Bundesverband Windenergie
Offshore e.V.
Spreeufer 5, 10178 Berlin
www.bwo-offshorewind.de

Stellungnahme zur

Öffentlichen Anhörung zum Ausbau der Windenergie auf See

2. November 2026

Der Bundesverband Windenergie Offshore (BWO) ist die politische Interessenvertretung der Offshore-Wind-Branche in Deutschland. Er bündelt die fachliche Expertise der Unternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette, von den Herstellern über die Entwickler und Betreiber bis hin zu den Dienstleistern der Offshore-Windenergie. Für Politik und Behörden auf Bundes- und Landesebene ist der BWO zentraler Ansprechpartner zu allen Fragen der Windenergie auf See.

Der BWO ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen.
Bei der Interessenvertretung legt er den anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu), im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000252. Registereintrag europäisch: 296004739705-29



Executive Summary

Diese Stellungnahme des Bundesverbandes Windenergie Offshore (BWO) wird zur öffentlichen Anhörung zum Ausbau der Windenergie auf See im Ausschuss für Wirtschaft und Energie im Deutschen Bundestag am 2. November veröffentlicht. Sie baut auf der Stellungnahme des BWO zum ersten Entwurf des Windenergie-auf-See-Gesetzes 2026 auf und führt diese fort.

Die laufende Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes muss im parlamentarischen Verfahren so ausgestalten werden, dass Offshore-Wind in Deutschland auch künftig eine Erfolgsgeschichte bleibt. Dafür braucht es Rahmenbedingungen, die Investitionen ermöglichen, Projekte tatsächlich in die Umsetzung bringen und gleichzeitig die industrielle Basis des Ausbaus sichern. Nach anderthalb Jahren ohne erfolgreiche Ausschreibungen und aufgrund von aktuellen Problemen bei der Projektrealisierung braucht es Rahmenbedingungen, die den Ausbau wieder investitionssicher, realisierbar und international wettbewerbsfähig gestalten. Bestehende Unsicherheit trifft inzwischen auch die industrielle Lieferkette. Hersteller und Dienstleister benötigen Jahre im Voraus eine verlässliche Projektpipeline und belastbare Aufträge, um Produktionskapazitäten, Infrastruktur und Beschäftigung zu sichern. Bleiben diese aus, droht ein Fadenriss in der Offshore-Wind-Wertschöpfungskette: Investitionen werden verschoben oder gestrichen, Arbeitsplätze geraten unter Druck und Wertschöpfung droht in andere europäische und internationale Märkte abzuwandern.

Die Offshore-Wind-Branche fordert daher unter anderem folgende zentrale Anpassungen im Gesetzesentwurf zum WindSeeG:

1. Kein Zweistufenmodell – zukünftige Offshore Wind-Ausschreibungen sollten konsequent als CfD-only-Auktionen mit Indexierung durchgeführt werden.
2. Einführung einer angemessenen Indexierung der CfDs, die die Entwicklung von Investitions- und Finanzierungskosten über die gesamte Projektentwicklungs- und Betriebsphase, mindestens aber zwischen Zuschlag und FID, abbildet.
3. Einführung eines Rückgabe- und Neuausschreibungsmechanismus für Offshore-Flächen der Jahre 2023 bis 2025 im WindSeeG mit dem Ziel, so schnell wie möglich Klarheit zu schaffen.
4. Die Höchstwerte und dahinter liegende Annahmen müssen überprüft, mit anderen Märkten und aktuellen Studien verglichen und entsprechend erhöht werden.
5. Stärkung der Akteursvielfalt – Begrenzung der Sicherheiten auf den internationalen Standard von 100 Mio. €/GW und Umsetzung einer Zuschlagsbegrenzung.
6. Umsetzung von verbindlichen Netzanbindungsterminen spätestens zur Bekanntgabe einer Auktion.
7. Weitere wichtige Anpassungen zur Verbesserung der Flächeneffizienzen, Klarheit bei der Umsetzung von NZIA, dem Weiterbetrieb und Rückbau als zusammenhängende Lebenszyklusentscheidung, zentraler umwelt- und naturschutzfachlicher Novellierungen sowie den Weichenstellungen für die Offshore-Rettungsinfrastruktur in der AWZ.

Inhaltsverzeichnis

1 EINFÜHRUNG ZWEISEITIGER CFD 4

2 ANPASSUNG VON HÖCHSTWERTE FÜR OFFSHORE WIND AUSSCHREIBUNGEN 6

3 RÜCKGABE- UND NEUAUSSCHREIBUNGSMECHANISMUS 8

4 ZUSCHLAGSBEGRENZUNG ZUR STÄRKUNG DER AKTEURSVIELFALT 10

5 BEGRENZUNG VON SICHERHEITEN AUF 100 MIO. EUR/GW 11

6 VERBINDLICHKEIT VON NETZANSCHLUSSTERMINEN 12

7 UMSETZUNG DES NET-ZERO-INDUSTRY ACT 13

8 PÖNALEN UND REALISIERUNGSFRISTEN 17

9 FLÄCHENEFFIZIENZ, ÜBERBAUUNG UND INT. KOOPERATION UND OFFSHORE-H2 17

10 WEITERBETRIEB UND RÜCKBAU ALS ZUSAMMENHÄNGENDE LEBENSZYKLUSENTSCHEIDUNG 20

11 UMWELT- UND NATURSCHUTZFACHLICHE NOVELLIERUNGEN 28

12 OFFSHORE-RETTUNGSINFRASTRUKTUR IN DER AWZ 30

1 Einführung zweiseitiger CfD

Der BWO begrüßt ausdrücklich, dass mit der WindSeeG-Novelle in Verbindung mit dem EEG 2027 ein zweiseitiger Contract for Difference (CfD) für Offshore-Windenergie eingeführt wird. Bei niedrigen Stromerlösen wirkt der Mechanismus absichernd, während bei entsprechend hohen Marktwerten Rückzahlungen anfallen.

Der BWO fordert jedoch, diesen CfD als einheitliches Auktionsmodell für sämtliche künftigen Offshore-Windflächen („CfD-only“) auszugestalten, wirksam zu indexieren und das vorgesehene Zweistufenmodell zu streichen.

1.1 Kein Zwei-Stufen-Verfahren – ein klares einfaches Ausschreibungsdesign mit CfDs

Anstelle eines Zwei-Stufen-Verfahrens braucht es ein klares und einfaches einstufiges Ausschreibungsdesign für Offshore Wind, mit Vergaben nur über CfDs.

Das im Gesetzesentwurf vorgesehene zweistufige Verfahren mit weiterhin starkem Fokus auf die Zahlungsbereitschaft in der ersten Stufe birgt hingegen die Gefahr, dass erneut diejenigen Gebote erfolgreich sind, die die höchsten Risiken eingehen oder auf besonders optimistische Marktannahmen setzen. Es setzt die aktuellen Probleme des Ausschreibungsdesigns fort und ist daher nicht für den weiteren Ausbau geeignet.

Aus Sicht des BWO setzt dieses Modell damit einen zentralen Schwachpunkt des bisherigen Ausschreibungsdesigns fort. Es schafft weiterhin die Möglichkeit, dass besonders risikoaffine Geschäftsmodelle den Zuschlag erhalten. Die Bereitschaft, zum Zeitpunkt einer Auktion sämtliche langfristigen Strompreis- und Vermarktungsrisiken zu übernehmen und zusätzlich eine Zahlung für die Fläche zu leisten, ist jedoch kein hinreichender Indikator dafür, dass das Projekt Jahre später tatsächlich realisiert werden kann.

Die Realisierungswahrscheinlichkeit muss aus Sicht des BWO deshalb zum zentralen Maßstab des Ausschreibungsdesigns werden. Ein CfD-only-Modell reduziert den Einfluss spekulativer langfristiger Strompreiserwartungen, verbessert die Finanzierbarkeit der Projekte und schafft zugleich größere Planungssicherheit für Hersteller, Häfen und die gesamte Offshore-Wertschöpfungskette.

1.2 Wirksame Indexierung auch in Deutschland als Standard etablieren

Das WindSeeG muss zudem eine angemessene Indexierung der CfDs vorsehen, die insbesondere die Entwicklung von Investitions- und Finanzierungskosten über die gesamte Projektentwicklungs- und Betriebsphase, mindestens aber zwischen Zuschlag und FID, abbildet.

Offshore-Wind-Projekte in Deutschland durchlaufen zwischen Zuschlag und finaler Investitionsentscheidung (FID) rund drei bis fünf Jahre. In dieser Phase wirken sich Veränderungen von Bau-, Komponenten- und Finanzierungskosten unmittelbar auf die Realisierbarkeit aus.

Projekte hängen dabei stark von globalen Lieferketten, internationalen Rohstoffmärkten, volatilen Komponentenpreisen und teils verspäteten Netzanbindungsterminen ab.

Zudem steht zum Zeitpunkt der Ausschreibung der tatsächliche Netzanschlusstermin regelmäßig noch nicht verbindlich feststeht. Projektentwickler müssen ihre Gebote damit auf Grundlage eines Zeitplans kalkulieren, dessen wesentliche Voraussetzung – der Zeitpunkt, zu dem der erzeugte Strom tatsächlich eingespeist und vermarktet werden kann – außerhalb ihres unmittelbaren Einflussbereichs liegt. Verschiebt sich der Netzanschluss, verlängert sich der Zeitraum zwischen Zuschlag und Inbetriebnahme, während sich zentrale Kostenpositionen wie Turbinen, Fundamente, Kabel, Installationsleistungen, Personal und Finanzierung weiterentwickeln.

Ein aktuelles Gutachten von NERA Economic Consulting (2026) verdeutlicht die Größenordnung: Bei einer FID fünf Jahre nach Gebotsabgabe können sich Investitions- und Finanzierungskosten um 40 Prozent und mehr verändern. Bei drei Jahren werden unerwartete Kostenveränderungen von rund 25 Prozent, selbst bei sechs Monaten noch von rund 10 Prozent angegeben.

Ohne Indexierung trägt der Projektentwickler dieses Preis- und Inflationsrisiko über einen Zeitraum, dessen Länge er bei Abgabe des Gebots weder sicher vorhersehen noch beeinflussen kann. Dieses Risiko muss folglich bereits im Gebot eingepreist werden und führt entweder zu höheren Gebotswerten oder dazu, dass Projekte bei stärkeren Kostensteigerungen ihre Wirtschaftlichkeit verlieren. Eine sachgerecht ausgestaltete Indexierung würde dieses exogene Risiko reduzieren, die Kalkulierbarkeit der Projekte erhöhen und damit letztlich auch die Finanzierungskosten und die erforderlichen Risikoprämien in den Ausschreibungen senken.

Ohne Indexierung entstehen zwei mögliche, volkswirtschaftlich nachteilige Reaktionen:

- Bieter können die erwarteten Kostenrisiken bereits zum Zeitpunkt der Auktion mit hohen Risikoprämien in ihre CfD-Gebote einpreisen. Dann steigen LCOE sowie der erforderliche Strike Price und damit potenziell der Absicherungsbedarf.
- Oder die zukünftigen Kostenentwicklungen werden bei der Gebotsabgabe unterschätzt. In diesem Fall kann ein Projekt einige Jahre später wirtschaftlich nicht mehr tragfähig sein. Die Folge können verzögerte oder ausbleibende finale Investitionsentscheidungen und letztlich die Nichtrealisierung bezuschlagter Projekte sein.

Ohne wirksame Indexierung verbleiben die bestehenden Kostenrisiken vollständig bei den Projekten und gefährden FID, Ausbaupfad und Wertschöpfung. Mit einer Indexierung hingegen können hohe Risikozuschläge vermieden, die Stromgestehungskosten insgesamt gesenkt und die Projektrealisierung gestärkt werden. Ein Gutachten von Frontier Economics (2026) zeigt, dass allein für die 2027-2030 zu versteigernden 9 GW würden Einsparungen von mehr als 4 Mrd. € ermöglicht, bis zu 440 Mio. € pro GW.

Eine Indexierung ist Standard in allen europäischen Offshore Wind Märkten. Eine zweiphasige Indexierung für Bau- und Betriebsphase deckt die verschiedenen Kostenrisiken angemessen ab, aber auch eine einfache, an einem Verbraucherpreisindex, wie z.B. dem europäischen Harmonised Index of Consumer Prices (HICP), orientierte Regelung und Umsetzung nach dem erfolgreichen britischen Modell – hat sich bewährt und ist gut operationalisierbar.

