

Stellungnahme der EnBW Energie Baden-Württemberg AG

zum Referentenentwurf zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes im März 2022

1. Realisierung ambitionierter Ausbauziele absichern

Erhöhung Ausbaupfad begrüßenswert

Die EnBW begrüßt die Ambitionen der neuen Bundesregierung, der Offshore-Windenergie einen noch größeren Stellenwert beizumessen als bisher. Sowohl die erhöhten Ausbauziele für Offshore-Windenergie bis 2030 als auch der weitere Horizont bis 2045 zeugen davon, dass ein stabiler Ausbaupfad angestrebt wird, der für die gesamte Industrie inklusive der Lieferkette Investitionssicherheit schaffen soll. Die Ziele sind sicherlich ambitioniert, mit den richtigen Rahmenbedingungen aber grundsätzlich zu erreichen.

Ausschreibung nicht voruntersuchter Flächen sorgt für Beschleunigung

Die Idee, auch bislang nicht voruntersuchte Flächen auszuschreiben, ist unseres Erachtens die einzig realistische Chance, tatsächlich eine Beschleunigung zu erzielen. Ein ausschließlicher Zubau über das sog. zentralen Zielmodell, also nur mit voruntersuchten Flächen, hätte aufgrund des notwendigen behördlichen Vorlaufs keine Möglichkeit, für die notwendige Beschleunigung und den notwendigen Ausbauerfolg zu sorgen. Trotz der Sinnhaftigkeit, nicht voruntersuchte Flächen auszuschreiben, sollte das zentrale Modell weiterhin als Zielmodell langfristig Bestand haben. Zu den weiteren Vorschlägen zur Beschleunigung der Planung und Genehmigung nehmen wir weiter unten noch detaillierter Stellung (siehe Gliederungspunkt 4).

Betonung des überragenden öffentlichen Interesses der Offshore Windenergie wichtig

Wir begrüßen ausdrücklich, dass in § 1 Abs. 3 Ref-E WindSeeG 2023 festgestellt wird, dass die Offshore-Windenergie im „überragenden öffentlichen Interesse“ steht und, wie wir ja leider aktuell feststellen, auch der öffentlichen Sicherheit dient. Hier erhoffen wir uns für die weitere Planung deutliche Verbesserungen.

Zweifel bei der Auswahl der Ausschreibungskriterien

Bei der Analyse der vorgeschlagenen Änderungen zum WindSeeG kommen uns allerdings Zweifel, ob die richtigen Hebel in Bewegung gesetzt werden. Derzeit vernehmen wir hauptsächlich Diskussionen über die Sinnhaftigkeit eines CFD oder „beauty contests“ inklusive einer zweiten Gebotskomponente. Unseres Erachtens lenkt das von den eigentlichen Problemen bei der Realisierung von Offshore-Projekten ab und verharret in Denkschemata vergangener Tage (siehe weitere Anmerkungen in Gliederungspunkt 5).

Realisierungsfristenregime muss angepasst werden

Bei den wichtigen Aspekten der Realisierungsfristen und den damit verbundenen Pönalen und Strafen, hat sich im vorliegenden Entwurf nichts zum Positiven geändert, mit der Frist FID 36 Monate vor dem Fertigstellungstermin der Netzanbindung und der damit verbundenen Anpassungen in § 81 Ref-E WindSeeG 2023 ist sogar eine der Fristen verschärft worden.

Auch wenn die Notwendigkeit von Klimaschutz, Versorgungssicherheit und politischen Zielen absolut nachvollziehbar ist, sind die immer noch enthaltenen zu kurzen Realisierungsfristen, inklusive der damit verbundenen Sanktionen (Pönalen und Widerruf), nicht sachgerecht und spiegeln die Realität von Projektentwicklern nicht wider. Die Sanktionsmechanismen in ihrer Schärfe und Endgültigkeit sind dazu geeignet, bei den

kleinsten Projektverzögerungen zu einem Entzug von Zuschlägen und damit unweigerlich zu einer Verzögerung des Ausbaus zu führen. Wir sind davon überzeugt, dass dies nicht im Interesse des Gesetzgebers liegen kann und bitten das BMWK eindringlich, unsere Anmerkungen unter Gliederungspunkt 5 zu beachten. Dies gilt umso mehr in einer Situation, in der nicht nur in Europa, sondern weltweit im gleichen Zeitraum Offshore-Wind zugebaut und auf die internationale Lieferkette zurückgegriffen wird. Dies nicht im Entwurf zu berücksichtigen, heißt die Realität auszublenden und hilft bei einer versuchten Beschleunigung des Zubaus nicht weiter.

2. Ausschreibungsmengen schnell und diskriminierungsfrei vergeben

Ausschreibungsmengen realistisch und notwendig

Die vorgesehene Ausschreibungsmenge von 30 GW bis 2030 hat das Potenzial, den Offshoremarkt in Deutschland weiter zu stärken. Dazu ist es notwendig, die nicht-voruntersuchten Flächen frühzeitig zu versteigern, um schnellstmöglich den Handlungsrahmen zu klären. So müsste bereits 2023 eine erhebliche Menge der Flächen versteigert werden. Wir halten die Auktion der insgesamt vorgesehen Flächen in 2023 und 2024 für vertretbar, ohne das Risiko eines zu geringen Wettbewerbs einzugehen. In Schottland wurde gerade eindrucksvoll bewiesen, dass in einer Auktion auch 25 GW versteigert werden können, (obwohl nur 10 GW avisiert waren). Eine frühzeitige Ausschreibung großer Mengen gibt den Entwicklern Planungssicherheit und der gesamten Wertschöpfungskette nicht nur den Hinweis, sondern eine konkrete Gesetzesgrundlage, dass sich Investitionen in den Standort Deutschland lohnen.

