Deutscher Bundestag
19. Wahlperiode
Ausschuss für Wirtschaft und Energie

Ausschussdrucksache 19(9)739
7. September 2020

Bundesverband der Windpark-
betreiber Offshore e.V. (BWO)

Schiffbauerdamm 19
10117 Berlin

Telefon
030-28444650

E-Mail
info@bwo-offshorewind.de

www.bwo-offshorewind.de

Stellungnahme

vom

Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO)

Zum Gesetzesentwurf der Bundesregierung

„Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See Gesetzes und anderer Vorschriften“

WindSeeG-GesEntw

4. September 2020

Zusammenfassung

Der Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO) bezieht Stellung zum „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See Gesetzes und anderer Vorschriften“ der Bundesregierung. Als Vertretung der Betreiber von Offshore-Windparks in Deutschland betrifft der Gesetzesentwurf die Interessen unserer Mitglieder erheblich.

Die gesetzliche Verankerung des 20-GW-Ausbauziels ist grundsätzlich positiv zu bewerten. Zudem wird erstmals ein Ausbauziel über 2030 hinaus formuliert (40GW bis 2040). Dies eröffnet der Branche eine Perspektive und kann – wenn die weiteren Rahmenbedingungen stimmen – dazu beitragen, dass die notwendige Infrastruktur und das nötige KnowHow vorgehalten werden. Zu diesen geeigneten Rahmenbedingungen gehört zum Beispiel, dass die Realisierungsfristen bei der Insolvenz eines Turbinenherstellers verlängert werden.

Leider werden an anderer Stelle erhebliche Erschwernisse geschaffen, die das Erreichen der Ausbauziele verkomplizieren und zumindest erheblich verteuern. So ist es aus unserer Sicht ein Risiko, wenn Betreiber durch ein Vorverlegen der Fristen vor einem verbindlichen Netzanbindungstermin bereits fertige Verträge für die Bestellung aller Komponenten vorlegen müssten. Auch erhöht die geplante „zweite Gebotskomponente“ die Investitionsrisiken und in der Folge die Stromgestehungskosten um etwa 30 Prozent. Gerade vor dem Hintergrund der aktuellen Wirtschaftskrise und dem erforderlichen Wiederaufbau der deutschen Wirtschaft nach der Corona-Pandemie muss es doch darum gehen, international wettbewerbsfähige Strompreise zu sichern.

Hinzu kommt, dass die zweite Gebotskomponente die Realisierungswahrscheinlichkeit von bezuschlagten Anlagen senkt. In Anbetracht der Bedeutung der Stromerzeugung auf See für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit trotz Kernenergie- und Kohleausstiegs ist nicht nachvollziehbar, wieso an dieser Stelle ein vermeidbares Risiko eingegangen wird.

Nicht zuletzt möchten wir auf verfassungsrechtliche Bedenken hinweisen, denn die Einführung der zweiten Gebotskomponente stellt einen Eingriff in die grundgesetzlich gesicherten Eigentumsrechte der Inhaber von Eintrittsrechten dar. Die vorhersehbaren juristischen Auseinandersetzungen führen zu weiteren Unsicherheiten und Folgekosten.

Stattdessen empfiehlt der BWO die Einführung von Differenzverträgen. Aus Sicht der Offshore-Windpark-Betreiber bieten Differenzverträge enorme Vorteile, da sie die Kosteneffizienz des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien verbessern. Weiterhin vermeiden Differenzverträge in Verbindung mit wettbewerblichen Ausschreibungen eine Überförderung und sichern sowohl das Erreichen der CO2-Minderungsziele als auch langfristig niedrige und stabile Stromkosten. Die Formulierung, dass der vorliegende Gesetzesentwurf alternativlos sei, weisen wir damit entschieden zurück. Mindestens sollte die zweite Gebotskomponente im aktuellen Verfahren zurückgestellt werden. Damit böte sich die Gelegenheit kurzfristig einen intensiven Dialog mit der Branche zu führen, bevor ein volkswirtschaftlich ineffizientes Instrument gewählt wird.

Im Einzelnen:

1. Ausbauziele ... 3

2. Synchronisierung von Netzausbau mit Parkanschluss ... 6

3. Anpassung der Rahmenbedingungen für die Ausschreibungen ... 7

Grundsätzliche Würdigung der Ausschreibungsmodalitäten ... 7

Energiewirtschaftliche Würdigung der zweiten Gebotskomponente ... 7

Rechtliche Würdigung der zweiten Gebotskomponente ... 8

Verfahrenstechnische Probleme der Ausschreibung ... 9

Vorschlag des BWO: Differenzverträge ... 10

4. Pilotwindanlagen ... 12

5. Anpassung der Realisierungsfristen ... 12

Vertrauensschutz ... 12

Nachweis der Finanzierung ... 13

Insolvenz des Anlagenherstellers ... 14

6. Sonstige Energiegewinnungsbereiche (Netzanschluss und Verordnungskompetenzen) ... 14

Ausschluss von Leitungen ... 14

Rechtsverordnung für Ausschreibung ... 15

Finanzierung von Anlagen in sonstigen Energiegewinnungsbereichen ... 15

7. Verordnungskompetenz für Ausschreibungen von Flächen ohne Flächenvoruntersuchung ... 16

8. Planfeststellung ... 16

1. Ausbauziele

Der BWO begrüßt, dass die Ausbauziele nach § 1 WindSeeG-GesEntw angehoben werden sollen. Das Ausbauziel auf 20 GW bis 2030 anzuheben stellt schon lange eine wichtige Forderung der Branche dar, da es nicht nur der Erfüllung der Ausbauziele für Erneuerbare Energien hilft, sondern auch die heimische Wertschöpfung stärkt. Positiv ist dabei zu werten, dass durch das erstmals eingeführte 2040-Ziel auch ein langfristiger Planungshorizont geschaffen wird.

Wir bitten dabei um Klarstellung im Gesetz, dass die Ausbaumengen von 20 GW bzw. 40 GW nicht auf die Kapazitäten in Abschnitt 3 §§67 ff „Sonstige Energiegewinnung“ angerechnet werden.

In der Gesetzesbegründung heißt es, dass aufgrund der erforderlichen Vorlaufzeit für die Voruntersuchungen die Ausschreibungsmengen erst ab dem Jahr 2023 deutlich erhöht werden können. Weiterhin heißt es, dass die jährlichen Ausschreibungsmengen für die Erreichung des 20 GW Ziels bis 2030 von ca. 950 MW in den Jahren 2021 und 2022 auf voraussichtlich ca. 3500 MW im Jahr 2025 ansteigen

müssen. Die zusätzlichen 5 GW sollen in den Jahren 2024 und 2025 ausgeschrieben werden. Auch wenn wir die Begründung nachvollziehen, geben wir zu bedenken, dass nur der stetige Ausbau eine nachhaltige Wertschöpfungskette ermöglicht. Das Ziel sollte nach unserer Ansicht weiterhin ein möglichst gleichmäßiger Ausbaupfad sein.

