


<b>Autor:</b>	Thorsten Kirch, RA
<b>Erscheinungsdatum:</b>	06.08.2020
<b>Quelle:</b>	
<b>Normen:</b>	§ 59 WindSeeG, § 13 WindSeeG, § 12b EnWG 2005, § 22 WindSeeG, § 23 WindSeeG ... mehr
<b>Fundstelle:</b>	jurisPR-UmwR 8/2020 Anm. 1
<b>Herausgeber:</b>	Prof. Dr. Ferdinand Kuchler, RA Dr. Martin Spieler, RA
<b>Zitiervorschlag:</b>	Kirch, jurisPR-UmwR 8/2020 Anm. 1

---

## **Gesetz zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes**

### **I. Einleitung**

Gemeinsam mit dem EEG 2017 trat zum 01.01.2017 das Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See („WindSeeG“) in Kraft. Das Gesetz umfasste die Fachplanung und Voruntersuchung für bestimmte Flächen und Vorgaben für die Zulassung, Errichtung, Inbetriebnahme und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See. Durch die neu eingeführten Ausschreibungen sollte die Marktprämie auch im Bereich der Offshore-Windenergie künftig wettbewerblich ermittelt werden. Für die sog. Übergangsphase (2021 bis 2025) führte die BNetzA bereits am 01.04.2017 und 01.04.2018 Ausschreibungen über ein Volumen von 3.100 MW durch. In beiden Ausschreibungsrunden beanspruchten einzelne Bieter keine Förderung mehr und gaben Gebote zu 0,00 ct/kWh ab. Ab dem Jahr 2021 wird die BNetzA die Ausschreibungen im sog. zentralen Modell für jene Windenergieanlagen auf See durchführen, die ab dem 01.01.2026 in Betrieb genommen werden.

Die Bundesregierung hat am 03.06.2020 den Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften („WindSeeG-RegE“) beschlossen. Am 02.07.2020 hat der Deutsche Bundestag den Gesetzentwurf zur näheren Beratung in den Ausschuss für Wirtschaft und Energie überwiesen. Nach derzeitigem Stand wird dieser sich voraussichtlich im September 2020 mit dem Änderungsgesetz befassen. Der nachfolgende Beitrag stellt die Kernpunkte des derzeitigen Gesetzgebungsvorhabens dar. Das Gesetz umfasst die Anhebung der Ausbauziele (Ziffer II.) und eine Verkürzung der Realisierungsfristen für die Betreiber von Windenergieanlagen auf See („OWP-Betreiber“) (Ziffer III.). In diesem Zusammenhang soll das jährliche Ausschreibungsvolumen flexibilisiert werden (Ziffer IV.). Ferner soll das Ausschreibungsvolumen angepasst werden, wenn sich Verzögerungen der Offshore-Netzanbindungen abzeichnen (Ziffer V.). Darüber hinaus reagiert der Gesetzgeber auf die in den bisherigen Ausschreibungen aufgetretenen 0,00 ct/kWh-Gebote und legt die Höchstwerte gesetzlich fest (Ziffer VI.). Ferner soll das Ausschreibungsdesign der Offshore-Windenergie im Hinblick auf 0,00 ct/kWh-Gebote durch die Einführung eines sog. dynamischen Gebotsverfahrens angepasst werden. Dabei soll eine zweite Gebotskomponente eingeführt werden, um auch zwischen Geboten zu 0,00 ct/kWh zu differenzieren (Ziffer VII.). Die in diesem Verfahren erfolgreichen Bieter sollen sich über einen jährlich zu entrichtenden Netzanbindungsbeitrag an den Kosten der Netzanbindungen beteiligen (Ziffer VII.).

