

## Stellungnahme

# zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Entwicklung und Förderung der Wind- energie auf See (WindSeeG)

Berlin, 28. April 2016

## INHALTSVERZEICHNIS

<b>1</b>	<b>Einleitung und Zusammenfassung</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Übergangsphase</b>	<b>4</b>
2.1	Anpassung von Genehmigungen an neues Anlagendesign	4
2.2	Eintrittsrecht für bestehende Projekte / Ausgleich für entstandene Projektierungskosten	4
<b>3</b>	<b>Zentrales Modell</b>	<b>5</b>
3.1	Voruntersuchung von Flächen - UXO-Untersuchung als Teil der Vorerkundung des Baugrundes	5
<b>4</b>	<b>Gemeinsame Regelungen im zentralen Modell und in der Übergangsphase</b>	<b>6</b>
4.1	Ausgestaltung der Sicherheiten	6
4.2	Möglichkeit des Weiterbetriebs nach Ende des Förderzeitraums	6
4.3	Zuschlag für Wassertiefe	7
4.4	Realisierungsfristen	7
4.5	Sanktionen	9
4.6	Vorgaben zum Planfeststellungsverfahren	9
<b>5</b>	<b>Weitere Regelungen</b>	<b>10</b>
5.1	Sonderregelung zum Bundesnaturschutzgesetz	10
5.2	Anpassung der Ausgleichsmechanismusverordnung	11

## 1 Einleitung und Zusammenfassung

Mit der EEG-Novelle 2014 wurde beschlossen, die Förderhöhe für Strom aus Erneuerbaren Energien ab 2017 wettbewerblich zu ermitteln. Der BDEW hatte dies bereits 2013 in seinen Vorschlägen für eine grundlegende Reform des EEG angeregt. Aus Sicht des Verbandes stellt die Einführung von Ausschreibungen – auch für die Stromerzeugung aus Windenergie auf See – einen richtigen und wesentlichen Schritt in Richtung einer Marktintegration der Erneuerbaren Energien dar. Der vorliegende Referentenentwurf zum WindSeeG (WindSeeG-Ref-E) ist deshalb grundsätzlich positiv zu bewerten.

Dabei unterstützt der BDEW explizit die geplante Differenzierung zwischen einer „Übergangsphase“ und einem „Zielmodell“ für die Ausschreibung bei Windenergieanlagen auf See. Diese ist erforderlich, da beim Ausbau von Windenergieanlagen auf See die Anschlussreihenfolge durch den Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) vorgegeben wird und die zur Verfügung stehenden Flächen zu einem großen Teil bereits durch Genehmigungen belegt sind. Ein Auslaufen dieser Genehmigungen oder eine andere Entwertung würde eine massive Gefährdung des Vertrauensschutzes der Projektierer bedeuten und die Investitionssicherheit in Frage stellen.

Vor diesem Hintergrund stellt sich aus Sicht des BDEW jedoch die Frage, wie die erbrachten Projektierungsleistungen der Unternehmen kompensiert werden können, die in der „Übergangsphase“ keinen Zuschlag erhalten. Insbesondere das im vorliegenden Gesetzentwurf vorgesehene „Eintrittsrecht“ stellt keinen hinreichenden Ausgleich für die im Vertrauen auf bestehende Rahmenbedingungen geleisteten Investitionen seitens des Anlagenbetreibers dar. Dieses „Eintrittsrecht“ sieht vor, dass ein bisheriger Genehmigungsinhaber, der in der Ausschreibung unterliegt, die Möglichkeit erhalten soll, sein Projekt doch noch zum günstigsten abgegebenen Gebot zu realisieren. Problematisch ist aber die damit verbundene Verzögerung der Kompensation. Wenn bis 2024 von den voraussichtlich ausgeschriebenen 7 GW lediglich 2,92 GW tatsächlich realisiert und ab 2025 jährlich 0,73 GW zugebaut werden sollen, würde der letzte (Alt-) Genehmigungsinhaber sein Projekt nicht vor dem Jahr 2030 realisieren können. Es ist zumindest fraglich, ob das Unternehmen zu diesem Zeitpunkt überhaupt noch existiert. Auf der anderen Seite muss ein neuer Bieter stets damit rechnen – im Falle des Eintritts bereits bestehender Projekte – trotz bestem Gebot keinen Zuschlag zu erhalten. Eine solche Regelung ist nach Auffassung des BDEW unter Wettbewerbsgesichtspunkten nicht sinnvoll. Zur Aufrechterhaltung des Vertrauensschutzes fordert der BDEW einen finanziellen Ausgleich für entstandene Projektkosten durch den neuen, die Ausschreibung gewinnenden Bieter, der angemessen, unbedingt sowie unmittelbar erfolgt.