Wir empfehlen der Bundesregierung, bei der zukünftigen Überprüfung des langfristigen Ausbaupfads das gesamte in deutschen Gewässern technisch verfügbare Flächenpotential im Blick zu behalten. Dieses Potential liegt laut der im Auftrag der Stiftung Offshore Wind vom Fraunhofer IWES durchgeführten Studie bei rund 57 GW (Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende, Update 2017).

Weitere bislang unberücksichtigte Potentiale sehen wir bspw. im Küstenmeer der Ostsee, die parallel über eine spezielle Küstenmeerregelung zusätzlich erschlossen werden können, ohne die Eintrittsrechte bestehender Projekte zu beeinträchtigen. Die Reihenfolge der Netzanbindungen in der Ostsee soll unverändert bleiben.

Projekte im Küstenmeer können bisher und auch in Zukunft ohne Vorplanung durch das BSH von privaten Investoren – genau wie bei Windenergie an Land – nach dem Rechtsregime des BImSchG und den Vorschriften des jeweiligen Küstenbundeslandes entwickelt und genehmigt werden. Von den Ausschreibungen nach dem WindSeeG sind diese legitimen Projekte ausgeschlossen, da ihre Flächen keine „Weißflächen“ (ohne Rechte) sind. Dadurch ist eine Zuteilung der Netzanbindung nicht möglich, da diese an die erfolgreiche Teilnahme an einer Ausschreibung gekoppelt ist. Der Offshore-Zubau im Küstenmeer wird erschwert, weil die Netzkosten nach derzeitiger Gesetzeslage nur vom Übertragungsnetzbetreiber finanziert werden können.

Um eine Realisierung der Potentiale des Küstenmeers zu ermöglichen, sollte eine gesonderte Küstenmeerregelung in das WindSeeG aufgenommen werden.

Küstenmeerregelung im Detail

1. Der Bund bestimmt die Gebotsmenge unter Berücksichtigung von Flächenkapazität und maximaler Netzkapazität einschließlich der genehmigten und erörterten Vorhaben im Küstenmeer.
2. Die Ausschreibung erfolgt transparent und diskriminierungsfrei nach der Methodik des Zentralen Modells, nach Erfassung der Flächen im FEP und Abschluss der bestehenden Prozesse und ohne zeitliche Verschiebungen für die bereits für die kommenden Ausschreibungen vorgesehenen Projekte.
3. Die zuständige Bundesbehörde (BNetzA oder BSH) erhält vom Entwickler eines im Küstenmeer genehmigten oder erörterten Vorhabens das Recht zur Veröffentlichung der zur Ausschreibung erforderlichen Projektdokumente. Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse bleiben unberührt.
4. Der Entwickler erhält von der Bundesbehörde ein Eintrittsrecht. Im Gegenzug verpflichtet sich der Entwickler zur Abtretung der Projektrechte, wenn er sein Eintrittsrecht nicht ausübt.
5. Nach den Regelungen von §39 ff WindSeeG zum Eintrittsrecht kann der Entwickler sein Eintrittsrecht gegenüber dem vorläufig bezuschlagten Gebot ausüben.
6. Werden dem final bezuschlagten Bieter die Projektrechte vom Entwickler übertragen, weil dieser sein Eintrittsrecht nicht ausgeübt hat, muss der bezuschlagte Bieter dem Entwickler

alle Kosten und Gebühren für das Vorhaben erstatten. Die erstattungsfähigen Kosten sind vor der Ausschreibung anderen Bietern bekannt zu machen.

Begründung

Projekte in Gewässern des deutschen Hoheitsgebiets (12-Sm-Zone bzw. Küstenmeer) und in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) werden in gesetzlich unterschiedlichen Rechts- und Genehmigungsrahmen, Planungssystemen und Zuständigkeitsbereichen entwickelt. Diese gehen auf das föderale System in Deutschland zurück.

Bislang fehlen im WindSeeG – analog zur AWZ – Regelungen zur Ausschreibung von Flächen im Küstenmeer. Der Abschluss einer Verwaltungsvereinbarung zw. Bund und Land kann diesen Nachteil nicht ausgleichen, da sie lediglich die Vorentwicklung von Weißflächen durch das BSH ermöglicht. Aus Sicht der Küstenländer ist dies keine optimale Lösung, weil sie zu einem kompletten Neustart und zum Verlust der ggf. bestehenden Genehmigungen führt.

Die Konsequenzen sind weder im Hinblick auf die Verzögerungen von bis zu sieben Jahren noch im Hinblick auf die wirtschaftlichen Totalverluste der bisherigen Rechteinhaber akzeptabel.

Mithilfe der Küstenmeerregelung wird eine Integration von fortgeschrittenen Projekten bzw. vorentwickelten Flächen im Küstenmeer in das WindSeeG geschaffen. Infolgedessen können die Potenziale der vorentwickelten Flächen aus dem Küstenmeer gemeinsam mit den vom BSH vorentwickelten Flächen in der AWZ frühestmöglich realisiert werden. Die Küstenmeerregelung ergänzt die Möglichkeit der Verwaltungsvereinbarung. Die nach dem BImSchG genehmigten oder erörterten Projekte können so über öffentlich-rechtliche Verträge zw. Bundesbehörde und Entwickler gegen ein unbefristetes Eintrittsrecht den Ausschreibungen zugeführt werden. Wird das Eintrittsrecht nicht ausgeübt werden die Projektrechte gegen Kostenerstattung an den Bieter des final bezuschlagten Gebots übertragen.

Der Wettbewerb wird nicht eingeschränkt. Die Ausschreibungen können transparent und diskriminierungsfrei erfolgen. Verfassungsrechtliche Bedenken bestehen nicht.

Die Einführung der Küstenmeerregelung stellt zudem sicher, dass die Potentiale im Küstenmeer durch Ausschreibungen zeitnah in Abhängigkeit des Netzanbindungstermins realisiert werden können. Sie unterstützt damit die Klima- und energiepolitischen Ziele der BReg., sichert das Erreichen des Ausbaupfads von 20GW bis 2030 und schafft zusätzliche wirtschaftliche Impulse für die Unternehmen nach den Belastungen der CORONA-Pandemie. Zugleich stellt sie sicher, dass bereits aufgewandte Ressourcen in die Vorentwicklungen im Küstenmeer nicht vergebens waren und mit Verzögerungen von bis zu sieben Jahren wiederholt werden müssten.

Die Küstenbundesländer können damit ihrer Planungshoheit, analog zur Zuständigkeit für Windenergie an Land, auch im Küstenmeer gerecht werden.