### **II. Anhebung der Ausbauziele (§ 1 Abs. 2 WindSeeG-RegE)**

#### **1. 20 GW bis 2030**

Bereits im Klimaschutzprogramm 2030 hatte die Bundesregierung eine Anhebung des gesetzlichen Ausbaupfads der Offshore-Windenergie von 15 GW auf 20 GW bis 2030 beschlossen. Dies soll nun durch eine entsprechende Änderung des Ausbauziels in § 1 Abs. 2 Satz 1 WindSeeG-RegE umgesetzt werden. Im Vergleich zu der übrigen fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bietet die Windenergie auf See eine vergleichsweise stetige Stromerzeugung und hohe durchschnittliche Volllaststunden. Darüber hinaus sind die Stromgestehungskosten der Windenergie auf See in den vergangenen Jahren aufgrund der Technologieentwicklung stark gesunken. Zum Beleg dieser positiven Entwicklung wird in der Gesetzesbegründung auf die bereits in den ersten Ausschreibungsrunden

in den Jahren 2017 und 2018 für die Übergangsphase von einzelnen Bietern abgegebenen Gebote zu 0,00 ct/kWh verwiesen (BT-Drs. 19/20429, S. 43). Die Windenergie auf See soll daher auch künftig einen wichtigen Beitrag zum beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien leisten. Das neue Ziel von 20 GW für 2030 ist dabei ausdrücklich als Ziel und nicht als Deckel zu verstehen. Ein höherer Zubau ist damit nicht ausgeschlossen. Die neue Zielsetzung soll vielmehr als Fahrplan dienen, um einen fortlaufenden Ausbau zu sichern und langfristige Perspektiven für die Offshore-Windenergie zu eröffnen (BT-Drs. 19/20429, S. 43).

## **2. 40 GW bis 2040**

Darüber hinaus soll ein Langfristziel von 40 GW für das Jahr 2040 in § 1 Abs. 2 WindSeeG-RegE festgelegt werden. Dies soll zum einen die Bedeutung betonen, die dem Ausbau der Windenergie auf See auch langfristig zukommen wird. Zum anderen soll dies den Akteuren die notwendige Planungssicherheit vermitteln. Aufgrund der langen Planungs- und Vorlaufzeiten ist die langfristige Zielsetzung eine notwendige Voraussetzung für eine effiziente Nutzung der Potenziale in der deutschen Nord- und Ostsee. In der Gesetzesbegründung wird darauf verwiesen, dass dies im Einklang mit dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber („ÜNB“) für den Szenariorahmen 2021 bis 2035/2040 stehe. Darüber hinaus zeigten die Konzeptionsentwürfe des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie für die Fortschreibung des Raumordnungsplans für die ausschließliche Wirtschaftszone („AWZ“) auf, dass die Ausweisung der erforderlichen Gebiete auch im Einklang mit anderen Nutzungsansprüchen möglich sein könnte (BT-Drs. 19/20429, S. 43).

Nach dem Jahr 2030 sollte demnach ein jährlicher Zubau von 2 GW installierter Leistung in Nord- und Ostsee erfolgen. Diese Schrittgröße wird sowohl für die neue Erzeugungsleistung der Offshore-Windparks als auch für die erforderlichen Netzanbindungen als sinnvoll bewertet. Dies gelte im Hinblick auf den Flächenentwicklungsplan mit dem Ziel eines Gleichlaufs von Netzanbindung und Offshore-Windpark. Dass das Ziel gleichwohl ambitioniert sei, zeige sich daran, dass dies der Inbetriebnahme von durchschnittlich einer neuen Netzanbindung in Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnologie mit einer Kapazität von 2 GW pro Jahr für die AWZ der Nordsee entspreche (BT-Drs. 19/20429, S. 43).

## **III. Änderungen der Realisierungsfristen (§ 59 WindSeeG-RegE)**

Das WindSeeG legt für die Errichtung und die Inbetriebnahme der Windenergieanlagen auf See in § 59 WindSeeG Realisierungsfristen fest. Deren Nichteinhaltung kann für die OWP-Betreiber die Zahlung von Pönalen und den Verlust des Zuschlags zur Folge haben. Um das angepasste gesetzliche Ausbauziel bis zum Jahr 2030 zu erreichen, werden Anpassungen an den Realisierungsfristen des § 59 WindSeeG und den Vorgaben im Flächenentwicklungsplan vorgenommen. Dadurch sollen die Wahrscheinlichkeit der frühzeitigen Fertigstellung der WEA auf See und der Anrechnung der ausgeschriebenen Mengen auf die Erreichung der Ziele zum Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch erhöht werden (BT-Drs. 19/20429, S. 57).