Ein weiterer zentraler Aspekt ist die Höhe der vorgesehenen Sicherheiten bei der Ausschreibung für Windenergieanlagen auf See. So begrüßt der BDEW zwar, dass eine Unterscheidung hinsichtlich der Höhe der zu hinterlegenden Sicherheit in der Übergangsphase und im „Zielmodell“ vorgenommen werden soll. Dennoch sind die Beträge für die Sicherheiten zu hoch angesetzt. Diese sollten sich an den in Europa bereits etablierten Dimensionen orientieren, die deutlich unter 200 bzw. 350 Euro (im Zielmodell) pro Kilowatt liegen. Zudem spricht sich der BDEW dafür aus, dass Sicherheiten im selben Umfang freigegeben werden sollten, wenn die definierten Meilensteine erfüllt werden. Damit würden die Kosten der Sicherheit

reduziert, ohne dass es zu einer verminderten Realisierungswahrscheinlichkeit kommen würde.

## **2 Übergangsphase**

### **2.1 Anpassung von Genehmigungen an neues Anlagendesign**

Der Entwurf des WindSeeG enthält derzeit keine Regelung dazu, ob oder wie die Gebotshöhe in Bezug auf die Leistung des Offshore-Windparks (OWP) geprüft wird. Hier sind ergänzende Ausführungen erforderlich. Der BDEW schlägt folgende Lösung vor:

Nach Bekanntgabe der Namen und der Lage der bestehenden Projekte durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) gemäß § 26 Absatz 3 WindSeeG-Ref-E erhalten die bestehenden Projekte die Möglichkeit, ihre Genehmigung/ ihr Parklayout entsprechend der aktuell verfügbaren bzw. in der Übergangsphase wahrscheinlich verfügbaren Windturbinenleistungen anzupassen. Das BSH entscheidet über die Anträge in einem vereinfachten Verfahren bis zum Zeitpunkt der Antragstellung für den ersten Auktionstermin am 01.03.2017. Das bereits vor dem Termin nach § 26 Absatz 3 WindSeeG-Ref-E diesbezüglich gestartete Verfahren ist weiterzuführen und ebenfalls bis zum Zeitpunkt der Antragsstellung für den ersten Auktionstermin am 01.03.2017 abzuschließen.

### **2.2 Eintrittsrecht für bestehende Projekte / Ausgleich für entstandene Projektierungskosten**

#### ➤ § 39 ff. WindSeeG-Ref-E

Das vorgesehene Eintrittsrecht stellt keine Kompensation für die im Vertrauen auf bestehende Rahmenbedingungen geleisteten Investitionen seitens des Anlagenbetreibers dar. Wenn bis 2024 von den voraussichtlich ausgeschriebenen 7 GW nur 2,92 GW tatsächlich realisiert und ab 2025 jährlich 0,73 GW zugebaut werden, würde der letzte (Alt-) Genehmigungsinhaber sein Projekt nicht vor dem Jahr 2030 realisieren können. Es ist zumindest fraglich, ob das Unternehmen zu diesem Zeitpunkt überhaupt noch existiert. Auf der anderen Seite muss ein neuer Bieter stets damit rechnen, trotz bestem Gebot – im Falle des Eintritts bereits bestehender Projekte – keinen Zuschlag zu erhalten. Ein solches Vorgehen ist unter Wettbewerbsgesichtspunkten nicht sinnvoll. Zur Aufrechterhaltung des Vertrauensschutzes fordert der BDEW daher eine finanzielle Kompensation für bestehende Projekte durch den neuen, die Ausschreibung gewinnenden Bieter, die angemessen, unbedingt sowie unmittelbar erfolgt.

Dies wäre etwa durch das sogenannte Aufschlagverfahren möglich, das im Zuge der vergangenen Monate mit der Branche diskutiert worden ist. Bei diesem Verfahren wird über einen relativen oder absoluten Aufschlag auf die bezuschlagten Gebote ein zur Deckung der Vorleistungsaufwendungen nicht bezuschlagter (Alt-) Genehmigungsinhaber erforderliche nutzbare Betrag generiert.

