

## Stellungnahme

# zum Referentenentwurf eines Ge- setzes zur Änderung des Wind- energie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften

Berlin, 28. Mai 2020

## 1 Zusammenfassung

Der BDEW bedankt sich für die Möglichkeit, Stellung zum Referentenentwurf der Bundesregierung zum „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften“ zu beziehen und möchte mit der vorliegenden Stellungnahme von dieser Möglichkeit Gebrauch machen. Die sehr kurze Kommentierungsfrist erlaubt leider nur eine oberflächliche Prüfung des vorliegenden Gesetzentwurfs. Bei einem so komplexen Thema wäre eine längere Konsultationsfrist notwendig gewesen.

Die Energiewirtschaft ist ein entscheidender Akteur für die Umsetzung der Energiewende und treibt sie erfolgreich voran. Gerade in der gegenwärtigen Krise mit ernststen Anzeichen für eine Rezession und dem Rückgang der Wirtschaftsleistung in Deutschland stehen die Unternehmen der Energiewirtschaft bereit, mit ihren Investitionen das Wiederhochfahren der Volkswirtschaft zu stützen. Das gilt im besonderen Maße auch für die investitionsintensive Offshorebranche.

Um die erforderlichen Investitionsentscheidungen treffen zu können, ist die Energiewirtschaft jedoch auf verlässliche Rahmenbedingungen von Seiten der Politik angewiesen. Aufgrund langer Realisierungszeiten von Offshore-Projekten – die aktuelle Projektlaufzeit eines Offshore-Netzanbindungssystems beläuft sich beispielsweise auf durchschnittlich elf Jahre – ist es für Unternehmen aus der Branche essenziell wichtig, schnellstmöglich und konkret Klarheit über politische Zielsetzungen zu schaffen. Daher begrüßt der BDEW die vorliegende gesetzliche Anpassung der Offshore-Ausbauziele auf 20 GW bis 2030 bzw. 40 GW bis 2040. Das Ziel für 2040 erscheint sehr ambitioniert und setzt einen durchschnittlichen Zubau von 2.000 MW pro Jahr ab 2030 voraus. Dieser kann nur gelingen, wenn die Planungs- und Investitionsbedingungen entsprechend ausgestaltet sind.

Der vorliegende Referentenentwurf soll die hierzu dringend benötigten Anpassungen des gegenwärtigen Rechtsrahmens vornehmen. So wären beispielsweise bei den nächsten Ausschreibungen 2021 ausschließlich Gebote zu 0,00 ct/kWh zulässig, da nach aktuellem § 22 WindSeeG Abs. 1 das niedrigste Gebot der Übergangsausschreibung vom 1. April 2018 als Höchstwert für die Ausschreibungen im zentralen Modell ab 2021 gilt. Die vorliegende Anpassung des zulässigen Höchstwerts wird daher vom BDEW ausdrücklich begrüßt.

Kritisch sieht der BDEW jedoch vor allem die Anpassung der Fördersystematik. Die Einführung einer „zweiten Gebotskomponente“ zur Differenzierung von Null-Cent-Geboten lehnt der BDEW – in enger Abstimmung mit dem BWO sowie Vertretern der Industrie und der Finanzwirtschaft – nach eingehender Prüfung strikt ab. Das Modell reizt selbst mit verbesserten Bedingungen (Höchstgebote etc.) Gebote basierend auf aggressiven Strompreisprognosen an. Die Gefahr einer höheren Nicht-Realisierung von bezuschlagten Projekten bleibt bestehen.

Wenn die Ausbauziele für Erneuerbare Energien unter Wahrung der Kosteneffizienz, mit einer großen Akteursvielfalt und in einem starken Wettbewerb erreicht werden sollen, darf das Modell einer zweiten Gebotskomponente nicht umgesetzt werden. Stattdessen schlägt der BDEW das Modell einer symmetrischen Marktprämie vor.

Generell muss bei der Offshore-Windenergie festgehalten werden, dass es sich hier um einen internationalen, wettbewerblich gestalteten Markt mit begrenzten Ausbaupkapazitäten

handelt. Die Investitionsbedingungen in Deutschland stehen damit in direkter Konkurrenz mit den Voraussetzungen in anderen Ländern, beispielsweise dem Vereinigten Königreich. Dem sollte bei der nationalen Gesetzgebung Rechnung getragen werden.

