

Stellungnahme zum

Entwurf des Windenergie-auf-See-Gesetzes

17. August 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

1 Executive Summary

Die Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes muss sich an einem zentralen Ziel messen lassen: Sie muss die Realisierungssicherheit von Offshore-Windprojekten in Deutschland **substanziell erhöhen**. Die Erfahrungen der vergangenen Jahre haben gezeigt, dass ein Zuschlag allein noch keine Gewähr dafür bietet, dass ein Offshore-Windpark tatsächlich gebaut wird. Zugleich waren die gescheiterten Ausschreibungen des Jahres 2025 ein deutliches Warnsignal für die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Investitionsstandorts Deutschland. Während andere europäische Märkte ihre Ausschreibungsbedingungen bereits auf die erheblich veränderten Kosten-, Finanzierungs- und Lieferkettenbedingungen angepasst haben, hat Deutschland erst mit erheblicher Verzögerung reagiert.

Der BWO begrüßt deshalb grundsätzlich, dass die Bundesregierung das bisherige Ausschreibungsdesign korrigieren und für Offshore-Windenergie einen zweiseitigen Contract for Difference (CfD) einführen will. Dies ist ein wichtiger und überfälliger Schritt. **Der vorliegende Gesetzentwurf bleibt jedoch deutlich hinter dem zurück, was erforderlich wäre, um Investitionssicherheit, Wettbewerb und eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit dauerhaft wiederherzustellen.** Insbesondere das vorgesehene zweistufige Ausschreibungsmodell hält an einem zentralen Schwachpunkt des bisherigen Systems fest: Auch künftig können Projekte zunächst ohne CfD-Absicherung vergeben werden. Damit besteht weiterhin die Gefahr, dass besonders risikoaffine Geschäftsmodelle den Zuschlag erhalten, obwohl die Bereitschaft zur Übernahme langfristiger Strompreis- und Vermarktungsrisiken kein belastbarer Indikator für die spätere Realisierung eines Projektes ist. **Der BWO fordert deshalb ein CfD-only-Modell für alle künftigen Offshore-Ausschreibungen.**

Entscheidend ist zudem, dass der CfD wirksam indexiert wird. Der Gesetzentwurf reduziert zwar das Strompreisrisiko, lässt das erhebliche Kostenentwicklungsrisiko zwischen Auktion, finaler Investitionsentscheidung und Inbetriebnahme aber weitgehend beim Projekt. Gerade bei Offshore-Wind liegen zwischen Zuschlag und Inbetriebnahme regelmäßig fünf bis sieben Jahre. In dieser Zeit können sich Turbinen-, Fundament-, Kabel-, Installations-, Rohstoff- und Finanzierungskosten erheblich verändern. Besonders problematisch ist, dass zum Zeitpunkt der Auktion selbst der tatsächliche Netzanschlusstermin noch nicht verbindlich feststeht. Projektentwickler müssen damit einen Preis für ein Projekt anbieten, dessen Realisierungszeitpunkt und damit dessen Kostenbasis sie weder vollständig kennen noch beeinflussen können. Ohne Indexierung müssen diese Risiken entweder durch hohe Risikoprämien bereits im Gebot eingepreist werden – mit entsprechend höheren Kosten für das Fördersystem – oder sie führen bei unerwarteten Kostensteigerungen dazu, dass bezuschlagte Projekte später wirtschaftlich nicht mehr realisierbar sind. Eine sachgerechte Indexierung ist deshalb kein zusätzlicher Fördermechanismus, sondern ein wesentliches Instrument zur Senkung von Risikoprämien und zur Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit.

Ein weiteres wesentliches Realisierungsrisiko liegt in der fehlenden frühzeitigen **Verbindlichkeit der Netzanschlussstermine**. Projektentwickler müssen bereits erhebliche finanzielle Verpflichtungen eingehen und langfristige Liefer- und Installationsverträge vorbereiten beziehungsweise abschließen, obwohl der Fertigstellungstermin der Offshore-Anbindungsleitung noch verändert werden kann. Wird der Netzanschlussstermin in einer fortgeschrittenen Projektphase verschoben, können daraus erhebliche Mehrkosten insbesondere durch die Verschiebung von Liefer-, Installations- und Finanzierungsterminen entstehen, ohne dass der Projektentwickler diese Verzögerung verursacht oder die daraus resultierenden Kosten vermeiden kann. Dieses Risiko erhöht die erforderlichen Risikoprämien und beeinträchtigt die Investitions- und Finanzierungsfähigkeit deutscher Offshore-Projekte. **Der BWO fordert deshalb, die Verbindlichkeit der Netzanschlussstermine deutlich früher herzustellen und jedenfalls sicherzustellen, dass nachweisbare Mehrkosten aus einer vom Übertragungsnetzbetreiber zu verantwortenden späteren Verschiebung nicht beim Offshore-Projekt verbleiben.** Eine sachgerechte Risikoverteilung muss dem Grundsatz folgen, dass Risiken von dem Akteur getragen werden, der sie am besten steuern kann.

Auch die vorgesehenen Höchstwerte müssen diesem Ziel dienen. Positiv bewertet der BWO, dass die Bundesnetzagentur künftig stärker auf unterschiedliche Standortbedingungen reagieren können soll. **Die allgemeine Anpassungsmöglichkeit von lediglich zehn Prozent ist jedoch zu starr. Investitions-, Finanzierungs- und Lieferkettenkosten können sich innerhalb weniger Jahre erheblich stärker verändern.** Die Bundesnetzagentur sollte deshalb innerhalb des beihilferechtlich zulässigen Rahmens ausreichenden Spielraum erhalten, nachweisbare Markt- und Kostenveränderungen substanziell abzubilden. Zugleich dürfen Höchstwert und Indexierung nicht miteinander verwechselt werden: Der Höchstwert muss am Tag der Auktion wirtschaftlich tragfähige Gebote ermöglichen; die Indexierung muss verhindern, dass ein tragfähiger Zuschlagswert während der anschließenden mehrjährigen Realisierungsphase wirtschaftlich entwertet wird.

Neben der Wirtschaftlichkeit muss das neue Ausschreibungsdesign **Wettbewerb und Akteursvielfalt besser absichern**. Die Konzentration sehr großer Ausschreibungsvolumina bei einzelnen Unternehmen schafft erhebliche Klumpenrisiken für den gesamten Ausbaupfad. Fällt ein großer Akteur oder ein Portfolio mehrerer gleichzeitig bezuschlagter Projekte aus, betrifft dies nicht nur einzelne Windparks, sondern mehrere Gigawatt Ausbauleistung, Netzanschlüsse und erhebliche Teile der industriellen Lieferkette gleichzeitig. **Der BWO empfiehlt deshalb insbesondere kleinere, wettbewerbsfördernde Flächenzuschnitte von rund 1 GW und eine Begrenzung der Zuschläge pro Bieter und Auktion („one lease per bidder“) einschließlich verbundener Unternehmen.** Die Realisierungssicherheit des deutschen Ausbaupfades darf nicht davon abhängen, dass wenige Unternehmen gleichzeitig mehrere Großprojekte erfolgreich umsetzen.