Losgrößen zwischen 1 und 2 GW

Wichtig für die Attraktivität des deutschen Marktes sind die Losgrößen. Wir halten eine Größe von 1 oder besser noch 2 GW pro Los für sinnvoll. Damit lassen sich erhebliche Synergie- und Skaleneffekte heben, die die deutschen Projekte im internationalen Wettbewerb attraktiv werden lassen und eine positive Wirkung auf die Stromgestehungskosten haben werden. Gleichzeitig ist eine 1:1 Kombination von nur einem OWP an einem ÜNB-Konverter vorteilhaft, da neben vereinfachten Abstimmungsprozessen zwischen Entwickler und Netzbetreiber auch die Betriebsdauer des so entstehenden 2 GW-OWP in einem einzelnen Jahr endet, womit die gesamte Fläche für ein Folgeprojekt einfacher wieder zu einem einzelnen neuen Termin vergeben werden kann. Es sollte aber darauf geachtet werden, dass es eine Obergrenze für Zuschläge gibt. So erachten wir z. B. eine Begrenzung auf einen Zuschlag pro Bieter pro Auktionsrunde für sinnvoll. Zum einen erhöht das die Akteursvielfalt, zum anderen senkt es Ausfallwahrscheinlichkeiten, wenn beispielsweise alle Flächen von nur einem Betreiber ersteigert würden.

Das Ausbauziel 2030 muss ggf. flexibilisiert werden

Eine Punktlandung von 30 GW im Jahr 2030 muss ggfs. in Frage gestellt werden, wenn durch eine leichte Flexibilisierung der Zielwerte, um z. B. 1 – 2 Jahre, erhebliche Vorteile entstehen könnten. Zum einen könnten die Probleme für Betreiber in Bezug auf das enge Korsett der Realisierungsfristen besser abgedeckt werden, zum anderen könnte sich die Lieferkette auf eine leichte zeitliche Streckung einstellen, wenn ein oder zwei Jahre mehr Zeit wären, neben den internationalen Märkten auch in Deutschland zu liefern.

Anpassung des europäischen Vergaberechts notwendig

Um den Wettbewerb in einem engen Korsett von Realisierungsfristen aufrecht zu erhalten und Diskriminierungen zu vermeiden, muss das Vergaberecht im Offshore-Bereich angepasst werden.

Das europäische Vergaberecht sieht für Unternehmen, die sich überwiegend in öffentlicher Hand befinden und in bestimmten Sektoren tätig sind, detaillierte Vorgaben für die Vergabe von Aufträgen vor. Dies gilt für Liefer-, Bau- und Dienstleistungsaufträge. Mit der sogenannten „Sektorenrichtlinie“ (Richtlinie 2014/25/EU) werden spezifische Regeln für die Ausgestaltung von Vergabeverfahren zur Beschaffung in den Sektoren Wasser-, Energie- und Verkehrsversorgung sowie der Postdienste aufgestellt. Unter anderem kann allerdings mitgliedersstaatenseitig ein Antrag auf Befreiung vom Vergaberecht für Aktivitäten, die ausreichend dem Wettbewerb unterliegen, gestellt werden. Unternehmen in öffentlicher Hand, die an die Prozesse des EU-Sektorenvergaberechts gebunden sind, sind zusätzlich im Nachteil, da die Komplexität des europäischen Vergabeverfahrens für Lieferanten im Vergleich zu direkten Verhandlungen mit privaten Unternehmen unattraktiv ist. Diese Situation entspricht nicht mehr der ursprünglichen Zielsetzung des EU-Sektorenvergaberechts, wonach freier und transparenter Wettbewerb zwischen Lieferanten garantiert werden sollte.

Für die EnBW und andere Unternehmen in hauptsächlich öffentlicher Hand bedeutet diese Ungleichstellung gegenüber Mitbewerbern, die sich dem EU-Vergaberecht nicht unterordnen (müssen), dass sie mit mehreren Monaten zusätzlicher Vergabedauer konfrontiert ist. Mit den auch weiterhin im Gesetz vorgesehenen Realisierungsfristen reicht hier die Zeit für eine EU-konforme Vergabe, hinführend zu einer für das Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsverfahren notwendigen Festlegung etwa der bezuschlagten Turbine, nicht aus. Ebenfalls bedingt durch das EU-Vergaberecht ist eine der eigentlichen Flächenauktion vorlaufende Turbinenausschreibung ebenfalls nicht möglich (zu den Realisierungsfristen siehe gesondert Gliederungspunkt 5).

3. Quantitative Kriterien statt CFD und „beauty contest“

Umstellung auf CFD nicht sinnvoll

Die EnBW hat sich bereits in der letzten WindSeeG-Novelle klar zur Weiterentwicklung des Förderrahmens geäußert. Wir halten die Umstellung der Vergütung auf einen CFD weiterhin nicht für sinnvoll. Unsere Hauptaspekte bleiben weiterhin die mangelhafte Marktintegration, die Tatsache, dass kein grüner Strom für Emissionsminderungen der Industrie erzeugt wird und die endlose Förderung der Erneuerbaren bis zur Mitte des Jahrhunderts. Die konkret vorgeschlagene Ausgestaltung macht den CFD hier zudem noch wirtschaftlich riskant: zum einen ist der Höchstpreis zu niedrig, bei steigenden Rohstoffpreisen und dem internationalen Wettbewerb um Turbinen, Schiffe, Fundamente etc. Zum anderen führen steigende Zinsen und Inflation zu einer erheblichen wirtschaftlichen Schlechterstellung zukünftiger Projekte, die mindestens ausgeglichen werden müssten. Da es in einem CFD keine Möglichkeit zur Diversifizierung der Refinanzierung gibt, entsteht hier das Risiko eines stranded assets.