Hierzu wird die Frist in § 59 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 WindSeeG angepasst. Der bezuschlagte Bieter muss nun bereits spätestens 30 Monate und nicht mehr spätestens 24 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der BNetzA den Nachweis über eine bestehende Finanzierung für die Errichtung von Windenergieanlagen auf See erbringen. Zudem sind in diesem Zusammenhang verbindliche Verträge über die Bestellung der für die Windenergieanlagen vorgesehenen Umspannanlage nur noch vorzulegen, sofern diese für das gewählte Anbindungskonzept erforderlich sind. Dies ist darauf zurückzuführen, dass künftig in Nord- und Ostsee das Direktanbindungskonzept zum Tragen kommen wird. Die OWP-Betreiber werden demnach keine eigenen Umspannplattformen mehr errichten, sondern ihre Windenergieanlagen unmittelbar an die Konverterplattformen der ÜNB anschließen. Das parkinterne Umspannwerk des OWP-Betreibers wird in diesen Fällen obsolet.

Zudem soll der Betreiber des OWP nun gemäß § 59 Abs. 2 Nr. 3 WindSeeG-RegE bereits spätestens sechs Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der BNetzA den Nachweis erbringen, dass mit der Errichtung der Windenergieanlagen auf See begonnen worden ist.

Ferner soll die Frist in § 59 Abs. 2 Nr. 5 WindSeeG zur Herstellung der Betriebsbereitschaft des OWP angepasst werden. Nach der Neufassung muss der Betreiber des OWP nun nicht mehr innerhalb von 18 Monaten, sondern innerhalb von zwölf Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin die tatsächliche Betriebsbereitschaft des OWP herstellen.

Darüber hinaus wird § 59 WindSeeG um einen neuen Abs. 2a ergänzt, um Risiken aus der Insolvenz der Anlagenlieferanten abzumildern. Der Bieter kann danach eine Verlängerung der Realisierungsfristen nach Abs. 2 Nr. 3, 4 und 5 bei der BNetzA beantragen. Der Antrag muss vor Ablauf der Frist nach Abs. 2 Nr. 5 gestellt werden. Die BNetzA verlängert die Realisierungsfristen daraufhin einmalig, wenn

über das Vermögen eines Herstellers von Windenergieanlagen auf See ein Insolvenzverfahren eröffnet worden ist und mit dem Hersteller verbindliche Verträge über die Lieferung von Windenergieanlagen auf See abgeschlossen wurden. Die gewährte Fristverlängerung darf dabei den Zeitraum von 18 Monaten nicht überschreiten. Im Fall der Insolvenz des Lieferanten kann die Realisierungsfrist oftmals nicht eingehalten werden, da die Bieter sich um einen anderen Hersteller bemühen müssen. Dies ist in der Realisierungsfrist oftmals nicht möglich (BT-Drs. 19/20429, S. 58).

#### **IV. Erhöhungen des Ausschreibungsvolumens (§ 17 WindSeeG-RegE)**

Durch die Neuregelung in § 17 WindSeeG-RegE soll die jährliche Ausschreibungsmenge flexibilisiert werden. Bislang ist vorgesehen, dass die BNetzA im zentralen Modell ab dem Jahr 2021 jährlich jeweils ein Ausschreibungsvolumen von 700 bis 900 Megawatt ausschreibt. Dieser feste jährliche Ausbaukorridor soll nun gestrichen werden. Um das neue Ziel von 20 GW bis 2030 zu erreichen, werden die jährlichen Ausbaumengen von ca. 950 MW in den Jahren 2021 und 2022 auf voraussichtlich ca. 3500 MW im Jahr 2025 ansteigen. Die Flexibilisierung des Ausschreibungsvolumens soll zudem eine Verschiebung der Ausschreibungsmengen in das nächste Jahr ermöglichen, wenn sich vor der Bekanntmachung eine Verzögerung der erforderlichen Netzanbindung abzeichnet (BT-Drs. 19/20429, S. 48).