Im Detail möchte der BDEW insbesondere zu folgenden Punkten Stellung nehmen:

## **2 Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes**

### **2.1 Anpassung der Ausbauziele**

#### ➤ § 1 WindSeeG-Ref-E

Der Entwurf erhöht das gesetzliche Ausbauziel der Offshore-Windenergie für 2030 von 15 GW auf 20 GW und fügt ein Ausbauziel von 40 GW bis 2040 hinzu. Der BDEW begrüßt diese Änderung ausdrücklich. Ebenfalls positiv zu werten ist, dass das Ausbauziel nach § 4 Abs. 2 Nr. 1 übererfüllt werden darf. Gegebenenfalls kann auch ein Zwischenziel für 2035 – hier schlägt der BDEW 30 GW vor – gesetzlich festgelegt werden. Ziel sollte unserer Ansicht nach ein möglichst gleichmäßiger Ausbaupfad sein.

An dieser Stelle weist der BDEW darauf hin, dass aus Gründen der gesetzlichen Kohärenz auch eine Anpassung des Offshore-Ausbaupfades im EEG (§ 4 Abs. 2) erfolgen muss. Des Weiteren muss eine Teilfortschreibung des Flächenentwicklungsplans (FEP) durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) die erhöhten Ausbauziele berücksichtigen. Die im FEP 2019 unter Kapitel 13.2 dokumentierte informatorische Darstellung des Szenario A 2030 (20 GW bis 2030) sollte dabei als Ausgangspunkt für eine diesbezügliche Fortschreibung des FEP dienen. Hierzu hält es der BDEW für bedenklich, wenn die zusätzlich benötigten Flächen für ein 20-GW-Ausbauziel nur in den Jahren 2024 und 2025 ausgeschrieben werden sollen (S. 6 WindSeeG-Ref-E). Im erwähnten FEP 2019 unter Kapitel 13.2 wird aufgezeigt, wie bereits im Jahr 2023 die Ausschreibungsmengen erhöht werden könnten. Dies wäre im Sinne der einer Entzerrung sinnvoll, weil ansonsten die auszuschreibenden Kapazitäten in 2024 und 2025 sehr ambitioniert erscheinen.

### **2.2 Anpassungen der Begriffsbestimmungen**

#### ➤ § 3 WindSeeG-Ref-E

Der Entwurf sieht eine Anpassung des Begriffs „Offshore-Anbindungsleitungen“ vor. Die Formulierung in § 3 Nr. 5 WindSeeG-Ref-E stellt auf „Offshore-Windpark-Umspannwerke“ ab, die es in Zukunft nicht mehr so geben könnte. An dieser Stelle wäre eine offener Formulierung hilfreich.

### **2.3 Anpassung der Bestimmung zur Fertigstellung von Netzanbindungen**

#### ➤ § 5 Abs. 1 WindSeeG-Ref-E

Der Entwurf sieht vor, zukünftig quartalsgenaue (statt nur kalenderjährliche) Bestimmungen der Fertigstellung von Netzanbindungen vorzusehen. Der BDEW begrüßt diese

Entscheidung, da dadurch eine bessere Langfristplanung bezüglich der Errichtungszeitfenster von Offshore-Windparks ermöglicht wird.

## **2.4 Wegfall der jährlichen Ausbaugrenzen**

- § 5 Abs. 5 WindSeeG-Ref-E

Der Entwurf sieht den Wegfall der jährlichen Ausbaukorridore vor. Da aufgrund des erhöhten Ausbauziels von 20 GW bis 2030 der derzeitige geltende Ausbaukorridor von 700 bis 900 MW nicht mehr tragbar ist, bewertet der BDEW diese Flexibilisierung als positiv.

## **2.5 Anpassung des Höchstwerts für zukünftige Ausschreibungen**

- § 22 Abs.1 WindSeeG-Ref-E

Der vorliegende Entwurf sieht eine Anpassung des Höchstwerts für Offshore-Ausschreibungen im Jahr 2021 von 7,3 ct/kWh, im Jahr 2022 von 6,4 ct/kWh und ab dem Jahr 2023 von 6,2 ct/kWh vor. Nach aktueller Rechtslage wären bei den nächsten Ausschreibungen 2021 ausschließlich Gebote zu 0,00 ct/kWh zulässig, da nach aktuellem § 22 WindSeeG Abs. 1 das niedrigste Gebot der Übergangsausschreibung vom 1. April 2018 als Höchstwert für die Ausschreibungen im zentralen Modell ab 2021 gilt. Die vorliegende Anpassung des zulässigen Höchstwerts wird daher vom BDEW begrüßt.