Besonders dringlich ist zudem eine Lösung für die Bebauung der bereits in den Jahren 2023 bis 2025 bezuschlagten Flächen. Der BWO hat über viele Jahre vor den Risiken des

bisherigen Auktionsdesigns und insbesondere davor gewarnt, dass unter extremen Erlös- und Kostenannahmen erteilte Zuschläge später möglicherweise nicht realisiert werden können. Dieses Risiko betrifft inzwischen bis zu rund 16 GW Offshore-Leistung und damit ein Projekt- und Beschaffungsvolumen von bis zu 50 Milliarden Euro. Der Gesetzentwurf löst dieses Problem nicht. Ohne eine einmalige, zeitlich eng begrenzte **Rückgabeoption** kann im ungünstigsten Fall erst wenige Jahre vor dem geplanten Netzanschluss verbindlich festgestellt werden, dass ein Projekt nicht realisiert wird. **Für die Offshore-Lieferkette ist dies besonders gefährlich: Hersteller, Häfen, Installationsunternehmen und maritime Dienstleister benötigen Jahre im Voraus belastbare Aufträge, um Produktionskapazitäten aufzubauen und Investitionen zu tätigen. Ein formal fortbestehender Zuschlag ohne gesicherte Investitionsentscheidung schafft diese Sicherheit gerade nicht.**

Der BWO fordert deshalb eine einmalige und klar konditionierte Rückgabeoption für Projekte der Ausschreibungsjahre 2023 bis 2025 ohne finale Investitionsentscheidung (FID). Zurückgegebene Flächen müssen unverzüglich unter dem neuen Ausschreibungsdesign erneut vergeben werden; der zurückgebende Zuschlagsinhaber darf an der Neuausschreibung derselben Fläche nicht teilnehmen. Eine solche Regelung stellt die Verbindlichkeit von Ausschreibungen nicht infrage. Sie schafft vielmehr frühzeitig Klarheit darüber, welche Projekte tatsächlich realisiert werden können, und verhindert, dass Flächen, Netzkapazitäten und Lieferketten über Jahre für Projekte vorgehalten werden, deren Realisierung wirtschaftlich nicht mehr gesichert ist. Der potenzielle Schaden eines ungeordneten Scheiterns ist angesichts eines betroffenen Investitions- und Beschaffungsvolumens von bis zu 50 Milliarden Euro erheblich und reicht weit über die unmittelbar betroffenen Projektentwickler hinaus. Er umfasst mögliche Fehlinvestitionen in Netzanbindungen und Hafeninfrastruktur, Produktions- und Beschäftigungsrisiken entlang der Lieferkette, verzögerte erneuerbare Strommengen sowie die Gefährdung des gesetzlichen Ausbaupfades.

Kritisch bewertet der BWO außerdem die vorgesehene Verschärfung der Sicherheiten und Pönalen. Höhere Sanktionen schaffen nicht automatisch eine höhere Realisierungswahrscheinlichkeit. Im Gegenteil: Die geplante Erhöhung der Sicherheiten führt bei einem 2-GW-Projekt zu Sicherungsvolumina von bis zu 400 beziehungsweise 500 Millionen Euro. Auch wenn diese regelmäßig über Bürgschaften gestellt werden, binden sie Kreditlinien, erhöhen Finanzierungskosten und können gerade weniger kapitalstarke Akteure aus dem Wettbewerb drängen. Entscheidend für die Projektrealisierung sind wirtschaftlich tragfähige Rahmenbedingungen, eine belastbare Finanzierung und realistische Fristen – nicht möglichst hohe Sanktionen. **Der BWO fordert deshalb ein verhältnismäßiges und stärker verschuldensabhängiges System von Sicherheiten, Pönalen und Realisierungsfristen.**

Positiv bewertet der BWO insbesondere die vorgesehene 35-jährige Regellaufzeit für Offshore-Windparks. Sie verbessert die wirtschaftliche Nutzung von Flächen und Infrastruktur und trägt der technischen Lebensdauer moderner Offshore-Windparks besser

Rechnung. Dieser Ansatz sollte konsequent zu einem Lebenszyklusmodell weiterentwickelt werden, in dem Betrieb, Netzanbindung, Weiterbetrieb, Rückbau und Nachnutzung gemeinsam betrachtet werden. **Die 35-jährige Laufzeit sollte dabei an die tatsächliche Inbetriebnahme anknüpfen und grundsätzlich auch für bereits bezuschlagte Projekte nutzbar gemacht werden.**

Auch bei Ausbaupfad und Flächeneffizienz enthält der Entwurf richtige Ansätze. **Das Festhalten am Ausbauziel von mindestens 70 GW bis 2045 und die verbesserten Möglichkeiten für grenzüberschreitende Kooperationsprojekte sind ausdrücklich zu begrüßen.** Eine Flexibilisierung der jährlichen Ausschreibungsmengen darf jedoch nicht zulasten einer langfristig verlässlichen Pipeline gehen. Für Investitionen in Produktionskapazitäten, Häfen und Schiffe benötigt die gesamte Wertschöpfungskette einen stetigen und vorhersehbaren Ausbaupfad. Gleichzeitig sollte die Flächenplanung stärker auf den tatsächlichen Energieertrag statt auf maximal installierte Nennleistung ausgerichtet werden. Der BWO empfiehlt deshalb für neue Flächen grundsätzlich eine Leistungsdichte von höchstens 8 MW/km² und eine Begrenzung der flächenspezifischen Überbauung auf ein volkswirtschaftlich sinnvolles Maß.

Bei der Umsetzung des Net-Zero-Industry Act (NZIA) unterstützt der BWO das Ziel, resiliente europäische Lieferketten zu stärken. Die nationale Umsetzung muss jedoch pragmatisch, europäisch anschlussfähig und realisierbar bleiben. Zusätzliche Anforderungen dürfen nicht selbst zum Realisierungsrisiko werden. Dies gilt insbesondere für Cybersecurity, Resilienzkriterien und Nachweispflichten sowie für Situationen tatsächlicher Lieferengpässe. Ebenso müssen neue Anforderungen an ein zentral koordiniertes Umweltmonitoring und an die Offshore-Rettungsinfrastruktur so ausgestaltet werden, dass Bestands- und Vertrauensschutz gewahrt bleiben und bereits bezuschlagte Projekte nicht nachträglich mit zusätzlichen Kosten und Investitionsrisiken belastet werden.

Insgesamt enthält der Gesetzentwurf wichtige und überfällige Kurskorrekturen, bleibt aber deutlich hinter den Erwartungen und Erfordernissen der Offshore-Wirtschaft zurück. Die Einführung eines CfD und die 35-jährige Regellaufzeit sind wichtige Fortschritte. Sie reichen jedoch nicht aus. Nach den gescheiterten Ausschreibungen 2025 kann sich Deutschland keine weitere Reform leisten, die zwar einzelne Symptome korrigiert, die strukturellen Realisierungsrisiken aber fortbestehen lässt. Erforderlich sind insbesondere ein CfD-only-Modell mit wirksamer Indexierung, realistische und flexibel anpassbare Höchstwerte, eine Begrenzung der Zuschlagskonzentration, eine einmalige Rückgabeoption für gefährdete Bestandszuschläge, frühzeitig verbindliche Netzanschlussstermine mit einer sachgerechten Absicherung nicht vom Projekt zu verantwortender Verschiebungsrisiken sowie ein verhältnismäßiges System von Sicherheiten und Pönalen. Maßstab für das WindSeeG darf künftig nicht mehr allein sein, ob Flächen erfolgreich bezuschlagt werden. Entscheidend muss sein, ob aus diesen Zuschlägen tatsächlich finanzierbare Projekte, verbindliche Investitionsentscheidungen, belastbare Aufträge für die Lieferkette und am Ende realisierte Offshore-Windparks entstehen.