Im Fall von Mecklenburg-Vorpommern betrifft die Küstenmeerregelung gegenwärtig mehrere vorentwickelte Flächen (OWP Gennaker mit 900 MW, Hiddensee-Fläche mit ca. 160 MW u.a.). Das genehmigte Projekt OWP Gennaker kann mit einem hohen Anteil regionaler und nationaler Wertschöpfung

zeitnah umgesetzt werden. Es ist davon auszugehen, dass bei Fortschreibung von Landesraumplanungen auch zukünftig neue Vorrangflächen im Küstenmeer entwickelt werden. Netzseitig kann z.B. die Kapazität aus dem Küstenmeer in Mecklenburg-Vorpommern durch 50Hertz abgeführt werden. Die Beschränkungen als Netzausbaugebiet wurden im Juli 2019 von der BNetzA aufgehoben.

2. Synchronisierung von Netzausbau mit Parkanschluss

Wir verstehen das Ansinnen des Gesetzgebers, den Netzausbau mit dem Ausbau der Offshore-Windparks besser abzustimmen. Allerdings halten wir die hier zugrunde gelegte Ausgangsposition für falsch: Es muss unter allen Umständen eine rechtzeitige Bereitstellung der Netzanbindung sichergestellt werden, um die Ausbauziele für Offshore-Wind zu erreichen. Wenn die Bundesnetzagentur den Ausbau unter Netzvorbehalt stellt, muss eine Anreizstruktur geschaffen werden, damit die ÜNBs auch fristgerecht die Netzanbindungen fertigstellen. §18 bleibt hier noch zu vage, wie die Ausschreibung nachgeholt wird. Es besteht die Gefahr, dass gewisse Kapazitäten langfristig nicht nachgeholt werden und über die Zeit kumulieren, so dass das 20GW bzw. das 40GW Ziel nicht erreicht werden können. Übertragungsnetzbetreiber sollten aus unserer Sicht vielmehr mit verschiedenen Instrumenten zur Zielerreichung angeregt werden.

Zudem beinhaltet der vorliegende Gesetzesentwurf u.E. diesbezüglich für die Betreiber von Offshore-Windparks einige vom Gesetzgeber nicht intendierte Folgen. Gemäß § 18 Absätze 2 und 3 (2) WindSeeG-GesEntw muss die Bundesnetzagentur das Ausschreibungsvolumen verringern, wenn bis zum Zeitpunkt der Bekanntmachung der Ausschreibung ein anbindungsverpflichteter Übertragungsnetzbetreiber keinen Fertigstellungstermin der Offshore-Anbindungsleitung bekannt gegeben hat. Dadurch kann der Übertragungsnetzbetreiber de-facto bestimmen, wann ein geplanter Offshore-Windpark in die Ausschreibung geht. Das Problem dabei ist, dass die zulässigen Höchstwerte gemäß § 22 Absatz 1 WindSeeG-GesEntw auf konkrete Projekte abzielen und eine zeitliche Verschiebung aufgrund von Verzögerungen bei der Festlegung eines Fertigstellungstermins für die Netzanbindung über die wirtschaftliche Umsetzbarkeit von Projekten entscheiden kann (Siehe Gesetzesbegründung zu Nummer 14: „Die Festlegung eines Höchstwertes erfolgt [...] auf Grundlage ökonomischer Berechnungen anhand der Technologiekosten sowie unter Berücksichtigung der kostenrelevanten Eigenschaften der auszuschreibenden Flächen“).

Für einige der in den Ausschreibungen 2017 und 2018 erfolgreichen Projekte hat der Übertragungsnetzbetreiber bis heute keine voraussichtlichen Fertigstellungstermine festgelegt. Aus unserer Sicht bleibt es daher fraglich, wie sichergestellt werden kann, dass dies zukünftig zwingend vor Bekanntmachung der Ausschreibungen zu erfolgen hat.

Wir schlagen daher folgende Änderungen in § 18 Absatz 2 WindSeeG-GesEntw vor:

> *„(2) Die Bundesnetzagentur kann ~~muss~~ das Ausschreibungsvolumen verschieben, verringern oder die Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf die Flächen zu einem Gebotstermin in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie ändern […].“*

Auch sollte die Gesetzesbegründung zu Nummer 13 um folgenden Passus ergänzt werden:

> *„Eine Verringerung des Ausschreibungsvolumens aufgrund einer Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins sollte transparent und mit sorgfältigem Ermessen an die Branche*

und die Verbände kommuniziert werden. Bei der Erwägung ist das Erreichen der Ausbauziele als maßgeblich anzusehen und das BMWi Controlling heranzuziehen."

3. Anpassung der Rahmenbedingungen für die Ausschreibungen

Grundsätzliche Würdigung der Ausschreibungsmodalitäten

Der BWO begrüßt, dass der zulässige Höchstwert nach § 22 WindSeeG-GesEntw angepasst werden soll, da nach jetziger Rechtslage der Höchstwert in den Ausschreibungen im zentralen System 0 cent/kWh betragen würde. Es erscheint angesichts der zukünftigen Offshore-Projekte unwahrscheinlich, dass in allen Fällen eine Finanzierung allein aus Markterlösen ausreichen würde. Vor diesem Hintergrund ist die Anhebung des Höchstwerts ein richtiger Schritt.

Für den Fall, dass dennoch mehrere Bieter ein 0-Cent-Gebot für eine Fläche abgegeben haben, führt der Gesetzgeber eine zweite Gebotskomponente ein. Dieser Vorschlag ist aus energiewirtschaftlichen, verfassungsrechtlichen und verfahrenstechnischen Gründen problematisch.

Grundsätzlich wäre hier eine Beteiligung der Branche und weiterer Stakeholder (z.B. Experten aus der Finanzwirtschaft, stromintensive Industrie etc.) sinnvoll gewesen. Aus Sicht des BWO sollte daher der Teilaspekt der 2. Gebotskomponente zunächst aus dem Gesetzentwurf herausgelöst und in einem breiten Stakeholder-Dialog diskutiert werden.

Energiewirtschaftliche Würdigung der zweiten Gebotskomponente

Gerade das vergangene Jahrzehnt war geprägt von gesetzgeberischen Maßnahmen, die den Strompreis in signifikanter Weise beeinflussten. Diese regulatorischen Veränderungen können durch einzelne Akteure im Rahmen einer rein strompreisbasierten Refinanzierung nicht vorhergesehen werden. Es handelt sich dabei um sogenannte „nichtproduktive" Risiken, die sich nicht durch markt- oder systemdienliches Verhalten ausgleichen lassen. Folglich müssen sich Investoren durch hohe Risikoprämien bei der Finanzierung absichern. Diese fallen bei großen Investitionssummen, wie sie bei Offshore-Windparks erforderlich sind, besonders stark ins Gewicht. Vor diesem Hintergrund hat der BWO die Einführung von Differenzverträgen vorgeschlagen.