Dass das BMWK nun darauf abzielt, vermeintliche Windfall-Profits abzuschöpfen, von denen keiner weiß, ob und wie lange es diese noch geben wird, ist unseres Erachtens kein Grund, die marktliche Refinanzierung

auszuschließen. Wir möchten hier nur noch einmal das Erlösmodell nennen, in dem eine Teilung von potenziellen Gewinnen zwischen Staat und Betreiber dieses Problem adressiert und gleichzeitig die marktliche Refinanzierung aufrechterhält.

Vorgeschlagene qualitative Kriterien nicht sinnvoll, da nicht realistisch umsetzbar

Vor der Einführung von qualitativen Kriterien hat ein großer Teil der Branche bis vor kurzem ebenfalls noch gewarnt. Bisher schien die Formulierung qualitativer Kriterien nicht transparent und auch nicht rechtssicher, sondern eher interessengeleitet zu sein, um bestimmte Gruppen oder Unternehmen zu bevorzugen.

Die vorliegenden Vorschläge würden niemanden wirklich bevorzugen. Das Problem ist aber, dass diese Kriterien nicht realistisch anwendbar sind, denn zum Zeitpunkt der Ausschreibung, also 5 oder 6 Jahre vor Inbetriebnahme des OWP, kennt man weder den WEA-Typ (also Rotordurchmesser oder Art der Rotorblätter) noch den Meeresgrund und die daher notwendigen Gründungen (Reduktion von Impulsschlägen bei Einbringung der Fundamente) noch kann man einen Stromliefervertrag abschließen, wenn kein Zuschlag und damit kein Projekt vorhanden ist. Faktisch fallen diese Kriterien daher aus. Sollten Absichtserklärungen reichen, wird man keine Differenzierung vornehmen können, da vermutlich alle Unternehmen das gleiche angeben werden. Wenn solche Absichtserklärungen dazu führen sollten, dass im Zweifelsfall Genehmigungen und Zuschläge wieder entzogen werden, hätten wir ein erhebliches Transparenz- und Rechtssicherheitsproblem, was der Erreichung der Ausbauziele zuwiderläuft. Es ist vor diesem Hintergrund z. B. unklar, wie die Pönalisierung des § 55 Abs. 2 Ref-E WindSeeG 2023 greifen soll, da etwa die Angabe zum Stromliefervertrag im Planfeststellungsverfahren (zu Recht!) gar keine Rolle spielt. Dem Gesetzgeber muss klar sein, dass er mit der vorgenannten Regelung abermals scharfe Sanktionen setzt, deren materielle Einhaltung im Unklaren bleibt. Es muss indes auch klar- und sichergestellt werden, dass für die Sanktion des § 55 Abs. 2 Ref-E WindSeeG 2023 mindestens auch die Exkulpationsregeln des § 83 Ref-E WindSeeG 2023 gelten. Eine Verflechtung ist im Sinne der Rechtssicherheit normtechnisch klarzustellen.

Zusammengefasst entspricht die vorgenommene Differenzierung zwischen „voruntersucht“ und „nicht voruntersucht“ dem Wunsch, zu beschleunigen, setzt aber bei nicht voruntersuchten Flächen weitere bürokratische - und nicht erfüllbare! - Kriterien ein.

Die einzige Komponente, die eine sinnvolle Unterscheidung zulässt und daher vom BMWK im „beauty contest“ auch als höchstes bewertet wird, ist die finanzielle Komponente. Bei der Eingliederung eines quantitativen Kriteriums in einem eigentlich qualitativen „beauty contest“ übergeht das BMWK aber auch sämtliche Erkenntnisse aus dem Diskussionsprozess um die zweite Gebotskomponente. Im vorliegenden Entwurf schlägt das BMWK eine ungedeckelte Einmalzahlung bei Gebotsabgabe vor, welche ein unverhältnismäßiges „race to the bottom“ auslöst, da jeder Bieter bis an seine Schmerzgrenze gehen muss, wenn er nur einmalig die Möglichkeit einer Gebotsabgabe hat. Sämtliche Argumente, die das BMWK bei der Diskussion zur zweiten Gebotskomponente für eine zweite Auktion und eine Abkehr einer direkten Gebotskomponente selbst angeführt hatte, werden ignoriert.

Insgesamt: Wenn finanzielle Komponente, dann als quantitatives Differenzierungskriterium

Wir halten daher den vorgeschlagenen Weg über (vermeintlich) qualitative Kriterien eine Entscheidung herbeizuführen, für falsch. Da das BMWK ohnehin eine finanzielle Komponente vorschlägt, die aufgrund der Bewertung auch den Ausschlag für den Zuschlag geben wird, sollte man so ehrlich sein und ausschließlich

eine quantitative Unterscheidung treffen. Notwendige qualitative Vorschriften lassen sich anders verankern, die quantitative Komponente sollte den Auktionsgewinner feststellen. Das ist transparent und gerichtsfest. Wir würden daher entweder die Rückkehr zu einer zweiten Gebotskomponente, besser noch zu einem Erlösmodell vorschlagen. Damit sparen sich die Entwickler eine lange Vorlaufzeit für die Vorbereitung der Auktionsunterlagen bei einem „beauty contest“ und die Zahlung kann so ausgestaltet werden, dass sie verhältnismäßig wird. Damit genügt man zudem auch den europäischen Kriterien, dass keine Überförderung stattfindet.

Unseres Erachtens ist damit eine Zweiteilung des Förderregimes nicht notwendig. Das BMWK sollte für beide Flächenarten, ob voruntersucht oder nicht voruntersucht, eine Auktion durchführen, die bei mehreren null-Cent-Geboten über ein quantitatives Verfahren entschieden wird.

4. Straffung des Zulassungsverfahrens

Straffung der Zeitschiene der Zulassungsverfahren begrüßenswert; Personalaufbau bei BSH notwendig

EnBW begrüßt, dass die Bundesregierung das Zulassungsverfahren für Windenergieanlagen auf See zeitlich straffen möchte.