2 Anpassung von Höchstwerte für Offshore Wind Ausschreibungen

Der BWO empfiehlt, die Höchstwerte der CfD-Ausschreibungen im WindSeeG so festzulegen, dass wirtschaftlich tragfähige Offshore-Windprojekte an den Ausschreibungen teilnehmen können und ein wirksamer Wettbewerb entsteht. Die bisher vorgesehenen Höchstwerte basieren auf zu niedrigen Kostenannahmen und sind nicht ausreichend, um die aktuellen Marktbedingungen und Herausforderungen angemessen abzubilden und umfangreichen Wettbewerb anzureizen.

Die im Gesetzentwurf enthaltenen Höchstwerte basieren auf einem Referenzfall, dessen Annahmen zum Teil deutlich von den Kosten- und Ertragsannahmen etablierter Studien abweichen. Beispielsweise liegen die durchschnittlichen Errichtungskosten ausweislich aktueller Studien des Frauenhofer IWES und Frontier Economics mit ca. 3,4 Mrd. €/GW ca. 21 % höher als im Referenzfall des BMWE (2,8 Mrd. €/GW). Ebenso sind die Annahmen der Finanzierungskosten mit 5,3 % ca. einen Prozentpunkt unterhalb der Annahmen eines marktüblichen WACC aus den Studien. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass es sich bei diesen Annahmen um Durchschnittswerte handelt. Ein Höchstwert sollte jedoch nicht nur einen Durchschnittsfall zugrunde legen, sondern grundsätzlich auch Sicherheitsaufschläge beinhalten, die wirtschaftlich ungünstigere Konstellationen abdecken.

Die Begründung lässt weiterhin offen, auf welche Laufzeit die Erträge und Kosten des Referenzfalls gerechnet wurden und welche Annahmen zur Refinanzierung dabei getroffen wurden. Aus Sicht des BWO sollten daher die Berechnungsgrundlagen des Höchstwertes noch einmal auf Basis der aktuellen Studienlage überprüft und der Gebotshöchstwert unter Hinzurechnung eines geeigneten Sicherheitsaufschlages neu ermittelt werden. Höchstwerte von weniger als 100 Euro/MWh bewertet der BWO angesichts der Kostenstruktur von Offshore-Windprojekten und im internationalen Vergleich als riskant.

Der Höchstwert entscheidet damit unmittelbar darüber, bis zu welchem Niveau Bieter ihre tatsächlichen Projektkosten und erforderlichen Renditen in der CfD-Auktion abbilden können. Ist er zu niedrig angesetzt, können wirtschaftlich grundsätzlich sinnvolle Projekte kein tragfähiges Gebot abgeben. Dies kann zu einer geringen Beteiligung, fehlendem Wettbewerb oder im Extremfall zu einer Ausschreibung ohne Zuschlag führen.

Ein zu niedriger Höchstwert kann darüber hinaus Fehlanreize setzen. Wenn nur Bieter erfolgreich sein können, die besonders optimistische Annahmen über zukünftige Kosten,

Finanzierung oder Energieerträge zugrunde legen, steigt das Risiko, dass ein Projekt zwar einen Zuschlag erhält, später jedoch nicht wirtschaftlich realisiert werden kann. Auch bei der Festlegung der Höchstwerte muss deshalb die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte im Vordergrund stehen.

Unabhängig von der Bewertung der Höhe des Höchstwerts sollte aus unserer Sicht die vorgesehene Begrenzung gestrichen werden, wonach die wirtschaftliche Berücksichtigung der NZIA-Bewertungskriterien nicht zu einem Wert oberhalb des geltenden Höchstwerts führen darf. Andernfalls kann der vorgesehene wirtschaftliche Anreiz der NZIA-Kriterien gerade bei Geboten nahe am Höchstwert faktisch vollständig aufgehoben werden.

2.1 Anpassungsmöglichkeiten der Bundesnetzagentur

Der BWO begrüßt, dass der Entwurf in §§ 19 und 53 WindSeeG-E grundsätzlich Möglichkeiten vorsieht, die Höchstwerte durch die Bundesnetzagentur an veränderte Rahmenbedingungen anzupassen. Die vorgesehene allgemeine Anpassungsmöglichkeit von 10 Prozent ist aus Sicht des BWO jedoch zu starr. Gerade Offshore-Windprojekte sind in besonderem Maße von internationalen Kostenentwicklungen abhängig. Veränderungen bei Zinsen und Finanzierungskosten, Turbinen, Kabeln, Fundamenten, Rohstoffen, Installationsschiffen und sonstigen Lieferkettenkapazitäten können sich innerhalb kurzer Zeit deutlich stärker als zehn Prozent auf die Wirtschaftlichkeit eines Projekts auswirken.

Die Bundesnetzagentur sollte deshalb innerhalb des beihilferechtlich zulässigen Rahmens die Möglichkeit erhalten, auf nachweisbare Veränderungen der Marktbedingungen schnell und in ausreichendem Umfang zu reagieren. Eine Anpassung darf nicht erst dann möglich werden, wenn sich die mangelnde Wettbewerbsfähigkeit des Höchstwertes bereits in einer unterzeichneten oder gescheiterten Ausschreibung gezeigt hat.

Gerade bei der Einführung eines neuen CfD-Systems ist diese Flexibilität von besonderer Bedeutung. Für die ersten Ausschreibungsrunden bestehen zwangsläufig Unsicherheiten darüber, welches Preisniveau notwendig ist, um Wettbewerb und Realisierung gleichermaßen sicherzustellen. Ein zu rigides gesetzliches Anpassungskorsett erhöht deshalb das Risiko, dass der Höchstwert der tatsächlichen Marktentwicklung hinterherläuft.

2.2 Standortunterschiede sachgerecht berücksichtigen

Die Gesetzesbegründung sieht für solche ertragsbedingten Unterschiede eine zusätzliche standortspezifische Anpassung vor, die abhängig von der Ertragssituation einer Fläche deutlich über die allgemeine Anpassung hinausgehen kann und in der Begründung mit einer Größenordnung von bis zu 35 Prozent beschrieben wird. Dies ist grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings sollte die Erhöhung nicht nur möglich sein, wenn der standortspezifische Ertrag niedriger ausfällt, sondern auch wenn sich Kostensteigerungen einstellen (z.B. auch durch Küstenentfernung), die durch den bisherigen Höchstwert nicht gedeckt wären.

Eine solche Differenzierung darf jedoch nicht dazu führen, dass strukturell zu niedrige allgemeine Höchstwerte lediglich über flächenspezifische Korrekturen kompensiert werden.

Beide Instrumente erfüllen unterschiedliche Aufgaben: Der allgemeine Höchstwert muss die tatsächlichen Markt- und Kostenbedingungen des Offshore-Sektors abbilden; die standortspezifische Anpassung muss anschließend unterschiedliche Ertragsbedingungen einzelner Flächen berücksichtigen.

2.3 Höchstwert und Indexierung erfüllen unterschiedliche Funktionen

Die Ausgestaltung der Höchstwerte ist eng mit der im vorherigen Kapitel empfohlenen Indexierung des CfD verbunden, beide Instrumente dürfen jedoch nicht miteinander verwechselt werden.

Der Höchstwert nach §§ 19 und 53 WindSeeG-E soll die Höhe der zulässigen Gebote begrenzen, muss aber andererseits auch wirtschaftlich tragfähige Gebote zulassen. Die Indexierung muss anschließend gewährleisten, dass dieser Wert während der mehrjährigen Entwicklungs- und Realisierungsphase eines Offshore-Windparks nicht durch Kosten- und Finanzierungsentwicklungen wirtschaftlich entwertet wird.

Ein flexibel ausgestalteter Höchstwert ersetzt deshalb keine Indexierung. Ebenso kann eine spätere Indexierung einen bereits am Auktionstag zu niedrig festgesetzten Höchstwert nicht korrigieren. Für ein realisierungsorientiertes CfD-System sind beide Elemente erforderlich.

3 Rückgabe- und Neuausschreibungsmechanismus

Der BWO begrüßt die öffentlichen Ankündigungen aus dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vom 27. Oktober 2026, dass ein zeitlich begrenzter Rückgabe- und Neuausschreibungsmechanismus eingeführt werden soll. Es muss jetzt schnellstmöglich Klarheit über die genaue Ausgestaltung geschaffen und die gesetzliche Grundlage zur Aufnahme in die WindSeeG-Novelle geschaffen werden.

Der Verzicht auf eine einmalige Rückgabeoption für bereits erteilte Zuschläge der Ausschreibungsjahre 2023 bis 2025 birgt erhebliche Risiken für den weiteren Offshore-Wind-Ausbau. Projekte, die unter grundlegend anderen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bezuschlagt wurden und aufgrund gestiegener Investitions-, Finanzierungs- und Lieferkettenkosten nicht mehr wirtschaftlich realisierbar sind, bleiben andernfalls formal gebunden, obwohl ihre Umsetzung faktisch nicht gesichert ist. Dies kann dazu führen, dass Flächen über Jahre blockiert werden, Investoren erhebliche Mittel in wirtschaftlich nicht mehr tragfähige Projekte binden und eine Neuvergabe erst nach einem endgültigen Scheitern und dem Durchlaufen der vorgesehenen Sanktionsmechanismen möglich wird. Der volkswirtschaftliche Schaden beschränkt sich damit nicht auf einzelne Projekte: Verzögerungen beim Ausbau führen zu später verfügbaren erneuerbaren Strommengen, gefährden die Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele und können zugleich bereits getätigte oder geplante Investitionen in Netzanbindung, Häfen und Lieferketten entwerten. Eine zeitlich eng begrenzte und klar konditionierte Rückgabeoption würde demgegenüber ermöglichen, nicht mehr tragfähige Zuschläge frühzeitig zu bereinigen und die betroffenen Flächen möglichst schnell

unter den veränderten Marktbedingungen erneut dem Wettbewerb zuzuführen. Sie wäre damit kein Entgegenkommen gegenüber einzelnen Projektentwicklern, sondern ein Instrument zur Begrenzung volkswirtschaftlicher Schäden und zur Sicherung eines verlässlichen Ausbaupfades.

Der BWO hat einen konkreten Vorschlag für die Ausgestaltung eines Rückgabe- und Neuausschreibungsmechanismus vorgelegt. Ziel ist nicht, die Verbindlichkeit von Ausschreibungen generell in Frage zu stellen, sondern für einen klar abgegrenzten Bestand bereits bezuschlagter Projekte frühzeitig festzustellen, welche Projekte unter den erheblich veränderten Rahmenbedingungen tatsächlich noch realisiert werden können. Ohne eine besondere Rückgabeoption entsteht die notwendige Klarheit über die Realisierungsfähigkeit eines Projekts im Zweifel erst sehr spät über die bestehenden Realisierungsfristen und den anschließenden Widerruf des Zuschlags.

3.1 Geordnete Rückgabeoption und schneller Neuausschreibungsmechanismus

Aus Sicht des BWO sollten folgende Elemente enthalten seien:

1. Befristeten Rückgabe- und Neuausschreibungsmechanismus schaffen

Der BWO empfiehlt, § 84 WindSeeG um eine besondere Übergangsregelung für bezuschlagte Projekte der Ausschreibungen 2023 bis 2025 ohne FID zu ergänzen. Innerhalb eines kurzen und eindeutig bestimmten Zeitfensters nach Inkrafttreten der Novelle sollen die betroffenen Zuschlagsinhaber einmalig erklären können, dass sie ihren Zuschlag zurückgeben. Damit wird § 84 nicht zu einer allgemeinen jederzeitigen Rückgabeoption. Die Regelung bleibt vielmehr auf einen klar definierten Projektbestand und einen einmaligen Zeitraum beschränkt. Die grundsätzliche Verbindlichkeit künftiger Ausschreibungen bleibt damit erhalten.

2. Zurückgegebene Flächen unverzüglich neu ausschreiben

Die freiwillige Rückgabe ist nur sinnvoll, wenn sie unmittelbar mit einem beschleunigten Neuausschreibungsmechanismus verbunden wird. Zurückgegebene Flächen sollten deshalb so schnell wie möglich in die Ausschreibungen nach dem neuen Auktionsdesign überführt werden. Soweit der reguläre Ausschreibungskalender dies nicht ermöglicht, sollten Sonderausschreibungen vorgesehen werden. Ziel muss sein, den Zeitraum zwischen Rückgabe und erneuter Vergabe so kurz wie möglich zu halten. Die Rückgabe soll den Ausbaupfad nicht verzögern, sondern gerade verhindern, dass erst nach Eintritt einer gesetzlichen Realisierungsfrist festgestellt wird, dass ein Projekt nicht umgesetzt werden kann.