Allerdings weist der BDEW an dieser Stelle darauf hin, dass die zukünftig ausgeschriebenen Flächen deutlich höhere Gesamtkapazitäten als bisher vorzeigen müssten (also >500MW) um Skaleneffekte zu heben. Dies steht im Widerspruch zu der im Entwurf getätigten Aussage, dass von einer durchschnittlichen Anlagengröße von 310 MW ausgegangen wird (S. 6 WindSeeG-Ref-E). Dieser Wert erscheint nicht realistisch im Hinblick auf zukünftige Projekte, welche im Mittel deutlich größere Kapazitäten aufweisen werden.

## **2.6 Einführung einer 2. Gebotskomponente zur Unterscheidung von Null-Cent-Geboten**

- § 23 Abs.5 WindSeeG-Ref-E

Der Entwurf sieht die Beibehaltung der derzeitigen Fördersystematik („gleitende Marktprämie“) unter Erweiterung durch eine 2. Gebotskomponente zur Unterscheidung von Null-Cent-geboten vor. Die Einführung einer „zweiten Gebotskomponente“ zur Differenzierung von Null-Cent-Geboten lehnt der BDEW nach eingehender Prüfung ab. Dieses Modell sorgt unserer Einschätzung nach dafür, dass das Risiko für Investoren deutlich steigt, dass Stromgestehungskosten verteuert und die Realisierungswahrscheinlichkeit von Offshore-Projekten geschwächt werden. In der Folge führt dies zu steigenden volkswirtschaftlichen Kosten für den Ausbau der Offshore-Windenergie. Des Weiteren wird der deutsche Markt im internationalen Wettbewerb an Attraktivität verlieren. Wegen erheblicher Erlösrisiken werden Investoren zunehmend in andere Märkte ausweichen, wo beispielsweise auf Basis von Differenzverträgen (z. B. Dänemark, Frankreich, Italien, Vereinigtes Königreich) transparente Rahmenbedingungen für eine verlässliche Erreichung der Ausbauziele geboten werden.

Zudem ist die Einführung einer zweiten Gebotskomponente durch eine Zahlungsverpflichtung nach unserer Ansicht im Hinblick auf das Eintrittsrecht nach § 39 WindSeeG sowohl verfassungs- als auch europarechtlich bedenklich.

Der mit der Belastung des Eintrittsrechts mit einer zweiten Gebotskomponente verbundene Eingriff in das Eigentumsrecht der Inhaber des Eintrittsrechts ist nicht gerechtfertigt. Der Eingriff ist nicht angemessen, weil er den Grundsatz des Vertrauensschutzes verletzt. Das Eintrittsrecht wurde eingeführt, um die Folgen der vorzeitigen Beendigung der Projektentwicklungen durch das WindSeeG zu kompensieren und zu mildern. Es diene damit dem Ziel, die Verfassungskonformität des WindSeeG zu wahren. Ein hinreichend gewichtiges Gemeinwohlinteresse, das die Enttäuschung des Vertrauens in den Bestand dieser Übergangsregelung rechtfertigen könnte, ist nicht erkennbar.

Schließlich sind hierbei auch die Grundfreiheiten und Grundrechte der Europäischen Union zu berücksichtigen. Insoweit ergeben sich ähnliche Bedenken wie im Falle des Eingriffs in Art. 14 Abs. 1 GG.

Die nachträgliche Belastung der Inhaber des Eintrittsrechts aus § 39 WindSeeG mit einer zweiten Gebotskomponente ist außerdem mit dem Gleichheitsgrundsatz aus Art. 3 Abs. 1 GG nicht vereinbar. Sie führt zu einer Benachteiligung der Inhaber bestehender Projekte, die bei den Gebotsterminen nach § 26 Abs. 1 WindSeeG nicht zum Zuge gekommen sind gegenüber denjenigen Projektinhabern, die einen Zuschlag nach § 34 WindSeeG erhalten haben, ohne dass hierfür eine sachliche Rechtfertigung erkennbar wäre.

