

Stellungnahme

zum Referentenentwurf (Stand: 04.03.2022) eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des WindSeeG

Das BMWK hat am 04.03.2022 den Referentenentwurf für ein Zweites Gesetz zur Änderung des WindSeeG vorgelegt, mit dem der Ausbau der Offshore Windenergie massiv gesteigert und beschleunigt werden soll. Es besteht Gelegenheit, bis zum 17.03.2022 zu diesem Entwurf, der derzeit in der Ressortabstimmung ist, Stellung zu nehmen. Hiervon machen wir gerne Gebrauch.

I. Vorab

Der Gesetzesentwurf verfolgt konsequent eine Erhöhung der offshore-installierten Leistung und die Beschleunigung der Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen und Netzanbindungen. Die vorgeschlagenen Gesetzesänderungen dürften – teilweise erhebliche – Beschleunigungseffekte bewirken, und auch den Ausbau als solchen im beabsichtigten Umfang erleichtern, wenn nicht gar erst ermöglichen. Dies erfolgt durch rabiate Verschlankungen im Verfahren und durch Entlastungen im Bereich der materiellen Voraussetzungen. Darüber hinaus werden neue Instrumente eingeführt, wie Differenzverträge, ein zusätzliches Ausschreibungsdesign und eine neue bzw. nähere Ausgestaltung im Bereich der Nutzungsdauer der Windenergieanlagen.

Zwar bedarf es nach unserem Dafürhalten noch verschiedener, auch durchaus substantieller Änderungen dieses Entwurfs. Aber wir begrüßen die Herangehensweise, jedes Detail des derzeitigen Rechtsrahmens auf den Prüfstand zu stellen, mit allem Nachdruck und sind zuversichtlich, dass diese Novelle erhebliche Durchschlagkraft entfalten und damit einen maßgeblichen Beitrag zum Klimaschutz leisten wird.

Im Folgenden orientieren wir uns an den wesentlichen thematischen Blöcken des Gesetzesentwurfs, ohne auf jede einzelne Vorschrift eingehen zu können. Weitere Anmerkungen im Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens behalten wir uns vor.

II. Erhöhung der Ausbauziele und Fortentwicklung des Flächenentwicklungsplans

Die Erhöhung der Ausbauziele ist prominent in § 1 Abs. 2 WindSeeG-RefE verortet und wird insbesondere in § 2a WindSeeG-RefE anspruchsvoll operationalisiert. Die Umsetzung des für das Jahr 2030 vorgesehenen Ziels wird maßgeblich von Beschleunigungsmaßnahmen im Bereich der Verfahren abhängen.

In diesem Kontext halten wir es für eine hervorragende Herangehensweise, die zentrale Voruntersuchung von Flächen deutlich früher als bislang zu ermöglichen. Dies gilt auch für die Beauftragung der Offshore-Anbindungsleitungen über die Änderungen in § 17d EnWG. Letzteres muss unbedingt flankiert werden von verfahrensbeschleunigenden Maßnahmen in Küstenmeer und an Land, und es muss Transparenz im Falle von Verzögerungen gewährleistet sein, um ggf. frühzeitig Abhilfe zu schaffen. Vor diesem Hintergrund sollte die Streichung von § 18 Abs. 2 WindSeeG überprüft werden.

Des Weiteren sollte die Zielsetzung bezüglich der installierten Leistung noch – ggf. in § 4 WindSeeG – ergänzt werden: Die Ausbauziele sind unter Optimierung der Volllaststunden zu akzeptablen Stromgestehungskosten im FEP festzulegen. Diese Formulierung ist sicherlich sehr unbestimmt, eröffnet der Planungsbehörde aber die erforderlichen Handlungs- und Gestaltungsspielräume.

Da die Erstellung von Geboten bei den Bietern erhebliche Ressourcen bindet, sollten jedenfalls nach 2023 die Gebotstermine zwischen der Ausschreibung zentral voruntersuchter und nicht zentral voruntersuchter Flächen entzerrt werden.

Mit Bedauern nehmen wir zur Kenntnis, dass der Gesetzesentwurf bislang kaum Handlungsmöglichkeiten im Bereich der Ko-Nutzung eröffnet. Sehr hilfreich ist zwar die Streichung von § 5 Abs. 4 S. 2 WindSeeG g.F. Es sollte aber eine instrumentelle Absicherung für Ko-Nutzung erfolgen, indem § 5 Abs. 1 WindSeeG um eine Ermächtigung an das BSH erweitert wird, im FEP Ko-Nutzungen vorzusehen oder Konzepte zu verlangen.

III. Einführung von Contracts for Difference bei der Ausschreibung zentral voruntersuchter Flächen

Es wird ein neuer Abschnitt „Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen“ eingefügt (§§ 39 bis 49 WindSeeG-RefE) und die Ausschreibung und Bezuschlagung dieser Flächen an Gebote für Differenzverträge geknüpft.