Dabei dürfen solche Kompensationszahlungen jedoch nicht verteilt über einen längeren Zeitraum in der Zukunft anfallen. Dies wäre möglicherweise auch für die Wirtschaftsprüfer nur schwer zuordenbar, sodass zunächst empfindliche Abschreibungen auf die Entwicklungen drohen. Für den Fall, dass das Eintrittsrecht durch den ursprünglichen Projektentwickler nicht ausgeübt werden kann, wäre es daher vorzugswürdig und verlässlicher, wenn eine direkte Kompensation als Einmalsumme durch den gewinnenden Bieter (der auch den Nutzen hat, da alle Erkenntnisse aus der Projektentwicklung übergeben werden müssen) erfolgt. Die Kosten der Vorentwicklung könnten im Vorfeld der Ausschreibung durch einen neutralen Gutachter transparent und wettbewerbsneutral ermittelt werden.

Außerdem sieht § 40 Absatz 2 Satz 2 WindSeeG-Ref-E vor, dass jeder (Alt-) Genehmigungsinhaber ein Eintrittsrecht erhält, wenn sich ein ausgeschriebenes Projekt mit mehreren voruntersuchten Flächen (WEA-Standorten) überschneidet. Dies führt zu einer Aufspaltung des Gesamtprojektes mit Einbußen bei der Kosteneffizienz, da mögliche Skaleneffekte erheblich eingeschränkt werden.

### **3 Zentrales Modell**

#### **3.1 Voruntersuchung von Flächen - UXO-Untersuchung als Teil der Vorerkundung des Baugrundes**

- § 10 Absatz 1 Nr. 2 WindSeeG-Ref-E

Die im Rahmen des § 10 Absatz 1 Nr. 2 WindSeeG-Ref-E vorgesehene Vorerkundung des Baugrunds sollte zwingend die sogenannte Untersuchung des Baugrunds auf nicht explodierende Munition (Unexploded Ordnance) – auch „UXO-Untersuchung“ genannt – der jeweiligen Fläche beinhalten. Derzeit ist diese Untersuchung lediglich als Empfehlung ausgesprochen. In der Vergangenheit haben sich Munitionsfunde oft als unkalkulierbares und nicht selten vorkommendes Problem bei der Realisierung der OWP und des Netzanschlusses erwiesen. Eine UXO-Untersuchung wäre zum einen hilfreich, um eine voruntersuchte Fläche bzw. ein Projekt im Hinblick auf seine Chancen, Risiken sowie realistische Fertigstellungszeiten des Netzanschlusses besser einschätzen zu können. Zum anderen entspräche es dem Ziel der Voruntersuchung von Flächen, nämlich alle Informationen zur Verfügung zu stellen, die eine wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie ermöglichen.

## **4 Gemeinsame Regelungen im zentralen Modell und in der Übergangsphase**

### **4.1 Ausgestaltung der Sicherheiten**

- §§ 21, 32 WindSeeG-Ref-E

Der BDEW begrüßt, dass eine Unterscheidung bei der Höhe der zu hinterlegenden Sicherheit in der Übergangsphase (Ausschreibungen für bestehende Projekte, § 32 WindSeeG-Ref-E) und im Zielmodell (Ausschreibungen auf voruntersuchten Flächen, § 21 WindSeeG-Ref-E) vorgenommen werden soll. Jedoch sind die hier vorgeschlagenen Beträge grundsätzlich zu hoch angesetzt. Insbesondere bei der Übergangsphase, in der bereits erhebliche materielle Präqualifikationen zu erbringen sind, um an der Ausschreibung teilnehmen zu können, ist der Wert von 200 Euro pro Kilowatt unangemessen hoch. Die Zahlen sollten sich hierbei an den in Europa bereits angewendeten Dimensionen orientieren, die deutlich unter 200 (bzw. 350 Euro im Zielmodell) pro Kilowatt liegen. Zudem ist ein Vorgehen denkbar, bei dem eine frühere, dem jeweiligen Projektmeilenstein entsprechende anteilige Freigabe der Sicherheit bei Erreichen desselben erfolgt, d. h. die Sicherheiten sollten im selben Umfang freigegeben werden – gewissermaßen spiegelbildlich zur Regelung des § 60 Absatz 1 WindSeeG-Ref-E – in dem ein Meilenstein erfüllt wird, wie sie bei einem Verfehlen des Meilensteins zwecks Pönalisierung in Anspruch genommen würden. Damit könnten die Kosten der Sicherheit reduziert werden, ohne dass es zu einer verminderten Realisierungswahrscheinlichkeit kommt.

