
Deutscher Industrie- und Handelskammertag

Stellungnahme zum Referentenentwurf des Gesetzes zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Wind auf See Gesetz)

Das Wichtigste in Kürze

- Bestehende Projekte, die aufgrund des Systemwechsels nicht realisiert werden können, sollten rasch nach Handelsgesetzbuch entschädigt werden, um den Vertrauensschutz am Standort Deutschland zu erhalten.
- Ein Zwischenziel von 11 GW im Jahr 2025 hält der DIHK aus Gründen der Planungssicherheit für die Branche und die Stromkunden für gerechtfertigt.
- Projekte in der Ostsee sind derzeit ungenügend berücksichtigt. Daher sollte geprüft werden, ob ein stärkerer Fokus hierauf nicht volkswirtschaftliche Vorteile bringt.
- Die Höchstwerte für die Übergangsphase und das zentrale Modell erscheinen wenig ambitioniert.
- Die Erstsicherheiten sind mit 350 Euro/kW im zentralen Modell und 200 Euro/kW in der Übergangsphase zu hoch und sollten daher deutlich gesenkt werden.

1. Vorbemerkungen

Offshore-Projekte weisen insbesondere drei zentrale Charakteristika auf:

- Sie haben lange Vorlaufzeiten bis zu ihrer Realisierung und sind sehr kapitalintensiv. Daher sind stabile Rahmenbedingungen mit einem sicheren Kapitalrückfluss für solche Projekte eine essentielle Voraussetzung.
- Aufgrund der im Vergleich mit Wind an Land und Photovoltaik hohen Förderkosten, belasten sie auch aufgrund der hohen Zahl an Volllaststunden die EEG-Umlage und damit Unternehmen und private Haushalte stark. Die Kosteneffizienz der Förderung sollte daher besonders im Auge behalten werden.
- Netzanschluss und Fertigstellung eines Windparks müssen gut aufeinander abgestimmt sein, da ansonsten hohe Kosten entstehen, denen kein Nutzen gegenübersteht. Nichtgenutzte Netzkapazitäten und Windparks ohne Stromanschluss wie in der Vergangenheit sollten zudem auch aus Akzeptanzgründen für diese Technologie unbedingt vermieden werden.

Der im § 1 festgehaltene Zweck dieses Gesetzes spiegelt das wider: Die Nutzung von Wind auf See soll „stetig und kosteneffizient“ ausgebaut werden. In den ersten Entwürfen zum EEG 2016 war ein Zwischenziel für 2025 von 11.000 MW enthalten. Der DIHK hält dieses für sinnvoll, um einen gleichmäßigen Zubau zu erhalten und Planungssicherheit für Investoren zu vergrößern. Daher sollte das Zwischenziel ins Gesetz aufgenommen werden.

2. Unzureichende Berücksichtigung von Projekten in der Ostsee

Der Referentenentwurf lässt Projekte in der Ostsee außen vor. Durch die geringere Wassertiefe und die kürzere Entfernung der Parks zur Küste, könnten solche Projekte günstiger als in der Nordsee errichtet werden. Solche Flächen werden bis auf einen geplanten Park in der Ostsee (Arcadis Ost 1) im Übergangsmodell ausgeschlossen, da es sich allein auf die Außenwirtschaftszone bezieht (§ 2). Im Ostseeraum sind im küstennahen Bereich vor Mecklenburg-Vorpommern allein drei Gebiete im Rahmen der aktuellen Landesraumentwicklungsplanung für die Errichtung von Offshore-Windparks vorgesehen, die sich nicht an den Ausschreibungen beteiligen könnten.

Der Flächenentwicklungsplan nach § 5 gibt vor, dass bestehende Anbindungen zuerst aufzufüllen sind. Dies ist auch grundsätzlich sinnvoll. Allerdings würden nach dieser Vorgabe zunächst nur Flächen an Leerkapazitäten in der Nordsee Berücksichtigung finden. Eine gleichmäßige Verteilung auf Nord- und Ostsee ist lediglich ein Kriterium unter vielen und nur unter der Prämisse der insgesamt verfügbaren Potenziale zu sehen (laut Begründung zu § 5). Der DIHK empfiehlt daher die Prüfung, ob nicht Flächen in der Ostsee aus volkswirtschaftlichen Effizienzvorteilen stärker in den Fokus genommen werden sollten.

3. Zum Flächenentwicklungsplan (§ 4ff) und zur Voruntersuchung von Flächen (§ 9ff)

Der DIHK unterstützt grundsätzlich, dass ab 2025 Gebiete für neue Windparks auf See über einen Flächenentwicklungsplan vergeben werden sollen, der gemeinsam von Bundesnetzagentur (BNetzA) und dem Amt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) erstellt wird. Auch die Voruntersuchung der Flächen durch die beiden Behörden ist eine sinnvolle Lösung. Alle Bieter haben dann die gleichen Voraussetzungen im Auktionsverfahren und Untersuchungen müssen nicht mehrfach wiederholt werden. Zudem bietet ein solcher Plan die Chancen, Ausbau der Windparks und Aufbau der benötigten Netzinfrastruktur zu synchronisieren. Ein solches Vorgehen wäre aus volkswirtschaftlicher Sicht beim Ausbau der Windkraft auf See von Anfang an angezeigt gewesen.