Eine solche Straffung ist insbesondere vor dem Hintergrund des nahezu unverändert geltenden Realisierungsfristenregimes der §§ 81ff Ref-E WindSeeG 2023 als absolut notwendig einzustufen, da die geltenden Zeitvorgaben extrem herausfordernd sind und jeder Zeitgewinn hier nicht nur willkommen, sondern auch notwendig ist (hinsichtlich der Machbarkeit der Realisierungsfristen wird auf Gliederungspunkt 5 verwiesen). Gerade die in § 69 Abs. 4 Ref-E WindSeeG 2023 genannten 18 Monate für das Planfeststellungsverfahren und die in § 70 Abs. 3 Ref-E WindSeeG 2023 aufgeführten 12 Monate für das Plangenehmigungsverfahren sind ein guter Schritt, mehr Planungssicherheit für die Betreiber zu schaffen. Es ist vor diesem Hintergrund aber auch immanent wichtig, das BSH mit genügend Personal auszustatten, um diesen erhöhten Anforderungen gerecht zu werden.

Vermeidung der Doppeluntersuchung sinnvoll

Auch der Ansatz, dass bereits im Rahmen der Voruntersuchung getätigte Umweltuntersuchungen nicht noch einmal in Gänze wiederholt werden müssen, ist ein Schritt in die richtige Richtung. Dass der Ref-E WindSeeG 2023 hier grundsätzlich nur noch eine Deltabetrachtung zwischen Voruntersuchung und tatsächlichem Projekt fordert, ist konsequent und dürfte zu einer Beschleunigung des Verfahrens führen. Gleiches gilt unseres Erachtens für die neu eingefügte Repowering-Vorschrift des § 89 Ref-E WindSeeG 2023, die ein unkomplizierteres Umsteigen auf neue Anlagentypen ermöglicht.

Einführung des Plangenehmigungsverfahrens dem Grunde nach richtig; allerdings muss dieses rechtssicher ausgestaltet sein

Prinzipiell positiv zu beurteilen ist auch der Vorschlag der Durchführung eines kürzeren Plangenehmigungsverfahrens anstatt eines formell aufwendigeren Planfeststellungsverfahrens. Die hierfür in § 70 Abs. 3 Ref-E WindSeeG 2023 angesetzte 12-monatige Bearbeitungszeit des BSH halten wir für plausibel.

Allerdings weisen wir vor diesem Hintergrund ausdrücklich darauf hin, dass die Verkürzung des Verfahrens unter keinen Umständen zu einer Schmälerung der Rechtssicherheit der späteren Anlagenzulassung, hier der Plangenehmigung, führen darf. Es sollte daher vor Einführung des Plangenehmigungsverfahrens seitens der Bundesregierung intensiv untersucht werden, ob die Verkürzung der Verfahrensschritte insbesondere mit europäischem Verfahrensrecht vereinbar ist. Eine Verkürzung des Verfahrens darf unter keinen Umständen dazu führen, dass die Plangenehmigung wegen ausgebliebener oder ausgedünnter Verfahrensschritte rechtlich angreifbar wird. Dies würde die Beschleunigungsbemühungen letztlich konterkarieren, da eine fehlende Betriebszulassung schließlich zur Beendigung des Projektes und damit zu einer eklatanten Ausbaulücke führt – vom betriebswirtschaftlichen Schaden ganz zu schweigen. Insoweit muss sich das BMWK z. B. inhaltlich damit befassen, in welchen Fällen das BMWK selbst von einer Aktivierung der außerordentlichen Öffentlichkeitsbeteiligung des § 70 Abs. 2 Ref-E WindSeeG 2023 ausgeht. Weiterhin scheint unklar, in welchem Verhältnis der neue § 68 Abs. 6 Ref-E WindSeeG 2023 zu der Regelung des § 70 Abs. 1 Ref-E WindSeeG 2023 steht. Eine Klarstellung (mindestens) in der Gesetzesbegründung wäre wünschenswert.

Mögliche weitere Beschleunigungsmöglichkeit: Typenoffenes Verfahren

Vor dem Hintergrund einer weiteren Beschleunigung des Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahrens fordern wir das BMWK auf, zu prüfen, ob es rechtlich zulässig wäre, das Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsverfahren und ggf. sogar idealer Weise den späteren Planfeststellungsbeschluss bzw. die Plangenehmigung weitestgehend typenoffen zu gestalten, d. h. letztlich einen „Modell“-OWP in einer gewissen „Anwendungsspanne“ zu prüfen bzw. ggf. auch zuzulassen.

Dies könnte unseres Erachtens dazu führen, dass die Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahren früher gestartet werden könnten und den Betreibern gleichzeitig „im Hintergrund“ mehr Flexibilität bei der Auswahl der Turbine und der übrigen Komponenten verbleibt. Dies gilt insbesondere mit Blick auf die Realisierungsfrist des § 81 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 a) und b) Ref-E WindSeeG 2023, der die Einreichung der Planunterlagen 12 bzw. 24 Monate nach Erhalt des Zuschlags vorsieht (bzgl. der Unzulänglichkeit der Realisierungsfristen siehe Gliederungspunkt 5).

Es gilt zu untersuchen, ob es ausreichend wäre, gerade im frühen Planungsstadium eine Art „einhüllenden Antrag“ zu stellen oder zunächst mit mehreren Varianten zu arbeiten (z. B. in Bezug auf Höhe, Rotordurchmesser, maximaler Fundamentabmessungen und Leistung der Anlagen). So ist es aus unserer Sicht nicht zwangsläufig notwendig, für die innerbehördliche materielle Prüfung den konkreten Windenergieanlagentyp zu benennen. Vielmehr könnte es ausreichend sein, wenn der konkrete Windenergieanlagentyp (sofern vorgesehen) erst bei der Beteiligung der Öffentlichkeit feststeht oder die Zulassung sogar „typenoffen“ erfolgt. Eine solche Vereinfachung des Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahrens würde indes auch zu mehr Flexibilität und zum Erhalt der Akteursvielfalt auf Seiten der OWP-Betreiber führen, vor allem mit Blick auf öffentlich-rechtlich zwingende Vergabeverfahren. Ein späteres Festlegen auf die tatsächlich einzusetzende Turbine würde die Möglichkeit eröffnen, technische Entwicklungen länger zu berücksichtigen und so die Effizienz der Turbine und des Energieertrages zu steigern. Für eine Rücksprache zu diesem Thema stehen wir selbstverständlich zur Verfügung.