Aus Sicht des BWO ist es nicht nachvollziehbar, wieso die Einführung einer zweiten Gebotskomponente vorteilhaft sein soll. Wir sehen die Einführung einer zweiten Gebotskomponente kritisch, da sie die Risiken für Investoren erhöht und die Stromgestehungskosten um etwa 30 Prozent (DIW, Aurora Energy Research, Energy Brainpool et al.) gegenüber der von uns vorgeschlagenen Alternative (Differenzverträge, siehe unten) verteuert. In der gegenwärtigen Krisensituation und Wirtschaftslage muss das oberste Ziel sein, Vertrauen bei den Wirtschaftsakteuren aufzubauen und zu stärken. Zudem müssen wir unsere energie- und klimapolitischen Ziele weiterverfolgen. Grundsätzlich sollte dabei die volkswirtschaftliche Kosteneffizienz aller Maßnahmen im Vordergrund stehen. Die vorgeschlagene 2. Gebotskomponente erfüllt diese Anforderung nicht.

Hinzukommt, dass die Realisierungswahrscheinlichkeit von bezuschlagten Projekten sinkt bzw. stranded Investments drohen, wenn sich der regulatorische Rahmen anders entwickelt als zum Zeitpunkt

der Gebotsabgabe angenommen. Angesichts der vor uns liegenden Herausforderungen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist es unverständlich, wieso trotz der hohen Risiken – sowohl für die Erreichung der Klimaschutzziele als auch für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit – auf ein System gesetzt werden soll, das die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten verschlechtert.

Weiterhin wurden die möglichen Auswirkungen auf die Lieferkette beim Bau und Betrieb der Offshore-Windparks nicht berücksichtigt. Die durch die zweite Gebotskomponente entstehenden Mehrkosten für den Gewinner der Auktion würden durch eventuell zusätzlich zu leistenden jährlichen Zahlungen zu einem großen Teil in späteren Ausschreibungen für Bau und Betrieb der Windparks an die Lieferkette weitergegeben. Der durch die Einführung der Auktionen bereits herbeigeführte massive Preisdruck würde daher das Risiko bergen, in einer post-Corona Phase eine weitere Konsolidierungs- und Insolvenzwelle in der Branche auslösen.

Die mit der zweiten Gebotskomponente verbundene Erhöhung der Risikopositionen der Unternehmen würde zusätzlich die Attraktivität der deutschen Ausschreibung im weltweiten Vergleich schwächen, industriepolitisch das falsche Signal setzen und damit auch die Wettbewerbsintensität reduzieren. Dies ist von großer Bedeutung, denn in den kommenden Jahren werden weltweit enorme Investitionen in den Klimaschutz getätigt. Andere europäische Länder wie Dänemark, Großbritannien und Frankreich haben bereits Differenzverträge eingeführt und so den Boden für Investoren bereitet. Deutschland sollte hier nicht ins Hintertreffen geraten, da die CO2-Minderungsziele ohne die entsprechende Realisierung von EE-Anlagen nicht eingehalten werden können.

Rechtliche Würdigung der zweiten Gebotskomponente

Aus Sicht des BWO ist zweite Gebotskomponente mit Blick auf das Eintrittsrecht aus § 39 WindSeeG erheblichen verfassungs- und unionsrechtlichen Bedenken ausgesetzt[1].

Entwickler von Projekten, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des WindSeeG am 1. Januar 2017 bereits genehmigt waren bzw. für die bereits ein Erörterungstermin durchgeführt worden war, die aber noch nicht an das Netz angeschlossen waren, konnten seit der Einführung des Ausschreibungssystems ihre Projektrechte grundsätzlich nicht mehr ausüben, sofern sie nicht in den Übergangsausschreibungen in den Jahren 2017 oder 2018 erfolgreich oder im Fall von Zone 3 vom System ausgeschlossen waren. Dieser Systemwechsel stellte einen erheblichen Eingriff in ihr Recht auf Eigentum (Art. 14 Abs. 1 GG) dar. Die Projektrechte beruhten auf eigenen Leistungen bzw. Investitionen. Allein für die Projektentwicklung und die Erlangung einer Genehmigung für ein Offshore-Windparkprojekt musste ein hoher Millionenbetrag investiert werden, insbesondere für die umfangreichen technischen und umweltfachgutachterlichen Studien. Die Kontrolle über die Projektrechte ist mit dem Inkrafttreten des WindSeeG, spätestens mit dem Abschluss der Übergangsausschreibungen, an den Staat gefallen. Als Kompensation für diesen Verlust hatte der Gesetzgeber den betroffenen Projektentwicklern neben einem Übergangssystem daher ein Eintrittsrecht eingeräumt. Dieses Eintrittsrecht ist folglich die entscheidende Entschädigung für die verlorenen Projektrechte und nimmt somit am grundrechtlichen Eigentumsschutz teil. Bei der Einführung einer zweiten Gebotskomponente hätte der Gesetzgeber

[1] Vgl. dazu auch Kurzgutachten von Dr. Ulrich Karpenstein und Dr. Christian Johann zur Einführung einer zweiten wettbewerblichen Gebotskomponente in das WindSeeG – Verfassungs- und unionsrechtliche Fragen im Hinblick auf das Eintrittsrecht nach § 39 WindSeeG und das Positionspapier von Dr. Friedrich Spieth und Sebastian Lutz-Bachman zum Referentenentwurf zur Änderung des WindSeeG

schließlich auch die Grundfreiheiten und Grundrechte der Europäischen Union zu berücksichtigen. Insoweit ergeben sich ähnliche Bedenken wie im Falle des Eigentumsgrundrechts aus Art. 14 GG.

Bei der zweiten Gebotskomponente handelt es sich um eine Konzessionszahlung, da der Bieter eine Zahlung in der Höhe des (negativen) Zuschlagswerts leisten müsste. Die Einführung der zweiten Gebotskomponente würde den Eigentumsschutz in Form des Vertrauensschutzes der Eintrittsberechtigen verletzen, da die Eintrittsberechtigen im Vertrauen auf das im WindSeeG festgelegten Design der Ausschreibungen ab dem Jahr 2021 ihre Projekt- und Untersuchungsunterlagen im Jahr 2018 kompensationslos an den Staat übertragen haben (als Voraussetzung für das Erlangen des Eintrittsrechts). Die jetzt geplante zweite Gebotskomponente mindert die Wirtschaftlichkeit und die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten erheblich und entwertet daher das Eintrittsrecht nachträglich. Damit wird den Eintrittsberechtigen (erneut) die Substanz ihrer Investitionen genommen.