#### **V. Anpassungen des Ausschreibungsvolumens bei verzögerter Netzanbindung (§ 18 Abs. 2 WindSeeG-RegE)**

Die Errichtung und der Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen sind nicht im WindSeeG geregelt. Nach der Verweisung in § 13 WindSeeG gelten insoweit die Regelungen des § 17d EnWG. Danach ist der anbindungsverpflichtete ÜNB verpflichtet, die Offshore-Netzanbindungsleitungen zu errichten und zu betreiben. Dort wird zudem geregelt, unter welchen Voraussetzungen und zu welchem Zeitpunkt der anbindungsverpflichtete ÜNB die Errichtung der Offshore-Anbindungsleitung beauftragen und bauen muss. Gemäß § 17d Abs. 2 Satz 4 EnWG hat der anbindungsverpflichtete ÜNB nach der Auftragsvergabe die Daten der voraussichtlichen Fertigstellungstermine der Offshore-Netzanbindungsleitung gegenüber der BNetzA bekannt zu machen und auf seiner Internetseite zu veröffentlichen.

Nach dem Regierungsentwurf soll § 17d Abs. 2 EnWG um einen neuen Satz 5 ergänzt werden. Ist danach eine landseitige Maßnahme i.S.d. § 12b Abs. 2 Satz 1 EnWG erforderlich, um die Offshore-Anbindungsleitung unmittelbar ausgehend vom Netzverknüpfungspunkt an das bestehende landseitige Übertragungsnetz anzubinden, um mindestens 70 Prozent der Kapazität der Offshore-Anbindungsleitung im Kalenderjahr nach dem voraussichtlichen Fertigstellungstermin übertragen zu können, hat der anbindungsverpflichtete ÜNB gegenüber der Regulierungsbehörde bis zum Zeitpunkt der Bekanntmachung der Ausschreibung eine Stellungnahme abzugeben, wenn die Maßnahme i.S.d. § 12b Abs. 2 Satz 1 EnWG zum voraussichtlichen Fertigstellungstermin der Offshore-Anbindungsleitung nicht in Betrieb gehen wird und keine geeigneten Alternativen umsetzbar sind.

Diese Pflicht zur Abgabe einer Stellungnahme soll sicherstellen, dass die BNetzA mit Blick auf die Planung der Ausschreibungen nach dem WindSeeG rechtzeitig informiert wird, wenn es absehbar zu Verzögerungen bei einer landseitigen Maßnahme kommt. Verspätet sich die Inbetriebnahme der zur Fläche führenden Offshore-Anbindungsleitung oder der landseitige Abtransport des Stroms, können die auf der Fläche errichteten Windenergieanlagen auf See erst verspätet in Betrieb genommen werden oder müssen abgeregelt werden. In beiden Fällen muss der Netzbetreiber den Betreiber des OWP entschädigen (BT-Drs. 19/20429, S. 59).

Ist eine Bekanntmachung des ÜNB gemäß § 17d Abs. 2 Satz 4 EnWG unterblieben oder liegt eine Stellungnahme nach § 17d Abs. 2 Satz 5 EnWG-RegE vor, ist nach der Gesetzesbegründung des Regierungsentwurfs davon auszugehen, dass die rechtzeitige Inbetriebnahme der Offshore-Anbindungsleitung nicht erfolgen wird. Dann fehlt es an der erforderlichen Synchronität zwischen dem Bau der Windenergieanlagen auf See und der Netzanbindung. Verspätet sich die Inbetriebnahme der Netzanbindung oder der landseitige Abtransport des Stroms können die auf der ausgeschriebenen Fläche errichteten Windenergieanlagen auf See erst verspätet in Betrieb genommen werden. Die Betreiber der Windenergieanlagen auf See haben dann Anspruch auf Entschädigung nach § 17e EnWG, die über die Offshore-Umlage gemäß § 17f EnWG durch die Letztverbraucher refinanziert wird. Die bessere Koordination des Netzausbaus mit der Errichtung des Windparks soll daher nicht zuletzt zu geringeren Stromkosten für die Letztverbraucher führen (BT-Drs. 19/20429, S. 47).