### **4.2 Möglichkeit des Weiterbetriebs nach Ende des Förderzeitraums**

- §§ 24 Absatz 2 Satz 2, 37 Absatz 2 Satz 2 WindSeeG-Ref-E

Gemäß §§ 24 Absatz 2 Satz 2 und 37 Absatz 2 Satz 2 WindSeeG-Ref-E kann die bezuschlagte Fläche – nach Ende des Anspruchs auf die Marktprämie – erneut ausgeschrieben werden. Der bisherige Betreiber des Offshore-Windparks muss die Anlagen, die er errichtet, finanziert und betrieben hat, soweit diese noch funktionsfähig sind, möglicherweise an einen neuen erfolgreichen Bieter abtreten. Unklar bleibt hierbei völlig, unter welchen Bedingungen dies zu erfolgen hätte. Der BDEW hält diese Regelung daher für unsachgemäß und überdies auch für wenig effizient. Der Betreiber sollte vielmehr die Möglichkeit haben, den Windpark auch nach Ablauf der Förderdauer zu Marktbedingungen, d. h. ohne Förderung (für mindestens zehn Jahre, jedoch maximal bis zum technisch Möglichen und dem Netzkunden und ÜNB zumutbaren Betriebsende des Netzanschlusssystem) weiter zu betreiben. Durch die im Ref-E aktuell vorgesehene Regelung besteht außerdem die Gefahr, dass dem alten/anfänglichen Betreiber zum Ende des Förderzeitraums ggf. falsche Anreize hinsichtlich des Betriebs der Anlage gesetzt werden, indem er etwa sparsamer hinsichtlich der Wartungsarbeiten sein könnte, da zu befürchten ist, dass er sein Projekt abgeben muss. Dies würde sich u. U. insgesamt negativ auf die Lebensdauer der Windenergieanlagen auf See (WEA) auswirken.

### 4.3 Zuschlag für Wassertiefe

- § 36 Absatz 2 WindSeeG-Ref-E

Sofern in den Übergangsausschreibungen eine Wettbewerbsgleichheit angestrebt wird, vertreten die Mitgliedsunternehmen des BDEW mehrheitlich die Auffassung, dass die Wassertiefe weiterhin berücksichtigt, aber auch die Küstenentfernung mittels Zuschlägen ausgeglichen werden sollte. Beide Kriterien können die Kosten für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See erhöhen. Der BDEW empfiehlt jedoch, die Höhe der derzeit vorgesehenen Zuschläge einer Überprüfung zu unterziehen und – wenn erforderlich – auf ein sachgerechtes Niveau anzupassen. Mit der Umstellung auf die Ausschreibung nach dem zentralen Zielmodell werden die Zuschläge obsolet, da jedes Projekt einzeln ausgeschrieben wird und beide Kostenpunkte unverzerrt in die Gebote eingehen.

### 4.4 Realisierungsfristen

- § 59 Absatz 2 Nr. 1 - 4 WindSeeG-Ref-E

**Grundsätzliche Anmerkung:** Es bedarf einer Sonderregelung für den Fall, dass ein OWP an einen bereits bestehenden Konverter angeschlossen werden soll. Im Falle schon bestehender, sich in Betrieb befindender Konverter müssen die Meilensteine auf den voraussichtlichen Fertigstellungstermin des AC-Exportkabels abstellen. Sofern dieses AC-Exportkabel aus organisatorischen Gründen bereits vor 2021 verlegt werden kann, sollten die Meilensteine auf einen Zeitpunkt nicht vor dem 01.01.2021 abstellen. Andernfalls würde dies zu einer unverhältnismäßigen Kürzung der Realisierungsfrist solcher Projekte führen. Sofern erst in der zweiten Ausschreibung ein Zuschlag für einen OWP erteilt wird, der an einen bereits bestehenden Konverter angeschlossen werden soll und der Bezugszeitpunkt für die Meilensteine – wie oben gefordert – der 01.01.2021 gesetzt würde, so führte auch dies zu einer Verkürzung des Realisierungszeitraums für den so bezuschlagten OWP. Auch hier sollten angemessene Zeiträume vorgesehen werden, die generell zur Errichtung eines OWP erforderlich sind, damit kein Nachteil daraus entsteht, dass ein Windpark an einen bereits bestehenden Konverter angeschlossen werden soll. Das heißt für OWP, welche an einen bestehenden Konverter angeschlossen werden sollen, sollte der Bezugszeitpunkt für die Realisierungsmeilensteine auf 45 Monate nach der Veröffentlichung des Zuschlags gesetzt werden.