Abschließender Hinweis zur Konsultation:

Die Konsultationsfrist von lediglich einer Woche steht aus Sicht des BWO in keinem angemessenen Verhältnis zur politischen und systemischen Bedeutung sowie zum Umfang der Wind-SeeG-Novelle. Eine derart kurze Frist erschwert eine fachlich fundierte und intern abgestimmte Stellungnahme der betroffenen Akteure und wird der Tragweite der vorgesehenen Änderungen für Investitionsentscheidungen, Netzausbau und Versorgungssicherheit nur unzureichend gerecht. Für Gesetzgebung dieser Größenordnung halten wir ein geordnetes, transparentes Beteiligungsverfahren mit realistischen Fristen von mindestens vier Wochen für erforderlich.

Inhaltsverzeichnis

1	EXECUTIVE SUMMARY	2
2	AUSBAUZIELE & AUSBAUPFAD	8
3	EINFÜHRUNG ZWEISEITIGER CFD.....	12
4	HÖCHSTWERTE FÜR OFFSHORE WIND AUSSCHREIBUNGEN	16
5	AKTEURSVIELFALT & WETTBEWERB	20
6	FEHLENDE RÜCKGABEOPTION GEFÄHRDET LIEFERKETTE	22
7	UMSETZUNG DES NET-ZERO-INDUSTRY ACT (NZIA)	27
8	SICHERHEIT, PÖNALEN UND REALISIERUNGSFRISTEN	34
9	WEITERBETRIEB UND RÜCKBAU ALS ZUSAMMENHÄNGENDE LEBENSZYKLUSENTSCHEIDUNG.....	42
10	UMWELT- UND NATURSCHUTZFACHLICHE NOVELLIERUNGEN UND INNOVATIONSPOTENZIALE ..	50
11	AWZ-WEITES MONITORING / ZENTRAL KOORDINIERTES UMWELTMONITORING.....	51
12	ABSCHAFFUNG DES 2K-KRITERIUMS.....	57
13	OFFSHORE-RETTUNGSINFRASTRUKTUR IN DER AWZ.....	58
14	SEKTORENKOPPLUNG UND WASSERSTOFFPRODUKTION AUF SEE	61
15	REDAKTIONELLER, RECHTSSYSTEMATISCHER UND GESETZESTECHNISCHER KORREKTURBEDARF.	63
16	RECHTSKLARHEIT UND BESTIMMTHEIT – KLARSTELLUNGSBEDARF	67

2 Ausbauziele & Ausbaupfad

Der BWO empfiehlt, das gesetzliche Ausbauziel von mindestens 70 GW Offshore-Windleistung bis 2045 uneingeschränkt beizubehalten. Eine stärkere Flexibilisierung der jährlichen Ausschreibungsmengen kann sinnvoll sein, sofern sie der besseren Synchronisierung von Flächenentwicklung, Projektumsetzung und Netzausbau dient. Sie darf jedoch weder das 70-GW-Ziel infrage stellen noch zulasten einer langfristig verlässlichen und stetigen Ausbau- und Ausschreibungspipeline gehen.

Der BWO begrüßt ausdrücklich, dass das Ausbauziel des § 1 Abs. 2 WindSeeG im Gesetzentwurf erhalten bleibt. Auch bei der vorgesehenen Flexibilisierung der Ausschreibungsmengen bleibt das langfristige Ziel verbindlicher Maßstab. Nach § 5 Abs. 5 WindSeeG-E sind die Gebiete, Flächen und ihre zeitliche Reihenfolge im Flächenentwicklungsplan so festzulegen, dass die Vorgaben des § 2a eingehalten werden; Abweichungen sind weiterhin nur zulässig, solange die Ausbauziele nach § 1 Abs. 2 erreicht werden.

Kritisch bewertet der BWO allerdings, 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. Die vorgesehene Flexibilisierung von 2-4.8GW jährlich darf nicht dazu führen, dass die langfristige Planbarkeit des Marktes abnimmt. Für die Unternehmen der Offshore-Wertschöpfungskette ist eine stabile und koordinierte Ausschreibungspipeline eine wesentliche Voraussetzung für Investitionen in Produktionskapazitäten und die hierfür erforderliche Infrastruktur. Das 70-GW-Ziel in Verbindung mit einem möglichst stetigen Ausbaupfad ist insofern nicht nur energiepolitische Zielgröße, sondern ein wichtiges langfristiges Investitionssignal für die gesamte Wertschöpfungskette.

2.1 Internationale Kooperationsprojekte

Der BWO begrüßt die mit § 5 EEG 2027 geschaffenen erweiterten Möglichkeiten für grenzüberschreitende Kooperationsprojekte ausdrücklich.

Besonders positiv ist die vorgesehene Ergänzung des § 5 Abs. 5 EEG 2027. Durch den neuen Satz 5 können grenzüberschreitende Offshore-Kooperationsprojekte künftig nicht nur im EEG berücksichtigt, sondern ausdrücklich auch auf das Ausbauziel nach § 1 Abs. 2 WindSeeG und auf die Ausschreibungsvolumina nach § 2a Abs. 1 WindSeeG angerechnet werden. Die Anrechnung erfolgt entsprechend dem Deutschland zugerechneten Leistungsbeziehungsweise Strommengenanteil und soll zugleich eine Doppelanrechnung verhindern.

Die aktuelle WindSeeG-Novelle ergänzt diesen Ansatz auf der Planungsseite. Durch die Einbeziehung internationaler Offshore-Anbindungsleitungen in die §§ 4 und 5 WindSeeG-E

sollen grenzüberschreitende Offshore-Kooperationsprojekte auch im Flächenentwicklungsplan berücksichtigt werden können. Die Begründung stellt dabei ausdrücklich den Zusammenhang zur Anrechnung nach § 5 Abs. 5 EEG 2027 her. Damit wird die vom BWO empfohlene gesetzliche Grundlage für die Einbeziehung entsprechender Projekte in die Fortschreibung des FEP grundsätzlich geschaffen. Der BWO begrüßt zudem, dass nach § 5 Abs. 2 EEG 2027 bei Offshore-Wind aufgrund der erforderlichen Projektgrößen auch ein größerer Umfang als 20 Prozent der insgesamt jährlich zu installierenden Leistung für Kooperationsprojekte ermöglicht werden kann. Dies schafft den notwendigen Spielraum, um grenzüberschreitende Offshore-Projekte in relevanter Größenordnung umzusetzen.

Bei der Anrechnung muss jedoch eine klare und sachgerechte Zuordnung gewährleistet bleiben. Grenzüberschreitende radiale Kooperationsprojekte mit ausschließlichem Netzanschluss nach Deutschland sollten zu 100 Prozent auf die deutschen Ausbauziele angerechnet werden können. Bei hybriden Projekten sollte die Anrechnung entsprechend der für Deutschland im jeweiligen Projekt zur Verfügung stehenden Netzanschlusskapazität erfolgen. Die jeweilige Zuordnung ist in den zugrunde liegenden völkerrechtlichen Vereinbarungen eindeutig festzuhalten; eine Doppelanrechnung muss ausgeschlossen werden.