## **2.7 Anpassung der Fördersystematik hin zu einer symmetrischen Marktprämie**

Der BDEW spricht sich stattdessen für eine Anpassung der Fördersystematik hin zu einer symmetrischen Marktprämie aus. Dieses Modell würde eine Differenzierungsmöglichkeit in den zukünftigen Ausschreibungen schaffen. Da sich Gebote hier an den tatsächlichen Stromgestehungskosten orientieren, würde eine symmetrische Marktprämie zudem das Risiko des „winners curse“ deutlich reduzieren und die Akteursvielfalt stärken. In Folge reduzierter Risiken würde zudem die Realisierungswahrscheinlichkeit bezuschlagter Gebote stark erhöht, wodurch die Erreichung der Ausbauziele von 20 GW in 2030 und 40 GW in 2040 realistischer wird.

Im Detail spricht sich der BDEW somit für die Umstellung der Vergütung von Offshore-Strom auf ein so genanntes „Contract for Difference (CfD)“-System aus. Der Bieter bietet dabei nicht wie bisher auf eine Marktprämie als Mindestpreis, sondern auf einen festen Wert, den im Rahmen einer Auktion bezuschlagten Preis (EUR/MWh). Liegt der Marktpreis unterhalb dieses Preises bekommt der Anlagenbetreiber die Differenz wie bisher als gleitende Marktprämie ausbezahlt. Markterlöse, die oberhalb des bezuschlagten Preises liegen, würden an den Regulator bzw. an das EEG-Konto abgeführt („negative“ Marktprämie). Durch diese Absicherung sinken die Risikoaufschläge und damit die Stromgestehungskosten. Das aktuelle Problem fehlender Differenzierungsmöglichkeiten zwischen 0 ct/kWh-Geboten bei Auktionen würde behoben. Außerdem könnte die Einführung der symmetrischen Marktprämie zur Entlastung des EEG-Kontos beitragen.

In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass der Anwendungsbereich beibehalten werden soll und somit sonstige Regelungen im WindSeeG – beispielsweise zu Teilnahmeveroraussetzungen oder zum Eintrittsrecht – unverändert bleiben.

## 2.8 Einführung eines Offshore-Netzausbaubeitrags

### ➤ § 23c WindSeeG-Ref-E

Der BDEW begrüßt grundsätzlich alle Bemühungen, die Kosten der Offshore-Netzanbindungen zu senken. Die Umwandlung der zweiten Gebotskomponente in einen Offshore-Netzausbaubetrag erscheint uns allerdings als falscher Weg (s. Kapitel zur 2. Gebotskomponente) und existiert bei keiner anderen Stromerzeugungstechnologie. Positiv ist lediglich anzumerken, dass die Streckung der Zahlung auf 15 Jahre erfolgt. Dennoch empfehlen wir, die Ratenzahlungen des Offshore-Netzausbaubetrages auf eine Laufzeit von 20 Jahren anzuheben (§ 23c Abs. 3), um einen besseren Gleichlauf mit den Abschreibungsdauern von Offshore-Projekten zu gewährleisten.

Die Sicherheitsleistung auf den Offshore-Netzausbaubetrag von 10% (§ 23c) sollte ersatzlos gestrichen werden. Sie erhöht die Risikopositionen der Investoren zusätzlich, ist nicht notwendig und wirkt den Anstrengungen der Branche, weitere Kostensenkungen zu erzielen, entgegen. Wir weisen auch darauf hin, dass sich mit Start des Zentralen Modells die Sicherheitsleistung nach § 21 Wind-SeeG von 100€/kW auf 200€/kW bereits verdoppeln wird. Dem Anliegen – die Sicherstellung der Realisierungswahrscheinlichkeit – wird damit genügend Rechnung getragen.