Wir begrüßen die Einführung dieses Instruments und halten es auch für richtig, keine „Ausstiegsmöglichkeit“ vorzusehen. Angemessen ist auch die Anpassung der Sicherheitsleistung. Dies erleichtert die Teilnahme an Ausschreibungen auch für kleinere Bieter und dient damit der Akteursvielfalt.

Nach unserem Dafürhalten sollten allerdings noch die folgenden Aspekte Aufnahme oder Verstärkung finden:

- Die Akteursvielfalt sollte zusätzlich gezielt gestärkt werden.
- Unklar ist, ob bei Nicht-Leistung der vollen Sicherheit binnen drei Monaten neben dem Fälligwerden der Pönale (vgl. § 41 Abs. 3 WindSeeG-RefE) auch der Zuschlag verfällt und die Fläche baldmöglichst erneut in die Ausschreibung genommen wird. Wenn dies gewollt ist, bedarf es einer entsprechenden Vorschrift. Wenn dies nicht gewollt ist, dann wäre klarzustellen, dass nach Fälligkeit der Pönale die volle Sicherheitsleistung dennoch zu erbringen ist, damit sie im Rahmen von § 82 WindSeeG-RefE wieder zur Verfügung steht.
- Die Festlegung des Zuschlagswerts auf 20 Jahre ist angesichts möglicher hochdynamischer Entwicklungen nicht sachgerecht und kann die Bereitschaft, in diesem Modell an Ausschreibungen teilzunehmen, beeinträchtigen. Der Wert der einzelnen Zuschläge sollte daher dynamisiert werden, und zwar auf Grundlage einer spezifisch auf Energie bezogenen Inflationsrate. Alternativ, allerdings weniger wirksam ist eine Anpassung des Höchstwerts nach dieser Maßgabe denkbar. Die Ermächtigung an die BNetzA zu einer Abweichung von 10 % halten wir für nicht ausreichend.
- Im außereuropäischen Ausland zeigen sich Tendenzen zur Herausbildung wettbewerblich problematischer Marktmächte. Wir regen dringend an, eine Begrenzung vorzunehmen, bezogen auf Leistung oder Projektanzahl im Verhältnis zu einem Bieter (unter Berücksichtigung verbundener Unternehmen).
- Es muss gewährleistet sein, dass die Rechte der Inhaber von Eintrittsrechten nicht durch die Einführung eines CfD beschnitten werden. CfDs implizieren ein gänzlich anderes Chancen- und Risikoprofil. Das mit der Datenübergabe gewährte Eintrittsrecht zu bestimmten Bedingungen darf aus Gründen des Vertrauensschutzes nicht ausgehebelt werden.

Gem. § 14 Abs. 2 S. 3 WindSeeG-RefE „werden“ Flächen, auf die kein wirksames Gebot abgegeben wurde und für die daher kein Zuschlag erteilt wurde, zum nächsten Gebots termin im anderen Ausschreibungsdesign ausgeschrieben. Das ist prinzipiell sinnvoll, könnte auf der Zeitschiene jedoch insbesondere für nicht zentral voruntersuchte Flächen etwas zu anspruchsvoll sein. Denn es stünden dann nur wenige Monate für die zentrale Voruntersuchung zur Verfügung (Zeitpunkt der Prüfung der Gebote bis zur Bekanntmachung). Insgesamt müsste hier bezüglich des Untersuchungsstands ggf. noch nachgeschärft werden – doch ohne dass dies am Kern der Vorschrift etwas ändern sollte.

IV. Einführung der Ausschreibung nicht zentral voruntersuchter Flächen

Es wird ein neuer Abschnitt „Ausschreibung für nicht zentral voruntersuchte Flächen“ eingefügt (§§ 50 bis 59 WindSeeG-RefE). Die Bezuschlagung erfolgt anhand qualitativer Kriterien. Wesentliches, geradezu identitätsstiftendes Charakteristikum dieses zweiten Ausschreibungsmodells ist, dass der in den jeweiligen Projekten erzeugte Strom nur in

sonstiger Weise direktvermarktet werden kann. Ein Anspruch auf Marktprämie (nach Maßgabe von CfDs) entsteht zu keiner Zeit.

Ob die Ausschreibung nicht zentral voruntersuchter Flächen zeitlich einen Gewinn bringt, wird sich zeigen müssen. Nach unserem Dafürhalten wird viel davon abhängen, wie und wann das BSH die Untersuchungsrahmen festsetzt und Untersuchungs Kooperationen zulässt und befördert. Zur Vermeidung wiederholter Untersuchungen von Flächen schon aufgrund der Größe von Untersuchungsgebieten für bestimmte Schutzgüter (z.B. Avifauna; Meeressäuger) bedarf es nach unserem Dafürhalten **Regelungen zur Datenweitergabe**. Andernfalls besteht die Gefahr, dass die durch die zentralen Voruntersuchungen erreichten Synergie- und Skalierungseffekte in diesem Ausschreibungsdesign gänzlich entfallen. Möglicherweise – dies wäre aber vom BSH zu prüfen – ist der Untersuchungsumfang insgesamt anpassungsfähig.

