenkungskomponente gemäß § 59 Absatz 2 WindSeeG auf 12 Monate nach dem Meilenstein gemäß § 81 Absatz 2 Nr. 5 WindSeeG verschoben werden.
  - Aktuell startet die Zahlung zu dem Zeitpunkt, zu dem der Offshore Windparkentwickler die erste Turbine technisch betriebsbereit errichtet haben muss (also zum Meilenstein gemäß § 81 Absatz 2 Nr. 4 WindSeeG).
  - Es sollte also ein Zahlungsbeginn festgelegt werden, der die Produktion und damit Erlössituation der Projekte angemessen berücksichtigt. Dies ist für Projektfinanzierungen durch Banken von erheblicher Bedeutung.

- **Netzanbindungsverzögerung aufgrund unvorhergesehener Umstände (z.B. Sicherheit)**
- Flexibilisierung der Meilensteine und Pönalen, Rückgabe des Zuschlags
- Sollte sich die Netzanbindung in Bezug auf das im FEP vor einer Ausschreibung bekannt gemachte Datum verzögern, müssen die wirtschaftlichen Auswirkungen auf die Projektumsetzung eines Offshore Windparkentwicklers so berücksichtigt werden, dass die Bundesnetzagentur in die Lage versetzt wird, notwendige Meilensteine und Pönalen zur weiteren Projektrealisierung anzupassen, auf den (Teil-) Widerruf des Zuschlags zu verzichten und eine Rückgabe des Projekts zu ermöglichen.
- Beschleunigte Wiederholung der Ausschreibung
- Soweit es zu einem Widerruf des Zuschlags oder einer berechtigten Projektrückgabe kommt, sollte es möglich sein, sich in einem beschleunigten Ausschreibungsverfahren erneut auf die Fläche zu bewerben. Es sollte sichergestellt sein, dass der Netzanschlusstermin bei einer Wiederholungsauktion durch den zuständigen ÜNB verbindlich festgelegt wird, so dass es nicht zu einer weiteren Verschiebung kommt. So sollen zusätzliche Kosten für den Endverbraucher vermieden werden.
- Wenn der Widerruf oder eine berechnigte Projektrückgabe ohne Verschulden des Offshore Windparkentwicklers stattfindet, muss die erneute Teilnahme dieses Entwicklers auch in der Wiederholungsausschreibung erlaubt sein.



#### **Optimierung des Flächenentwicklungsplans (FEP) bis Ende 2026**

- Die anstehende Fortschreibung des FEP bis zum Ende des Jahres 2026 sollte genutzt werden, um die Flächenplanung mit dem Ziel der Reduzierung von Abschattungseffekten zu optimieren und so zu gestalten, dass sie auf eine nachhaltige Grundlage gestellt wird.
- Parallel sollte bis dahin auch das Auktionsdesign harmonisiert und zukunftsfähig gestaltet werden. Wir sprechen uns weiterhin für den Preis als ideales Differenzierungskriterium für zukünftige Ausschreibungen aus.
- Im Rahmen dieser grundlegenden Überarbeitungen sollte die Prämisse einer energie- und volkswirtschaftlich optimierten Flächenkulisse und ihrer Netzanbindungen Anwendung finden. Dies ist für die bereits festgelegten Flächen für die Ausschreibungen im Jahr 2026 nicht der Fall, so dass diese einmalig pausiert werden sollten. Gleiches gilt für die Flächen der gescheiterten Ausschreibung 08/2025, weshalb auch diese Auktion ausgesetzt werden sollte, bis FEP und überarbeitetes

Ausschreibungsdesign inklusive notwendiger Gesetzesanpassungen erfolgreich abgeschlossen sind.

- Die vom Fraunhofer IWES bis Q4/2026 erstellte Studie kann die Grundlage für eine optimierte Festlegungs- und Ausschreibungsreihenfolge legen und damit zur Lösung elementarer Herausforderungen in Bezug auf (Kosten-)Effizienz, Netz- und Systemintegration als auch Marktintegration beitragen.