Dabei möchte der BDEW darauf hinweisen, dass in der Begründung zu § 23c Abs. 3 (S. 51 WindSeeG-Ref-E) dargestellt wird, dass die Zahlung des Offshore-Netzausbaubeitrags innerhalb von 15 Jahren nach der Erbringung des Nachweises gemäß § 59 Abs. 2 Nr. 4, d. h. ab dem sechsten Monat nach der verbindlichen Fertigstellungstermin erfolgen muss. Währenddessen wird in der Begründung zum wesentlichen Inhalt des Entwurfs auf S. 24 dargestellt, dass *„die so ermittelte Zahlungsbereitschaft des Bieters führt dann zu jährlichen Zahlungen, allerdings erst ab dem vierten Betriebsjahr, um den Unternehmen einen ausreichenden zeitlichen Vorlauf zu gewähren.“* An dieser Stelle fordert der BDEW eine rechtliche Klarstellung. Statt der Verbindung mit § 59 Abs. 2 Nr. 4 sollte § 23c Abs. 3 die Zahlung ab dem 4. Betriebsjahr vorsehen, wie in der allgemeinen Begründung dargelegt.

## 2.9 Rechtsbehelfe

### ➤ § 54a Abs. 1 WindSeeG-Ref-E, § 43e Abs. 4 EnWG-E, VwGO-E

Der Instanzenzug für Klagen gegen Planfeststellungsbeschlüsse von Offshore-Anbindungsleitungen und damit zusammenhängende Entscheidungen wird verkürzt. Das Bundesverwaltungsgericht soll zuständig sein und endgültig entscheiden. Die Instanzenzugverkürzung kann aus Sicht des BDEW zu einer Beschleunigung der Klageverfahren führen. Zur systematischen Umsetzung der Instanzenzugverkürzung kann aufgrund der Kürze der Zeit keine detaillierte Kommentierung erfolgen.

### ➤ § 54a Abs. 2 WindSeeG-Ref-E

Für Rechtsbehelfe gegen Planfeststellungsbeschlüsse und Plangenehmigungen sollen verschiedene Instrumente zur Verfahrensbeschleunigung eingeführt werden. Dies begrüßt der BDEW, da insgesamt durch vorgeschlagene verkürzte Antrags- bzw. Klagebegründungsfrist sowie den Verzicht auf die aufschiebende Wirkung einer Anfechtungsklage eine Verfahrensbeschleunigung erreicht werden kann.

## **2.10 Anpassung der Regelungen zu den sonstigen Energiegewinnungsbereichen**

### ➤ Abschnitt 3 WindSeeG-Ref-E

Es war vorgesehen, bei der Ausschreibung der Flächen der „sonstigen Energiegewinnungsbereichen“ nach dem „Windhundprinzip“ vorzugehen. Der BDEW hatte in der Vergangenheit und mit Nachdruck gefordert, klare und transparente Kriterien zu verwenden, die bei der Wahl der Zuschläge eine höchstmögliche Legitimität sicherstellen. Der Referentenentwurf sieht nun vor, dass die Vergabe der Rechte zur Nutzung dieser so ausgewiesenen Flächen anhand objektiver, nachvollziehbarer, diskriminierungsfreier und effizienter Kriterien erfolgt. Aus Sicht des BDEW erscheint die Überführung der Regelungen zur Genehmigung und zum Betrieb in das WindSeeG sachgerecht. Allerdings ist das Ausschreibungsverfahren bislang nur vage angelegt. Langfristig ist der Bedarf an einem transparenten, marktwirtschaftlich getriebenen Vergabemechanismus zwar nachvollziehbar, die Ausarbeitung komplett neuer Vergabekriterien seitens des BMWi/BSH benötigt jedoch wertvolle Zeit für den gewünschten Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft verloren geht.

Eine Konkretisierung des Ausschreibungsverfahrens muss nun in den Teilfortschreibungen des FEP stattfinden. Dabei weist der BDEW darauf hin, dass das Verfahren zur Förderung bzw. die Vergabe von Entwicklungsprojekten in besonderen Energieentwicklungsgebieten dem Stand der Technologie angepasst werden muss. Der BDEW regt an, die Ausschreibungsmethode zunächst den relevanten Stakeholdern zur Konsultation vorzulegen.