Ferner werden Inhaber von Eintrittsrechten im Fall, dass ein oder mehrere Bieter einen Gebotswert von 0 Cent pro Kilowattstunde abgeben, schlechter gestellt als bisher. Denn diese Bieter können in einem solchen Fall ein weiteres Gebot in Form der zweiten Gebotskomponente nachlegen. Es kann sich also der Zuschlagswert durch den Offshore-Netzausbaubetrag zulasten des Eintrittsberechtigen weiter verschlechtern. In diesem Fall werden die Wirtschaftlichkeit und damit die Realisierungswahrscheinlichkeit des bestehenden Projekts des Eintrittsberechtigten weiter verringert. Daher bestehen verfassungsrechtliche Zweifel an dem im Gesetzesentwurf vorgeschlagenen Offshore-Netzausbaubetrag.

Zweifelhaft ist auch, ob der Offshore-Netzausbaubeitrag mit den Vorgaben der Finanzverfassung vereinbar wäre. Mangels gruppennütziger Verwendung des Aufkommens kann er nicht als zulässige Sonderabgabe angesehen werden. Unabhängig davon dürfte er sich auf keinen der anerkannten sachlichen Gründe für die Erhebung nichtsteuerlicher Abschöpfungsabgaben stützen lassen[2].

Unseres Erachtens drohen rechtliche Auseinandersetzungen, die die Rechtssicherheit des WindSeeG in Frage stellen. Ein ähnlicher Fall lag bspw. mit dem Einzug von Flächen bei der letzten Novelle vor. Das BVerfG hatte erst im August 2020 entschieden, dass der entschädigungslose Ausschluss von Projekten von zukünftigen Ausschreibungen nicht rechtmäßig war[3]. Die Nachbesserung hat das Bundeswirtschaftsministerium bereits für die aktuelle Novelle angekündigt.

Zudem empfehlen wir die Streichung der Befristung der Eintrittsrechte gem. § 39 Abs. 1, da die (wenigen) Inhaber dieser Rechte keinen Einfluss auf die zeitliche Reihenfolge der Flächen haben. Im Falle von Verzögerungen, z.B. bei den Netzanschlüssen, könnte es sonst zum Verlust des Eintrittsrechts kommen.

Verfahrenstechnische Probleme der Ausschreibung

Sollte der Gesetzgeber trotz aller Warnungen an dem eingeschlagenen Weg festhalten, so müssten zumindest vorab die handwerklichen Umsetzungsprobleme der zweiten Gebotskomponente gelöst werden. So führt das vorgeschlagene dynamisches Bieterverfahren gemäß §23a zu einer Einschränkung der Akteursvielfalt und damit der Wettbewerbsintensität. Hintergrund ist, dass kommunale Akteure wegen regulatorischer Hindernisse, insbesondere wegen der rechtlichen Anforderungen an die

[2] Vgl. Karpenstein, Johann

[3] Siehe dazu https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2020/bvg20-078.html;jsessionid=7449C954B9448BF4ADBC81EE78269939.1_cid361

kommunale Kapitalbereitstellungen, sich an dem dynamischen Gebotsverfahren nicht beteiligen dürfen (aufgrund der kommunale Entscheidungsstruktur und den Grundsätzen des kommunalen Haushaltsrechts). Die Aufnahme von Ausnahmetatbeständen für kommunale Akteure (z. B. im Rahmen der Regelungsbefugnis der BNetzA gem. § 23b Abs. 1 WindSeeG-GesEntw) würde aber wiederum zu einer Wettbewerbsverzerrung zu Lasten nicht-kommunaler Akteure führen.

Weiterhin geben wir zu bedenken, dass die Kostenerstattung für die Voruntersuchung bislang ungeklärt sind und die geplante geänderte StromBGebV noch nicht vorliegt. Um die Projekte verlässlich kommerziell bewerten zu können, sollte die geänderte StromBGebV schnellstmöglich verabschiedet werden. Vor dem Hintergrund der essentiellen Bedeutung dieser Verordnung fordern wir, diese einem Parlamentsvorbehalt zu unterstellen.

Auch fällt auf, dass die Bundesregierung von einer veralteten durchschnittlichen Anlagengröße von 310 MW in zukünftigen Ausschreibungen ausgeht. Diese Annahme beruht auf den Ausschreibungen 2017 und 2018 und erscheint nicht realistisch für die zukünftigen Projekte, welche im Mittel deutlich größere Kapazitäten aufweisen.

Grundsätzlich begrüßen wir Bemühungen, die Kosten der Offshore-Netzanschlüsse zu senken. Die Umwandlung der zweiten Gebotskomponente in einen Offshore-Netzanbindungsbeitrag nach §23c erscheint uns allerdings als falscher Weg (Siehe oben). Positiv ist lediglich anzumerken, dass die Streckung der Zahlung auf 15 Jahren erfolgt. Der Zahlungsbeginn des Offshore-Ausbaubeitrags vier Jahre nach Inbetriebnahme ergibt sich dabei u.E. noch nicht aus dem vorliegenden Gesetzestext. Auch sollte die Ratenzahlungen des Offshore-Netzausbeitrages auf eine Laufzeit von 20 Jahren angehoben werden (§ 23c Abs. 3). Dies würde helfen, die laufenden Kosten eines Offshore-Windparks zu reduzieren.

Vorschlag des BWO: Differenzverträge

Bereits im Vergangenen Jahr haben wir die Einführung von Differenzverträgen vorgeschlagen, wie sie in ähnlicher Form in Großbritannien, Dänemark und Frankreich schon heute zur Anwendung kommen. Bei solchen Differenzverträgen legt der Bieter mit seinem Gebot einen Preis fest, zu dem er den Strom aus dem Offshore-Windpark bei einem Zuschlag verkaufen würde. Er bietet dabei nicht wie in Deutschland bisher üblich auf einen Mindestpreis[4], sondern auf einen nach oben und unten festen Preis. Liegt der Marktpreis des Stroms unterhalb des bezuschlagten Preises, bekommt der Anlagenbetreiber analog zur aktuellen Marktprämie die Differenz ausbezahlt. Liegt der Marktpreis jedoch über dem bezuschlagten Preis, müssen die Gewinne zurückgeführt werden.

Aus Sicht der Offshore-Windpark-Betreiber bieten Differenzverträge enorme Vorteile, da sie die Kosteneffizienz des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien verbessern. Weiterhin vermeiden Differenzverträge in Verbindung mit wettbewerblichen Ausschreibungen eine Überförderung und sichern sowohl das Erreichen der CO2-Minderungsziele als auch langfristig niedrige und stabile Stromkosten.

Die Einführung von Differenzverträgen bietet folgende Vorteile:

[4] Anzulegender Wert nach EEG 2017 ergibt sich aus den Erlösen an der Strombörse plus der Marktprämie, welche nicht negativ werden kann.