Die Bekanntmachung (§ 50 WindSeeG-RefE) sollte Hinweise auf ggf. bereits vorhandene Daten enthalten. In Betracht kommen könnten Daten aus zentralen Voruntersuchungen (großflächige Kampagnen, s. vorstehend), oder aus eingestellten Projektplanungen (vgl. § 10b WindSeeG-RefE), oder aus anderen Forschungsvorhaben. Dies wäre jeweils im Einzelfall zu prüfen.

Unklar ist, weshalb nach § 52 WindSeeG-RefE die Sicherheit in der derzeitigen Höhe erhalten bleibt. Da allerdings auch hier bei Gebotsabgabe nur ein Viertel der Gesamtsumme hinterlegt sein muss, bleibt es im Ergebnis bei einer substantiellen Erleichterung für die Bieter.

§ 51 WindSeeG-RefE (Gebot und Projektbeschreibung) und § 53 WindSeeG-RefE (Bewertung) regeln in zwei Stufen die Vergabevoraussetzungen. **Die gewählten Kriterien stoßen bei uns auf starke Bedenken:**

Es muss gem. § 51 Abs. 1 Nr. 3, § 53 Abs. 1 s. 1 Nr. 1 WindSeeG-RefE eine **Geldsumme** geboten werden. Von maximal erreichbaren 100 Punkten bei der Gebotsbewertung wird das höchste Gebot aus dem Kreis der Bieter mit 50 Punkten bewertet; überdies „sticht“ dieses Kriterium bei Punktgleichstand nach Bewertung aller Kriterien. **Prinzipiell ist dies durchaus sinnvoll.** Es ist allerdings unbedingt notwendig, diesen **Betrag zu deckeln**. Da die Summe letztlich in die Vermarktung des Stroms eingepreist wird, entstünde sonst eine Kostenweitergabe in nicht kontrollierbarer Höhe. Gerade weil – nach der derzeitigen Ausgestaltung des Kriteriums – das Finanzgebot die entscheidende Rolle spielt, könnte dies zu einem Wettbewerb unter Einsatz sehr hoher Summen führen. Außerdem sind qualitative Kriterien bereits mit Investitionen für Hersteller, Zulieferer und Betreiber verbunden, etwa für Forschung und Entwicklung oder auch für netzentlastende Maßnahmen. Darüber hinaus halten wir die **Gewichtung dieses Kriteriums für deutlich überhöht**. Die Kriterien, die zu einer Anhebung der Qualität des Projekts unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten führen sollen, werden zu stark in den Hintergrund gedrängt.

Gem. § 51 Abs. 3 Nr. 1 WindSeeG-RefE muss die von allen WEA **überstrichene Rotorfläche** angegeben werden; bewertet wird dann der Energieertrag nach Maßgabe von § 53 Abs. 3 WindSeeG-RefE, wobei die größte überstrichene Rotorfläche die meisten Punkte

erhält. **Dieses Kriterium halten wir für ungeeignet; es entfaltet keine Differenzierungskraft.** Alle Bieter werden gleichermaßen bestrebt sein, die feststehende Fläche und die feststehende Netzanbindungskapazität bestmöglich für die Energieerzeugung zu nutzen. Für alle Bieter ebenfalls gleich ist die Auswahl der WEA-Hersteller, so dass sie auf vergleichbare – wenn nicht gar gleiche – Anlagentypen zurückgreifen. Das Kriterium läuft damit auf die Frage hinaus, wie viel Overplanting die einzelnen Bieter sich zutrauen. § 14a WindSeeG-RefE – eine ansonsten höchst sinnvolle Regelung – schafft in diesem Kontext keine Abhilfe, da man mit Kapazitätszuweisungen aus dieser Vorschrift nicht mit der erforderlichen Planungssicherheit rechnen kann. Besser wäre, den Energieoutput unter Berücksichtigung aller relevanten Aspekte, also unter anderem auch durch das Layout des Parks und durch den Betrieb, zu optimieren. Doch sind dies Maßnahmen, die erst im technischen Design des Parks zu einem späteren Zeitpunkt mit hinreichender Verlässlichkeit ausgearbeitet werden können.

Darüber hinaus sollte unbedingt vermieden werden, für den deutschen Markt „Sonderprodukte“ zu provozieren. Die Kriterien dürfen nicht dazu führen, dass in das Anlagendesign der Hersteller, die in einem globalen Markt tätig sind, eingegriffen wird.