Keine Erweiterung des Zeit- und Maßnahmenplans

Durch die Neufassung des § 68 Abs. 1 Nr. 3 Ref-E WindSeeG 2023 wird der Zeit- und Maßnahmenplan bis zur Außerbetriebnahme und der Beseitigung des OWP erstreckt. Diese Formulierung ist wieder zu streichen. So

verständlich das Ansinnen des Gesetzgebers ist, schon frühzeitig über die mögliche Nachnutzung der OWP-Fläche Bescheid zu wissen, so unpraktikabel ist die nun vorgesehene „faktische“ Verschiebung der Entscheidung auf den Zeitpunkt des Planfeststellungsbeschlusses bzw. der Plangenehmigung. Es bleibt unklar, wie ein Betreiber bereits im Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahren über die Beendigung der Laufzeit seines OWP entscheiden soll, wenn er – das sieht das WindSeeG ja ausdrücklich vor – gleichzeitig die Option besitzt, die Zulassung um bis zu weitere 10 Jahre verlängern zu lassen (wenn der FEP nichts Gegenteiliges fordert), vgl. § 69 Abs. 7 Ref-E WindSeeG 2023. Die faktische Vorentscheidung Jahre vor absehbarem Ende der Nutzung der „gerade erst“ bezuschlagten Fläche engt alle Beteiligten unnötig ein und ist ersatzlos zu streichen. Jedenfalls sollte der Gesetzgeber wenigstens Sorge dafür tragen, dass diese neue Vorschrift laufende Planfeststellungsverfahren nicht nachträglich trifft. Es ist daher (analog der Ausnahmen in § 81 Abs. 2 S. 2 und 3 Ref-E WindSeeG 2023) ein Zusatz einzufügen, der klarstellt, dass dieser Punkt, sollte er bestehen bleiben, zumindest nicht für bereits im Übergangssystem bezuschlagte Projekte gilt.

Keine Vorfestlegung auf Rückbaufrist

§ 80 Abs. 2 Ref-E WindSeeG 2023 sieht vor, dass der Vorhabenträger die Beseitigung des Offshore-Windparks spätestens binnen zwölf Monaten nach Eintritt der Rückbauverpflichtung abschließen soll. Eine Begründung, warum eine gesetzliche Vorfestlegung erfolgt und wie der Gesetzgeber auf den Zeitraum von zwölf Monaten kommt, erfolgt nicht. Es ist zu vermuten, dass es hier, ebenso wie beim vorgenannten Zeit- und Maßnahmenplan, um die Frage geht, wann die Fläche für die Wiederbebauung zur Verfügung stehen wird. Erneut gilt, dass ein solches Ansinnen verständlich ist, insbesondere die zeitliche Festlegung auf zwölf Monate aber willkürlich und nicht sachgerecht erscheint. Ganz allgemein gilt: Die tatsächliche Rückbauzeit ist neben der Größe des Offshore-Windparks auch von der dort individuell vorhandenen Bebauung und vielen weiteren Faktoren wie z. B. dem vorherrschenden Baugrund abhängig. EnBW fordert daher, dass die zwölf Monate in einen „angemessenen Zeitraum“ geändert werden oder die Vorschrift ersatzlos gestrichen wird. Jedenfalls hat der Gesetzgeber auch hier Sorge dafür zu tragen, dass diese neue Vorschrift laufende Planfeststellungsverfahren nicht nachträglich trifft. Auch hier ist daher eine Ausnahmegvorschrift für solche Projekte vorzusehen, die im Übergangssystem bezuschlagt wurden und sich gerade im Planfeststellungsverfahren befinden. Alles andere würde den Vertrauensschutz dieser Projekte nachträglich entwerten.

Keine Vorfestlegung der Rückbausicherheit

Auch die in der Anlage zu § 80 Abs. 3 Ref-E WindSeeG 2023 vorgesehene Rückbausicherheit von 1,5 Millionen Euro pro Windenergieanlage ist nicht nachvollziehbar, da die Begründung keine entsprechende Erklärung liefert, warum es zu dieser Festlegung kommt. Die pauschale Vorfestlegung ist daher nicht nachvollziehbar und daher zu streichen. Auch hier gilt: aus Vertrauensschutz- und Verfahrensgründen ist mindestens eine Ausnahmegvorschrift für solche Projekte vorzusehen, die im Übergangssystem bezuschlagt wurden und sich gerade in einem laufenden Planfeststellungsverfahren befinden.

Digitale Öffentlichkeitsbeteiligung muss Standard werden

Mit Bedauern nehmen wir zur Kenntnis, dass der urspr. vorgesehene § 105 Ref-E WindSeeG 2023 zwischenzeitlich wieder gestrichen wurde. Wir regen an, dass die digitale Öffentlichkeitsbeteiligung, wie sie das Plansicherstellungsgesetz (PlanSiG) über die Corona-Pandemie hinweg vorgesehen hat, zum Standard erklärt wird und somit stets Anwendung findet. In der digitalen Öffentlichkeitsbeteiligung liegt massives Beschleu-

nigungspotenzial, da sie einen verlässlichen Zeitrahmen bietet und die Organisation rund um einen physischen Erörterungstermin entfällt. Sollte der Hintergrund der Streichung die Tatsache gewesen sein, dass das PlanSiG noch bis Ende 2022 Gültigkeit besitzt, so weisen wir darauf hin, dass die Verstetigung der PlanSiG-Regelungen spätestens in einer Verfahrensnovelle diesen Sommer erfolgen sollte. Eine spezialgesetzliche Aufnahme in das WindSeeG schadet unseres Erachtens nicht, sodass eine Wiedereinfügung des § 105 Ref-E WindSeeG 2023 unschädlich wäre.