**Zu Nr. 1:** An dieser Stelle ist zunächst nicht klar, inwiefern sich diese Regelung überhaupt (noch) auf bestehende Projekte beziehen kann. Bestehende bzw. zugelassene Projekte müssten bereits eine Anhörung durchlaufen haben, für die die Einreichung der vollständigen Unterlagen erforderlich ist. Nach Ansicht des BDEW kann sich diese Regelung daher lediglich auf Projekte im Zielmodell beziehen.

Bezöge sich die Regelung – wie im Entwurf vorgesehen – auch auf bestehende Projekte, dann würde eine Vorgabe, bei der innerhalb von zwölf Monaten nach Erteilung des Zuschlags die zur Durchführung des Anhörungsverfahrens nach § 73 Absatz 1 des Verwaltungsverfahrensgesetzes erforderlichen Unterlagen beim BSH einzureichen wäre den Nachteil der ver-

hältnismäßig frühen Ausschreibung für Projekte, die erst später in der Übergangsphase realisiert werden, zusätzlich verstärken. Wenig sinnvoll wäre es, sich zu diesem frühen Zeitpunkt (2018) bereits auf die etwa in 2024/2025 zum Einsatz kommende Technologie festzulegen. Durch das Planfeststellungsverfahren wäre dies jedoch erforderlich, um vollständige Planfeststellungsunterlagen einreichen zu können. Sachgerechter wäre die Kopplung dieser Frist an den voraussichtlichen Fertigstellungstermin der Offshore-Anbindungsleitung, da der verbindliche Fertigstellungstermin parallel bzw. erst später verbindlich wird. Eine Frist von 36 Monaten vor dem voraussichtlichen Netzanschlussstermin erscheint sinnvoll und angemessen.

**Zu Nr. 2:** Die Lieferverträge für Fundamente sollten nicht bereits 24 Monate vor verbindlichem Fertigstellungstermin vorgelegt werden müssen, da dies zu vermeidbaren Mehrkosten führen würde. Hintergrund ist, dass die exakten Lasten der zum Einsatz kommenden WEA zur Detailberechnung des Designs der Fundamente bekannt sein sollten, bevor diese verbindlich bestellt werden. Andernfalls müssten Sicherheitszuschläge hinzugerechnet werden, die zu Materialmehraufwand führen. Die Daten zu den Lasten sind jedoch teilweise erst mit Abschluss des WEA-Vertrages bekannt und müssen dann noch in die entsprechende Berechnung einfließen. Dies dauert mehrere Monate.

**Zu Nr. 3:** Weiterhin sieht der Referentenentwurf eine Frist vor, wonach der Anlagenbetreiber spätestens sechs Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin mit der Errichtung der Windenergieanlage auf See begonnen haben muss. Dies ist vor dem Hintergrund zu erwartender Lernkurven in der Installationsphase, d. h. immer kürzeren Bauzeiten, kritisch zu bewerten, denn der Anlagenbetreiber würde durch diese Vorgabe gezwungen, eventuell zu früh mit der Installation zu beginnen. Die installierten, aber durch den noch nicht vorhandenen Netzanschluss noch nicht einspeisefähigen Windenergieanlagen müssten teuer notstromversorgt werden und könnten wegen der Wartezeit (bis zur tatsächlichen Inbetriebnahme) Schaden nehmen. In Erwartung zukünftiger Effizienzsteigerungen in der Bauphase plädiert der BDEW für die Senkung der Frist auf „spätestens drei Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin“.