Der BWO sieht allerdings kritisch, dass wesentliche Weichenstellungen für Kooperationsprojekte über die Verordnungsermächtigung des § 88a EEG 2027 getroffen werden können. Zentrale inhaltliche Leitplanken sollten bereits im Gesetz selbst festgelegt werden. Bei späteren wesentlichen Änderungen muss zudem eine angemessene Beteiligung des Parlaments sichergestellt bleiben.

Darüber hinaus sollten die zuständigen Behörden ein konkretes gesetzliches Mandat erhalten, gemeinsam mit den Nachbarstaaten eine erzeugungsoptimale Flächenkulisse zu entwickeln. Ziel muss sein, Abschattungseffekte, Umweltauswirkungen und erforderliche Seekabellängen grenzüberschreitend zu reduzieren.

2.2 Steigerung der Flächeneffizienz

Der BWO empfiehlt, für zukünftig auszuschreibende Offshore-Flächen im WindSeeG eine Leistungsdichte von in der Regel höchstens 8 MW/km² festzulegen und diese Vorgabe im Flächenentwicklungsplan für die noch nicht vergebenen Flächen umzusetzen. Ziel muss eine Flächenplanung sein, die nicht die maximal installierbare Nennleistung, sondern den tatsächlichen Energieertrag und die Kosteneffizienz des Gesamtsystems optimiert.

Aus Sicht des BWO sollte das BMWF zudem eine rechtliche Vorgabe machen, dass die Ausschreibungsreihenfolge der Flächen im FEP künftig ertragsoptimiert erfolgt.

Der Referentenentwurf erkennt das Problem hoher Leistungsdichten grundsätzlich an. Nach der Begründung sollen die Leistungsdichte auf einzelnen Flächen reduziert und Flächen teilweise neu zugeschnitten werden, um Abschattungseffekte zu verringern sowie Volllaststunden und Effizienz zu erhöhen. Diese Maßnahmen sollen jedoch im Rahmen der nächsten Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans umgesetzt werden und nach Auffassung des BMWF keine weiteren gesetzlichen Anpassung bedürfen.

Dies bleibt hinter der BWO-Empfehlung zurück. 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.

Eine Begrenzung der Leistungsdichte reduziert gegenseitige Abschattungseffekte und steigert die Volllaststunden. Gerade für die weiter von der Küste entfernten Flächen der Zonen 4 und 5 ist dies angesichts der höheren Netzanbindungskosten von besonderer Bedeutung. Der BWO strebt hier mehr als 4.000 Volllaststunden an.

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.

Die im Referentenentwurf angepasste jährliche und flächenspezifische Ausschreibungskapazität auf 4.800 bzw. 2.400 MW 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 jüngst detailliert und wissenschaftlich fundiert gezeigt, dass der volkswirtschaftlich optimale Überbauungsgrad, je nach Gebiet und Szenario, zwischen fünf und zehn Prozent liegt. Die damit einhergehende Abregelung des erzeugten Stroms beträgt drei bis vier Prozent. Die Studie zeigt, dass Werte zu

deutlichen volkswirtschaftlichen Mehrkosten führen würde. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht liegt das Optimum hingegen niedriger, bei etwa zweieinhalb bis fünf Prozent. Der volkswirtschaftlich optimale Wert übersteigt somit das wirtschaftliche Optimum von Entwicklern. Sollten verpflichtende Überbauungsvorgaben im nächsten FEP festgelegt werden, müssten diese flächenspezifisch und volkswirtschaftlich optimiert sein.

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. Die Überbauung führt zu deutlich höheren Investitionskosten, vor allem für zusätzliche Turbinen, Fundamente und Kabel. Turbinen machen etwa 50-60 Prozent der Investitionskosten eines Windparks aus. Der ohnehin bestehende Preisdruck für Entwickler wird dadurch weiter erhöht. Die einseitige Netzkostenoptimierung darf nicht der alleinige Fokus einer kosteneffizienten Ausbauplanung sein.

Entsprechend sollte der maximale Überbauungsgrad, den das BSH festlegen kann, 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.

2.3 Gesamtbewertung & Handlungsempfehlung

Der BWO bewertet die Neuregelungen in diesem Themenbereich insgesamt als Schritt in die richtige Richtung, sieht jedoch an zentralen Stellen deutlichen Nachbesserungsbedarf. Das Festhalten am 70-GW-Ausbauziel und die deutlich verbesserten Möglichkeiten zur Umsetzung und Anrechnung grenzüberschreitender Kooperationsprojekte sind wichtige und richtige Schritte. Nachbesserungsbedarf besteht insbesondere bei der Absicherung einer stetigen und langfristig planbaren Ausbaupipeline, bei der gesetzlichen Verankerung einer Leistungsdichte von in der Regel höchstens 8 MW/km² für neue Flächen sowie bei der Begrenzung des flächenspezifischen Überbauungsgrades.

3 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. Der im EEG 2027 vorgesehene Absicherungsmechanismus verbindet den Anspruch auf Marktprämie nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2027 mit der Pflicht zur Zahlung eines Refinanzierungsbeitrags nach § 21d EEG 2027. Die Höhe beider Zahlungsströme wird nach § 23a EEG 2027 i. V. m. Anlage 1 anhand des anzulegenden Wertes und des Marktwertes bestimmt. Bei niedrigen Stromerlösen wirkt der Mechanismus damit absichernd, während bei entsprechend hohen Marktwerten Rückzahlungen anfallen.

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

3.1 Stufenmodell gefährdet Projektrealisierung

Das im WindSeeG-E vorgesehene Ausschreibungsdesign entspricht nicht dem vom BWO empfohlenen CfD-only-Modell. Nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 WindSeeG-E wird bei nicht zentral voruntersuchten Flächen zunächst abgefragt, ob ein Projekt ohne Anspruch auf Marktprämie nach § 19 EEG 2027 und ohne Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach § 21d EEG 2027 realisiert werden kann. Erst wenn auf dieser ersten Stufe kein Zuschlag erteilt wird, erfolgt nach § 20 Abs. 1 Nr. 2 i. V. m. § 22a WindSeeG-E die Ausschreibung unter Anwendung des CfD-Absicherungsmechanismus. Der Übergang auf die zweite Stufe erfolgt nach § 20 Abs. 2 WindSeeG-E nur, wenn in der ersten Gebotsrunde kein Bieter bereit ist, den aufgerufenen Rundenpreis zu akzeptieren.

Die erste Stufe bleibt damit ein vollständig marktliches Modell mit finanzieller Gebotskomponente. Nach § 21 WindSeeG-E steigen die Rundenpreise so lange, bis der erfolgreiche Bieter ermittelt ist; § 22 WindSeeG-E begründet anschließend die entsprechende Zahlungsverpflichtung.

Für zentral voruntersuchte Flächen gilt dieselbe Grundstruktur. § 54 Abs. 1 WindSeeG-E verweist ausdrücklich auf das zweistufige Verfahren nach §§ 20 Abs. 1 und 2, 21 und 22a WindSeeG-E. Nur bei einem Zuschlag auf der zweiten Stufe erhält der Bieter gemäß § 55 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG-E Anspruch auf die Marktprämie nach § 19 EEG 2027 und unterliegt zugleich dem Refinanzierungsbeitrag nach § 21d EEG 2027.

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.