5. Realisierungsfristen

Realisierungsfristen zu eng bemessen

EnBW hat bereits im Rahmen der WindSeeG-Novelle 2020 darauf hingewiesen, dass eine Kürzung der Realisierungsfristen des § 59 WindSeeG nicht angebracht ist und fordert unvermindert eine Rückkehr zu den Realisierungsfristen des WindSeeG 2016. Der Blick auf den jetzt erneut nachgeschärften § 81 Abs. 2 Ref-E WindSeeG 2023 zeigt, dass Realisierungs- bzw. Entscheidungszeitfenster weiter eingeengt werden, sodass die bekannten Forderungen verstärkt bestehen bleiben.

Insbesondere Frist zur Einreichung der Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsunterlagen

Es bleibt dabei, dass es schwierig bis unmöglich ist, innerhalb eines Jahres (bei nicht voruntersuchten Flächen innerhalb zwei Jahren) prüffähige Planunterlagen einzureichen, § 81 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 a) und b) Ref-E WindSeeG 2023.

Das BMWK muss hier erkennen, dass selbst für nahezu alle der im September 2021 bezuschlagten Projekte aufgrund der Eintrittsrechte langjährige Projektdaten vorlagen und dies auch für die Fläche im Jahr 2022 gilt. Gleiches trifft ausnahmslos auch für die bestehenden Projekte des Übergangssystems zu. Es wäre also falsch, pauschal davon auszugehen, die Einjahresfrist des § 59 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 WindSeeG (oder künftig § 81 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 a) und b) Ref-E WindSeeG 2023) hätte sich in der Praxis ja bewährt. Es ist unklar, welche Qualität die Voruntersuchung für das konkrete (noch zu elaborierende) Projekt dann tatsächlich aufweist. So ist beispielsweise für jeden Standort eine Baugrunduntersuchung vorzunehmen, allein dies ist zeitlich als sehr herausfordernd einzustufen. Eine Flexibilisierung ist hier dringend geboten.

Insbesondere Frist zur Abgabe der FID

Zwar begrüßen wir, dass der Fertigstellungstermin der Netzanbindung nunmehr gem. § 17d Abs. 2 S. 8 Ref-E EnWG 36 anstatt vorher 30 Monate vor dessen tatsächlichem Datum verbindlich wird; für das weitere Vorziehen der „Financial Investment Decision“ (sog. FID) in § 81 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 Ref-E WindSeeG 2023 auf zwei Monate nach o. g. Verbindlichkeit sehen wir aber keinerlei Veranlassung.

Zu berücksichtigen ist hier nämlich, dass die FID gem. Gesetzeswortlaut bekanntlich voraussetzt, dass alle wesentlichen Verträge ohne Bedingungen unterschrieben sind. Gegenüber dem Status quo wird dies nun 10 Monate früher verlangt als bisher. Vom Zeitpunkt des Zuschlags bleiben dem Betreiber also nur noch ca. 2 Jahre von der ersten Planung des Projekts bis zum Abschluss der Verträge. Was auf den ersten Blick auskömmlich erscheint, ist in der Detailplanung eines hochkomplexen Offshore-Windparks eine sehr kurze und unseres Erachtens wesentlich zu kurze Zeitspanne.

Dies liegt zum einen am tatsächlichen Waren-Angebot, also der tatsächlichen Verfügbarkeit aller Dienstleistungen und Gewerke, die für die Errichtung und den Betrieb eines Offshore-Windparks notwendig sind. Hier erleben wir aktuell, dass der Anbieter-Markt auch wegen des internationalen Ausbau-Booms mitunter nicht auskömmlich existiert und nicht mit Sicherheit gesagt werden kann, dass eine Dienstleistung und ein Gewerk in der vorgegebenen Zeitspanne auch unterschrittsreif bestellt werden kann. Diese Situation wird sich zusehends verschärfen, denn weltweit werden für den gleichen Zeitraum höhere Offshore-Ausbauziele ausgegeben. In dem bislang noch führenden europäischen Offshore Wind Markt konkurrieren alle Projekte um die gleichen Lieferanten. Geringere Flexibilität der zeitlichen Gestaltung der nationalen Projekte wird zu dem Zwang führen, auf globale Lieferketten zu setzen, da es ein zu geringes Angebot in D und in der EU gibt. Diese Lieferketten erhöhen die zeitlichen Risiken und die Kosten für die Offshore Projekte; eine hohe Pönalisierung der zu engen Realisierungsfristen stellt für die Projekte ein hohes unnötiges Risiko dar.

Für die nicht voruntersuchten Flächen kommt hinzu, dass es – bei genauer Betrachtung des Zeitablaufs – zu einer FID kommen „muss“, wenn der Planfeststellungsbeschluss noch in weiter Ferne liegt. Dieser zeitliche Zusammenhang entsteht dadurch, dass die Planfeststellungsunterlagen aufgrund der nicht erfolgten Voruntersuchung erst 24 Monate nach Zuschlag einzureichen sind bzw. eingereicht werden können. In Kombination mit der FID-Realisierungsfrist und den für das Planfeststellungsverfahren veranschlagten 18 Monaten wird offensichtlich, dass es rein zeitlich zu dieser Situation kommen wird. Es ist höchst fraglich, wie die FID ohne verbindliche Zulassungsentscheidung getroffen werden kann.