Nach § 51 Abs. 3 Nr. 2 WindSeeG-RefE muss die Projektbeschreibung **den Umfang der Lieferung von auf der Fläche erzeugter Energie, der durch eine beidseitige Absichtserklärung, einen Liefervertrag abzuschließen**, nachgewiesen wird, enthalten. Die Bewertung (§ 53 Abs. 4 WindSeeG-RefE) wird anhand des Anteils dieser beabsichtigten Liefermenge an der Gesamtstromerzeugung vorgenommen, wobei für die Gesamtstromerzeugung 3.500 Volllaststunden p.a. über 25 Jahre angenommen wird. Die maximale Punktzahl (12,5) erhält, wer den größten Anteil dieser Menge bereits „verkauft“ hat, was mit Absichtserklärungen zu belegen ist.

Dieses Kriterium vernachlässigt den Umstand, dass **sowieso** für die auf der Fläche erzeugte Energie ausschließlich über die gesamte Betriebsdauer Lieferverträge abgeschlossen werden; die Anlagen sind sämtlich in der sonstigen Direktvermarktung. Gekoppelt mit unverbindlichen Absichtserklärungen **entfaltet dieses Kriterium also keinerlei Differenzierungswirkung und Aussagekraft und ist daher nicht tauglich**, die Rechtsfolgen des Zuschlags zu rechtfertigen. Immerhin vermittelt der Zuschlag höchst werthaltige subjektive Rechte, etwa auf Netzanbindung und Planfeststellungsantrag. Zwar enthält die Begründung den Hinweis, es könne auch eine Kooperation vorgelegt werden, die über die Lieferung von Strom hinausgehe. Diese Komponente kann in dem vorgeschlagenen System aber nicht bewertet werden, weshalb auch kein entsprechender Anreiz zur Konzeptentwicklung entsteht. An genau diesem Punkt müsste für eine weiterführende Gesamtentwicklung angeknüpft werden.

Wir schlagen vor, anstelle des Kriteriums „mit Absichtserklärungen unterlegte PPAs“ die Vorlage eines Konzepts zur systemdienlichen Verwendung des Stroms zu verlangen, das stärker qualitativ und nicht nur quantitativ bewertet wird (s. dazu auch unten).

Weiter muss in der Projektbeschreibung der Anteil der **Anlagen, die weder durch Impulsrammung noch über Schwergewichtsgründungen** eingebracht werden, genannt werden (§ 51 Abs. 3 Nr. 3 WindSeeG-RefE). Das eigentliche Kriterium (§ 53 Abs. 1 Nr. 4

WindSeeG-RefE) heißt „möglichst gute Vereinbarkeit mit Belangen des Natur- und Artenschutzes“. Die Bewertung (12,5 Punkte maximal) erfolgt nach § 53 Abs. 5 WindSeeG-RefE allerdings nur anhand der mit den eingesetzten Gründungstechnologien verbundenen Schallbelastung und der Versiegelung des Meeresbodens. **Auch dieses Kriterium halten wir für ungeeignet.** Die Festlegung von Gründungsarten, Einbringungsweisen und der Umfang der Versiegelung sind Gegenstand des detaillierten Engineerings, die erst auf dem geotechnischen Aufschluss jedes einzelnen Standorts und auf der Grundlage der MetOcean-Daten (wie Strömungsverhältnisse zur Bemessung des erforderlichen Kolksschutzes) hinreichend zuverlässig getroffen werden können. Dies erfolgt deutlich später im Prozess. Bei nicht zentral voruntersuchten Flächen liegen noch keine auch nur im Ansatz ausreichenden Erkenntnisse vor. Soweit in der Begründung auf generelle Technologieentwicklungen und ihre Verfügbarkeit in den nächsten Jahren hingewiesen wird, mag dies so sein. Dennoch bleibt der Einsatz immer abhängig von den Bedingungen am konkreten Anlagenstandort. Die Bieter können mithin nur ihre gute Absicht bekunden. Da sie gleichzeitig – mangels Baugrunderkundung – nicht wissen konnten, dass die ins Auge gefasste Gründungstechnologie nicht zum Einsatz kommen kann, kann eine Nichtrealisierung ausweislich der Begründung zu § 55 Abs. 2 WindSeeG-RefE noch nicht einmal zur Ablehnung des PFB führen. Wenngleich wir nicht davon ausgehen, dass die Bieter dies in missbräuchlicher Weise nutzen, zeigt die bloße Möglichkeit, dass hier ein Fehlanreiz gesetzt wird.

Wenn das Kriterium als solches (§ 53 Abs. 1 Nr. 4 WindSeeG-RefE) beibehalten werden soll, dann sollte die Projektbeschreibung ein Gesamtkonzept zur Darlegung von Maßnahmen zur Beförderung des Natur- und Artenschutzes enthalten, und dieses sollte Gegenstand der Bewertung sein. Alternativ kann der Natur- und Artenschutz (weiterhin) in den Zulassungsverfahren beauftragt und anspruchsvoll abgearbeitet werden.