## **2.11 Aussetzung der Degression bei Windenergieanlagen auf See im Falle von Hersteller-Insolvenz**

### ➤ § 47 EEG

Der BDEW begrüßt die vorliegende Regelung einer Härtefallklausel für Herstellerinsolvenzen (§ 59 Abs. 2a WindSeeG-Ref-E), möchte in diesem Zusammenhang aber darauf hinweisen, dass ebenfalls eine rechtliche Anpassung in § 47 EEG stattfinden muss. Die in § 47 EEG geregelte Degression für Windenergieanlagen auf See sollte in dem Fall ausgesetzt werden, dass sich die Inbetriebnahme aufgrund der Insolvenz des Anlagenherstellers in dem Jahr der geplanten Inbetriebnahme verzögert. Die Degression sollte dabei für maximal 18 Monate ausgesetzt werden. Das Aussetzen der Degression ist dem EEG nicht wesensfremd. Diese ist gemäß § 47 Abs. 7 EEG im Fall eines verzögerten Netzanschlusses möglich, wodurch unverschuldete wirtschaftliche Nachteile des Anlagenbetreibers aufgefangen werden. Eine Ausnahmeregelung, die eine Insolvenz des Anlagenherstellers abdeckt, gibt es im EEG jedoch nicht. Wir fordern daher die Aufnahme einer solchen Regelung. Da die Degression 2020 bereits in Kraft getreten ist, ist hierbei eine rückwirkende Vorschrift erforderlich.

§ 47 Abs. 5 und 6 EEG 2017 sollten dafür wie folgt geändert werden:

*„(5) Die anzulegenden Werte nach Absatz 2 und Absatz 3 Satz 2 verringern sich gegenüber den jeweils vorher geltenden anzulegenden Werten*

*1. um 0,5 Cent pro Kilowattstunde für Anlagen, die in den Jahren 2018 und 2019 in Betrieb genommen werden, und*

*2. um 1,0 Cent pro Kilowattstunde für Anlagen, die im Jahr 2020 in Betrieb genommen werden.*

**Satz 1 ist nicht anzuwenden, solange sich die Inbetriebnahme in Folge der Eröffnung eines Insolvenzverfahrens im Jahr der geplanten Inbetriebnahme über das Vermögen des Herstellers von Windenergieanlagen auf See, auf welchen die Genehmigung ausgestellt war, verzögert. Die Aussetzung der Rechtsfolge des Satz 1 gilt für maximal 18 Monate und ist dem Netzbetreiber vom Anlagenbetreiber nachzuweisen. Abweichend von § 25 Satz 3 beginnt der Zeitraum nach § 25 Satz 1 spätestens zum verbindlichen Fertigstellungstermin nach § 17d Absatz 2 Satz 9 des Energiewirtschaftsgesetzes.**

*(6) Der anzulegende Wert nach Absatz 3 Satz 1 verringert sich für Anlagen, die in den Jahren 2018 und 2019 in Betrieb genommen werden, um 1,0 Cent pro Kilowattstunde. **Ab-satz 5 S. 2 bis 4 ist entsprechend anzuwenden.**“*

Darüber hinaus regt der BDEW an, dass diese Aussetzung der Degression bei allen anderen betroffenen Energieträgern geprüft wird.

## **2.12 Anpassungen zu Realisierungsfristen bezuschlagter Projekte**

### ➤ § 59 WindSeeG-Ref-E

Im vorliegenden Entwurf werden die Realisierungsfristen bezuschlagter Projekte angepasst. Dabei hält der BDEW die Vorverlegung des Nachweises der Finanzierung (Vorlage der Verträge über die wesentlichen Windparkkomponenten) um ein halbes Jahr für nicht sachgerecht. Dies würde – insbesondere vor dem Hintergrund der schnell voranschreitenden Technologieentwicklung – unverhältnismäßige Einschränkungen im Hinblick auf die Nutzung der zum Errichtungszeitpunkt verfügbaren effizientesten Technologien bedeuten.

Darüber hinaus möchte der BDEW darauf hinweisen, dass aus Gründen des Vertrauensschutzes die neuen Fristen nicht auf bereits bezuschlagte Offshore-Windparkprojekte angewendet werden sollten. Ein Bestandsschutz für bestehende Zuschläge ist daher unbedingt erforderlich.