**Zu Nr. 4:** Der an dieser Stelle vorgegebene Meilenstein, bei dem innerhalb von sechs Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin der Nachweis über die technische Betriebsbereitschaft zu erbringen ist, stellt keine sinnvolle Regelung dar. Dies liegt zum einen an dem Umstand, dass Fertigstellungstermine witterungsbedingt oft im Sommer liegen und die erste Windenergieanlage gemäß der Frist demnach im Winter errichtet werden müsste. Da in der Winterperiode jedoch in der Regel keine Installationsarbeiten vorgenommen werden oder diese mit erheblichem Mehraufwand durch das überproportional steigende Wetterrisiko verbunden sind, verursacht diese Frist lediglich vermeidbare Kosten. Zum anderen liegt im Rahmen von sog. „Engineering, Procurement, Construction and Installation (EPCI)“-Verträgen die Verantwortung für die Installation der WEA beim Turbinenlieferanten, der dafür

wiederum in der Regel einen Logistik-Installations-Dienstleister beauftragt. Die Pönale „t-6“ bzw. die alleinige Verantwortung liegt daher nicht beim Entwickler/Betreiber des Windparks. Der Turbinenlieferant wird die Pönale bzw. das damit verbundene finanzielle Risiko nicht übernehmen (Wetterfenster, Verfügbarkeit von Schiffen, Vorlieferanten, Genehmigungs- und Zertifizierungsrisiken). Vor diesem Hintergrund plädiert der BDEW dafür, diese Realisierungsfirst vollständig zu streichen, da sie praxisfern ist und deutlich kostenerhöhend wirkt. Zudem wird in Nr. 5 bereits ein angemessener Meilenstein definiert.

#### **4.5 Sanktionen**

- § 60 Absatz 2 Nr. 1 - 4 WindSeeG-Ref-E

Die Fristen, die den Sanktionsmaßnahmen zugrunde liegen, müssten, anlehnend an die Anmerkungen zu § 59 Absatz 2 Nr. 1 - 4 WindSeeG-Ref-E, ebenfalls entsprechend angepasst werden.

#### **4.6 Vorgaben zum Planfeststellungsverfahren**

##### Angemessene Grundlagen für Planfeststellungsverfahren definieren

- § 47 Absatz 1 Satz 1 Nr. 4 und 5 WindSeeG-Ref-E

Nach § 47 Absatz 1 Satz 1 Nr. 4 WindSeeG-Ref-E soll der Plan zusätzlich zu den Zeichnungen und Erläuterungen nach § 73 Absatz 1 Satz 2 des Verwaltungsverfahrensgesetzes die Unterlagen nach § 6 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung umfassen. Dies sollte nur dann gelten, wenn die jeweilige Einrichtung auch der Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung unterliegt, was nicht zwingend – etwa bei den Netzanbindungssystemen – der Fall sein muss.

§ 47 Absatz 1 Satz 1 Nr. 5 WindSeeG-Ref-E fordert überdies auf Anforderung der Planfeststellungsbehörde die Vorlage eines Gutachtens eines anerkannten Sachverständigen zur Frage, ob die Anlage und ihr Betrieb dem Stand der Technik und den Sicherheitsanforderungen entsprechen. Damit wird ein Detaillierungsgrad gefordert, der das für den Plan sonst übliche Maß übersteigt und der außerdem erst im Rahmen der Freigaben erforderlich wäre. Entsprechende Unterlagen sollten daher erst im Rahmen des Freigabeverfahrens vorgelegt werden müssen und nicht zwingend Gegenstand des Plans sein.

##### Zeitpunkte für Entscheidungen der Planfeststellungsbehörde festlegen

Grundsätzlich sollte erwogen werden, auch die Entscheidungszeiträume für die Planfeststellungsbehörde mit Fristen zu versehen. Soweit mit dem Gesetzesentwurf unter anderem auch das Ziel verfolgt wird, die Realisierungszeiträume für OWP und deren Anbindung zu verkürzen, wäre neben der Einführung von beispielsweise Realisierungsfristen und der Pönalisierung bei deren Nichteinhaltung auch über eine Straffung der behördlichen Verfahren durch die Einführung zum Beispiel von Fristen für die Beendigung des Anhörungs- und des Plan-

feststellungsverfahrens nachzudenken. Auch könnte die behördliche Feststellung von Teilabschnitten des Plans verbindlich terminiert werden.