Nach der Neufassung des § 18 WindSeeG-RegE soll die Fläche im Fall der Verzögerung der Netzanbindung in dem betreffenden Kalenderjahr nicht durch die BNetzA ausgeschrieben werden. Die Gründe für die Verzögerung der Fertigstellung der Netzanbindung soll die BNetzA unverzüglich in Form eines Berichtes an die Bundesregierung darlegen. Im Rahmen eines Offshore-Controllings zwischen Bund,

den betroffenen Ländern und den ÜNB werden dann Maßnahmen mit dem Ziel erarbeitet, weitere Verzögerungen sicher auszuschließen und dadurch die Ausschreibung der Fläche schnellstmöglich nachzuholen. Die von der Verzögerung betroffene Fläche soll dann gemäß § 18 Abs. 3 WindSeeG-RegE im nachfolgenden Kalenderjahr ausgeschrieben werden, wenn die Voraussetzungen des § 18 Abs. 2 Satz 1 WindSeeG-RegE nicht mehr vorliegen (BT-Drs. 19/20429, S. 48).

## **VI. Gesetzliche Festlegung eines neuen Höchstwerts (§ 22 WindSeeG-RegE)**

Darüber hinaus reagiert der Gesetzgeber mit einer Anpassung des Höchstwerts in § 22 WindSeeG-RegE auf die bisherigen Ausschreibungsergebnisse zur Ermittlung der Vergütungshöhe der Windenergie auf See. Die BNetzA hat am 01.04.2017 und am 01.04.2018 für die Übergangsphase (2021-2025) insgesamt 3.100 MW an Erzeugungsleistung ausgeschrieben. Dabei belief sich der niedrigste Gebotswert, der in der Ausschreibung am 01.04.2018 noch bezuschlagt wurde, auf 0,00 ct/kWh. Nach § 22 Abs. 1 WindSeeG in der aktuellen Fassung entspricht der Höchstwert dem niedrigsten Gebotswert zum Gebotstermin 01.04.2018.

Daher würde auch der Höchstwert in der kommenden Ausschreibung 0,00 ct/kWh betragen. Dies könnte sich negativ auf die Realisierungswahrscheinlichkeit einiger Projekte auswirken. Darüber hinaus will die Bundesregierung dem Risiko entgegenwirken, dass für manche Flächen gar keine Gebote abgegeben werden oder der Wettbewerb zumindest deutlich eingeschränkt wird. Nach den aktuellen Erkenntnissen des EEG-Erfahrungsberichts Windenergie auf See zu den Stromgestehungskosten sei zu erwarten, dass für einige der ab 2021 zur Ausschreibung stehenden Flächen weiterhin ein Förderbedarf bestehen werde (BT-Drs. 19/20429, S. 49).

Daher soll der Höchstwert nun gesetzlich angepasst werden. Nach § 22 Abs. 1 WindSeeG-RegE beträgt der Höchstwert für Ausschreibungen im Jahr 2021 7,3 ct/kWh, für die Ausschreibungen im Jahr 2022 6,4 ct/kWh und für die Ausschreibungen ab dem Jahr 2023 6,2 ct/kWh. Der so festgelegte Höchstwert soll einerseits den wirtschaftlichen Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf den ausgeschrieben Flächen ermöglichen und zugleich überhöhte Vergütungen verhindern, falls es in einzelnen Ausschreibungen zu eingeschränktem Wettbewerb kommt (BT-Drs. 19/20429, S. 50).