## **2.13 Ausschreibungen von Flächen ohne Flächenvoruntersuchung**

### ➤ § 71 Nr.6 WindSeeG-Ref-E

Der vorliegende Entwurf ermöglicht den Erlass einer Rechtsverordnung, um die Ausschreibung für Windenergieanlagen auf See für einen gewissen Anteil an der Ausschreibungsmenge mit Flächen durchzuführen, die staatlich nicht oder in einem geringeren Umfang voruntersucht wurden. Die Aufgabe der Flächenvoruntersuchung würde dann vollständig oder



teilweise von den Bietern übernommen werden. Ziel ist eine Prüfung, ob der Verzicht auf eine staatliche Voruntersuchung die Ausbaukosten senken und die Ausbaugeschwindigkeiten steigern könnte. Der BDEW begrüßt grundsätzlich alle Bemühungen, Planung- und Genehmigungsverfahren zu beschleunigen, möchte an dieser Stelle aber davor warnen, die Legitimation des durch das WindSeeG etablierte „zentrale Modell“ zu gefährden.

## **2.14 Verfahrenstermine unter Zuhilfenahme von Fernkommunikationsmitteln**

### ➤ § 73a WindSeeG-Ref-E

Der BDEW begrüßt die vorgesehene Möglichkeit, Anhörungstermine digital durchzuführen.

## **2.15 Einführung eines Sonderbeitrags**

Insbesondere aus industriepolitischer Sicht sind vor dem Hintergrund der „Ausbaulücke“ bei der Offshore-Windenergie in den Jahren 2021/22 und der dramatischen Lage im Bereich der Onshore-Windenergie dringend Sofortmaßnahmen mit einem vorgezogenen Zubau im Hinblick auf die Gesamtkapazität von 20 GW einzuleiten. Dieser Zubau muss bis Mitte der 20er Jahre abgeschlossen und rechtlich durch ein Maßnahmengesetz abgesichert werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass ein sich auf die drei letzten der 20er Jahre konzentrierter Zubau von ca. 7,3 GW (vgl. FEP 2019 Kapitel 13.2) allein aus Ressourcengründen in diesem Umfang nicht umzusetzen ist.

Der BDEW hat bereits 2018 zusätzlich verfügbare Netzanbindungskapazitäten auf See in Höhe von insgesamt rund 1,6 GW identifiziert. Dabei verfügt die Plattform NOR-3-3 („Dol-Win6“) über freie Kapazitäten in Höhe von rund 660 MW. In der Ostsee wurde zusätzliches Potenzial bei den Netzanbindungssystemen in Höhe von bis zu 900 MW ermittelt. Das in der Ostsee für eine vorgezogene Ausschreibung in kürzerer Zeit verfügbare Flächenpotenzial beträgt auf Basis der genehmigten bzw. sich im Genehmigungsverfahren befindlichen Projekte 1,1 GW. Unter Zugrundelegung des Flächenpotenzials kann diese Leistung auf etwa 1,2 GW erhöht werden. Damit ergeben sich nach aktuellem Stand zusätzlich verfügbare Netzanbindungskapazitäten in Höhe von insgesamt bis zu 2 GW. Aus Sicht des BDEW ist es volkswirtschaftlich und industriepolitisch sinnvoll, diese verfügbaren Kapazitäten frühzeitig zu nutzen und so Leerstandskosten zu vermeiden. Die in Nord- und Ostsee verfügbaren Kapazitäten sollten wettbewerbsfähig in Form einer zusätzlichen, für alle Teilnehmer offenen Ausschreibung vergeben werden. Aufgrund von langen Projektrealisierungsfristen ist deshalb eine zügige Umsetzung dieser vorgezogenen Ausschreibungen als Sofortmaßnahme notwendig.

## **3 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes**

Die im Entwurf vorgelegten Änderungen im EnWG sind aus Sicht des BDEW teilweise Folgeänderungen zu § 23c WindSeeG-Ref-E. Hier soll es insbesondere darum gehen, dass die

zuständige Regulierungsbehörde rechtzeitig informiert wird. Dies kann einen gewissen Aufwand für den ÜNB bedeuten, den er aber im Fall von Verzögerungen spätestens dann ohnehin hat, wenn sich die Frage nach den Entschädigungen stellt. Von daher wird dieser Aufwand nur zeitlich vorverlagert und ist grundsätzlich unbedenklich zu bewerten.

**Ansprechpartner:**

Michael Iovu  
Geschäftsbereich Erzeugung und Systemintegration  
Telefon: +49 30 300199-1318  
michael.iovu@BDEW.de