Schließlich muss die Projektbeschreibung die **Recyclingfähigkeit der Rotorblätter** mit Angabe einer Recyclingquote enthalten (§ 51 Abs. 3 Nr. 4 WindSeeG-RefE). Die Bewertung erfolgt anhand der Recyclingquote bezogen auf die Gesamtmasse der Rotorblätter. Recycling wird legaldefiniert (§ 53 Abs. 6 WindSeeG-RefE) als jedes Verwertungsverfahren, durch das Abfälle entweder für den ursprünglichen oder für andere Zwecke aufbereitet werden; die energetische Verwertung oder die Verwendung als Brennstoff oder zur Verfüllung ist nicht enthalten. Die Recyclingquote muss also über die Anforderungen des Kreislaufwirtschaftsgesetzes hinausgehen.

Dieses Kriterium bietet mit Blick auf die übergeordneten Zielsetzungen Nachhaltigkeit und Umweltschutz nicht den höchsten Wirkungsgrad, da der Fokus lediglich auf einer Teilkomponente liegt. Wie bei der überstrichenen Rotorfläche ist auch hier anzumerken, dass die Bieter alle auf einen engen Herstellermarkt zurückgreifen. Somit könnte die Festlegung einer bestimmten Recyclingquote in den Zulassungsbescheiden sinnvoller sein. Die Zulassungsbehörde kann dann den Verpflichtungsgrad in Anpassung an die Technologieentwicklung über die Zeit anheben. Dies bewirkt ein technology forcing im Bereich der Herstellung, Aufbereitung und Verwertung, ohne im Vorfeld betriebsseitig in Spekulationen abgleiten zu müssen. Wir gehen im Übrigen davon aus, dass

die Herstellung von Ersatzstoffen aus Rotorblättern, z.B. als Sandersatz für die Zementherstellung, das in der Legaldefinition verlangte „Mehr“ aufweist und keine bloße Verfüllung darstellt.

Den im Gesetzesentwurf vorgesehenen Kriterien lässt sich das Ziel entnehmen, möglichst quantifizierbare Kriterien zu schaffen, die die Auswahlentscheidung erleichtern und ihre Angreifbarkeit reduzieren. Mit diesem Ansatz handelt es sich dann aber nicht mehr um qualitative Kriterien. Das ist sowohl nachvollziehbar als auch zulässig, aus den dargelegten Gründen jedoch in der vorliegenden Form noch nicht überzeugend gelungen. **Wir regen an, stärker auf qualitative Bewertungen zu setzen, wobei messbare Komponenten enthalten sein können.** Zwar bergen qualitative Kriterien die Gefahr von Auseinandersetzungen und streitigen Bewertungen. Sie bieten aber vor allem die Chance, Neuerungen und Verbesserungen zu bewirken.

Anforderungen an die Ausführung der Vorhaben hingegen, wie Natur- und Umweltverträglichkeit der Errichtungsmethoden oder Recyclingfähigkeit von Komponenten, sollten im Zulassungsbescheid verbleiben.

Wir empfehlen deshalb, die Bewertung anhand von Konzepten vorzunehmen, und zwar zugunsten einer verbesserten Gesamtnachhaltigkeit und zugunsten einer besseren Systemintegration:

- **Carbon Footprint.** Die Einführung eines Carbon-Footprint-Kriteriums könnte hier aus unserer Sicht einen deutlich höheren Erreichungsgrad ermöglichen (siehe nachfolgende Empfehlungen). Es könnte in Anlehnung an die Entwicklung in anderen europäischen Ländern ein Konzept verlangt werden, in dem die Maßnahmen zur Minimierung der durch das Projekt verursachten CO₂-Emissionen dargelegt werden. Neben den Zielen der Energiewende kann durch dieses Kriterium auch eine Stärkung der (europäischen) Wertschöpfung erreicht werden. Es kommen verschiedene Ansätze in Betracht, die einzeln oder kombiniert verfolgt werden könnten und die wir hier, ohne auf das Für und Wider eingehen zu können, stichpunktartig nennen:¹
 - Transport (ggf. verbunden mit der Bildung großskaliger Entfernungszonen, im Grunde wie im O-NEP);
 - Herstellung, ggf. beschränkt auf einzelne Komponenten des Baumaterials (z.B. nur Stahl, nur Kabel, ...);
 - Fahrzeuge in der Bauphase
 - Fahrzeuge in der Betriebsphase (was den zusätzlichen Vorteil hätte, Impulse für die Fortentwicklung von Antriebstechnologien zu setzen).

¹ Näher s. unseren bereits im Vorfeld des Gesetzesentwurfs vorgelegten Vorschlag für qualitative Kriterien.