1. Differenzverträge reduzieren die Finanzierungskosten der Energiewende um 800 Mio. Euro pro Jahr gegenüber der heutigen gleitenden Marktprämie bzw. 2,8 Mrd. Euro pro Jahr gegenüber einer Refinanzierung über PPAs oder eine fixe Marktprämie[5]. Die Finanzierungskosten machen derzeit einen großen Teil der Gesamtkosten an Offshore-Projekten aus. Durch Differenzverträge käme es zu einer Reduzierung der Stromgestehungskosten von etwa 30 Prozent. Differenzverträge stärken damit den Industriestandort Deutschland im internationalen Wettbewerb und tragen zum Erhalt von Arbeitsplätzen bei.

2. Differenzverträge sind fair für den Stromkunden, weil Einnahmen oberhalb des Gebotswertes auf das EEG-Konto zurückfließen. Sie entlasten den Letztverbraucher, da bei steigenden Strompreisen Einzahlungen der Anlagenbetreiber auf das EEG-Konto erfolgen.

3. Differenzverträge stärken die Attraktivität der deutschen Ausschreibung im weltweiten Vergleich und erhöhen damit die Wettbewerbsintensität, die zur Erreichung der Ausbauziele und Kosteneffizienz beiträgt. In den kommenden Jahren werden weltweit enorme Investitionen in klimafreundliche Technologien getätigt. Andere europäische Länder wie DK, UK, IT und FR haben bereits Differenzverträge eingeführt und profitieren von dem dadurch entstanden Wettbewerb. Dies stärkt auch die lokale Wertschöpfung.

4. Differenzerträge erhöhen die Realisierungswahrscheinlichkeit von bezuschlagten Geboten und schützen Investoren vor stranded Investments. Da Differenzverträge die tatsächlichen Stromgestehungskosten absichern, sind sie weniger anfällig für regulatorische Veränderungen. In anderen europäischen Märkten führen Differenzverträge bereits zu steigenden Finanzinvestitionen bei zunehmendem Wettbewerb.

5. Nicht zuletzt führen Differenzverträge zu Geboten, die den tatsächlichen Stromgestehungskosten entsprechen. "Null-Cent"-Gebote werden verhindert und es wird ein Unterscheidungskriterium in der Auktion geschaffen.

6. Letztendlich sichert der Staat durch die Einführung von Differenzverträgen über einen langen Zeitraum den Bezug von Strom zu niedrigen und wettbewerblich ermittelten Preisen.

Oft werden Differenzverträge als ein Gegenkonzept zu langfristigen Stromabnahmeverträgen (PPAs) verstanden. Grundsätzlich sind beide Konzepte jedoch kombinierbar. Während bei Differenzverträgen die Gemeinschaft der Letztverbraucher bzw. der Staat eine Garantie für die Abnahme des erzeugten grünen Stroms gibt, ist das bei einem langfristigen Stromabnahmeverträgen ein einzelner Stromabnehmer. Da dieser beispielsweise durch Insolvenz ausfallen kann, gehen damit höhere Risiken bei den Investoren und in der Folge höhere Finanzierungskosten bei der Realisierung von Offshore-Windparkprojekten einher. In der Folge liegen die Stromgestehungskosten bei Stromabnahmeverträgen etwa 30 Prozent über den Kosten bei Differenzverträgen. Der Vorteil von Stromabnahmeverträgen ist hingegen, dass hierbei die grüne Eigenschaft des Stroms direkt weitergegeben kann und damit direkt auf dem Energiemix des Stromabnehmers angerechnet werden kann.

Um die Vorteile beider Modelle zu vereinen, wäre eine Kombination aus Differenz- und Stromabnahmeverträgen denkbar und sollte idealerweise im Rahmen einer erweiterten Stakeholderdiskussion untersucht werden. Dabei würde im ersten Schritt wie bisher eine Auktion stattfinden, die das günstigste

[5] May, Neuhoff, Richstein (2018): Kostengünstige Stromversorgung durch Differenzverträge für erneuerbare Energien, DIW-Wochenbericht Nr. 28/2018, online verfügbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.594100.de/18-28-3.pdf.

Gebot für die Investition in einen Offshore-Windpark ermittelt. Anders als bisher (gleitende Marktprämie) würde jedoch ein Differenzvertrag ausgeschrieben. Im zweiten Schritt erhalten Interessenten (Stromvertriebe, Industrie etc.) die Möglichkeit, in diesen Differenzvertrag einzusteigen und Teile der bezuschlagten Leistung als Stromabnahmevertrag zu übernehmen. Der Differenzvertrag wird also ganz oder teilweise aus dem EEG herausgelöst. Lediglich im Fall einer Insolvenz des Stromabnehmers würden die Erzeugungsanlagen in das EEG zurückfallen – wenn sich kein anderer Abnehmer findet. Das Risiko für das EEG-Konto wäre demnach überschaubar. Im Gegenzug würde die Dekarbonisierung der Industrie bei gleichzeitig international wettbewerbsfähigen Industriestrompreisen gesichert.

4. Pilotwindanlagen

§ 22 Abs. 1 WindSeeG-GesEntw enthält neue Höchstwerte für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen. Es fehlt die Berücksichtigung dieses Werts bei der Anwendung von Pilotwindanlagen gemäß § 69 Abs. 2 WindSeeG. Nach dieser Vorschrift ist der Höchstwert nach § 22 WindSeeG der anzulegende Wert für Pilotwindenergieanlagen, die ab dem 01.01.2026 in Betrieb genommen werden. Dieser Wert ist u.E. zu gering, um die Technologieentwicklung und insbesondere die Errichtung und den Betrieb innovativer Anlagen im Inland anzureizen. Der aktuelle Höchstwert aus § 33 WindSeeG (10 Ct/kWh) entfaltet hingegen für den Regelfall eine gerade noch hinreichende Anreizwirkung. Es bedarf einer entsprechenden Anpassung von § 69 Abs. 2 WindSeeG-GesEntw (Streichen von Nr. 2; Entfristung von Nr. 1).

Bezüglich der in § 70 Abs. 4 WindSeeG-GesEntw vorgesehenen Berichtspflicht der Pilotwindanlagen-Betreiber (die als § 69 Abs. 6 systematisch ggf. überzeugender verortet wäre) ist anzumerken, dass hier möglicherweise Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse oder geistige Eigentumsrechte zu berücksichtigen sein könnten. Dem gegenüber steht die Finanzierung durch die Allgemeinheit, wodurch die Veröffentlichung allgemeiner Ergebnisse gerechtfertigt ist.