Das Stufenmodell kann dann zu der paradoxen Situation führen, dass ausgerechnet besonders ertragsreiche Flächen ein höheres Realisierungsrisiko tragen, da sie mit höherer Wahrscheinlichkeit ohne CFD bezuschlagt werden.

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.

3.2 Fehlende Indexierung gefährdet Projektrealisierung

Der BWO sieht darüber hinaus erheblichen Nachbesserungsbedarf bei der Ausgestaltung des CfD selbst. Der vorliegende Gesetzesentwurf enthält keine Indexierung des für Offshore-Wind ermittelten anzulegenden Wertes.

Damit wird zwar das Strompreisisiko durch den CfD reduziert. Das für Offshore-Wind mindestens ebenso relevante Kostenentwicklungsrisiko zwischen Gebotsabgabe, Zuschlag, finaler Investitionsentscheidung und Inbetriebnahme verbleibt aber weitgehend beim Projekt.

Eine Indexierung ist für Offshore-Wind deutlich wichtiger als für Projekte, die zum Zeitpunkt der Ausschreibung bereits weitgehend entwickelt sind und unmittelbar nach dem Zuschlag realisiert werden können.

Offshore-Windparks sind zum Zeitpunkt der Auktion noch keine baureifen Projekte, deren wesentliche Investitionskosten bereits verbindlich feststehen. Zwischen Zuschlag und endgültiger Investitionsentscheidung müssen wesentliche Projektentwicklungsschritte erst durchgeführt werden. Dazu gehören technische Konkretisierung, Genehmigungs- und Planungsverfahren, Finanzierung, Lieferantenverhandlungen, Netzanschlussabstimmung sowie schließlich die verbindliche Bestellung der Hauptkomponenten.

Die Realisierungsfristen des WindSeeG machen diesen zeitlichen Abstand deutlich. So muss bei zentral voruntersuchten Flächen gemäß § 81 Abs. 2 Nr. 1 Buchst. a WindSeeG erst innerhalb von zwölf Monaten nach Zuschlag der Antrag auf Plangenehmigung gestellt werden. Bei nicht zentral voruntersuchten Flächen sind gemäß § 81 Abs. 2 Nr. 1 Buchst. b WindSeeG erst innerhalb von 24 Monaten die erforderlichen Planunterlagen einzureichen. Der Nachweis der Finanzierung einschließlich verbindlicher Verträge über wesentliche Hauptkomponenten ist nach § 81 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG sogar erst spätestens zwei

Monate nach Verbindlichwerden des Fertigstellungstermins der Offshore-Anbindungsleitung zu erbringen.

Zwischen Zuschlag und finaler Investitionsentscheidung liegen deshalb regelmäßig mehrere Jahre. Nach der bisherigen BWO-Analyse sind es bei zentral voruntersuchten Flächen ungefähr zwei bis drei Jahre und bei nicht zentral voruntersuchten Flächen ungefähr fünf Jahre. Zwischen Zuschlag und Inbetriebnahme können insgesamt fünf bis sieben Jahre liegen.

In diesem Zeitraum können sich zentrale Kostenparameter erheblich verändern: Zinsen und Finanzierungskosten, Stahl- und Rohstoffpreise, Turbinen-, Kabel- und Fundamentkosten, Installations- und Schiffskosten sowie die Verfügbarkeit und Preise von Lieferkettenkapazitäten. Diese Entwicklungen liegen zum erheblichen Teil außerhalb des Einflussbereichs des Projektentwicklers.

Eine Indexierung des anzulegenden Wertes ist insbesondere deshalb erforderlich, weil 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. 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.

Genau deshalb unterscheidet sich Offshore-Wind strukturell von Projekten mit sehr kurzer Realisierungsdauer. Je länger der Zeitraum zwischen der Festlegung des Preises in der Auktion und der tatsächlichen Investition ist, desto größer wird das Risiko, dass der ursprünglich angebotene Preis die späteren Projektkosten nicht mehr abbildet.

Ein aktuelles Gutachten von NERA Economic Consulting 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 entstehen zwei mögliche Reaktionen – beide sind volkswirtschaftlich nachteilig:

- 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.

Eine fehlende Indexierung kann damit die Kosten des Ausschreibungssystems erhöhen und die Realisierungswahrscheinlichkeit verringern. Im schlimmsten Fall bleiben zudem bereits reservierte Flächen und Netzanbindungskapazitäten über Jahre gebunden, obwohl das zugrunde liegende Projekt nicht mehr investierbar ist.

Der BWO empfiehlt deshalb mindestens eine einfache Indexierung des CfD. Als einfach umsetzbare Mindestlösung kommt eine Anpassung anhand eines Verbraucherpreisindex über den Zeitraum vom Zuschlag bis zum Ende der CfD-Laufzeit in Betracht. Dabei sollte wegen der stark europäischen und internationalen Struktur von Offshore-Lieferketten und Finanzierungen nicht ausschließlich auf einen rein nationalen Verbraucherpreisindex zurückgegriffen werden.

Aus Sicht des BWO ist jedoch eine zweiphasige Indexierung sachgerechter:

- In der Entwicklungs- und Bauphase sollte der anzulegende Wert anhand eines technologiespezifischen Index angepasst werden, der insbesondere die Entwicklung von CAPEX, Finanzierungs-, Rohstoff- und Komponentenkosten abbildet. Diese Indexierung sollte vom Gebotszeitpunkt bis zur kommerziellen Inbetriebnahme (COD) gelten.
- In der anschließenden Betriebsphase sollte eine Indexierung für die Entwicklung der laufenden Betriebs-, Personal- und Wartungskosten (OPEX) bis zum Ende der CfD-Laufzeit erfolgen.

Für ein solches Vorgehen bestehen internationale Vorbilder. So finden sich zweiphasige Modelle in Irland und Frankreich und das britische CfD-System bietet eine Inflationsindexierung.

3.3 Produktionsabhängigen CfD kurzfristig nutzen – Weiterentwicklung vorsehen

Der im EEG 2027 vorgesehene produktionsabhängige CfD kann aus Sicht des BWO kurzfristig eine grundsätzlich bankfähige Grundlage für Offshore-Windprojekte schaffen.

Mittelfristig sollte das System jedoch in Richtung eines produktionsunabhängigen CfD weiterentwickelt werden. Die in § 99a EEG 2027 vorgesehene Evaluierung der Wechselwirkungen von Marktpremie und Refinanzierungsbeitrag mit nachgelagerten Strommärkten sollte auch genutzt werden, um eine solche Weiterentwicklung zu prüfen.

3.4 Gesamtbewertung und Handlungsempfehlung

Der BWO sieht zwei wesentliche konzeptionelle Defizite:

- Erstens sollte der neu eingeführte CfD nicht lediglich zweite Stufe eines Ausschreibungsverfahrens sein. Sämtliche Offshore-Flächen sollten unmittelbar über einen CfD vergeben werden.
- Zweitens muss der in § 22a Abs. 7 bzw. § 54c WindSeeG-E bestimmte anzulegende Wert wirksam indexiert werden. Die derzeitige Regelung des § 23 Abs. 3 EEG 2027 enthält gerade keine entsprechende Anpassung für Offshore-Wind.

Der BWO empfiehlt daher, sämtliche künftigen Offshore-Windflächen in einem CfD-only-Modell auszuschreiben und für den anzulegenden Wert eine technologiespezifische Indexierung gesetzlich vorzusehen. Vorzugswürdig ist eine zweiphasige Indexierung, die die CAPEX- und Finanzierungskosten bis zur Inbetriebnahme sowie anschließend die Entwicklung der OPEX über die CfD-Laufzeit sachgerecht abbildet.