## **5 Weitere Regelungen**

### **5.1 Sonderregelung zum Bundesnaturschutzgesetz**

Die Praxis im Rahmen der Kompensationsplanung für Netzanschlüsse von Windenergieanlagen auf See hat gezeigt, dass in dem für eine Realkompensation nach § 15 Absatz 2 BNatSchG in Betracht kommenden Naturraum praktisch keine geeigneten Maßnahmen zur Verfügung stehen. Gem. § 56 Absatz 3 BNatSchG gilt die Eingriffsregelung ab dem 01.01.2017 auch für die Errichtung und den Betrieb von WEA in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), so dass der Bedarf an Kompensationsmaßnahmen im maritimen Bereich noch zunimmt. Daher wird eine Sonderregelung zum Bundesnaturschutzgesetz vorgeschlagen. Diese könnte etwa in einem zusätzlichen Absatz 8 des § 48 WindSeeG verankert werden.

Nach diesem Vorschlag wird mit Nr. 1 der für Realkompensationsmaßnahmen in Betracht kommende Bereich auf alle Meerestgewässer und die angrenzenden Naturräume erweitert. Das bedeutet, dass z.B. Eingriffe in der AWZ zukünftig auch in küstennahen Naturräumen kompensiert werden können. Mit Nr. 2 wird die Art der möglichen Maßnahmen erweitert. So können maritime Realkompensationsmaßnahmen dadurch generiert werden, dass qualifizierte Forschungsvorhaben als Realkompensationsmaßnahme anerkannt werden, was nach § 15 Absatz 2 BNatSchG nicht möglich ist. Mit Nr. 3 wird das Risiko von Realkompensationsmaßnahmen für den Vorhabenträger begrenzt. Hierdurch werden Realkompensationsmaßnahmen ermöglicht, die wegen der Kostenrisiken ansonsten an der erforderlichen Zumutbarkeit für den Vorhabenträger scheitern würden. Über § 16 BNatSchG sind ein Pooling oder eine andere Bevorratung der genannten möglich.

Vorschlag (§ 48 Absatz 8 WindSeeG):

*Die §§ 13 bis 16 des Bundesnaturschutzgesetzes sind mit folgenden Maßgaben anzuwenden*

- 1. Ersetzt ist eine Beeinträchtigung, wenn und sobald die beeinträchtigten Funktionen des Naturhaushalts in einem Naturraum im oder im ökologischen Zusammenhang zu einem Meerestgewässer i.S.v. § 3 Nr. 2a des Wasserhaushaltsgesetzes in gleichwertiger Weise hergestellt sind.*
- 2. Als Ersatzmaßnahmen gelten auch Forschungsvorhaben, die von einer staatlichen Organisation oder eine staatlich anerkannten Organisation durchgeführt werden mit dem Ziel, Erkenntnisse für Maßnahmen zu erbringen, die einer Herstellung beeinträchtigter Funktionen des Naturhaushalts in einem Naturraum nach Nr. 1 dienen.*
- 3. Die für Ersatzmaßnahmen aufzuwendenden Kosten sind auf den Betrag begrenzt, der sich ergeben würde, wenn Ersatz in Geld nach § 15 Absatz 6 des Bundesnaturschutzgesetzes zu leisten wäre.*

*Der Betrag ist in dem die Einrichtung zulassenden Bescheid festzusetzen. Abweichend von § 15 Absatz 4 des Bundesnaturschutzgesetzes gelten die Voraussetzungen nach Nr. 1 als erfüllt, wenn der Verantwortliche nachweist, dass der nach Satz 2 festgesetzte Betrag für Ersatzmaßnahmen verwendet wurde.*

## **5.2 Anpassung der Ausgleichsmechanismusverordnung**

Das WindSeeG-Ref-E sieht Strafzahlungen an die Übertragungsnetzbetreiber bei Verstößen im Rahmen der Ausschreibung vor (siehe § 60 WindSeeG-Ref-E). Für diese Fälle müssen Einnahmen- und Ausgabenpositionen in der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) geschaffen werden.

### **Ansprechpartner**

#### **Gesamtverantwortung:**

Dr. Maren Petersen  
Leitung des Geschäftsbereichs Erzeugung  
Telefon: 030 / 300 199 1300  
Email: [maren.petersen@bdew.de](mailto:maren.petersen@bdew.de)

#### **Projektleitung und inhaltliche Fragen:**

Mahder Hoof  
Telefon: +49 30 300199-1318  
[mahder.hoof@bdew.de](mailto:mahder.hoof@bdew.de)

Stefan Thimm  
Telefon: +49 30 300199-1310  
[stefan.thimm@bdew.de](mailto:stefan.thimm@bdew.de)