Dieses Vorgehen in Zukunft anzuwenden, bringt allerdings Problemen mit sich und ist ordnungspolitisch zumindest zu hinterfragen, da bei Voruntersuchungen bereits auch KMU tätig sind. Daher soll-

ten die Behörden die Untersuchungen zumindest nicht selbst durchführen, sondern Unternehmen damit beauftragen.

Zu den Problemen gehört weiterhin, dass voraussichtlich nicht alle Parks, die sich heute in der Planungsphase befinden, einen Zuschlag im Übergangsmodell erhalten werden (s. auch Anmerkungen unter 6.). Dadurch wird die bereits getätigte Entwicklungsarbeit entwertet, da der Entwickler die Genehmigung zugunsten des zentralen Modells verliert. Teilweise wurden bereits zweistellige Millionenbeträge investiert, die jetzt aufgrund der Änderung der Rahmenbedingungen in Frage stehen. Daher sollten Unternehmen rasch eine angemessene Entschädigung erhalten, auch um den Vertrauensschutz am Wirtschaftsstandort Deutschland zu wahren. Der DIHK empfiehlt: Eine Entschädigung sollte nach Handelsgesetzbuch erfolgen, welche durch eine unabhängige Wirtschaftsprüfungsgesellschaft attestiert werden sollte.

4. Zur auszuschreibenden Menge (§ 17)

Der DIHK unterstützt, dass die Ausbauvorgabe für Wind auf See sich im Rahmen des Korridors bewegen und gleichmäßig erfolgen soll, um Planungssicherheit sowohl für die Offshoreindustrie als auch die Stromkunden zu gewährleisten. Eine Anhebung der Offshore-Zubaumenge würde aufgrund der Verknüpfung der Strommengen über die „Weltformel“ – sofern diese Gesetzeskraft erlangt – der verschiedenen EE-Technologien insbesondere zu Lasten der im Vergleich günstigeren Onshoreanlagen gehen. Mit Blick auf die bereits jetzt bestehenden Netzengpässe und die daraus resultierenden Redispatchkosten ist eine Erhöhung der Zubaumenge für Wind auf See zudem volkswirtschaftlich nicht sinnvoll.

In Verbindung mit den Aussagen in § 8 Absatz 2 und der Gesetzesbegründung ist davon auszugehen, dass die Bundesregierung von einem deutlichen Überschreiten des Zubauziels von 6.500 MW im Jahr 2020 ausgeht. Richtig ist, dass die jährlich auszuschreibende Menge im zentralen Modell von 730 MW nach oben angepasst wird, wenn gegen die Prognosen wesentlich weniger als 7.700 MW bis 2020 zugebaut werden sollten. Wesentlich weniger lässt aber viele Interpretationen zu. Daher empfiehlt der DIHK, die Wiedereinführung des Zwischenziels von 11.000 MW im Jahr 2025 (vgl. 1.) und die Ausrichtung des jährlichen Zubaus auf dieses Ziel.

Das gewählte Vorgehen, flexible Mengen auszuschreiben und nicht immer genau 730 MW zuzubauen, ist sinnvoll. Zu überlegen ist, ob nicht auch eine Flexibilität in der Ausschreibungsmenge von 600 bis 1.000 MW mit Blick auf die zur Verfügung stehenden Flächen sinnvoll sein kann. Wichtig dabei ist: Die durchschnittliche Zubaumenge sollte 730 MW nicht übersteigen bzw. die Menge, die bei unterschreiten der 7,7 GW im Jahr 2020 festgelegt wird.

5. Zum Höchstwert in der Übergangsphase und im zentralen Modell

Aufgrund der hohen Volllaststundenzahl für Wind auf See ist das Thema Kosteneffizienz von hoher Relevanz. Es ist davon auszugehen, dass der weitere Anstieg der EEG-Umlage bis Mitte der 2020er-Jahre vor allem auch durch Offshore verursacht wird. Daher plädiert der DIHK für einen ambitionierten Höchstwert für die Ausschreibungen. 12 Cent/kWh für Projekte, die in der Übergangsphase 2021 bis 2024 ans Netz gehen (§ 33), ist wenig ambitioniert und daher zu hoch.