3. Netz- und Realisierungsfristen an die Neuausschreibung anpassen

Für neu bezuschlagte Projekte müssen die Realisierungsfristen so angepasst werden, dass der neue Zuschlagsinhaber das Projekt unter realistischen Bedingungen entwickeln, finanzieren und realisieren kann. Gleichzeitig muss die bereits geplante beziehungsweise im Bau befindliche Offshore-Netzinfrastruktur möglichst effizient genutzt werden. Eine Neuausschreibung, die formal am ursprünglichen Netzanschlusstermin festhält, dem neuen Bieter

aber nicht mehr ausreichend Entwicklungs- und Beschaffungszeit lässt, würde die Realisierungsprobleme lediglich auf den nächsten Zuschlagsinhaber übertragen.

4. Vorhandene Untersuchungen und Projektdaten weiter nutzbar machen
Ein wesentlicher Vorteil einer frühzeitigen Rückgabe besteht darin, dass bereits erarbeitete Erkenntnisse nicht verloren gehen müssen. Der BWO empfiehlt deshalb, die Rückgabe mit der Verpflichtung zu verbinden, vorhandene Voruntersuchungen, technische Erkenntnisse und relevante Projektdaten an die zuständigen Behörden zu übermitteln und für die Neuausschreibung nutzbar zu machen.Hier bietet der Referentenentwurf bereits einen Ansatzpunkt: § 91 Abs. 1 WindSeeG-E soll die Nutzung vorhandener Unterlagen künftig ausdrücklich auch nach einem Widerruf des Zuschlags nach § 82 Abs. 3 ermöglichen. Diese Regelung sollte entsprechend auf die neu zu schaffende freiwillige Rückgabeoption erstreckt werden.

5. Kein Bieten auf selbst zurückgegebene Flächen und eine Zuschlagsbegrenzung
Rückgebende Unternehmen sollen entsprechend der BWO-Position nicht erneut auf die von ihnen zurückgegebene Fläche bieten können. Zusätzlich sollte die bereits an anderer Stelle vorgeschlagene Begrenzung auf einen Zuschlag je Bieter in der jeweiligen Neuausschreibungsrunde gelten.

6. Frühzeitige Rückgabe wirtschaftlich ermöglichen
Der Rückgabemechanismus muss so ausgestaltet werden, dass tatsächlich ein Anreiz besteht, fehlende Realisierungsperspektiven frühzeitig offenzulegen. Die bereits geleisteten Meeresnaturschutz- und Fischereikomponenten sollen deshalb nicht erstattet werden. Dadurch bleibt die wirtschaftliche Verbindlichkeit des ursprünglichen Gebots erhalten.

Der BWO schlägt zugleich vor, die hinterlegten Sicherheiten bei fristgerechter Rückgabe und vollständiger Übermittlung der erforderlichen Projektdaten vollständig freizugeben. Hierfür ist eine ausdrückliche Sonderregelung erforderlich. § 88 WindSeeG sieht die Rückgabe hinterlegter Sicherheiten gegenwärtig im Wesentlichen erst bei erfolgreicher Realisierung oder nach Erfüllung von Pönalen

4 Zuschlagsbegrenzung zur Stärkung der Akteursvielfalt

Der BWO strebt ein Ausschreibungsdesign an, das Akteursvielfalt, wirksamen Wettbewerb und eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit sicherstellt. Dazu gehören geeignete Flächengrößen von einem GW sowie eine Begrenzung der Konzentration mehrerer Zuschläge auf einzelne Unternehmen. Das reduziert die Abhängig von einzelnen Marktakteuren, senkt das Ausfallrisiko, stärkt die Realisierungsorientierung und verschafft Sicherheit und Planbarkeit für die Wertschöpfungskette in Deutschland und Europa.

Dazu sollte eine Zuschlagsbegrenzung („one-lease-per-bidder“) im laufenden Verfahren ins WindSeeG aufgenommen werden. Konkret sollten Bieter und mit ihnen verbundene

Unternehmen in einer Ausschreibungsrunde höchstens eine Fläche erhalten können. Ziel einer solche Regelung ist die Stärkung der Vielfalt der Marktakteure sowie Realisierungssicherheit von Projekten. Sie wirkt einer zunehmenden Marktkonzentration entgegen, die zu einer Abhängigkeit von einigen wenigen Entwicklern bei der Erreichung der gesetzlichen Offshore-Ausbauziele führen kann.

Nach § 17 Abs. 2 WindSeeG kann ein Bieter ausdrücklich Gebote auf mehrere unterschiedliche nicht zentral voruntersuchte Flächen abgeben. Für zentral voruntersuchte Flächen gilt nach § 51 Abs. 2 WindSeeG dasselbe. Eine korrespondierende Begrenzung, nach der ein Bieter beziehungsweise mit ihm verbundene Unternehmen innerhalb einer Ausschreibungsrunde nur einen Zuschlag erhalten können, wird weder in § 20 WindSeeG-E noch in § 54 WindSeeG-E eingeführt.

Dadurch bleibt grundsätzlich möglich, dass ein einzelnes Unternehmen mehrere große Flächen derselben Ausschreibungsrunde erhält. Dies kann die Akteursvielfalt verringern und konzentriert zugleich einen erheblichen Teil des Realisierungsrisikos des Offshore-Ausbaupfades auf einzelne Unternehmen.

Die §§ 20 und 54 WindSeeG-E sollten daher um eine Regelung ergänzt werden, nach der ein Bieter einschließlich der mit ihm verbundenen Unternehmen je Ausschreibungsrunde höchstens einen Zuschlag erhalten kann. Zugleich muss das Verfahren vor Beginn der Ausschreibung eindeutig bestimmen, welches der weiteren Gebote eines Bieters ausscheidet, sobald diesem ein Zuschlag erteilt worden ist. Die Möglichkeit, zunächst Gebote auf mehrere Flächen abzugeben, kann dadurch grundsätzlich erhalten bleiben.

5 Begrenzung von Sicherheiten auf 100 Mio. EUR/GW

Kritisch bewertet der BWO die im Referentenentwurf vorgesehene deutliche Erhöhung der Sicherheitsleistungen. Sicherheiten sollten auf den internationalen Standardwert von 100 Mio. €/GW begrenzt werden. Eine Erhöhung der Sicherheitsleistung führt zu höheren Gebots- und Projektkosten, was die Akteursvielfalt und den Wettbewerb deutlich einschränken kann.

- Nach § 18 Abs. 1 WindSeeG-E soll die Sicherheit für nicht zentral voruntersuchte Flächen von bislang 100 Euro/kW auf 200 Euro/kW steigen.
- Nach § 52 Abs. 1 WindSeeG-E steigt die Sicherheit für zentral voruntersuchte Flächen von 200 Euro/kW auf 250 Euro/kW.

Damit wird die bereits bestehende erhebliche Kapitalbindung noch einmal deutlich erhöht. Auch wenn Sicherheitsleistungen typischerweise durch Bürgschaften erbracht werden können und nicht vollständig als Bargeld hinterlegt werden müssen, binden sie Kreditlinien, verursachen Bürgschaftskosten und wirken sich auf die Finanzierungsfähigkeit der Unternehmen aus.

Gerade in einer Situation, in der Finanzierungskosten ohnehin erheblich gestiegen sind, ist dieser Ansatz kontraproduktiv. Höhere Sicherheiten erhöhen die Kosten der Auktionsteilnahme und können insbesondere kleinere beziehungsweise weniger kapitalstarke Akteure benachteiligen. Damit können Wettbewerb und Akteursvielfalt eingeschränkt werden.

Die Argumentation, dass gestiegene Projektkosten automatisch eine entsprechend höhere Sicherheit rechtfertigten, überzeugt aus Sicht des BWO nicht. Maßstab für die Höhe der Sicherheit muss nicht der gesamte Projektwert sein, sondern der Betrag, der notwendig ist, um einen ausreichenden Realisierungsanreiz sicherzustellen.

6 Verbindlichkeit von Netzanschlussterminen

Ein wesentliches, bislang in der WindSeeG-Novelle nicht hinreichend adressiertes Realisierungsrisiko besteht in der fehlenden frühzeitigen Verbindlichkeit der Offshore-Netzanbindung. Dieser Termin muss bis spätestens zur Bekanntgabe einer Auktion verbindlich feststehen.

Die rechtzeitige Bereitstellung der Netzanbindung ist eine zentrale Voraussetzung für das Erreichen der gesetzlichen Offshore-Ausbauziele. Offshore-Windparks können nur dann planmäßig errichtet, finanziert und in Betrieb genommen werden, wenn die zugehörigen Netzanschlüsse termingerecht zur Verfügung stehen. Verzögerungen bei der Netzanbindung führen nicht nur zu erheblichen wirtschaftlichen Schäden für die betroffenen Projekte, sondern gefährden auch den vorgesehenen Ausbaupfad der Offshore-Windenergie insgesamt. Die Absicherung des Risikos verspäteter Netzanbindungen ist daher von grundlegender Bedeutung, um Investitionssicherheit zu gewährleisten und einen synchronisierten Ausbau von Offshore-Erzeugung und Netzinfrastruktur sicherzustellen. Der BWO hat sich hierzu auch ausführlich in einem separaten Positionspapier geäußert.

Der BWO fordert konkret für die laufende Novelle: Um zu einer früheren Verbindlichkeit des Netzanschlusstermins zu gelangen, sollte das bisher zweistufige Modell des § 17d EnWG durch ein einstufiges Modell ersetzt werden. Wir schlagen vor, den voraussichtlichen Fertigstellungstermin ersatzlos zu streichen und damit dem nach § 17d Abs. 2 Satz 3 EnWG bekannt gemachten Termin bereits verbindliche Wirkung zuzuerkennen.

Einstufiges Verfahren (Verbindlichkeit in § 17d Abs. 2 S. 3 EnWG):

- Zur Erhöhung der Rechts- und Planungssicherheit für den OWP-Betreiber ist dem durch den ÜNB bekanntgegebenen Fertigstellungstermin bereits unmittelbar verbindliche Wirkung zuzusprechen, bei dessen Überschreiten grundsätzlich ein Entschädigungsanspruch nach § 17e Abs. 2 EnWG besteht. Insbesondere vor dem Hintergrund der seit der Einführung der §§ 17d ff. EnWG gewonnenen Erfahrungen, erscheint die Ermöglichung einer nachträglichen Änderung des Fertigstellungstermins ohne jegliche Kompensation für den betroffenen OWP-Betreiber zum jetzigen Zeitpunkt nicht mehr gerechtfertigt.

- Der Fertigstellungstermin muss dabei spätestens mit der Bekanntmachung der Ausschreibung durch die Bundesnetzagentur nach den Fristen des WindSeeG verbindlich feststehen und in der Ausschreibung beziehungsweise den Ausschreibungsunterlagen veröffentlicht werden. Dies sollte in § 17d Abs. 2 EnWG ausdrücklich geregelt werden.

Die frühere Verbindlichkeit des Fertigstellungstermins muss durch einen wirksamen Kompensationsmechanismus flankiert werden. Wird der verbindliche Fertigstellungstermin nicht eingehalten oder ein zuvor bekannt gemachter Termin nachträglich verschoben, müssen Offshore-Windparkbetreiber für nachweisbare Einnahmeausfälle und zusätzliche, kausal durch die Verzögerung verursachte Kosten angemessen entschädigt werden. Dazu zählen insbesondere zusätzliche Finanzierungs-, Vertragsänderungs-, Umplanungs-, Schiffs- und Logistikkosten sowie Kosten für die Verschiebung reservierter Produktions- und Installationskapazitäten. Die Entschädigung darf nicht ausschließlich an den EEG-Zahlungsanspruch anknüpfen. Sie muss auch Projekte erfassen, die ihren Strom im Wege der sonstigen Direktvermarktung oder über Power Purchase Agreements vermarkten.

Zudem sollten die zeitlichen und finanziellen Selbstbehalte des § 17e EnWG überprüft und gestrichen oder deutlich reduziert werden. Maßgabe hierfür sollten die Vorschläge aus dem BWO-Positionspapier zur Reform des 17e EnWG sein. Der BWO begrüßt daher auch ausdrücklich als ersten richtigen Schritt die Reduzierung dieses Zeitraums im Kabinettsentwurf zur Novelle des WindSeeG auf 30 Tage.

Zudem lehnt der BWO die im Rahmen der WindSeeG-Novelle von den ÜNB vorgeschlagenen Einführung eines neuen Meilensteins für bezuschlagte und zukünftige Projekte klar ab.