4 Höchstwerte für Offshore Wind Ausschreibungen

Der BWO empfiehlt, die Höchstwerte der CfD-Ausschreibungen so festzulegen, dass wirtschaftlich tragfähige Offshore-Windprojekte an den Ausschreibungen teilnehmen können und ein wirksamer Wettbewerb entsteht.

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 Fraunhofer IWES und Frontier Economics mit ca. 3,4 Mrd. €/GW ca. 21 % höher als im Referenzfall des BMWF (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 zugrundelegen, 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.

Zugleich muss die Bundesnetzagentur in der Lage sein, die Höchstwerte kurzfristig und ausreichend stark an veränderte Markt- und Finanzierungskonditionen anzupassen. Höchstwerte von weniger als 100 Euro/MWh bewertet der BWO angesichts der Kostenstruktur von Offshore-Windprojekten und im internationalen Vergleich als riskant.

Der Höchstwert ist ein zentraler Parameter des neuen CfD-Ausschreibungsdesigns. Bei nicht zentral voruntersuchten Flächen begrenzt § 19 WindSeeG-E den zulässigen Gebotswert in der zweiten Stufe nach § 22a WindSeeG-E. Für zentral voruntersuchte Flächen enthält § 53 WindSeeG-E die entsprechende Regelung; der so begrenzte Gebotswert fließt nach § 54c WindSeeG-E in die Bestimmung des anzulegenden Wertes ein.

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.

4.1 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. Damit erkennt der Gesetzgeber an, dass ein einmal gesetzlich bestimmter Wert nicht über mehrere Ausschreibungsjahre unverändert fortgeschrieben werden kann.

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 Erfahrungen aus den britischen CfD-Runden AR5 und AR6 zeigen, dass Offshore-Wind-Ausschreibungen scheitern können, wenn die Höchstwerte nicht ausreichend an veränderte Marktbedingungen angepasst werden. In AR5 im Jahr 2023 blieb Offshore-Wind ohne Gebote, da der Höchstpreis die Preissteigerungen in dem Zeitraum zuvor nicht ausreichen abbildete.

Daher wurde der Höchstwert für Offshore-Wind (fixed-bottom) durch die britische Regierung für AR6 im Jahr 2024 kurzfristig von £44/MWh auf £73/MWh (2012er Preise) angehoben – eine reale Erhöhung um rund 66 %. Umgerechnet entspricht dies etwa 68 €/MWh in 2023er Preisen bzw. 115 €/MWh in 2024er Preisen (inklusive britischer Indexierung anhand des Consumer Price Index, CPI).

Das Beispiel verdeutlicht, wie groß der Anpassungsbedarf in volatilen Marktphasen sein kann. Offshore-Wind reagiert aufgrund hoher Kapitalintensität und langer Entwicklungszeiten besonders sensibel auf Inflation, steigende Zinsen sowie Lieferketten- und Installationskosten.

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 nach Auffassung des BWO 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.

4.2 Standortunterschiede sachgerecht berücksichtigen

Positiv bewertet der BWO, dass der WindSeeG-Entwurf neben der allgemeinen Anpassungsmöglichkeit auch eine standortbezogene Differenzierung des Höchstwertes ermöglicht. Damit wird berücksichtigt, dass Offshore-Flächen nicht dieselben wirtschaftlichen Voraussetzungen aufweisen.

Unterschiedliche Windverhältnisse und Abschattungseffekte führen zu unterschiedlichen Energieerträgen und Volllaststunden. Hinzu kommen flächenspezifische Unterschiede etwa bei Entfernung, Wassertiefe oder sonstigen Projektbedingungen. Ein einheitlicher Höchstwert kann deshalb dazu führen, dass eine Fläche wirtschaftlich realisierbar ist, eine andere hingegen trotz grundsätzlich volkswirtschaftlich sinnvoller Nutzung nicht.

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.

4.3 Rechtzeitige Bekanntgabe des Höchstwerts

Zugleich muss der für die jeweilige Fläche geltende Höchstwert einschließlich etwaiger Anpassungen mit ausreichendem zeitlichen Vorlauf vor Beginn des Gebotsverfahrens verbindlich feststehen und veröffentlicht werden. Die Vorbereitung von Geboten sowie unternehmensinterne Investitions- und Freigabeentscheidungen setzen frühzeitig verlässliche wirtschaftliche Rahmenbedingungen voraus.

4.4 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. muss sicherstellen, dass zum Zeitpunkt der Ausschreibung ein wirtschaftlich tragfähiges Gebot überhaupt abgegeben werden kann. 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.

4.5 Gesamtbewertung und Handlungsempfehlung

Der BWO bewertet die vorgesehenen Regelungen zu den Höchstwerten als teilweise erfüllt. Positiv sind die in §§ 19 und 53 WindSeeG-E vorgesehenen Anpassungsmöglichkeiten sowie die Möglichkeit, unterschiedliche Ertragsbedingungen einzelner Offshore-Flächen bei der Höchstwertbestimmung zu berücksichtigen.

Nachbesserungsbedarf besteht insbesondere bei der Flexibilität der Bundesnetzagentur. Die allgemeine Anpassungsmöglichkeit sollte nicht auf eine starre Veränderung von 10 Prozent aufgrund von Veränderungen des Marktes beschränkt werden. Die Bundesnetzagentur sollte (ähnlich wie bei den flächenspezifischen Anpassungsmöglichkeiten) innerhalb des beihilferechtlich zulässigen Rahmens ausreichend Spielraum erhalten, um nachweisbare Veränderungen von Investitions-, Lieferketten- und Finanzierungskosten zeitnah und substantiell abzubilden.

Zugleich sollten die Ausgangshöchstwerte so bemessen werden, dass ein hinreichender Wettbewerb und realisierbare Gebote ermöglicht werden. Höchstwerte unter 100 Euro/MWh bergen nach Einschätzung des BWO erneut die Gefahr von gescheiterten Auktionen und ein erhebliches Risiko für Wettbewerb und Realisierung und sollten deshalb vermieden werden. Die standortspezifischen Anpassungsmöglichkeiten des Entwurfs sind grundsätzlich sinnvoll und sollten beibehalten werden.

5 Akteursvielfalt & Wettbewerb

Der BWO strebt ein Ausschreibungsdesign an, das Akteursvielfalt, wirksamen Wettbewerb und eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit sicherstellt. Dazu gehören geeignete Flächengrößen, eine Begrenzung der Konzentration mehrerer Zuschläge auf einzelne Unternehmen sowie transparente und möglichst einheitliche Ausschreibungsverfahren. Künftig sollten insbesondere Flächen von rund 1 GW ausgeschrieben und – soweit netzplanerisch möglich – jeweils zwei Flächen gemeinsam und zeitlich koordiniert an ein 2-GW-Offshore-Netzanbindungssystem angebunden werden. Bieter und mit ihnen verbundene Unternehmen sollten in einer Ausschreibungsrunde höchstens eine Fläche erhalten können.