## **VII. Änderung des Ausschreibungsdesigns**

### **1. Einführung des dynamischen Gebotsverfahrens (§ 23a WindSeeG-RegE)**

Darüber hinaus soll das Ausschreibungsdesign der Windenergie auf See geändert werden. Für die Ausschreibungen im zentralen Modell ab 2021 soll eine Möglichkeit geschaffen werden, auch Gebote zu 0,00 ct/kWh nach wettbewerblichen Kriterien zu differenzieren. Dazu soll eine zweite Gebotskomponente eingeführt werden. Dies soll es 0-Cent-Bietern ermöglichen ihre Zahlungsbereitschaft zum Ausdruck zu bringen und auch die Zahlungsbereitschaft ihrer Wettbewerber wahrzunehmen. Gleichzeitig sollen die erfolgreichen Gebote nicht höher als notwendig ausfallen und das Risiko abgesenkt werden, dass Bieter den ökonomischen Wert des Ausschreibungsgegenstandes überschätzen (BT-Drs. 19/20429, S. 28).

Haben mehrere Bieter für eine Fläche ein Gebot mit einem Wert von 0,00 ct/kWh abgegeben, soll die BNetzA nach § 23a Abs. 1 WindSeeG-RegE für diese Fläche ein weiteres Gebotsverfahren durchführen (dynamisches Gebotsverfahren). Teilnahmeberechtigt sind in diesem Fall nach § 23a Abs. 2 Satz 1 WindSeeG-RegE alle Bieter, die ein 0,00 ct/kWh-Gebot für diese Fläche abgegeben haben.

Hat ein Inhaber eines bestehenden Projekts für die jeweilige Fläche ein Eintrittsrecht, ist dieser gemäß § 23a Abs. 2 Satz 2 WindSeeG-RegE im dynamischen Gebotsverfahren nicht teilnahmeberechtigt. Nach Abschluss des dynamischen Gebotsverfahrens hat dieser nach § 39 WindSeeG-RegE die Möglichkeit, in den Zuschlag einzutreten.

Das dynamische Gebotsverfahren besteht aus mehreren Gebotsrunden mit ansteigenden Gebotsstufen, in denen die teilnehmenden Bieter Gebote mit einer zweiten Gebotskomponente abgeben (§ 23 Abs. 3 Satz 1 WindSeeG-RegE). Vor jeder Gebotsrunde bestimmt die BNetzA eine Gebotsstufe nach § 23b Abs. 3 WindSeeG-RegE und informiert die Bieter über die Höhe der Gebotsstufe und die Anzahl der teilnahmeberechtigten Bieter.

Um in die nächste Gebotsrunde zu gelangen, müssen die Bieter innerhalb der Gebotsabgabefrist der Gebotsstufe zustimmen, indem sie ein Gebot mit einer zweiten Gebotskomponente in Höhe der Gebotsstufe abgeben (§ 23 Abs. 4 Satz 1 WindSeeG-RegE). Stimmen dann mehrere Bieter der Gebotsstufe zu, beginnt für diese eine weitere Gebotsrunde (§ 23 Abs. 4 Satz 4 WindSeeG-RegE). Das dynami-

sche Gebotsverfahren endet gemäß § 23 Abs. 5 Satz 1 WindSeeG-RegE, wenn nur noch ein Bieter der Gebotsstufe zustimmt. Dieses Gebot erhält dann den Zuschlag.

Damit sieht der Regierungsentwurf eine Beibehaltung der bestehenden Fördersystematik in Form der gleitenden Marktprämie vor. In der Offshore-Branche werden dagegen seit längerer Zeit sog. Differenzverträge (Contracts for Differences - CfD) oder eine symmetrische Marktprämie als Modell zur Refinanzierung von EEG-Anlagen diskutiert. Dabei soll in Ausschreibungen ein Preis ermittelt werden, der für den gesamten Förderzeitraum der EEG-Anlage gilt. Der produzierte Strom soll weiterhin durch den Anlagenbetreiber direkt vermarktet werden. Bleibt der erzielte Strompreis hinter dem im Wege der Ausschreibung ermittelten anzulegendem Wert zurück, so erhält der Anlagenbetreiber die Differenz zwischen dem tatsächlichen Marktpreis und dem anzulegendem Wert. Steigt dagegen der Marktpreis über diesen Preis, sollen die Einnahmen oberhalb dieses Preises auf das EEG-Konto zurückgeführt werden. Für die Einführung von Differenzverträgen wird insbesondere angeführt, dass sie eine Überförderung verhindern und die Letztverbraucher daher vor hohen Kosten absichern. Gleichzeitig sollen sie die Anlagenbetreiber gegen die Risiken niedriger Strompreise absichern, die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte erhöhen und dadurch insbesondere die Finanzierungskosten senken und damit insgesamt für die geringsten Gesamtkosten sorgen.