7 Umsetzung des Net-Zero-Industry Act

Der BWO unterstützt das Ziel des Net Zero Industry Act, resiliente und wettbewerbsfähige europäische Wertschöpfungsketten zu stärken. Die nationale Umsetzung muss jedoch einfach, planbar, unbürokratisch und investitionsfreundlich erfolgen und darf den Offshore-Ausbau nicht durch zusätzliche Realisierungsrisiken gefährden.

Aus Sicht des BWO sollte die Novelle aber insbesondere an drei Stellen nachgebessert werden: die Cybersecurity-Regelungen sollten auf notwendige und verhältnismäßige Anforderungen begrenzt und mit NIS2 abgestimmt werden; für Lieferengpässe, Force Majeure und nicht vom Entwickler verursachte Nichterfüllung sind klare Ausnahmen erforderlich; und die CO_2-Bewertungsmethode muss rechtzeitig und vollständig vor der ersten betroffenen Auktion feststehen.

7.1 Verpflichtendes Kriterium „verantwortungsvolles unternehmerisches Handeln“ nicht umgesetzt

Der WindSeeG-Entwurf erklärt, dass das Kriterium *Verantwortungsvolles unternehmerisches Handeln* „derzeit noch nicht umgesetzt“ werde, weil die zugrunde liegenden europäischen

Unternehmenspflichten auf EU-Ebene geändert würden und die nationale Umsetzung noch ausstehe. Hier sollte erläutert werden, auf welcher Grundlage und bis zu welchem Zeitpunkt von der Anwendung des Kriteriums abgesehen werden soll. Bei einer späteren Einführung sollte die Umsetzung möglichst eng an die europäische Regelung anknüpfen und die Anerkennung bereits vorhandener Nachweise vorgesehen werden, um ein zusätzliches nationales Sonderregime und Doppelprüfungen zu vermeiden.

7.2 Cybersecurity: Ziel richtig, nationale Regelung teilweise deutlich strenger als NZIA

Der neue § 15a WindSeeG-E geht erheblich weiter als die Mindestvorgaben der Durchführungsverordnung (Art. 5 DVO 2025/1176) und NIS2.

Positiv ist zunächst die Anbindung an die nationalen NIS2-Regelungen des EnWG. Auch die Anforderungen an Zertifizierung, Lieferkettensicherheit und operative Kontrolle verfolgen nachvollziehbare Sicherheitsziele.

Die Durchführungsverordnung verlangt in Art. 5 grundsätzlich angemessene Cyber-Risikomanagementmaßnahmen und eine operative Kontrolle durch einen im EWR niedergelassenen Betreiber. Eine Verpflichtung, Daten ausschließlich im EWR zu speichern und keinerlei Übertragung außerhalb des EWR zuzulassen, wird auf EU-Ebene dagegen nur unter bestimmten Risikokonstellationen verlangt – insbesondere bei problematischen Drittstaatenregimen oder festgestellten Cyberbedrohungen.

§ 15a Abs. 1 Nr. 5 WindSeeG-E macht diese Datenlokalisierung dagegen generell zur Voraussetzung. Zudem geht § 15a Abs. 1 Nr. 4 i. V. m. Abs. 2 mit den Anforderungen an operative Kontrolle und Eigentümerstrukturen über die bloße Forderung eines im EWR niedergelassenen Operators hinaus. Aus Sicht des BWO geht bei der Gewährleistung der Sicherheit darum, dass niemand von außen unbemerkt auf die Anlage zugreifen oder sie steuern kann. Entscheidend ist also der tatsächliche Zugriffsweg und nicht, aus welchem Land der Eigentümer kommt. Die Regel sollte daher auf den technisch nachweisbaren Ausschluss von Fremdsteuerung abstellen, nicht auf die Eigentümerstruktur.

Diese Verschärfung ist nicht automatisch unzulässig. Zusätzliche nichtpreisliche Kriterien sind unionsrechtlich grundsätzlich möglich. Sie müssen aber objektiv, diskriminierungsfrei, verhältnismäßig und mit den internationalen Handels- und Investitionsverpflichtungen der Union vereinbar sein.

Daher sollte § 15a noch einmal eng mit Art. 5 der Durchführungsverordnung, NIS2 und den bestehenden nationalen Cybersecurity-Regeln abgeglichen werden. Zusätzliche deutsche Anforderungen sollten nur dort bestehen bleiben, wo hierfür ein konkretes Sicherheitsbedürfnis besteht und ihre Verhältnismäßigkeit nachvollziehbar begründet werden kann.

7.3 Resilienzkriterium

Der BWO befürwortet, dass das Resilienzkriterium nach § 51a WindSeeG-E grundsätzlich als Präqualifikationskriterium umgesetzt wird und die Herkunftsanforderungen an die von der Europäischen Kommission festgestellten kritischen Abhängigkeiten anknüpfen.

Für Dauermagnete sieht § 54a Abs. 2 WindSeeG-E ergänzend ein freiwilliges Bewertungskriterium vor. Die Berücksichtigung des Resilienzkriteriums mit 7,5 % laut § 54a Abs. 4 und 5 WindSeeG-E hält der BWO für angemessen.

Auch der Zeitpunkt der Nachweise ist positiv. Bei Gebotsabgabe reicht eine Selbstverpflichtung und der Herkunftsnachweis sollte erst während der Projektrealisierung erfolgen. Dieses Vorgehen greifen die Regelungen in § 51 Abs. 3 sowie § 83a Abs. 1, 4 und 5 WindSeeG-E auf: Verpflichtung bei der Gebotsabgabe, tatsächlicher Herkunftsnachweis erst später. Der BWO begrüßt diese Umsetzung, da sie einen frühzeitigen Lieferanten-Lock-in vermeidet. Gleichzeitig sollten angemessene Ausnahmen für nachgewiesene Lieferengpässe und unverhältnismäßige Mehrkosten vorgesehen werden.

7.4 CO_2-Fußabdruck

Der BWO unterstützt den CO_2-Fußabdruck als Zuschlagskriterium bei Offshore-Wind-Ausschreibungen und hält eine Gewichtung von 7,5 Prozent für angemessen. Es braucht eine europaweit einheitliche und bürokratiearme Umsetzung. Das Kriterium soll klimafreundliche Materialien und Produktionsverfahren fördern und die Realisierung der Projekte ermöglichen.

Dafür müssen Berechnungsmethoden, Grenzwerte und Nachweisregeln frühzeitig vor den ersten Ausschreibungen 2027 über die Rechtsverordnung nach § 54a Abs. 3 in Verbindung mit § 83a Abs. 6 und § 96 Nr. 10 WindSeeG-E feststehen. Es ist anzumahnen, dass die Rechtsverordnung zum CO2-Fußabdruck auch vor der Veröffentlichung noch einmal mit angemessener Frist mit der Branche konsultiert werden sollte.

Vorhandene Umweltproduktdeklarationen und Ökobilanzen sollen anerkannt werden, geeignete Standardwerte Datenlücken schließen. Die Anforderungen müssen zum Projektfortschritt und zur Datenverfügbarkeit passen. Für die Bilanzierung von Rückbau und Weiterbetrieb braucht es verlässliche Rahmenbedingungen. Der BWO äußert sich in einem Positionspapier ausführlich zur Ausgestaltung des Kriteriums: Praxistaugliche Umsetzung des CO_2-Fußabdruck-Kriteriums für die Offshore-Windenergie.

7.5 Schallschutz als freiwilliges Bewertungskriterium

Mit der Neufassung des § 53 WindSeeG-E werden die bisherigen qualitativen Bewertungskriterien (einschließlich der mit den eingesetzten Gründungstechnologien verbundenen Schalleinwirkungen) gestrichen. Der BWO empfiehlt, Schallschutz als freiwilliges Bewertungskriterium in das neue System zu integrieren. In § 54a WindSeeG-E sollte daher die Möglichkeit ergänzt werden, dass Bieter durch eine Erklärung zur Verwendung schallarmer

Gründungsstrukturen bzw. -technologien einen Bonus erhalten (etwa in Form eines günstigeren Multiplikationsfaktors für Zuschlagswert bzw. anzulegenden Wert).

7.6 Flexibilität bei Lieferengpässen ergänzen

Projektbezogene Flexibilitäts- oder Härtefallregelung sollten allerdings noch in § 83 a WindSeeG-E ergänzt werden. Es braucht klare Regelungen für unvorhersehbare Versorgungsengpässe und unzumutbare Preissteigerungen. Projektierer müssen bereits vor der Auktion wissen, was geschieht, wenn resiliente Komponenten später trotz angemessener Vorsorge nicht oder nur zu unverhältnismäßigen Bedingungen verfügbar sind. Eine solche enthält der Entwurf nicht.

Der BWO fordert daher eine eng begrenzte Härtefallregelung für nachgewiesene, vom Bieter nicht zu vertretende Lieferengpässe und Fälle höherer Gewalt. Voraussetzung muss sein, dass der Bieter trotz angemessener Vorsorge keinen alternativen Lieferanten finden kann, der das Resilienzkriterium erfüllt. In diesen Fällen sollten verhältnismäßige Ersatzmaßnahmen oder Fristverlängerungen ermöglicht werden, bevor als letztes Mittel der Zuschlag widerrufen wird.

7.7 Verantwortlichkeiten und Pönalen nicht ausreichend differenziert

Für den fehlenden Nachweis verpflichtender Präqualifikationskriterien sieht § 83a Abs. 7 nach Ablauf einer gegebenenfalls gewährten Nachfrist grundsätzlich den Widerruf des Zuschlags vor. Bei nicht nachgewiesener Einhaltung freiwillig übernommener Bewertungskriterien sieht § 83a Abs. 8 eine Pönale von 10 Prozent der Sicherheit je Erklärung vor. Die Begrenzung der Pönale auf 10 Prozent der Sicherheit je Erklärung bewertet der BWO positiv. Es fehlt jedoch eine vom BWO empfohlene Zurechnungs- und Force-Majeure-Regelung.

Unabhängig von der Frage der Zurechnung ist der zwingende Zuschlagswiderruf zu diesem späten Projektzeitpunkt unverhältnismäßig. Da der Resilienznachweis erst zum Baubeginn zu erbringen ist, können zu diesem Zeitpunkt bereits erhebliche Investitionen und vertragliche Bindungen bestehen. Ein Widerruf würde nicht nur den Bieter sanktionieren, sondern auch die Realisierung der Fläche gefährden und hätte erhebliche negative Konsequenzen für die gesamte Lieferkette. Der BWO fordert daher ein abgestuftes Sanktionssystem. Vorrangig sollten eine angemessene Nachfrist, ein befristetes Verbot der Inbetriebnahme oder eine verhältnismäßige Geldpönale zur Anwendung kommen. Der Zuschlagswiderruf sollte schweren, nicht heilbaren oder vorsätzlichen Verstößen vorbehalten bleiben.

Darüber hinaus sollte § 83a um eine klar definierte Ausnahmeregelung ergänzt werden. Pönalen oder Zuschlagswiderrufe sollten nicht eintreten, wenn der Bieter die Nichterfüllung trotz angemessener Vorsorge nicht zu vertreten hat und sie beispielsweise auf belegbaren Lieferengpässen, behördlichen Entscheidungen oder vergleichbaren außerhalb seines Einflussbereichs liegenden Umständen beruht.

8 Pönalen und Realisierungsfristen

Die vorliegende WindSeeG-Novelle verpasst aus Sicht des BWO die Gelegenheit, das bestehende System von Sicherheiten, Pönalen und Realisierungsfristen an die wirtschaftliche Realität heutiger Offshore-Windprojekte anzupassen.

Besonders enttäuschend ist, dass die §§ 81 bis 83 in den entscheidenden Punkten unverändert bleiben, obwohl die Notwendigkeit einer höheren Realisierungswahrscheinlichkeit einen zentralen Anlass für die Reform des Ausschreibungsdesigns bildet. Die bestehenden Regelungen behandeln geringfügige und erhebliche Verzögerungen teilweise nahezu gleich, sehen zwingende Zuschlagswiderrufe vor und verlagern erhebliche Risiken aus komplexen Lieferketten auf den Projektierer.

Gleichzeitig erhöht der Referentenentwurf die Sicherheitsleistungen nach §§ 18 und 52 deutlich und führt weitere kapitalbindende Sicherheiten ein. Damit steigt ausgerechnet in einer Phase hoher Zinsen und gestiegener Projektkosten die finanzielle Belastung der Ausschreibungsteilnahme.