Dynamische Gebotsverfahren können grundsätzlich eine transparente und wettbewerbliche Preisfindung ermöglichen. Nichtpreisliche Kriterien sollten zugleich auf wenige, objektiv überprüfbare und praktikable Anforderungen begrenzt werden. Wo sachgerecht, sollten sie als Präqualifikationskriterien ausgestaltet werden. Bewertungskriterien müssen quantitativ, transparent und bereits vor Beginn der Ausschreibung eindeutig bestimmbar sein.

Dies entspricht auch der BWO-Position zur Umsetzung des Net Zero Industry Act (NZIA), die insbesondere begrenzte Nichtpreis-Kriterien, Resilienz als Präqualifikation, quantitative Bewertung, pragmatische Nachweise und klare Verantwortlichkeiten verlangt

5.1 Geeignete Flächengrößen stärker für Wettbewerb und Akteursvielfalt nutzen

Positiv ist zunächst, dass § 2a Abs. 2 WindSeeG-E für die einzelne auszuschreibende Fläche künftig grundsätzlich einen Korridor von 500 bis 2.400 MW vorsieht. Damit ermöglicht der Entwurf ausdrücklich Flächen in der vom BWO bevorzugten Größenordnung von rund 1 GW.

Die BWO-Empfehlung wird damit allerdings nur teilweise umgesetzt. § 2a Abs. 2 setzt keinen Schwerpunkt auf 1-GW-Flächen und lässt weiterhin sehr große Einzelflächen bis 2,4 GW zu. Gerade solche Großflächen stellen sehr hohe Anforderungen an Kapital, Finanzierung, Lieferketten und Projektorganisation und können dadurch den Kreis potenzieller Bieter begrenzen.

Der BWO hält deshalb eine stärkere Nutzung von Flächen um 1 GW für sinnvoll. Diese Größe ermöglicht weiterhin die für Offshore-Wind erforderlichen Skaleneffekte, eröffnet aber zugleich die Möglichkeit, dass in einer Ausschreibungsrunde verfügbare Volumen auf mehrere Projektierer zu verteilen. Flächen von lediglich 500 MW können dagegen aufgrund fehlender Skaleneffekte schwieriger wirtschaftlich darstellbar sein.

Bei der Anwendung von § 2a Abs. 2 und der weiteren Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans sollte daher ein Schwerpunkt auf Flächen von rund 1 GW gelegt werden. Soweit technisch möglich, sollten jeweils zwei solcher Flächen zeitlich koordiniert an ein 2-GW-Offshore-Netzanbindungssystem angeschlossen werden, ohne bestehende Planungen von Offshore-Windparks und Netzanbindungen zu beeinträchtigen.

5.2 Fehlende Zuschlagsbegrenzung gefährdet Akteursvielfalt

Bedauerlich ist, dass der Gesetzentwurf die wiederholte BWO-Empfehlung für eine „One-Lease-per-Bidder“-Regelung nicht aufgreift.

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. Diese Regelungen bleiben im

vorliegenden Entwurf bestehen. 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-Ausbaufades 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.

5.3 Qualitative Kriterien

Siehe Kapitel zu NZIA

5.4 Gesamtbewertung und Handlungsempfehlung

Die stärkere Vereinheitlichung der Ausschreibungsverfahren, dynamische Preisfindung, Nachbesserungsbedarf besteht weiterhin bei der Akteursvielfalt. Der BWO empfiehlt, verstärkt rund 1-GW-Flächen mit koordinierter 2-GW-Netzanbindung vorzusehen und eine one-lease-per-bidder-Regel einschließlich verbundener Unternehmen gesetzlich zu verankern.

6 Fehlende Rückgabeoption gefährdet Lieferkette

Der Referentenentwurf führt die vom BWO empfohlene Übergangsregelung für die Ausschreibungen 2023 bis 2025 nicht ein. Im Gegenteil stellt die Gesetzesbegründung ausdrücklich klar, dass eine einseitige Rückgabe von Zuschlägen weiterhin nicht vorgesehen werden soll; begründet wird dies mit der Verbindlichkeit des Ausschreibungsverfahrens und den langfristigen Planungshorizonten.

Der Verzicht auf eine einmalige Rückgabeoption für bereits erteilte Zuschläge 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.

Das geltende WindSeeG kennt bereits eine Rückgaberegelung. Nach § 84 Abs. 1 WindSeeG darf ein bezuschlagter Bieter seinen Zuschlag grundsätzlich nicht zurückgeben. § 84 Abs. 2 lässt hiervon jedoch eine eng begrenzte Ausnahme zu. Eine Rückgabe ohne Pönale ist möglich, wenn sich beispielsweise Feststellungen aus der Voruntersuchung als unzutreffend erweisen und dadurch die Wirtschaftlichkeit erheblich beeinträchtigt wird oder ein zuvor nicht erkennbares rechtliches oder tatsächliches Hindernis der Errichtung entgegensteht.

Diese Vorschrift löst das derzeitige Problem jedoch nicht. Eine nach Zuschlag eingetretene Verschlechterung der allgemeinen Investitionsbedingungen – etwa durch erheblich gestiegene Projekt- und Finanzierungskosten, Lieferkettenprobleme oder veränderte Erlöserwartungen – eröffnet nach § 84 Abs. 2 für sich genommen keine Rückgabemöglichkeit.

Gerade hierfür benötigt die Branche eine spezielle Übergangsregelung für die bereits erfolgten Ausschreibungen der Jahre 2023 bis 2025.

Der Vorschlag betrifft nach Einschätzung des BWO bis zu 16 GW der in den Jahren 2023 bis 2025 vergebenen Offshore-Leistung und damit ein Projekt- und Beschaffungsvolumen von bis zu 50 Milliarden Euro. 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.

Nach § 81 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG muss der Bieter spätestens zwei Monate nachdem der Fertigstellungstermin der Offshore-Anbindungsleitung verbindlich geworden ist, gegenüber der Bundesnetzagentur eine bestehende Finanzierung nachweisen. Hierzu sind verbindliche Verträge unter anderem über Windenergieanlagen, Fundamente, Umspannanlage und parkinterne Verkabelung vorzulegen.

Der Fertigstellungstermin der Offshore-Anbindungsleitung wird nach § 17d Abs. 2 Satz 8 EnWG erst 36 Monate vor der voraussichtlichen Fertigstellung verbindlich. Der Finanzierungsnachweis liegt damit regulär erst rund 34 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin.

Wird diese Frist nicht eingehalten, muss die Bundesnetzagentur den Zuschlag nach § 82 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 WindSeeG widerrufen.

Damit kann sich erst rund drei Jahre vor dem vorgesehenen Netzanschluss verbindlich zeigen, dass eine Fläche nicht realisiert wird. Für Offshore-Projekte mit wesentlich längeren Entwicklungs-, Beschaffungs- und Fertigungszeiträumen ist dies zu spät. Eine anschließend erforderliche Neuausschreibung, Projektentwicklung und Beschaffung kann die entstehende Lücke nicht ohne Weiteres auffangen.

Solange ein Projekt noch eine Chance auf Verbesserung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen hat, besteht für den Zuschlagsinhaber ein nachvollziehbarer wirtschaftlicher Anreiz, den Zuschlag möglichst lange zu halten. Eine freiwillige frühzeitige Rückgabe bringt ihm unter dem geltenden Recht regelmäßig keinen Vorteil.

Das ist aus Sicht des Gesamtsystems problematisch. Die Entscheidung eines einzelnen Projektentwicklers betrifft nicht nur dessen Projekt, sondern zugleich die zugeordnete Fläche, das geplante Offshore-Netzanbindungssystem und die industrielle Lieferkette.