5. Anpassung der Realisierungsfristen

Vertrauensschutz für bereits bezuschlagte Projekte

Die Anpassung der Fristen für bezuschlagte Bieter, ihre Windenergieanlagen auf See technisch betriebsbereit herzustellen, ist aus unserer Sicht absolut nicht sinnvoll, da die neuen Fristen das Risiko für Pönalen erhöhen. Wenn das Ziel eine frühere Fertigstellung der Windparks lautet, könnten sich auch früher ausgeschrieben werden. Für bereits bezuschlagte OWPs dürfen die neuen Fristen aus Gründen des Vertrauensschutzes nicht anwendbar sein. Wir begrüßen daher, dass § 59 Abs. 2 S. 2 WindSeeG-GesEntw festlegt, dass § 59 Abs. 2 S. 1 für bestehende Projekte in der alten Fassung des WindSeeG anzuwenden ist.

Aber: Dadurch, dass § 59 Abs. 2 S. 2 WindSeeG-GesEntw richtigerweise festlegt, dass § 59 Abs. 2 S. 1 für bestehende Projekte in der alten Fassung des WindSeeG anzuwenden ist, wird für diese bestehenden Projekte versehentlich auch die neu eingeführte Differenzierung nach dem jeweils gewählten Anbindungskonzept formell für nicht anwendbar erklärt. Gerade diese Differenzierung nach dem jeweils

gewählten Anbindungskonzept ist auch für die 2024 und 2025 im Übergangssystem zu realisierenden Projekte wichtig, da diese erstmals mittels einer 66kv-Direktleitung und somit ohne Umspannstation umgesetzt werden.

Wir schlagen daher vor, dies klarzustellen und zusätzlich Satz 2 wie folgt umzuformulieren:

> *„Auf Zuschläge nach § 34 ~~ist~~ sind die Fristen des § 59 Absatz 2 Satz 1 in der am [einsetzen Tag vor der Verkündung] geltenden Fassung anzuwenden."*

Dies stünde im Einklang mit der Gesetzesbegründung (S. 64), die ebenfalls davon spricht, die Fristen nicht gelten zu lassen: „§ 59 Absatz 2 Satz 2 legt fest, dass die Anpassung der Fristen in § 59 nicht für Zuschläge gilt, die in den Ausschreibungen für bestehende Projekte erteilt wurden."

Grundsätzlich zur Verkürzung der Fristen

Laut Gesetzesbegründung soll durch die Verkürzung der Fristen "die Wahrscheinlichkeit steigen, dass die Windenergieanlagen auf See frühzeitigerer einspeisen können, damit die Mengen für die Erreichung der Ziele angerechnet werden können". Aber: Wir als Betreiber haben ohnehin ein wirtschaftliches Interesse an einer möglichst frühzeitigen Inbetriebnahme, um die Vermarktungserlöse zu generieren und werden daher versuchen, wenn möglich die Frist nicht auszuschöpfen. Darüber hinaus ist auch bei sechs Monaten frühzeitiger Einspeisung der öffentliche Nutzen für die Zielerreichung eher überschaubar. Demgegenüber entstehen jedoch Nachteile bzw. Risiken:

- Gerade durch die parallel neu eingeführte quartalscharfe Festlegung der Fertigstellungstermine für den Netzanschluss, kann sich das Risiko deutlich erhöhen, dass die finalen Konstruktions- und Inbetriebnahmeaktivitäten mehrheitlich in die schlechte Witterungsperiode (Oktober-März) fallen. Gerade die dann fehlenden 6 Monate können einen Puffer für ein zweites Fenster mit guter Witterung bieten.
- Um dem Pönalerisiko bei verknappter Zeit entgegenzuwirken, muss man die Tage mit tolerablen Bedingungen in der Schlechtwetterperiode intensiver nutzen. Da diese Tage nicht terminierbar sind, müssen interne und externe Ressourcen auf Stand-by vorgehalten werden. Das verursacht zusätzliche Kosten.
- Sollte sich bis zur Finanzentscheidung („FiD) zeigen, dass bei der Entwicklung und dem Verkauf Verzögerungen auftreten, könnte die Verkürzung des Fertigstellungspuffers von 18 auf 12 Monate den Ausschlag geben, die FiD nicht zu treffen und das Projekt nicht zu realisieren, da das Verpassen des 5. Meilensteins massive Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit hätte.

Kollision der Fristen der Finanzierungsunterlagen mit den Fristen der Netzanbindung

Als besonders kritisch sehen wir auch im zentralen Modell die Vorverlegung des Nachweises der Finanzierungsunterlagen um ein halbes Jahr. Gemäß § 59 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG-GesEntw müssen bezuschlagte Bieter spätestens 30 Monate (alt: 24 Monate) vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin den Nachweis über eine bestehende Finanzierung für die Errichtung von Windenergieanlagen auf See erbringen. Für diesen Nachweis sind verbindliche Verträge über die Bestellung der Windenergieanlagen, der Fundamente, der für die Windenergieanlagen vorgesehenen Umspannanlage und der parkin-

ternen Verkabelung vorzulegen. Aber: Dagegen spricht, dass gemäß EnWG § 17d (2) der Netzanschlusstermin erst 30 Monate vor Eintritt der voraussichtlichen Fertigstellung verbindlich wird. Infolge müssten die Finanzierungsverträge rechtsverbindlich abgeschlossen werden, noch bevor der Netzanschlusstermin verbindlich würde. Es ist aus unserer Sicht nicht machbar, fertige Verträge und eine Investitionsentscheidung vorlegen zu können, wenn dafür wichtige Grundlagen wie der der Fertigstellungstermin noch nicht verbindlich sind bzw. erst an dem gleichen Tag erst verbindlich werden. Der aktuelle Zeitversatz (sechs Monate) ist mindestens notwendig, um Kosten und Risiken zu minimieren.

Insolvenz des Anlagenherstellers

Die Einfügung des § 59 Absatz 2a WindSeeG-GesEntw begrüßen wir ausdrücklich. Eine Verlängerung der Realisierungsfristen für zukünftige Projekte bei einer Insolvenz des Anlagenherstellers erhöht die Planungssicherheit während der zukünftigen Errichtungsphase. In diesem Zusammenhang möchten wir auch auf die bereits in der Errichtung befindlichen Projekte hinweisen, die von einer Insolvenz eines Anlagenherstellers aktuell betroffen sind. In diesen Projekten verringert sich der anzulegende Wert im Jahr 2020 gem. § 47 Abs. 5 EEG gegenüber den im Jahr 2019 geltenden anzulegenden Werten um 1 Cent pro Kilowattstunde.