## **2. Eintrittsrecht für bestehende Projekte**

Nach der Einführung des WindSeeG zum 01.01.2017 unterfielen auch jene Projekte dem neuen Ausschreibungsregime, die vor dem 01.08.2016 planfestgestellt oder genehmigt waren oder bei denen jedenfalls ein Erörterungstermin im Genehmigungsverfahren bereits stattgefunden hatte. Die Inhaber dieser bestehenden Projekte erhielten gemäß den §§ 39, 40 WindSeeG als Ausgleich für die Übertragung der Projektdaten auf das BSH ein Eintrittsrecht in den Zuschlag. Danach können diese in den einem Dritten erteilten Zuschlag eintreten. Bereits damals wurde kritisiert, dass dadurch bestehende Projekt mitunter vollständig entwertet werden, falls die Inhaber der bestehenden Projekte in den Ausschreibungsverfahren keinen Zuschlag erhalten (Dannecker/Ruttloff, EnWZ 2016, 490, 492).

Nach der im Gesetzentwurf vorgesehenen Neuregelung in § 23 Abs. 2 WindSeeG-RegE soll eine zweite Gebotskomponente auch dann zum Tragen kommen, wenn für eine Fläche ein Bieter ein Gebot mit einem Gebotswert von 0,00 ct/kWh abgegeben hat und ein Inhaber eines bestehenden Projekts, der nicht der Bieter ist, für diese Fläche nach § 40 Abs. 1 WindSeeG ein Eintrittsrecht hat. In diesem Fall möchte der Bieter ggf. noch ein besseres Gebot abgeben, um im Wettbewerb um die Fläche mit dem Eintrittsberechtigten höhere Chancen zu haben (BT-Drs. 19/20429, S. 50).

Da die Abgabe eines Gebots mit einem negativen Gebotswert nach § 20 Abs. 3 WindSeeG-RegE nicht möglich ist, kann dieser kein besseres Gebot als 0,00 ct/kWh abgeben. Daher soll der gemäß § 23 Abs. 2 Satz 1 WindSeeG-RegE die Möglichkeit erhalten, ein weiteres Gebot mit einer zweiten Gebotskomponente abzugeben. § 23 Abs. 2 WindSeeG findet nur Anwendung, wenn die Voraussetzungen für ein Eintrittsrecht für die Fläche nach § 40 Abs. 1 WindSeeG vorliegen. Der Inhaber des bestehenden Projekts muss daher gemäß § 39 Abs. 1 Nr. 6 WindSeeG in dem Gebotsverfahren nach § 23 Abs. 1 WindSeeG ein Gebot für die Fläche abgegeben haben. Gibt der Bieter ein weiteres Gebot mit einer zweiten Gebotskomponente und daher ein besseres Gebot ab, erteilt die BNetzA diesem Gebot den Zuschlag (§ 23 Abs. 2 Satz 6 WindSeeG-RegE). Gibt der Bieter kein besseres Gebot ab, erteilt die BNetzA dem bereits abgegebenen 0,00 ct/kWh des Bieters den Zuschlag (§ 23 Abs. 2 Satz 7 WindSeeG-RegE). Der Inhaber des Eintrittsrechts kann dann entscheiden, ob er sein Eintrittsrecht ausübt und in den Zuschlag eintritt (§ 39 WindSeeG-RegE).