Insgesamt ist dies sowohl in der Darlegung als auch in der Bewertung eine komplexe Aufgabe. Sie müsste auf jeden Fall noch näher ausgestaltet werden, in Konsultation mit allen beteiligten Branchen. Es gibt standardisierte Life Cycle-Betrachtungen, die eine gewisse Messbarkeit gewährleisten.

- **Systemintegration.** Es ist für den Erfolg der Energiewende von zentraler Bedeutung, dass die Nutzung der offshore-erzeugten Energie möglichst vollumfänglich gelingt. In Anlehnung an die Entwicklung in anderen europäischen Ländern könnte daher ein Konzept verlangt werden, das gezielt den Einsatz von Speichern, PtX-Technologien oder gesicherter Leistung in räumlicher Nähe zum Netzverknüpfungspunkt beschreibt, mit dem der Strom kosteneffizient in das Energiesystem integriert wird oder zur Netzstabilisierung beitragen kann. Im europäischen Ausland gibt es bereits erste Beispiele, bspw. durch die Kombination von Unterwasserbatterien und Offshore-Windparks. In Deutschland fehlen dazu bisher sinnvolle volkswirtschaftliche Anreize. Darüber hinaus könnte auf diese Weise ein Beitrag zur Verbesserung der Marktintegration und zur Entlastung im Netzausbau geleistet werden. Ein Anhaltspunkt für die Messbarkeit, als Teil der Bewertung, könnte sich aus eingesparten Stunden Einspeise-Management ergeben. Dies ist zwar nicht ganz trivial, sollte sich aber z.B. anhand von Referenzkunden mit Simulationen berechnen lassen.

§ 55 Abs. 2 WindSeeG-RefE formuliert harte Konsequenzen bei wesentlichen Abweichungen von Angaben, die für die Erteilung des Zuschlags wesentlich waren, wenn der Bieter dies zu vertreten hat; die Planfeststellung ist abzulehnen und die Sicherheit wird zu 100 % eingezogen. Ausnahmen sind nicht vorgesehen. Wir halten dies für richtig. Da es nicht um Innovationstechnologien geht, gibt es keinen Grund, einen erhöhten Spielraum einzuräumen. Zur Herstellung der Verhältnismäßigkeit im Einzelfall bestehen ausreichend Auslegungsmöglichkeiten auf der Tatbestandsseite.

V. Stärkung des Belangs der Windenergie in Planungs- und Abwägungsprozessen

Die im Koalitionsvertrag vorgesehene Priorität der Offshore-Windenergie im Verhältnis zu anderen Nutzungsformen wird an mehreren Stellen des Gesetzes **gelingen adressiert**.

Wir begrüßen die exponierte Formulierung eines Leitbilds in § 1 Abs. 3 WindSeeG-RefE, die klar das überragende öffentliche Interesse an der Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen auch zugunsten der öffentlichen Sicherheit zum Ausdruck bringt. Die Berechtigung und die Dringlichkeit werden durch die aktuellen geopolitischen Entwicklungen eindringlich unterstrichen.

Die Hervorhebung dieses überragenden Interesses auch in den Rechtsverordnungen nach § 12 Abs. 5 WindSeeG-RefE unterstreicht, dass dieser Gewichtung auch echte prak-

tische Bedeutung zukommen soll. Dies gilt erst recht für die Pflicht, im Rahmen von Planfeststellungs- und Plangenehmigungsverfahren dieses überragende öffentliche Interesse an der Errichtung von Windenergieanlagen bei der Gewichtung der verschiedenen, ggf. konfligierenden Belange zu beachten. Dadurch wird das abstrakte Leitbild pointiert in die konkreten Verfahren eingebunden.

In den Katalogen der Belange, die bei der Erstellung des FEP oder bei der Planfeststellung/Plangenehmigung gegen die Aufnahme eines Gebiets in den FEP oder gegen die Zulassung streiten könnten, werden deutliche Verschiebungen zugunsten der Windenergienutzung vorgenommen; auch dies operationalisiert die im Kooperationsvertrag vereinbarte Priorisierung in sachgerechter Weise. Hier ebenfalls zu nennen ist der neue § 72 Abs. 2 WindSeeG-RefE.

Ebenfalls sachgerecht ist die nun auf den Einzelfall zu beziehende Prüfung, ob ein Vorhaben der Energiegewinnung ggf. auch in einem naturschutzrechtlichen Schutzgebiet errichtet werden kann. Dies ist anhand der jeweiligen Schutzgebietsverordnungen zu bewerten, deren Ziele nicht erheblich beeinträchtigt werden dürfen. Dadurch wird es möglich, dem Klimaschutz dienende Vorhaben zu realisieren, ohne die Ziele des Naturschutzes zu unterlaufen. Dass dies jeweils sorgfältig geprüft und abgewogen werden muss, ist selbstverständlich.