Der BWO fordert deshalb, das Sanktions- und Sicherheitensystem insgesamt realisierungsorientiert neu auszutarieren:

- Pönalen bei Fristüberschreitungen stufenweise und proportional anwachsen lassen.
- Den zwingenden Zuschlagswiderruf nach § 82 Abs. 3 durch eine Ermessensentscheidung ersetzen.
- Die Verschuldensvermutung des § 83 Abs. 2 streichen und die Zurechnung fremder Verzögerungsursachen sachgerecht begrenzen.
- Sicherheitsleistungen in § 18 und § 52 WindSeeG auf ein für die Realisierungsabsicherung erforderliches und verhältnismäßiges Maß zu begrenzen; der BWO hält 100 Euro/kW grundsätzlich für ausreichend.
- Realisierungssicherheiten und Sicherheiten für finanzielle Zahlungsgebote klar voneinander trennen.
- Klare Regelungen für nicht vom Projektierer zu vertretende Verzögerungen und vergleichbare Fälle schaffen.

Nur ein System, das Ernsthaftigkeit der Gebote und Verhältnismäßigkeit der Sanktionen miteinander verbindet, kann die Realisierungswahrscheinlichkeit tatsächlich erhöhen. Ein Projekt, das grundsätzlich gebaut werden kann, darf nicht durch unverhältnismäßige Sanktionen, übermäßige Kapitalbindung oder einen zwingenden Zuschlagsentzug selbst zum Nichtrealisierungsfall gemacht werden.

9 Flächeneffizienz, Überbauung und int. Kooperation und Offshore-H2

Der BWO begrüßt ausdrücklich, dass das Ausbauziel von mindestens 70 GW bis 2045 des § 1 Abs. 2 WindSeeG im Gesetzentwurf erhalten bleibt. Auch bei der vorgesehenen

Flexibilisierung der Ausschreibungsmengen bleibt das langfristige Ziel verbindlicher Maßstab. Der BWO bewertet kritisch, dass in § 5 Abs. 5 WindSeeG-E die bisherige ausdrückliche Vorgabe gestrichen werden soll, wonach die Festlegungen des Flächenentwicklungsplans sicherstellen müssen, dass Flächen ausgeschrieben werden, die einen stetigen Zubau gewährleisten. Steigerung der Flächeneffizienz mit internationalen Kooperationsprojekten

Aus Sicht des BWO sollte der Grundsatz einer Leistungsdichte von in der Regel höchstens 8 MW/km² bereits gesetzlich im WindSeeG verankert werden. Eine alleinige Umsetzung im Rahmen der FEP-Fortschreibung schafft nicht die gleiche Verbindlichkeit und langfristige Planungssicherheit.

Die Leistungsdichte und die stärkere Nutzung grenzüberschreitender Kooperationsprojekte sind dabei gemeinsam zu betrachten. Die im Auftrag von BWO und BDEW durchgeführte Untersuchung des Fraunhofer IWES kommt zu dem Ergebnis, dass eine Reduzierung der durchschnittlichen Leistungsdichte in der deutschen AWZ auf 6 bis 8 MW/km² in Kombination mit grenzüberschreitenden radialen Anbindungen dänischer und schwedischer Offshore-Flächen die Erträge um bis zu 13 Prozent erhöhen und die Gesamtkosten gleichzeitig um bis zu 11 Prozent reduzieren kann. Die Nutzung zusätzlicher Flächenpotenziale außerhalb der deutschen AWZ ermöglicht damit zugleich eine Optimierung der Flächennutzung innerhalb der deutschen AWZ. Die entsprechende Grundlage sollte im WindSeeG und im FEP verankert und auch bei der weiteren Gestaltung des Netzentwicklungsplans berücksichtigt werden.

9.1 Überbauung

Der maximale Überbauungsgrad, den das BSH festlegen kann, sollte durch das WindSeeG auf einen Wert von zehn Prozent begrenzt werden und durch weitere, netzseitige Maßnahmen flankiert werden, die beispielsweise eine Höherauslastung der ONAS in Folge des Wegfalls des 2K-Kriteriums ermöglichen.

Die im Referentenentwurf angepasste jährliche und flächenspezifische Ausschreibungskapazität soll dem BSH zudem die Möglichkeit einräumen, flächenspezifische Überbauungsgrade von bis zu 20 Prozent festzulegen. Dieser hohe Wert verwundert, da in der Begründung des Referentenentwurfes selbst festgestellt wird, dass aktuelle Studien zum Ergebnis kommen, dass volkswirtschaftlich optimale Überbauungsgrade deutlich unterhalb dieses Wertes liegen. Auch die BNetzA hat im Rahmen der Prüfung des zweiten Entwurfes des NEP 2037/2045 (Version 2025) festgestellt, dass volkswirtschaftlich optimale Überbauung sich im Rahmen bis zehn Prozent bewegt.

Eine Studie von Frontier Economics (2026) hat gezeigt, dass der volkswirtschaftlich optimale Überbauungsgrad, je nach Gebiet und Szenario, zwischen fünf und zehn Prozent liegt. Die Studie zeigt, dass Werte darüber zu deutlichen volkswirtschaftlichen Mehrkosten führen würde.

Überbauung sollte als standort- und kostenbasierte Optimierungsgröße verstanden und rechtlich so verankert werden, dass für jedes Gebiet auf Basis von Erzeugungsprofil, Volllaststunden, Distanz zur Küste und Kosten der Offshore Netzanbindungssysteme (ONAS) spezifische Zielkorridore festgelegt und regelmäßig im Rahmen von NEP und Flächenentwicklungsplan (FEP) aktualisiert werden. Wo volkswirtschaftlich höhere Überbauung sinnvoll ist als betriebswirtschaftlich, sind zudem angemessene Kompensationsmechanismen für OWP-Betreiber (z. B. über CfD Ausgestaltung, Zuschläge oder Netzentgeltregulierung) notwendig, um Investitionssicherheit zu gewährleisten und die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie zu stärken. Aus Sicht des BWO ist entscheidend, dass Optimierungspotenziale nicht einseitig zu Lasten der Entwickler und Betreiber von Offshore-Windparks gehoben werden.

9.2 Sektorenkopplung und Wasserstoffproduktion auf See

Der BWO unterstützt grundsätzlich die Sektorenkopplung und den Aufbau einer Wasserstoffproduktion auf See. Es ist positiv zu bewerten, dass der Entwurf mehr Flexibilität bei der Steuerung des Offshore-Ausbaus ermöglicht. Vor dem Hintergrund der Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Strom- und Wasserstoffnachfrage erscheint diese Flexibilität grundsätzlich sinnvoll. Es wäre wünschenswert, wenn über diese Flexibilität die Möglichkeit eröffnet würde, unterschiedliche Ausbaumodelle umzusetzen, einschließlich sektorengekoppelter Offshore-Projekte, die Strom- und Wasserstofferzeugung kombinieren und damit erheblich zur Senkung der Systemkosten beitragen könnten. Der BWO begrüßt, dass für SEN-1 erstmals ausdrücklich eine Netzanbindung und damit die Umsetzung von Sektorenkopplungskonzepten ermöglicht wird.

Gleichzeitig fehlen in der vorgeschlagenen Novelle aus unserer Sicht wesentliche Regelungen zur Umsetzung hybrider Wasserstoffprojekte, die für eine Erreichung der Ziele der Nationalen Wasserstoffstrategie erforderlich wären:

- Es fehlt eine konkrete zeitliche Zielvorgabe noch einen belastbaren Umsetzungsmechanismus für SEN 1. Es fehlt insbesondere eine gesetzliche Absicherung, die sicherstellt, dass SEN 1 rechtzeitig entwickelt wird, um die dort gewonnenen Erkenntnisse bei der Planung und Entwicklung der Zonen 4 und 5 berücksichtigen zu können.
- Über SEN 1 hinaus enthält der Entwurf weder mittel- noch langfristige Ausbauziele für die Offshore-Wasserstofferzeugung noch einen belastbaren regulatorischen Pfad für die Ausweisung weiterer sonstiger Energiegewinnungsbereiche. Ebenso fehlen Regelungen, die eine kontinuierliche Ausschreibung entsprechender Flächen gewährleisten würden. Ein klarer Hochlaufpfad für die Offshore-Sektorenkopplung ist derzeit nicht erkennbar.
- Der Entwurf konzentriert sich auf die Erprobung neuer Offshore-Elektrolysekonzepte, adressiert jedoch nicht die Voraussetzungen für deren wirtschaftliche Skalierung. Die großvolumige Erzeugung von Wasserstoff auf See erfordert angesichts der erheblichen Investitions- und Betriebskosten einen belastbaren wirtschaftlichen

Rahmen. Hierzu gehören insbesondere geeignete Fördermechanismen, tragfähige Vermarktungs- und Abnahmestrukturen, ein gesicherter Zugang zu Transportinfrastrukturen sowie eine sachgerechte Verteilung der Markt-, Infrastruktur- und Anschlussrisiken.

- Die Offshore-Netzanbindung wird weiterhin über die Festlegungen des Flächenentwicklungsplans nach §§ 4 und 5 WindSeeG gesteuert. Der Entwurf enthält jedoch keinen Mechanismus, um Netzanbindungskapazitäten für Zone 4 bis zum Vorliegen der Erkenntnisse aus SEN 1 offen zu halten oder deren endgültige Zuweisung zu verschieben. Dadurch besteht das Risiko, dass die für zukünftige Hybridprojekte erforderlichen Kapazitäten bereits vollständig verplant und in der Netzinfrastruktur berücksichtigt sind, bevor belastbare Erkenntnisse aus SEN 1 vorliegen und in die weitere Planung einfließen können. Es sollte daher sichergestellt werden, dass die Option einer Sektorenkopplung bei der Planung der Netzanbindungssysteme für Zone 4 berücksichtigt bleibt und die hierfür erforderlichen Kapazitäten nicht bereits vorab vollständig gebunden werden.
- Der Entwurf bleibt insgesamt stark anlagen- und kategorienbezogen und knüpft regulatorische Rechtsfolgen weiterhin an bestimmte Anlagen- und Flächenkategorien. Ein zukunftsfähiger Regulierungsrahmen sollte demgegenüber technologieoffen ausgestaltet sein und die zulässigen Funktionen eines Offshore-Projekts in den Vordergrund stellen, unabhängig von dessen ursprünglicher Flächen- oder Anlagenkategorie.

10 Weiterbetrieb und Rückbau als zusammenhängende Lebenszyklusentscheidung

Der BWO begrüßt ausdrücklich, dass der Referentenentwurf die reguläre Laufzeit neuer Offshore-Windparks von bislang 25 auf grundsätzlich 35 Jahre verlängert. Damit wird eine wesentliche Handlungsempfehlung des BWO aufgegriffen. Eine längere Nutzung bestehender Offshore-Windparks und ihrer Netzanbindungen kann Investitions- und Netzkosten über einen längeren Zeitraum verteilen, zusätzliche Errichtungs- und Rückbauzyklen vermeiden, die Lieferkette entlasten und zusätzliche Eingriffe in die Meeresumwelt reduzieren.

Die Verlängerung der Genehmigungsdauer allein reicht für eine lebenszyklusgerechte Regulierung jedoch nicht aus. Der BWO empfiehlt, Entscheidungen über einen möglichen Weiterbetrieb frühzeitig zu treffen, damit Betreiber notwendige Ersatzinvestitionen, Wartungsstrategien, Rückbaukapazitäten und die weitere Nutzung der Offshore-Netzanbindung rechtzeitig planen können.

Der Referentenentwurf greift mit der Verlängerung der regulären Genehmigungsdauer auf 35 Jahre und der Weiterentwicklung des Verlängerungsverfahrens zwei wichtige Handlungsempfehlungen des BWO auf. Nicht umgesetzt wird dagegen der weitergehende Ansatz, den gesamten Lebenszyklus eines Offshore-Windparks – vom Weiterbetrieb über die Nutzung der Netzanbindung bis zum Rückbau und zur anschließenden Nachnutzung der Fläche – regulatorisch und planerisch zusammenzuführen.

10.1 35-jährige Regellaufzeit ist ein wichtiger und richtiger Schritt

Nach § 69 Abs. 7 WindSeeG-E sollen Planfeststellungsbeschlüsse und Plangenehmigungen für Offshore-Windenergieanlagen künftig grundsätzlich auf 35 Jahre befristet werden mit der einmaligen Möglichkeit einer Verlängerung um 5 Jahre. Die Beschränkung auf eine einmalige Genehmigung ist aus Sicht des BWO nicht erforderlich und sollte flexibler ausgestaltet werden. Die neue Laufzeitlogik sollte dabei auch für bereits ab 2023 bezuschlagte Projekte eröffnet werden, um unterschiedliche regulatorische Laufzeitregime für vergleichbare Projektgenerationen möglichst zu vermeiden. Eine kürzere Befristung bleibt aus planerischen Gründen möglich, muss dann aber bereits vor der Ausschreibung im Flächenentwicklungsplan festgelegt werden. Der BWO begrüßt diese Änderung ausdrücklich.