## **VIII. Einführung eines Offshore-Netzanbindungsbeitrags (§ 23c WindSeeG-RegE)**

Darüber hinaus sieht der Gesetzentwurf die Einführung eines Netzanbindungsbeitrags im WindSeeG vor. Im Jahre 2006 hat der Gesetzgeber mit der Vorschrift des § 17 Abs. 2a EnWG a.F. eine Spezialregelung zur Netzanbindung von Offshore-Windparks im EnWG eingeführt. Ziel dieser Regelung war es insbesondere, die Betreiber der ersten Offshore-Windparks von den notwendigen Kosten der Netzanbindung an das Energieversorgungsnetz zu entlasten (BT-Drs. 16/3159, S. 44). Dieser Grundsatz blieb auch im Zuge der Änderung des Netzanbindungsregimes im Jahre 2012 nach der Einführung der §§ 17d ff. EnWG gewahrt. Nun soll der im dynamischen Gebotsverfahren erfolgreiche Bieter nach § 23c Abs. 1 WindSeeG-RegE einen Offshore-Netzanbindungsbeitrag an den nach § 17d Abs. 1 EnWG anbindungsverpflichteten ÜNB zahlen. Dieser soll dann zur Reduzierung der Kosten des Netzausbaus eingesetzt werden, die in den Belastungsausgleich nach § 17f Abs. 1 Satz 2 EnWG eingehen und über die Offshore-Umlage gemäß § 17 Abs. 5 Satz 1 EnWG auf die Letztverbraucher umgelegt werden. Die Einführung der zweiten Gebotskomponente soll dadurch einen Beitrag zur Senkung der Stromkosten

für die Letztverbraucher und zu weiteren Marktintegration der Windenergie auf See beitragen (BT-Drs. 19/20429, S. 28).

Zur Berechnung des Offshore-Netzanbindungsbeitrags wird nach § 23c Abs. 2 WindSeeG-RegE die zweite Gebotskomponente des bezuschlagten Gebots mit dem auf die jeweilige Fläche entfallenden Ausschreibungsvolumen und im Fall des Eintritts Dritter mit dem in diesem Kalenderjahr nach § 17 WindSeeG-RegE ausgeschriebenen Ausschreibungsvolumen multipliziert. Der Offshore-Netzanbindungsbeitrag soll gemäß § 23c Abs. 3 WindSeeG-RegE innerhalb von 15 Jahren nach der Erbringung des Nachweises über die Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft mindestens einer Windenergieanlage auf See nach § 59 Abs. 2 Nr. 4 WindSeeG-RegE in gleichbleibenden jährlichen Raten geleistet werden.

Ergänzt werden die neuen Regelungen zum Netzanbindungsbeitrag durch entsprechende Neuregelungen im Belastungsausgleich nach § 17f EnWG. Nach § 17f EnWG a.F. konnten die anbindungsverpflichteten ÜNB zunächst nur die Kosten für Entschädigungszahlungen nach § 17e EnWG unter den übrigen ÜNB ausgleichen und dann auf die Letztverbraucher von Strom umlegen (Offshore-Haftungsumlage). Seit dem 01.01.2017 gehen auch die Kosten für die Errichtung der Netzanbindungen selbst in den Belastungsausgleich ein.

Nach dem Regierungsentwurf sollen nun die Zahlungen des Netzanbindungsbeitrags gemäß § 23c Abs. 1 WindSeeG-RegE bei der Bestimmung der in den Belastungsausgleich einzuführenden Kosten in Abzug gebracht werden. Dadurch soll sichergestellt werden, dass die Offshore-Netzausbaubeiträge nach § 23c WindSeeG-RegE bei der Ermittlung der Offshore-Anbindungskosten berücksichtigt werden, die in den Ausgleich zwischen den ÜNB nach § 17f Abs. 1 Satz 2 und damit in die Ermittlung der Höhe des Aufschlags nach § 17f Abs. 5 Satz 1 einfließen. Die Offshore-Netzumlage soll dann entsprechend sinken (BT-Drs. 19/20429, S. 59).

© juris GmbH