Bei der Formulierung von § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 WindSeeG-RefE ist durch Weglassen des Wortes „insbesondere“, die Verknüpfung des Verbotstatbestands „Gefährdung der Meeresumwelt“ mit den nachfolgenden Vorschriften lit. a.) und b.) unklar. Handelt es sich weiterhin um Regelbeispiele? Oder soll die Gefährdung der Meeresumwelt zukünftig nur anhand dieser beiden Parameter bewertet werden? Zur Vermeidung von Auslegungsschwierigkeiten sollte der Einleitungssatz der Nr. 1 um ein „insbesondere“, ein „und“ oder ein „also“ (je nachdem, was beabsichtigt war) ergänzt werden. Nach unserem Dafürhalten ist die Formulierung eines nicht abschließenden Katalogs sinnvoll, um bspw. dem Meeresnaturschutz dienenden Minimierungen von Beleuchtung oder Schalleinträgen zweifelsfrei Rechnung tragen zu können.

Insgesamt ist dieses Anliegen des Koalitionsvertrags sehr gut bewältigt worden.

VI. Verfahren

Wir begrüßen die klaren Vorgaben für eine stringente, abschichtende Verfahrensführung. Auch wenn sich hierdurch Erleichterungen ergeben, **bleibt aufgrund der Fülle der zu führenden Verfahren und der Zunahme der Aufgaben eine wirklich tragfähige, signifikant aufgestockte Ausstattung des BSH zwingend erforderlich.**

Die zeitlichen Vorgaben für die Durchführung von Plangenehmigungs- bzw. Planfeststellungsverfahren (12 bzw. 18 Monate) sind ausgesprochen ehrgeizig. Wir gehen davon aus, dass der Ausgangspunkt dieser Zeiträume die Vorlage der Antragsunterlagen ist, also 12 bzw. 24 Monate nach Zuschlag (vgl. § 81 Abs. 2 Nr. 1 WindSeeG-RefE). Trifft dies zu?

Die §§ 69 Abs. 4, 70 Abs. 3 WindSeeG-RefE lassen dies nicht hinreichend klar erkennen: Ein Verwaltungsverfahren beginnt gem. § 22 Nr. 1, 2. Alt. VwVfG mit dem Antrag. Da vorliegend auch über die Untersuchungsrahmen entschieden werden muss und das dafür erforderliche Verfahren nach § 15 UVPG eines Trägerverfahrens bedarf, kann der Beginn des Plangenehmigungs- oder Planfeststellungsverfahrens auch nicht „geschoben“ werden, sondern muss, um die Antragsunterlagen überhaupt einreichen zu können, unverzüglich nach Zuschlag vom Vorhabensträger beantragt werden.

U.E. ist hier Klärungsbedarf, der nicht dem Vollzug überlassen werden sollte. Wir empfehlen, die in § 69 Abs. 4, § 70 Abs. 3 WindSeeG-RefE genannten Zeiträume ausdrücklich beginnen zu lassen mit den in § 81 Abs. 2 Nr. 1 lit. a) bzw. lit. b) genannten Zeitpunkten, z.B.: „... innerhalb von 12 Monaten nach dem in § 81 Abs. 2 Nr. 1 Buchstabe a) genannten Zeitpunkt erteilen.“

Darüber hinaus halten wir es für erforderlich, die Anforderungen an die Antragsunterlagen und die durchzuführenden Untersuchungen zu überprüfen. Dass bzgl. der nicht zentral voruntersuchten Flächen Doppeluntersuchungen vermieden werden müssen, um den Wegfall der Synergie- und Skalierungseffekte des zentralen Systems nicht vollends zu konterkarieren, haben wir bereits oben dargelegt.

VII. Nutzungsdauer, Nachnutzung und Repowering

Der Gesetzesentwurf enthält verschiedene Neuerungen und Konkretisierungen im Bereich der Nutzungsdauer von Windenergieanlagen auf See; „abgerundet“ wird dies durch neue Ermächtigungsgrundlagen für Verordnungen, die Details des Rückbaus und des „Repowerings“ regeln können.

Wir möchten darauf hinweisen, dass der Begriff „Repowering“ hier sehr anders verwendet wird, als sich dies bei der Windenergienutzung an Land etabliert hat. Repowering im gängigen Sinne zielt auf die komplette Neuerrichtung von Anlagen, also inkl. Fundamenten, wobei typischerweise das Layout geändert und die Anlagenanzahl reduziert, die Leistung hingegen gesteigert wird. Treffender wäre also, hier von „Anlagenaustausch“ zu sprechen. Zur Vermeidung von Fehlverständnissen (und entsprechenden Erwartungshaltungen) legen wir nahe, die Begrifflichkeit zu ändern.