Eine reguläre Laufzeit von 35 Jahren trägt der technischen Entwicklung moderner Offshore-Windenergieanlagen besser Rechnung. Sie schafft die Voraussetzung dafür, technisch weiterhin nutzbare Anlagen nicht allein aufgrund einer regulatorisch vorgegebenen kürzeren Laufzeit außer Betrieb nehmen zu müssen.

Die längere Nutzung wirkt zudem auf mehreren Ebenen kostensenkend. Die erheblichen Investitionskosten eines Offshore-Windparks und der zugehörigen Netzanbindung können über einen längeren Zeitraum und eine größere erzeugte Strommenge verteilt werden. Gleichzeitig werden zusätzliche Produktions-, Installations- und Rückbauzyklen vermieden beziehungsweise zeitlich entzerrt. Dies entlastet insbesondere die ohnehin stark beanspruchten Kapazitäten bei Herstellern, Häfen, Installations- und Rückbauschiffen.

Auch aus Umweltgesichtspunkten ist ein technisch verantwortbarer längerer Betrieb sinnvoll: Jeder zusätzliche Errichtungs- und Rückbauzyklus ist mit Schiffsbewegungen, Arbeiten am Meeresboden und weiteren Eingriffen verbunden. Eine längere Nutzung bestehender Infrastruktur kann diese Belastungen reduzieren.

Die Gesetzesbegründung greift diese wirtschaftliche Logik ausdrücklich auf, indem sie die 35-jährige Laufzeit mit technisch-wirtschaftlich optimalen Investitionen und einer Verbesserung der Projektwirtschaftlichkeit begründet.

10.2 Weiterbetrieb frühzeitig und planungssicher entscheiden

Positiv ist auch die Weiterentwicklung des Verfahrens für eine nachträgliche Verlängerung nach § 69 Abs. 7 WindSeeG-E.

Ein Weiterbetrieb soll insbesondere davon abhängen, dass der Flächenentwicklungsplan keine unmittelbar anschließende Nachnutzung nach § 8 Abs. 3 WindSeeG vorsieht und die technische und betriebliche Nutzungsdauer der zugehörigen Offshore-Netzanbindung die Verlängerung zulässt.

Damit verbindet der Entwurf grundsätzlich drei zentrale Elemente: Weiterbetrieb des Windparks, weitere Nutzbarkeit der Netzanbindung und geplante Nachnutzung der Fläche. Diese Verknüpfung ist sachgerecht.

Für die Betreiber ist jedoch entscheidend, dass eine mögliche Verlängerung mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf entschieden wird, der auch eine seriöse wirtschaftliche Planungsgrundlage darstellt. Je näher ein Windpark dem Ende seiner vorgesehenen Betriebsdauer kommt, desto stärker hängen größere Wartungsmaßnahmen, Austauschinvestitionen und langfristige Service- und Lieferverträge davon ab, wie lange der Park anschließend noch betrieben werden kann. Ein ausreichender zeitlicher Vorlauf für Betreiber wäre etwa dann gegeben, wenn bereits zur Hälfte des ursprünglich genehmigten Betriebszeitraums belastbare Planungssicherheit über einen möglichen Weiterbetrieb besteht.

Ein wirtschaftlich sinnvoller Weiterbetrieb kann deshalb nur gelingen, wenn frühzeitig ein verbindliches Bescheidungsinteresse und damit tatsächlich eine verbindliche zusätzliche Betriebsdauer besteht. Eine erst sehr spät getroffene Verlängerungsentscheidung kann Investitionen in den technisch möglichen Weiterbetrieb wirtschaftlich unmöglich machen.

10.3 Technische Weiterbetriebsfähigkeit nach anerkannten Standards

Die Entscheidung über den Weiterbetrieb sollte auf einer belastbaren technischen Lebensdauerbewertung beruhen.

Der BWO empfiehlt, hierbei international anerkannte technische Standards wie IEC 61400-28 und DNV-ST-0262 heranzuziehen. Ziel muss ein einheitliches, vorhersehbares und technisch fundiertes Verfahren sein, mit dem die weitere sichere Betriebsfähigkeit von Windenergieanlagen beurteilt werden kann.

Dadurch wird vermieden, dass für einzelne Projekte unterschiedliche Bewertungsmaßstäbe entstehen und Betreiber bereits lange vor Ablauf der regulären Laufzeit nicht einschätzen können, welche technischen Nachweise für einen Weiterbetrieb erforderlich sein werden.

10.4 Offshore-Netzanbindung als Bestandteil des Lebenszyklus

Der Referentenentwurf erkennt mit § 69 Abs. 7 bereits an, dass die verbleibende technische und betriebliche Nutzungsdauer der Offshore-Netzanbindung Voraussetzung für einen längeren Betrieb des Windparks ist.

Aus Sicht des BWO muss dieser Ansatz konsequent weitergeführt werden.

Die wirtschaftliche und regulatorische Nutzungsdauer eines Offshore-Windparks und seines Offshore-Netzanbindungssystems sollten möglichst aufeinander abgestimmt sein. Dies sollte bereits in den ursprünglichen Planfeststellungsbeschlüssen bzw. Genehmigungen durch grundsätzlich gleichlaufende Genehmigungsdauern von 35 Jahren angelegt werden Ein technisch weiterbetriebsfähiger Windpark kann nicht weiterbetrieben werden, wenn die zugehörige Netzanbindung regulatorisch oder technisch vorher außer Betrieb genommen wird. Der Weiterbetrieb einer bestehenden Offshore-Netzanbindung kann auch beiTeilauslastung volkswirtschaftlich sinnvoll sein, wenn dadurch verbleibende Erzeugungsanlagen weiterbetrieben und bestehende Infrastruktur effizient genutzt werden kann.

Hierbei sind auch die Regelungen des § 17e EnWG und der regulatorische Rahmen für die Übertragungsnetzbetreiber mitzudenken. Ein längerer Betrieb von Offshore-Netzanbindungen muss technisch, regulatorisch und finanziell möglich sein. Dazu gehört auch, die entsprechenden Kosten in der Regulierung der ÜNB sachgerecht berücksichtigen zu können.

Der BWO hatte in diesem Zusammenhang auch auf die regulatorische Finanzierung und die Behandlung entsprechender Aufwendungen unter anderem im Rahmen der Netzentgeltregulierung hingewiesen. Diese Schnittstelle wird mit der vorliegenden WindSeeG-Novelle noch nicht umfassend adressiert. Das Aufbringen und "Einspielen" der Netzanbindungskosten sollte in der (künftigen) Energiewelt nicht die Aufgabe der Erzeuger sein

10.5 Betriebsbereite Kapazitäten realistisch definieren und technische Flexibilität sichern

Ein Weiterbetrieb sollte grundsätzlich darauf ausgerichtet sein, die vorhandene Erzeugungs- und Netzinfrastruktur weiterhin sinnvoll und effizient zu nutzen. Gleichzeitig muss berücksichtigt werden, dass mit zunehmender Betriebsdauer technische Einschränkungen einzelner Anlagen auftreten können.

Der BWO empfiehlt daher, für den Weiterbetrieb nicht an eine starre Mindesteinspeisung oder einen festen Anteil der ursprünglichen Erzeugungskapazität anzuknüpfen. Die tatsächliche Einspeisung kann auch durch netzseitige Beschränkungen oder Systemeingriffe beeinflusst werden und eignet sich daher nur eingeschränkt als Steuerungskriterium.

Maßgeblich sollte vielmehr die technische Betriebsbereitschaft auf Parkebene sein. Eine sachgerechte Regelung kann an der weiterhin angeschlossenen Kapazität und einem mittelfristig nachvollziehbaren Betriebszustand anknüpfen. Gleichzeitig muss es möglich bleiben, einzelne Anlagen aus technischen, rechtlichen oder genehmigungsrechtlichen Gründen außer Betrieb zu nehmen, ohne dass dadurch automatisch der Weiterbetrieb des gesamten Parks infrage gestellt oder dessen Rückbau ausgelöst wird.

10.6 Weiterbetrieb, Rückbau und Nachnutzung gemeinsam planen

Die eigentliche Lebenszyklusentscheidung geht deutlich über die Verlängerung der Genehmigungsdauer hinaus.

Mehrere Jahre vor dem Ende eines Windparks muss geklärt sein,

- wann der Park endgültig außer Betrieb geht,
- wie lange die Netzanbindung weiter genutzt wird,
- wann Rückbauarbeiten beginnen,
- in welchem Umfang Einrichtungen beseitigt werden und
- wann die Fläche für die nachfolgende Nutzung zur Verfügung stehen muss.

Diese Entscheidungen sollten nicht unabhängig voneinander getroffen werden.

§ 8 Abs. 3 WindSeeG ermöglicht bereits Festlegungen zur Nachnutzung und erneuten Ausschreibung genutzter Flächen. § 69 Abs. 7 stellt künftig eine Verbindung zwischen der geplanten Nachnutzung und der Verlängerung her. Das sind sinnvolle Ansatzpunkte.

Ein umfassendes Verfahren, in dem BSH, Betreiber und Übertragungsnetzbetreiber frühzeitig über Weiterbetrieb, Rückbau, Netznutzung und Nachnutzung als zusammenhängende Zeitachse entscheiden, fehlt jedoch weiterhin und ist aus Sicht des BWO unerlässlich, um hinreichende Planungssicherheit aller Stakeholder zu ermöglichen.

Der BWO empfiehlt, diesen Lebenszyklusansatz insbesondere in den §§ 4, 5 und 8 WindSeeG stärker zu verankern und Weiterbetrieb, Rückbau und Nachnutzung zeitlich eng aufeinander abzustimmen. Ziel sollte es sein, angesichts der begrenzten Flächenverfügbarkeit in der deutschen AWZ längere Nutzungslücken zwischen dem Ende eines Bestandsprojekts und der anschließenden Nachnutzung zu vermeiden. Übergang vom Betrieb zum Rückbau flexibler gestalten

Auch § 80 WindSeeG wird im Referentenentwurf nicht entsprechend weiterentwickelt.

Nach Eintritt der Beseitigungsverpflichtung soll die Beseitigung grundsätzlich innerhalb von zwölf Monaten abgeschlossen werden. Für große Offshore-Windparks ist der Rückbau jedoch selbst ein komplexes Großprojekt. Er benötigt Schiffs-, Hafen-, Entsorgungs- und Recyclingkapazitäten und ist von Wetterfenstern sowie der Verfügbarkeit spezialisierter Dienstleister abhängig.

Eine starre Abfolge von Betriebsende – Beseitigungsverpflichtung – Rückbau wird der praktischen Realität deshalb nur eingeschränkt gerecht.

Der BWO empfiehlt einen planbaren und ausreichend flexiblen Übergang zwischen Betrieb und Rückbau, der zugleich sicherstellt, dass eine für die Nachnutzung vorgesehene Fläche rechtzeitig zur Verfügung steht.

Eine frühzeitige Koordinierung kann zugleich dazu beitragen, Rückbau- und Errichtungsarbeiten eines Folgeprojekts besser aufeinander abzustimmen und die hierfür benötigten Kapazitäten effizienter einzusetzen.

10.7 Partiellen Rückbau als Regelfall anerkennen

Der BWO empfiehlt weiterhin, nicht pauschal zu fordern, dass sämtliche Einrichtungen vollständig entfernt werden müssen.

§ 80 Abs. 1 WindSeeG ermöglicht bereits eine Einzelfallentscheidung des BSH zum Umfang der Beseitigung. Dabei sind Umweltbelange, Stand von Wissenschaft und Technik sowie anerkannte internationale Normen zu berücksichtigen. Diese Flexibilität ist einerseits nachvollziehbar und sachgerecht. Andererseits sollte die Einzelfallentscheidung von einer klaren Regel-Ausnahme-Logik ausgehen: Der partielle Rückbau sollte den praxistauglichen Ausgangspunkt und grundsätzlich ausreichenden Regelfall bilden. Eine weitergehende oder

vollständige Entfernung ist nur dann sachgerecht, wenn sie technisch belastbar erprobt, sicher durchführbar und verhältnismäßig ist und zugleich einen nachvollziehbaren zusätzlichen Nutzen für Umwelt, Sicherheit oder Flächennachnutzung bietet. Denn auch die vollständige Entfernung ist nicht eingriffsneutral: Zusätzliche Arbeiten am Meeresboden, Sedimentmobilisierung, Schiffseinsätze und weitere Offshore-Arbeiten können selbst erhebliche ökologische und technische Belastungen verursachen. Maßgeblich sollte daher nicht die theoretisch größtmögliche Entfernung sein, sondern das technisch erforderliche, ökologisch vertretbare und verhältnismäßige Maß.