Für die Zeit ab 2025 hält der DIHK aus heutiger Perspektive einen Höchstwert von unter 10 Cent/kWh für angemessen. Voraussetzung: Die Genehmigungen lassen auch Windenergieanlagen mit einer Nabenhöhe von 150 m und einem Rotordurchmesser von über 200 m zu. Dies spiegelt auch Aussagen aus der Offshoreindustrie wider, die bis 2020 von durchschnittlichen Kosten von 10 Cent/kWh ausgehen. Aktuelle Untersuchungen zeigen zudem, dass Renditen von über 30 Prozent im Stauchungsmodell und über 20 Prozent im Basismodell vor Steuern zu erzielen sind.¹ Daher sind auch nach Steuern Renditen im hohen einstelligen Bereich möglich. In einem aufgrund der gesetzlich garantierten Vergütung für acht bzw. zwölf Jahre risikoarmen Geschäft und in Zeiten niedriger Zinsen sind solche Renditen zu hoch, es ist von Überförderung auszugehen. Diese sollte durch einen ambitionierten Höchstwert abgebaut werden.

6. Ausschreibung für bestehende Projekten (Übergangsphase § 26 ff)

Die Einführung einer Übergangslösung ist verständlich, da in Deutschland viele Projektrechte bereits vergeben sind und sonst ein erheblicher Eingriff in den Vertrauensschutz stattfinden würde und wird daher vom DIHK grundsätzlich mitgetragen. Das geplante kumulierte Ausschreibungsvolumen von 2.920 MW für den Ausschreibungszeitraum 2021 bis 2024 und der avisierte Zubau von 730 MW im Jahr 2025 könnten bei einem Zubau von 7.700 MW bis 2020 dazu führen, dass Ende 2025 dann 11.350 MW Offshoreleistung installiert sind. Aufgrund der im EEG 2016 verankerten Formel zur Bestimmung der Ausschreibungsmengen für Wind an Land (Weltformel) hätte dies Auswirkungen auf den Zubau dieser Technologie und damit über die dann höhere EEG-Umlage auch auf den Strompreis von Unternehmen und privaten Haushalten.

Der DIHK hält die Erstsicherheit von 350 Euro/kW im zentralen Modell bzw. 200 Euro/kW in der Übergangsphase für deutlich hoch. Dies gilt insbesondere für Projekte, die sich in der Übergangsphase bewerben. Sie haben aufgrund der Vorleistungen (Flächenuntersuchung, Planungskosten, usw.) bereits eine große Realisierungswahrscheinlichkeit, wenn sie einen Zuschlag erhalten. Daher plädiert der DIHK für eine Erstsicherheit, die deutlich weniger als 200 Euro/kW bzw. 305 Euro/kW betragen sollte. International liegen die Sicherheiten nach Aussagen aus der Branche zwischen 50

¹ Vgl. Bizz Energy vom März 2016.

und 100 Euro/kW. Bei einem Offshorepark mit 400 MW ergäbe sich bei 100 Euro/kW eine Sicherheit in Höhe von 40 Mio. Euro. Dies ist bereits ein erheblicher Anreiz, Projekte auch zu bauen. Eine unterschiedliche Höhe der Sicherheiten zwischen zentralem Modell und Übergangsphase trägt der DIHK grundsätzlich mit.

7. Eintrittsrecht für bestehende Projekte (§ 39 ff)

Probleme können beim Wechsel auf Ausschreibungen für Windparks entstehen, die bereits genehmigt sind, sich aber in den ersten Ausschreibungsrunden nicht durchsetzen können. Der DIHK hatte in seiner Stellungnahme zu den Eckpunkten vorgeschlagen, solche Projekte nach dem Handelsgesetzbuch zu kompensieren. Der Referentenentwurf schlägt nur vor, genehmigte Windparks, die bei den Ausschreibungen 2021 bis 2024 leer ausgehen, in der nächsten Runde mit der Einführung des zentralen Modells bevorzugt zu behandeln, wenn Flächen übereinstimmen. Der DIHK trägt diese Vorgehensweise von der Intention her mit. Fraglich ist allerdings, ob damit tatsächlich alle bereits bestehenden Ansprüche abgegolten werden können. Zudem müssen Investoren aufgrund der Verzögerung des Beginns der Stromerzeugung finanziell in Vorleistung gehen. Dies sollte bei berechtigten Ansprüchen ebenfalls entschädigt werden.

Problematisch ist das Eintrittsrecht aber für Bieter, die sich in der Ausschreibung um eine Fläche durchgesetzt haben, aber dann durch den Eintritt eines bestehenden Projekts leer ausgehen.

8. Weitere Anmerkungen

Die geplante Betriebszulassung für Offshore-Windparks für 20 Jahre entspricht nicht der Realität. Bereits heute sind Offshore-Windenergieanlagen für 25 Jahre zertifiziert. Diese Beschränkung wird sich bei Ausschreibungen in den Geboten niederschlagen. Der DIHK empfiehlt daher die Genehmigung auf 25 Jahre auszustellen, wenn dem nicht gewichtige Gründe entgegenstehen.

Ansprechpartner

Dr. Sebastian Bolay

030/20308-2202

bolay.sebastian@dihk.de