Insgesamt wird dieser Themenkomplex erheblich weiterentwickelt, was wir für ausgesprochen wichtig halten. Sowohl für die Betreiber als auch für die Flächenentwicklungsplanung werden die Planungsgrundlagen deutlich verdichtet. Auch die Anreize für eine gute Pflege und Wartung der Anlagen werden gestärkt; dies dient einer zuverlässigen, an der installierten Leistung orientierten Stromproduktion. Allerdings könnte dieser Anreiz noch gestärkt werden durch eine Berücksichtigung der Leistungsfähigkeit aller Anlagen bei der Entscheidung über die Genehmigungsverlängerung.

Noch nicht recht erkennbar ist, wie Genehmigungsdauer, ein eventueller Anlagenaustausch nach § 89 WindSeeG-RefE und Festlegungen des FEP zu einer „unmittelbaren

Nachnutzung“ verzahnt werden. Wann wird über eine solche Nachnutzung entschieden? Soll – ggf. in einer Rechtsverordnung – ein Zeitpunkt festgelegt werden, bis zu dem ein Betreiber über ein Repowering entscheiden muss? Wie verhalten sich eventuelle Kapazitäts- oder Effizienzsteigerungen der Anlage zur zugewiesenen bzw. vorhandenen Netzanschlusskapazität?

Unserer Ansicht nach zeigt sich hier ein Zielkonflikt zwischen einerseits der Erkenntnis, dass ein zeitgerechtes Repowering zu einer effizienteren und durchgehenderen Flächennutzung – und damit im Zeitverlauf zu einem insgesamt höheren Energieertrag – führen kann, und andererseits dem staatlichen Interesse, den Flächenzugriff zu erhalten und nicht in eine quasi-automatische Verlängerung des Genehmigungszeitraums zu bewirken, der sich de facto wie die onshore üblichen unbefristeten Genehmigungen darstellt. Ob dieser Zielkonflikt vollumfänglich gelöst werden können, ist fraglich.

VIII. Innovationen: Wasserstoff/sonstige Energiegewinnung und Testfelder

Der Gesetzesentwurf befördert schließlich Innovationen, indem die Flächenbegrenzung für sonstige Energiegewinnungsbereiche aufgehoben wird. Außerdem werden Vorgaben zur Planung und Genehmigung von Wasserstoffpipelines erlassen, indem der Anwendungsbereich des Gesetzes und die Festlegungsmöglichkeiten des FEP entsprechend erweitert werden.

Auch dies sind wegweisende Entscheidungen, insofern Möglichkeiten der Technologieentwicklung weiter geöffnet werden. Die Umsetzung bzw. Nutzung dieser Möglichkeiten ist ziel- und bedarfsorientiert im Flächennutzungsplan zu verankern. Die entsprechende Diskussion kann damit auf Fachebene im direkten Austausch geführt werden.

Allerdings dürfen Leitungen oder Kabel für sonstige Energiegewinnungsbereiche nicht in Trassen oder Trassenkorridoren für Offshore-Anbindungsleitungen platziert werden (§ 5 Abs. 2a WindSeeG-RefE). Diese Ausschließlichkeit halten wir für nicht zielführend und unnötig strikt. Ausreichend und damit angemessen wäre, Offshore-Anbindungsleitungen einen Vorrang in den Trassen oder Trassenkorridoren einzuräumen. Wenn aber eine Leitung oder ein Kabel für sonstige Energiegewinnungsbereiche trotz vorausschauender (bevorratender) Planung für Offshore-Anbindungsleitungen dort ebenfalls platziert werden kann, widerspricht es einer effizienten Raumnutzung, einen weiteren Korridor für andere Leitungen finden und nutzen zu *müssen*.

Unverändert geblieben sind leider die Vorschriften zu Testfeldern. So bleiben etwa die Fristen in § 94 Abs. 2 WindSeeG-RefE unverändert. Noch wichtiger ist, dass der Testfeldbegriff entgegen unserer Anregung nicht erweitert wird auf Innovationen ohne direkten Anlagenbezug, die in kommerziellen Windparks in der Regel nicht erprobt werden können. Das Bedarfsspektrum ist hier sehr breit. Wir gehen davon aus, dass im Laufe der nächsten Monate hierzu noch eine von dieser WindSeeG-Novellierung getrennte Diskussion geführt wird, wie dieses Instrument zeitnahe (Stichwort „Sommerpaket“) gewinnbringend fortgeschrieben werden kann. Für das Nationale Offshore Testfeld vor

Warnemünde ist eine tragfähige Verständigung der relevanten Akteure auf Bundes- und Landesebene zur Entwicklungsperspektive von essenzieller Bedeutung.

17.03.2022

Dr. Ursula Prall
Vorstandsvorsitzende

Karina Würtz
Geschäftsführerin

Ansprechpartner:

Karina Würtz
Stiftung OFFSHORE WINDENERGIE
k.wuertz@offshore-stiftung.de

Andreas Mummert
Stiftung OFFSHORE WINDENERGIE
a.mummert@offshore-stiftung.de