10.8 Netzanbindung auch in der Rückbauphase berücksichtigen

Der Referentenentwurf erkennt die Bedeutung der Netzanbindung für den Weiterbetrieb an, indem eine Verlängerung nur ermöglicht wird, soweit die Betriebsdauer der zugehörigen Netzanbindung dies technisch und betrieblich zulässt.

Dies greift die BWO-Empfehlung jedoch nur teilweise auf. Die Netzanbindung ist auch während Stilllegung und Rückbau für Hindernisbefeuerung, Kommunikation, Eigenversorgung, Überwachung und Arbeitssicherheit relevant. Der Netzanschluss und die zugehörige Infrastruktur sollten daher bis zum Abschluss der Beseitigungsphase verfügbar bleiben können. Eine vorzeitige Netztrennung kann zusätzliche technische, logistische und sicherheitsbezogene Risiken schaffen.

10.9 Rückbausicherheiten lebenszyklusgerecht ausgestalten

Das bestehende WindSeeG enthält bei den Rückbausicherheiten bereits sinnvolle flexible Elemente.

Nach der Anlage zu § 80 Abs. 3 WindSeeG werden Art, Umfang und Höhe der Sicherheit durch das BSH bestimmt und regelmäßig überprüft. Eine Verlängerung der Betriebsdauer muss sich auch in der zeitlichen Einordnung von Rückbauverpflichtungen und Sicherheiten abbilden. Rückbausicherheiten sollten risikobasiert aufgebaut, regelmäßig überprüft und an den tatsächlich vorgesehenen Rückbauumfang angepasst werden. Bei der Bemessung der Sicherheiten sollten zudem der verbleibende Projektwert sowie die während der Restlebensdauer prognostizierten Erträge berücksichtigt werden, da diese einen wesentlichen Beitrag zur Absicherung künftiger Rückbauverpflichtungen leisten können. Zu vermeiden sind eine unnötige Vorverlagerung der Kapitalbindung sowie Doppelbelastungen, bei denen ein Betreiber gleichzeitig den laufenden Rückbau finanziert und Sicherheiten in unveränderter Höhe vorhalten muss.

Während der Rückbauphase sollten Sicherheiten entsprechend nachgewiesener Rückbauschritte schrittweise freigegeben werden können. Damit wird die finanzielle Absicherung der Rückbauverpflichtung gewährleistet, ohne Kapital über den tatsächlichen Sicherungsbedarf hinaus zu binden.

10.10 Übergangsregelung für bereits vergebene Projekte

Die neue 35-jährige Regellaufzeit gilt nicht uneingeschränkt für bereits auf Grundlage des bisherigen Ausschreibungsregimes vergebene Projekte.

§ 102 Abs. 8 WindSeeG-E sieht für Projekte, denen ein Zuschlag aus den Ausschreibungsjahren 2023 bis 2025 zugrunde liegt, weiterhin die bisherige Regelung vor. Damit bleibt es für diese grundsätzlich bei einer Befristung von 25 Jahren mit der Möglichkeit einer Verlängerung um bis zu zehn Jahre. Für bereits zuvor bezuschlagte Projekte bestehen entsprechende Übergangsregelungen, insbesondere nach § 102 Abs. 3 WindSeeG..

Der BWO erkennt an, dass bereits getroffene planerische und netztechnische Entscheidungen berücksichtigt werden müssen. Entscheidend ist aber, dass auch für diese Projekte ein technisch sinnvoller Weiterbetrieb auf insgesamt bis zu 35 Jahre praktikabel und frühzeitig planbar bleibt. Darüber hinaus sollte geprüft werden, auch für die in den Jahren 2023 bis 2025 bezuschlagten Projekte die neue 35-jährige Regellaufzeit anzuwenden. Unterschiedliche Laufzeitregime für technisch und netzseitig zusammenhängende Offshore-Windparks können insbesondere innerhalb eines Clusters zu zeitlichen Versätzen und einer ineffizienten Nutzung der vorhandenen Netzanbindungsinfrastruktur führen.

10.11 Befristungsbeginn überprüfen

Darüber hinaus sollte geprüft werden, ob die mit § 69 Abs. 7 angestrebte 35-jährige Laufzeit tatsächlich einer 35-jährigen wirtschaftlichen Betriebsdauer entspricht.

Nach der vorgesehenen Systematik beginnt die Befristung bereits zwölf Monate nach dem Nachweis über den Beginn der Errichtung nach § 81 Abs. 2 Nr. 3 WindSeeG. Die vollständige technische Betriebsbereitschaft nach § 81 Abs. 2 Nr. 5 liegt zeitlich später.

Aus Sicht des BWO sollte die 35-jährige Laufzeit an die tatsächliche Inbetriebnahme des Windparks anknüpfen. Zugleich sollte die Laufzeit grundsätzlich parkbezogen ausgestaltet werden. Eine einheitliche Laufzeit auf Parkebene schafft betriebliche und organisatorische Klarheit, ohne die notwendige Flexibilität auf Anlagenebene einzuschränken. Anlagenspezifische Abschaltungen müssen aus sachlichen Gründen weiterhin möglich bleiben.

Wenn mit der Novelle tatsächlich ein wirtschaftlich und technisch sinnvoller Betrieb von bis zu 35 Jahren ermöglicht werden soll, sollte geprüft werden, ob der Fristbeginn mit diesem Ziel vollständig übereinstimmt.

10.12 Redaktioneller Fehler in § 69 Abs. 7

Die Neufassung des § 69 Abs. 7 WindSeeG-E enthält zudem einen konkreten Satzverweisfehler.

Durch die neu eingefügten Regelungen befindet sich die Möglichkeit einer nachträglichen Verlängerung nun in Satz 5. Der anschließende Satz verweist jedoch weiterhin auf „Anträge nach Satz 4“.

Satz 4 enthält in der neuen Fassung keine entsprechende Antragsregelung. Der Verweis wurde offensichtlich aus der bisherigen Gesetzesfassung übernommen, ohne die durch die Neuregelung veränderte Satznummerierung anzupassen. Auch der anschließende Bezug auf die „Belange des Satzes 4“ sollte entsprechend überprüft werden.

Der BWO empfiehlt, nicht lediglich die Satznummer auszutauschen, sondern die Vorschrift redaktionell eindeutiger zu formulieren und unmittelbar auf „Anträge auf nachträgliche Verlängerung der Befristung“ Bezug zu nehmen.

10.13 Gesamtbewertung und Handlungsempfehlung

Die Verlängerung der regulären Genehmigungsdauer auf 35 Jahre ist eine substanzielle und ausdrücklich zu begrüßende Verbesserung. Auch das vereinfachte Verlängerungsverfahren und die Verknüpfung mit der Nachnutzung der Fläche und der Lebensdauer der Netzanbindung greifen wichtige Handlungsempfehlungen des BWO auf.

Die Novelle bleibt jedoch auf halbem Weg stehen.

Die 35-jährige Laufzeit sollte an die Inbetriebnahme der letzten Windenergieanlage des Windparks anknüpfen, damit die vorgesehene Betriebsdauer tatsächlich ausgeschöpft werden kann.

Eine wirklich lebenszyklusgerechte Regulierung erfordert, dass Weiterbetrieb, Netzanbindung, Stilllegung, Rückbau und Nachnutzung gemeinsam und frühzeitig geplant werden. Dazu gehören die gebiets- beziehungsweise clusterbezogene Betrachtung des Weiterbetriebs, verlässliche frühzeitige Verlängerungsentscheidungen, eine regulatorische Absicherung der weiteren Nutzung der Offshore-Netzanbindung, technisch einheitliche Bewertungsstandards, ein flexibler Übergang zum Rückbau sowie eine risikogerechte Entwicklung der Rückbausicherheiten.

Der BWO empfiehlt daher, die mit § 69 Abs. 7 begonnene Weiterentwicklung konsequent fortzuführen und insbesondere die §§ 4, 5, 8 und 80 WindSeeG sowie die einschlägigen Schnittstellen zum EnWG zu einem konsistenten Lebenszyklusregime weiterzuentwickeln.

35 Jahre Betriebs- und Genehmigungsperspektive sind ein wichtiger Schritt. Der volle volkswirtschaftliche und industrielle Nutzen entsteht jedoch erst, wenn auch die Jahre vor und nach dem eigentlichen Betriebsende als zusammenhängender Lebenszyklus geplant werden. Die mögliche Verlängerung um weitere fünf Jahre bei technischer und wirtschaftlicher Tragfähigkeit sollte dabei von vornherein als Bestandteil dieser Lebenszyklusperspektive mitgedacht werden.

Der BWO begrüßt ausdrücklich, dass der Referentenentwurf die reguläre Laufzeit neuer Offshore-Windparks von bislang 25 auf grundsätzlich 35 Jahre verlängert. Damit wird eine wesentliche Empfehlung des BWO aufgegriffen. Eine längere Nutzung bestehender Offshore-Windparks und ihrer Netzanbindungen kann Investitions- und Netzkosten über einen

längeren Zeitraum verteilen, zusätzliche Errichtungs- und Rückbauzyklen vermeiden, die Lieferkette entlasten und zusätzliche Eingriffe in die Meeresumwelt reduzieren.

Die Verlängerung der Genehmigungsdauer allein reicht für eine lebenszyklusgerechte Regulierung jedoch nicht aus. Der BWO empfiehlt, Weiterbetrieb, Netzanbindung, Stilllegung, Rückbau und anschließende Flächennachnutzung als zusammenhängende Entscheidung zu gestalten. Dabei müssen auch die Auswirkungen auf benachbarte Parks und gemeinsame Netzanbindungssysteme berücksichtigt werden. Entscheidungen über einen möglichen Weiterbetrieb müssen frühzeitig getroffen werden, damit Betreiber notwendige Ersatzinvestitionen, Wartungsstrategien, Rückbaukapazitäten und die weitere Nutzung der Offshore-Netzanbindung rechtzeitig planen können.

11 Umwelt- und naturschutzfachliche Novellierungen

11.1 Innovationspotenzial

Der BWO begrüßt, dass die Definition der Pilotwindenergieanlagen in § 3 c) Nummer 7 WindSeeG-RefE grundsätzlich für neue Methoden geöffnet wird.

➔ Der BWO fordert jedoch, die Piloteigenschaft nicht faktisch auf schallmindernde Gründungstechnologien zu verengen, sondern ausdrücklich auch innovative natur- und artenschutzfachliche Ansätze – etwa neue Verfahren zum Schutz und Monitoring von Zugvögeln – zu erfassen.

Im vergangenen Jahr 2025 wurde die EU-Erneuerbaren-Richtlinie (RED III) in nationales Recht bzw. im WindSeeG umgesetzt. Den BWO erreichen nun erste Erfahrungsberichte aus der Branche, dass einzelne Regelungen mit Wirkung für die Praxis verbessert und nachjustiert werden müssen. Der BWO sieht in der laufenden WindSeeG-Novelle die Notwendigkeit für den Gesetzgeber, um spürbare Besserungen zu bewirken.

Ein Beispiel sind Probleme mit Test- und Referenzmessungen von Schallschutztechnologien. Diese waren früher über eine artenschutzrechtliche Ausnahmegenehmigung möglich, doch sind mit der Umsetzung der RED III entfallen. Messungen, die Schallgrenzwerte überschreiten, lösen nun automatisch finanzielle Ausgleichszahlungen aus. Das erschwert die Erprobung und Weiterentwicklung neuer Verfahren, etwa im Schallschutz, erheblich. Technologischer Fortschritt beim Schallschutz muss jedoch unter kontrollierten Bedingungen möglich bleiben.

➔ Aus Sicht des BWO müssen §§ 70a und 72a WindSeeG so angepasst werden, dass das BSH zeitlich und in ihrem Umfang klar begrenzte Test- und Referenzmessungen unter definierten Bedingungen wieder rechtssicher zulassen kann. Der BWO schlägt vor, dass entsprechende Formulierungshilfe ergänzt wird: *"Bei der Festsetzung eines finanziellen Ausgleichs bleiben Auswirkungen außer Betracht, die ausschließlich aus einer vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zugelassenen, zeitlich und*

hinsichtlich ihres Umfangs begrenzten Test- oder Referenzmessung zur Erprobung, Validierung oder Weiterentwicklung innovativer Gründungs- oder Schallschutzverfahren resultieren."