Für eine Härtefallklausel im Falle eines Insolvenzverfahren müsste daher der Degression am § 47 Abs. 5 EEG ausgesetzt werden. Daher sollte dem §47 Abs. 5 EEG folgender Satz 2 ergänzt werden:

> *„Satz 1 Nummer 1 gilt auch für Windenergieanlagen auf See, deren Inbetriebnahme für das Jahr 2019 geplant war, die aber infolge der Eröffnung eines Insolvenzverfahrens über das Vermögen des Herstellers von Windenergieanlagen auf See, auf welchen die Genehmigung ausgestellt war, erst im Jahr 2020 in Betrieb genommen werden.“*

Auch sollte diese Regelung auch auf wichtige Zulieferer anderer Teile angepasst werden. Absatz 2a sollte wie folgt angepasst werden:

> *„…über das Vermögen eines Herstellers von Windenergieanlagen auf See oder einem anderen Zulieferer, der für die Fertigstellung des Windparks essentiell ist z.B. Fundamentlieferant oder Kabel ein Insolvenzverfahren eröffnet worden ist und…“ „und mit dem mit dem Hersteller bzw. Zulieferer verbindliche Verträge über die Lieferung von Windenergieanlagen auf See des Herstellers oder anderer wesentlicher Teile / Arbeiten abgeschlossen wurden.“*

6. Sonstige Energiegewinnungsbereiche (Netzanschluss und Verordnungskompetenzen)

Ausschluss von Leitungen

Nach § 5 Absatz 2a WindSeeG-GesEntw wird die Möglichkeit definiert, für sonstige Energiegewinnungsbereiche bei Knappheit von Trassen jegliche Leitungen und Kabel im Flächenentwicklungsplan auszuschließen. Ein solch kategorischer Ausschluss könnte für entsprechende Innovationen für den

Bereich deutlich einschränkend bzw. sogar verhindernd wirken. Daher empfehlen wir eine Öffnungsklausel einzufügen, die bei Bedarf entsprechend flexible Lösungen ermöglicht.

Parallel sollte auch die Möglichkeit einer indirekten Netzanbindung sonstiger Energiegewinnungsbereiche an eine „konventionelle Netzanbindung" geprüft werden. Bei dieser vermaschten Lösung würde z. B. die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse auf See erfolgen, jedoch die Effizienznachteile einer isolierten Insellösung vermieden. Erste Analysen haben gezeigt, dass durch eine nachrangige und förderfreie Einspeisung von Überschussstrom ins öffentliche Netz bei gleichzeitiger Möglichkeit, auch zeitweise Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen zu können, deutliche Vorteile entstehen. So wird das Gesamtsystem (inklusive der kurzen Anbindungsleitung an einen benachbarten Konverter) effizienter dimensioniert und die Kosten für grünen Wasserstoff reduziert, ohne jedoch auf begrenzt verfügbare Trassenkorridore zum Land zurückgreifen zu müssen.

Rechtsverordnung für Ausschreibung

§ 71 Nummer 5 WindSeeG-GesEntw ermöglicht den Erlass einer Rechtsverordnung, die Vorgaben für die Ausschreibung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen und Errichtung von sonstigen Energiegewinnungsanlagen macht. Demnach soll eine Nutzung der so auszuweisenden Bereiche auf objektive, nachvollziehbare, diskriminierungsfreie und effiziente Art und Weise stattfinden.

Aktuell gilt für die Vergabe sonstiger Energiegewinnungsbereiche und sonstiger Energiegewinnungsanlagen das Windhundprinzip. Derjenige, der zuerst einen „ausreichenden" Antrag gemäß den Vorgaben im Seeanlagengesetz stellt, ist hat Vorrang gegenüber alternativen Anträgen. Das haben wir in der Vergangenheit kritisiert, da wir das Risiko einer Claimsicherung von Flächen ohne konkrete Realisierungsideen sehen. Demnach begrüßen wir grundsätzlich, dass hier eine nähere Ausgestaltung vorgenommen soll, sehen aber neue offene Fragen. Ungelöst ist bspw. die Frage, wie mit bereits eingegangenen Anträgen umgegangen wird. Wir regen daher für die nähere Ausgestaltung einen Dialog mit der Branche an.

Auch geben wir zu bedenken, dass die zuständigen Behörden bereits mit den bestehenden Ausschreibungs- und Planfeststellungsverfahren überlastet sind. Die Nutzung der entsprechenden Verordnungsermächtigung müsste infolge zwangsläufig mit neuen Stellen bei den entsprechenden Behörden einher gehen.

Finanzierung von Anlagen in sonstigen Energiegewinnungsbereichen

Aus unserer Sicht stellt sich die Frage nach der Finanzierung von Anlagen in sonstigen Energiegewinnungsbereichen. Bislang wird keine Förderung für diese Konzepte in Aussicht gestellt. Selbst wenn im Zuge der Sektorenkopplung die Abgabensysteme reformiert werden oder bspw. eine CO2-Bepreisung auf konkurrierende fossile Brenn-, Treib- und Einsatzstoffe eingeführt würde, ist unklar, ob sich eine H2-oder sonstige P2X-Herstellung rechnen würde. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob, wann, wo und in welcher Größe die Ausschreibung von Flächen für die sonstigen Energiegewinnungsbereiche in wettbewerblichen Ausschreibungen überhaupt erfolgreich sein werden. So soll nach WindSeeG-GesEntw auf den Flächen Wettbewerb eingeführt werden, obwohl die Gesamtwirtschaftlichkeit der Projekte aus unserer Sicht nicht gegeben ist.

7. Verordnungskompetenz für Ausschreibungen von Flächen ohne Flächenvoruntersuchung

§ 71 Nummer 6 WindSeeG-GesEntw 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.

Wir halten eine Rückkehr zum alten System der Voruntersuchungen durch Bieter momentan für nicht zielführend, unter anderem aufgrund des ungleichen Wettbewerbs im Nebeneinander zweier Systeme. Grundsätzlich sehen wir aber den Punkt, dass private Unternehmen schneller die Voruntersuchungen vornehmen können.

Wir begrüßen daher die Möglichkeit, dazu mit dem BMWi in eine Diskussion zu treten, wie Regelungen zu Voruntersuchungen aussehen können, die die Ausbaugeschwindigkeit von Offshore-Wind innerhalb des zentralen Modells erhöhen können.

8. Planfeststellung

Gemäß § 47 WindSeeG-GesEntw kann im Planfeststellungsverfahren bezüglich Offshore-Anbindungsleitungen auf eine Erörterung verzichtet werden. Wichtig wäre dabei, dass die Rechtssicherheit dadurch nicht gefährdet wird.

Die nachträgliche Verlängerung der Befristung der Planfeststellung gemäß § 48 (7) WindSeeG sollte unseres Erachtens von 5 auf 15 Jahre verlängert werden. Das entspricht dem internationalen Standard und ermöglicht niedrigere Gebote.

Ansprechpartnerin:

Johanna Kardel
Senior Managerin Politik & Regulatorik
Telefon: 030 28 444 - 650
E-Mail: j.kardel@bwo-offshorewind.de