Hinzu kommt, dass die Anwendung des EU-Vergaberechts weitere signifikante Zeitverzögerungen mit sich bringt, die auf alle Betreiber, die dem EU-Vergaberecht unterliegen, diskriminierend wirkt. Hierzu verweisen wir auf die Ausführungen in Gliederungspunkt 2.

Insbesondere Fristen zur ersten IBN und zur Fertigstellung des OWP

Wie bereits während der Novelle im Jahr 2020 angemerkt, gestaltet sich auch die Kürzung der Realisierungsfristen des § 59 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 und 5 WindSeeG (jetzt § 81 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 und 5 Ref-E WindSeeG 2023) als nicht sachgerecht. Beide Fristen leisten keine Gewähr dafür, dass es nicht zu unvorhergesehen Verzögerungen im tatsächlichen Bauablauf kommt. Sie sind daher beide ebenfalls in ihren Ausgangspunkt des WindSeeG 2016 zurückzusetzen.

Sanktionsregime führt zu Investitionshindernissen

Die kurze Dauer der Realisierungsfristen und insbesondere die Verschärfung im Jahr 2020 ist auch vor dem Hintergrund der nach wie vor geltenden Sanktionsbestimmungen zu bewerten.

Das Sanktionsregime, das in seiner Grundkonstellation aus Pönale und Widerruf des Zuschlags seit 2016 unverändert besteht (lediglich die Pönale für die Nicht-FID wurde zwischenzeitlich auf 100% hochgesetzt), kann aufgrund des vorherrschenden Wortlautes „muss“ im äußersten Falle dazu führen, dass Projekten kurz vor ihrer Errichtung der Zuschlag, der Planfeststellungsbeschluss (oder die Plangenehmigung) und damit die Existenzberechtigung entzogen wird (nämlich: entzogen werden „muss“). In Kombination mit der aufgrund der Regelung in § 61 WindSeeG (jetzt § 83 Ref-E WindSeeG 2023) nahezu ausgeschlossenen Exkulpation des Betreibers, führt dies dazu, dass einem OWP kurz vor seiner Errichtung die Rechtsgrundlage entzogen wird. Einige potenzielle Beispiele für Verzögerungen wären Schiffsunfälle, Fabrikbrände, Probleme in

der Lieferkette wegen Pandemie oder Krieg, Verzögerungen durch fehlende Schiffe etc. Niemand kann vorhersagen, wie hier die Exkulpation des § 61 WindSeeG gelingen kann, weil ja insbesondere jedwedes Verschulden Dritte mit angerechnet wird. Wann, was verschuldet ist, ist völlig unklar. Dass dies alle bei einer Muss-Beendigung des fast fertigen Projekts unweigerlich zu einem Ausbauloch führt, welches frühestens in fünf bis sechs Jahren wieder geschlossen werden könnte, bedarf keiner weiteren Erläuterung. Damit wäre das Erreichen der klimapolitischen Ziele auf Jahre verzögert.

Die derzeitige Ausgestaltung der Realisierungsfristen i. V. m. dem vorherrschenden Sanktionsregime ist also dazu geeignet, ein veritables Investitionshindernis darzustellen. Die Finanzierung eines derart risikobasierten Projektes wird jedenfalls durch das Festhalten an diesen Parametern nicht leichter und führt in letzter Konsequenz auch zu schlechteren Angeboten.

Um eine Realisierungswahrscheinlichkeit hochzuhalten, könnten Präqualifikationskriterien eingeführt werden, in denen Teilnehmer Erfahrung und bereits betriebene Offshore-Windparks nachweisen sollten. Ein solches Kriterium garantiert den Willen, den OWP auch zu realisieren und schließt insofern keine Wettbewerber aus, da große Parks ohnehin meist in Konsortien umgesetzt werden.

6. Stellung der ÜNB

ÜNB weiter zur Beschleunigung verpflichten

EnBW begrüßt, dass mit der anstehenden Novelle erstmals Schritte unternommen werden, die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu einem schnelleren Ausbau zu verpflichten.

So ist es beispielsweise eine gute Maßnahme, dass die Beauftragung der Offshore-Anbindungsleitung nun einheitlich und zwingend nach Bekanntgabe der Anbindungsleitung im Flächenentwicklungsplan (FEP) seitens des ÜNB vorzunehmen ist. Die Vorverlegung ist unseres Erachtens geeignet, die Einhaltung der Fertigstellungstermine nach § 17d Abs. 2 S. 1 Ref-E EnWG wahrscheinlicher zu machen.

Verbindlichkeit des Fertigstellungstermin von Anfang an

Grundsätzlich begrüßenswert ist auch die Vorverlegung des Verbindlichkeitszeitpunktes des Fertigstellungstermins auf 36 Monate vor dem Fertigstellungstermin.

Vor diesem Hintergrund weisen wir aber erneut darauf hin, dass es für die Planung und Realisierung eines Offshore-Windparks deutlich vorteilhafter wäre, der Fertigstellungstermin wäre von Anfang an verbindlich. Wir erkennen nicht, warum dem ÜNB hier nach wie vor die Verschiebung eines Fertigstellungstermins erlaubt wird, der Offshore-Windpark gleichzeitig aber an ein rigides Realisierungs- und Sanktionsregime gebunden ist. Gerade vor dem immensen Ausbaudruck scheint die Bevorzugung des ÜNB anachronistischer Natur und schlichtweg überholt. Wir fordern daher mit Nachdruck, dass der Fertigstellungstermin mit Beginn der Ausschreibung feststeht und im Falle seines Nicht-Einhaltens die Rechtsfolgen des § 17e EnWG greifen.

Bevorzugung des ÜNB in § 17e EnWG beenden

Ebenso unverständlich ist, dass § 17e EnWG von dem nun vorliegenden Entwurf weiter verschont bleibt. Die darin enthaltenen Bevorzugungen des ÜNB sind aus unserer Sicht zu überdenken.