Der BWO begrüßt, dass § 72a Absatz 2 WindSeeG-RefE eine differenzierte Regelung zum Einsatz von Blasenschleiern vorsieht. Die bislang pauschale Pflicht, Blasenschleier „immer" anzuordnen, wurde zu Recht dahingehend präzisiert, dass darauf verzichtet werden kann, wenn schallarme Gründungsmethoden die etablierten Schallschutzgrenzwerte und damit die Anforderungen des § 44 Absatz 1 BNatSchG bereits einhalten.

11.2 Zentral koordiniertes Umweltmonitoring

Nach § 91a Abs. 1 WindSeeG-RefE sollen die für Zulassungs- und Vollzugsverfahren erforderlichen Umweltuntersuchungen grundsätzlich durch das BSH koordiniert durchgeführt werden. Der BWO unterstützt diesen Ansatz.

Ein zentral koordiniertes Umweltmonitoring beziehungsweise clusterbezogenes Monitoring kann gegenüber zahlreichen isolierten projektbezogenen Untersuchungen erhebliche Vorteile bieten. Gerade bei benachbarten Offshore-Windparks führen getrennte Untersuchungsprogramme teilweise dazu, dass ähnliche Untersuchungen räumlich und zeitlich parallel stattfinden.

Positiv bewertet der BWO, dass der Entwurf nicht sämtliche Untersuchungen zwingend zentralisiert. Projektbezogene Untersuchungen, die eng mit Errichtung und Betrieb eines einzelnen Windparks verbunden sind, können weiterhin beim Vorhabenträger verbleiben.

Der BWO appelliert an den Gesetzgeber, dass festgelegt wird, dass die Branche bei der Erstellung des Rahmenkonzepts in der Form eines Begleit- bzw. Fachkreises durch das BSH in den Prozess miteingebunden wird und dies in der Gesetzesbegründung mit aufgenommen wird.

Die Offshore-Windbranche verfügt über umfangreiche Erfahrungen im Umweltmonitoring und möchte sicherstellen, dass Vertrauens- und Bestandsschutz erhalten bleiben, keine zusätzlichen neuen Kosten entstehen dürfen, Eingriffe in Konstruktion, Bau und Betrieb verhindert werden, HSE und Haftung gewährleistet sind sowie KRITIS, Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse geschützt werden.

11.3 Abschaffung des 2K-Kriteriums

Der BWO begrüßt die Streichung des §17d Absatz 1b EnWG bzw. die Abschaffung des 2K-Kriteriums.

Der BWO plädiert dafür, dass sicherzustellen ist, dass die Streichung des §17d Absatz 1b EnWG sich nicht ausschließlich auf die Exportkabel bzw. Offshore-Anbindungsleitungen reduziert, sondern folgerichtig und konsequent sich auch über die AC-Innerparkverkabelung der Offshore-Windparks erstreckt. Eine entsprechende nachgelagerte Anpassung über das

Planfeststellungsrecht des BSH und die dortigen Nebenbestimmungen erscheint erforderlich, um die Abschaffung des 2K-Kriteriums umzusetzen.

Der BWO empfiehlt eine Definition zu ergänzen, dass die Abschaffung des 2K-Kriterium auch für bereits in der Planung (bezuschlagte) Projekte fortan gilt.

12 Offshore-Rettungsinfrastruktur in der AWZ

Der BWO unterstützt den Aufbau einer gemeinsamen, leistungsfähigen Rettungsinfrastruktur für küstenferne Gebiete. Der Schutz von Leben und Gesundheit, der auf See Beschäftigten hat für die Branche höchste Priorität und ist Grundvoraussetzung für das Erreichen der Offshore-Ausbauziele. Während die bestehenden, betreiberseitig finanzierten Rettungsketten in küstennahen Bereichen zuverlässig funktionieren, braucht es für küstenferne Gebiete einen verlässlichen Rahmen, der neben der Praxistauglichkeit unter realen Offshore-Bedingungen zwingend auch die Investitionssicherheit und die Planbarkeit der Prozess- und Betriebskosten gewährleistet. Eine Orientierung an praxiserprobten Rettungsansätzen der Nachbarländer sollte dabei einbezogen werden.

12.1 Übergeordnete Trägerstruktur statt Verlagerung in den FEP

Der gesetzgeberische Ansatz, Planung, Errichtung und Vorfinanzierung über den FEP auf einzelne private Vorhabenträger abzuwälzen, ist rechtlich wie wirtschaftlich nicht umsetzbar und gefährdet die Gebotsabgabe in kommenden Ausschreibungen. Es braucht eine gesetzlich verankerten, übergeordneten Träger- und Vorfinanzierungsstruktur mit staatlicher Risikoabsicherung, die mit den betrieblichen Rettungsketten verzahnt ist. Der FEP ist ein Instrument der räumlichen und zeitlichen Flächenplanung, kein Gesetz zur Gründung und Finanzierung einer überbetrieblichen Sicherheitsorganisation. Zudem entfaltet er keine unmittelbare Rechtswirkung gegenüber bestehenden Genehmigungen, was nachträgliche Einzelanordnungen des BSH und langwierige Rechtsstreitigkeiten zur Folge hätte. Zentrale Struktur-, Finanzierungs- und Haftungsfragen müssen daher unmittelbar durch Gesetz bzw. Rechtsverordnung geregelt werden.

12.2 Ablehnung der privaten Gesamtschuld und praktische Regelungsdefizite

Eine Vorleistungs- und Koordinierungsaufgabe für einen gesamten Seeraum über eine gesetzlich angelegte Gesamtschuld auf private Windparkbetreiber zu verlagern, ist strukturell ungeeignet. Durch die aktuelle Gesamtschuldregelung entsteht ein unzumutbares „First-Mover“-Risiko. Zum Zeitpunkt der ersten Ausschreibung stehen die Inhaber späterer Flächen noch nicht fest. Ein einzelner Vorhabenträger müsste eine auf den gesamten Seeraum dimensionierte Infrastruktur allein planen und vorfinanzieren und trüge das volle Insolvenz-, Verzögerungs- und Ausbaurisiko späterer Projekte. Umgekehrt hätten nachfolgende Betreiber keinen Einfluss auf Konzeption und Beschaffung, obwohl sie nachträglich die Kosten mittragen sollen. Ohne kalkulierbare Risiken ist eine fundierte Gebotskalkulation unmöglich.

Der Entwurf lässt die wesentlichen Vollzugsfragen offen:

1. *Konkreter Umsetzungsinhalt:* Es ist unklar, welche baulichen und organisatorischen Maßnahmen konkret geschuldet sind (z. B. Pflicht zu Offshore-Hangars für Rettungshubschrauber, Verortung auf ÜNB-Konverterplattformen, bauliche Mindeststandards).
2. *Zuständigkeit und Reihenfolge:* Es fehlt eine Regelung, wer als „Erster" die Pflicht auslöst, inwieweit ÜNB zur Vorhaltung drittnutzbarer Infrastruktur verpflichtet sind und wie Streitigkeiten gelöst werden, falls der Ersterrichter die Mitnutzungsbestätigung verweigert oder an überhöhte Forderungen knüpft.
3. *Kostenverteilung:* Es existiert kein gesetzlicher Verteilungsschlüssel für den Gesamtschuldnerausgleich (Differenzierung nach CAPEX/OPEX, Umlage nach MW oder Turbinenanzahl, dynamische Anpassung bei Zu- oder Wegfall von Anlagen).
4. *Projektwegfall („Stranded Costs"):* Die Risikotragung bei Nichtbezuschlagung, Nichtbau oder Insolvenz eingeplanter Parks und einer daraus folgenden Überdimensionierung ist ungeklärt.
5. *Verzögerung oder Nichterrichtung:* Es fehlen Fristen sowie Regelungen zu Zulassungsvoraussetzungen, Schadensersatz oder Ersatzvornahmen für nachfolgende Parks, wenn der Erstverpflichtete in Verzug gerät.
6. *Übergangsregeln:* Es ist offen, ob bestehende oder im Bau befindliche Konverterplattformen nachträglich nachgerüstet werden müssen und wer hierfür die Kosten trägt.

12.3 Räumlicher Anwendungsbereich (Fokus auf küstenferne Gebiete)

Während die Gesetzesbegründung auf küstenferne Gebiete abstellt, ist die Ermächtigung allgemein gefasst. Der BWO fordert, zusätzliche Vorgaben zur gemeinsamen Rettungsinfrastruktur gesetzlich strikt auf küstenferne zu beschränken, in denen bestehende landseitige Rettungsketten aufgrund der Entfernung die Rettungszeiten und medizinischen Standards nicht gewährleisten können. Küstennahe Projekte verfügen über funktionierende Rettungsketten und dürfen nicht durch zusätzliche Vorgaben belastet werden.

12.4 Finanzierung und Bestandsschutz

Um Investitionssicherheit zu gewährleisten, müssen Finanzierung und Bestandsschutz vorab verbindlich auf gesetzlicher Ebene geregelt werden. Eine übergeordnete Trägerstruktur muss das Vorleistungs- und Ausfallrisiko auffangen und die Kosten erst bei tatsächlicher Nutzung nach einem transparenten, leistungsbezogenen Schlüssel diskriminierungsfrei umlegen. Verpflichtete, Verteilungsschlüssel, Haftungsgrenzen und die Einbeziehung späterer Betreiber müssen vor Gebotsabgabe gesetzlich feststehen, damit Bieter die Kosten verlässlich einpreisen können.

Für Bestandsparks, bereits bezuschlagte Projekte und küstennahe Vorhaben darf keine nachträgliche finanzielle oder regulatorische Zusatzbelastung entstehen. Sollte die neue Rettungsinfrastruktur im Einzelfall zugunsten von Bestandsparks zum Einsatz kommen, sind hierfür vorab transparente, rein einsatzbezogene Abrechnungsmaßstäbe festzulegen.

Eine Beteiligung an Investitions- oder laufenden Vorhaltekosten der neuen Infrastruktur ist auszuschließen.

12.5 Branchenbeteiligung und „Gemeinsamer Standard Offshore-Rettung“

Der BWO fordert eine frühzeitige, substanzielle und dauerhafte Einbindung der Branche in alle Regelsetzungs- und Umsetzungsprozesse (geregelte Konsultationen, ständiger Fachbeirat, praxistaugliche Tests/Übungen vor Inkrafttreten sowie regelmäßige Evaluationen).

Für den in Erarbeitung befindlichen „gemeinsamen Standard Offshore-Rettung“ sind insbesondere folgende Leitlinien maßgeblich:

- Hilfsfristen: Berücksichtigung von Witterung, Nachtbetrieb, Transfergrenzen sowie der etablierten erweiterten medizinischen Erstversorgung im Windpark.
- Personal und Qualifikation: Risikobasierte Festlegung je nach Anlagentyp, Betriebsphase und Einsatzszenario.
- Technologie- und Konzeptoffenheit: Anerkennung bewährter, gleichwertiger Rettungskonzepte.
- Prozessklarheit: Eindeutig definierte Schnittstellen und nachvollziehbare Nachweisanforderungen für Betreiber, Arbeitgeber und Rettungsdienste.

12.6 Zuständigkeit, Aufsicht und Haftung

Der Entwurf adressiert hoheitliche Befugnisse, Aufsichts- und Nachweisprozesse sowie Haftungsfragen bislang nur unzureichend. Der Entwurf knüpft Pflichten an die „verantwortlichen Personen im Sinne des § 78 WindSeeG“ an, was auf die für den Betrieb verantwortliche natürliche Person verweist. Da Planung, Errichtung und Finanzierung einer überbetrieblichen Infrastruktur weit über die individuelle Betriebsorganisation hinausgehen, fordert der BWO eine gesetzliche Klarstellung. Es bedarf einer klaren gesetzlichen Zuweisung von Aufsicht, Nachweisführung, Prüfzeitpunkten und zuständigen Behörden sowie bundeseinheitlicher Definitionen zentraler Begriffe und klarer Haftungsgrenzen bei Ausfällen zentraler Infrastruktur.

Kontakt:

info@bwo-offshorewind.de
Bundesverband der Windenergie Offshore e.V.
Spreeufer 5
10178 Berlin
Lobbyregister: R000252