Insbesondere wurde den ÜNB mit der WindSeeG-Novelle 2020 die Selbstbehaltsfrist des § 17e Abs. 2 EnWG von 10 auf 90 Tage verlängert und das damit begründet, dass durch die weitere Beschleunigung des OWP-Realisierungsregimes grundsätzlich das Risiko steige, dass der verbindliche Fertigstellungstermin durch die ÜNB nicht eingehalten werden könne (BT-Drs. 19/ 24039, S. 31).

Während der OWP-Betreiber hier also ein weiteres Risiko zu tragen hat, wird der ÜNB weiter als bisher aus seiner Verantwortung entlassen. Während der Betreiber unter Androhung hoher Pönalen und Sanktionen zur Rechtzeitigkeit seiner Leistungen verpflichtet wird, erhält der ÜNB einen Verspätungsbonus, der mit keinem volkswirtschaftlichen Grund zu vertreten ist.

Dies alles gilt insbesondere vor dem Wertungshintergrund des § 1 Abs. 3 Ref-E WindSeeG 2023, der nun zu Recht (!) feststellt, dass die Offshore-Windenergie im „überragenden öffentlichen Interesse“ steht und „der öffentlichen Sicherheit dient“.

Redaktionelle Änderungen am § 17e EnWG

Für Zwecke des Entschädigungsanspruchs nach § 17 e Abs. 2 EnWG (Verzögerung der Netzanbindung) ist nach Satz 4 von der Betriebsbereitschaft der Windenergieanlage auch dann auszugehen, wenn das Fundament der WEA und die vorgesehene Umspannanlage errichtet sind und von der Herstellung der tatsächlichen Betriebsbereitschaft zur Schadensminderung abgesehen wurde.

Obwohl die Betriebsbereitschaft tatsächlich nicht gegeben ist, wird die Erfüllung des Tatbestandes Betriebsbereitschaft in § 17e Abs. 2 fingiert. Sinn und Zweck dieser Regelung ist der Schutz des Anlagenbetreibers vor unnötigen Kosten z.B. Wartungsaufwand und Schäden durch Umwelteinflüsse, die bei einer verzögerten Netzanbindung entstehen würden.

Es empfiehlt sich eine entsprechende Fiktion auch im künftigen § 81 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 und 5 Ref-E WindSeeG 2023 aufzunehmen. Andernfalls würde die Regelung in 17 e Abs. 2 Satz 4 EnWG ins Leere laufen, da die OWP, um die drohenden Sanktionen nach WindSeeG zu vermeiden, von der Fiktion nicht Gebrauch machen und die technische Betriebsbereitschaft der Anlagen tatsächlich herstellen würden.

Darüber hinaus bietet sich eine redaktionelle Anpassung des § 17e Abs. 2 S. 4 EnWG an ein Anbindungskonzept ohne Umspannplattform an. Eine Formulierung könnte lauten: „Für den Anspruch auf Entschädigung nach diesem Absatz ist von einer Betriebsbereitschaft der Windenergieanlage auf See im Sinne von Satz 1 auch auszugehen, wenn das Fundament der Windenergieanlage auf See und sofern für das gewählte Anbindungskonzept erforderlich, die für die Windenergieanlage auf See vorgesehene Umspannanlage zur Umwandlung der durch eine Windenergieanlage auf See erzeugten Elektrizität auf eine höhere Spannungsebene errichtet sind und von der Herstellung der tatsächlichen Betriebsbereitschaft zur Schadensminderung abgesehen wurde.“

7. Sonstige Energiegewinnungsbereiche weiter ausbauen

EnBW begrüßt ausdrücklich, dass der vorliegende Gesetzesentwurf durch § 5 Abs. 2a S. 1 Ref-E WindSeeG 2023 die Flächenbegrenzung für sonstige Energiegewinnungsbereiche aufhebt und somit ermöglicht, dass grds. auch größere Flächen für die Sonstige Energiegewinnung ausgewiesen werden und somit aus dem derzeitigen Pilot-Stadium herauswachsen kann.

Wir weisen darauf hin, dass der auch im Koalitionsvertrag ausdrücklich und erneut geforderte Aufbau einer Wasserstoff-Wirtschaft Kontinuität benötigt. Wir regen daher an, eigene Wasserstoffausbauziele in das Wind-SeeG aufzunehmen, um auch dem BSH den Auftrag zu erteilen, im Flächenentwicklungsplan aktiv Flächen für sonstige Energiegewinnung ausweisen zu müssen und nicht nur ausweisen zu können, wenn Flächen sozusagen „übrig“ sind. Ein klar benannter Ausbaupfad, der über die in 2022 auszuschreibende Flächen SEN-1 hinausgeht, ist auch gerade für die Attraktivität dieser Fläche entscheidend. Die Entwicklung der gesamten Systemkette zur Wasserstofferzeugung aus Offshore Wind benötigt zu Beginn Anreize und ein langfristiges Ausbaupotenzial über die initiale Fläche von SEN-1 hinaus, um die Ziele zur Integration von regenerativ erzeugtem Wasserstoff erfüllen zu können.

Letztlich wollen wir darauf hinweisen, dass sehr schnell Klarheit darüber geschaffen werden sollte, welche Anbindungskorridore für die sonstigen Energiegewinnungsbereiche SEN-1 und für zukünftige Flächen zur Verfügung stehen. Eine negative Bemerkung dahingehend, dass jedenfalls eine Ausweisung von Leitungen oder Kabeln in Trassen oder Trassenkorridoren für Offshore-Anbindungsleitungen nicht zulässig ist, hinterlässt eine große Unsicherheit für den zukünftigen Ausbau. Der Fokus sollte ganz klar auf einer positiven Benennung des Möglichen liegen, nur so werden verlässliche Anreize geschaffen.