Gerade die Argumentation des Referentenentwurfs, wonach die Verbindlichkeit der Zuschläge wegen der langfristigen Planungshorizonte gewahrt werden müsse, spricht deshalb aus Sicht des BWO für eine einmalige Übergangsregelung: Wenn Zweifel an der Realisierbarkeit bereits Jahre vor den gesetzlichen Widerrufsfristen bestehen, ist für Netzplanung und Lieferkette eine frühzeitige belastbare Entscheidung wertvoller als ein formal fortbestehender Zuschlag ohne gesicherte Investitionsentscheidung.

6.1 BWO-Handlungsempfehlung

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 Netzanschlussstermin 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.

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.

5. 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 vor.

6.2 Gesamtbewertung und Handlungsempfehlung

Der Referentenentwurf löst das Problem der potenziellen Nichtrealisierung bereits bezuschlagter Projekte der Jahre 2023 bis 2025 nicht. § 84 WindSeeG bleibt auf eng begrenzte tatsächliche oder rechtliche Hindernisse beziehungsweise fehlerhafte Voruntersuchungen beschränkt. Eine wirtschaftlich begründete freiwillige Rückgabe wird nicht ermöglicht. Die Gesetzesbegründung hält ausdrücklich am Grundsatz fest, dass eine einseitige Rückgabe von Zuschlägen nicht vorgesehen ist.

Der BWO empfiehlt deshalb, in der laufenden WindSeeG-Novelle eine einmalige, zeitlich eng begrenzte Rückgabeoption für Projekte der Ausschreibungsjahre 2023 bis 2025 ohne FID zu schaffen und diese zwingend mit einer schnellen Neuausschreibung zu verbinden. Die Regelung sollte zugleich die Anpassung der Realisierungsfristen, die Weitergabe vorhandener Projektdaten, den Ausschluss des rückgebenden Bieters von der erneuten Ausschreibung derselben Fläche sowie eine klare Regelung zum Umgang mit bereits geleisteten Zahlungen und Sicherheiten umfassen.

Eine solche Übergangsregelung schwächt die Verbindlichkeit des Ausschreibungssystems nicht. Sie schafft vielmehr frühzeitig die Klarheit, die für Ausbaupfad, Netzplanung und industrielle Lieferkette erforderlich ist, und verhindert, dass erhebliche Flächen- und Netzkapazitäten bis zum Eintritt der gesetzlichen Widerrufsfristen gebunden bleiben, obwohl eine Realisierungsperspektive bereits zuvor fehlt.

7 Umsetzung des Net-Zero-Industry Act (NZIA)

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.

Der BWO hatte hierzu insbesondere empfohlen, die NZIA-Kriterien nur auf eine Teilmenge der Auktionen anzuwenden, das Resilienzkriterium grundsätzlich als Präqualifikation auszugestalten, bei Versorgungsengpässen und unzumutbaren Preissteigerungen klare Flexibilitäten vorzusehen, Doppelstrukturen bei Cybersecurity zu vermeiden, Herkunftsnachweise erst im Verlauf der Projektrealisierung zu verlangen und Kriterien soweit möglich quantitativ zu bewerten.

Bei der Verteilung des NZIA-Volumens folgt die Bundesregierung der BWO-Linie weitgehend.

Art. 26 Abs. 7 NZIA verlangt, dass die Nichtpreiskriterien auf mindestens 30 Prozent des jährlich ausgeschriebenen Volumens oder alternativ mindestens 6 GW pro Mitgliedstaat und Jahr angewandt werden. Der BWO hatte ausdrücklich empfohlen, bei einem jährlichen Gesamtauktionsvolumen von mehr als 20 GW die feste 6-GW-Variante zu wählen. Zudem sollte Offshore keinen überproportionalen Anteil übernehmen; soweit Offshore einbezogen wird, sollten die Kriterien auf die zentral voruntersuchten Flächen beschränkt werden. Die vorgesehenen 2 GW Offshore pro Jahr unter NZIA-Ausschreibungsbedingungen beurteilt der BWO daher kritisch: diese entsprechen einem Drittel des deutschen NZIA-Volumens von 6 GW, obwohl Offshore-Windausschreibungen einen erheblich kleineren Anteil des gesamten EE-Ausschreibungsvolumens ausmachen. Bei jährlichen Offshore-Ausschreibungsmengen von künftig 2,8 bis 4,8 GW könnten die NZIA-Kriterien zudem einen unverhältnismäßig großen Teil der Flächen erfassen. Der BWO empfiehlt daher, das

jährliche NZIA-Volumen auf höchstens 50 Prozent der jeweils ausgeschriebenen Offshore-Leistung zu begrenzen. Wir begrüßen den Ansatz, die qualitativen Kriterien nur bei voruntersuchten Flächen anzuwenden.

Bei den qualitativen Kriterien nimmt der Referentenentwurf eine grundsätzlich positive Systemänderung gegenüber dem geltenden WindSeeG vor. Der BWO begrüßt die deutliche Vereinfachung des bisherigen Punktesystems durch verbindliche Präqualifikationsanforderungen und nur zwei zusätzliche Bewertungskriterien. Die bisherigen qualitativen Kriterien waren teilweise schwer messbar, mit erheblichem Nachweisaufwand und Rechtsunsicherheiten verbunden und konnten dadurch ihre gewünschte Lenkungswirkung nur begrenzt entfalten. Der neue Ansatz entspricht daher grundsätzlich der BWO-Forderung nach rechtssicheren, vergleichbaren und einfach nachweisbaren Kriterien.

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 BWO hatte Cyber- und Datensicherheit ausdrücklich unterstützt. Zugleich hatte er vor Doppelstrukturen gewarnt und eine Koordinierung insbesondere mit NIS2 verlangt. Einen pauschalen Ausschluss von Drittstaaten hatte der BWO als zu restriktiv bewertet, sofern dort ein mit europäischen Anforderungen vergleichbares Schutzniveau besteht.

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 Fähigkeit zur vollständigen und rechtzeitigen Projektrealisierung: Grundansatz sinnvoll, Begründung fehlerhaft

Der BWO hatte empfohlen, bei diesem zwingenden Präqualifikationskriterium möglichst auf bereits vorhandene WindSeeG-Strukturen zurückzugreifen: Sicherheitsleistungen, Projektbeschreibung, Meilensteine und den späteren Finanzierungsnachweis nach § 81. Dadurch sollte zusätzlicher bürokratischer Aufwand vermieden werden. Der BWO begrüßt, dass diesem Ansatz gefolgt wird. Der Entwurf sieht hierfür keine zusätzliche Nachweispflicht vor. Die bestehenden Gebotsunterlagen, die Projektbeschreibung sowie §§ 81 ff. sollen die Vorgaben abdecken.

Art. 6 der Durchführungsverordnung verlangt mindestens zwei der dort aufgeführten Dokumententypen, beispielsweise Bieteridentifikation, Genehmigungsunterlagen, Nachweise der finanziellen Leistungsfähigkeit, Projektbeschreibung, technische Erfahrung oder einen Zeitplan.

Allerdings enthält die Gesetzesbegründung eine sachlich nicht zutreffende Zuordnung: Sie behauptet, die in Art. 6 Abs. 1 Buchst. c beschriebene finanzielle und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit sei bereits durch § 51 Abs. 1 Nr. 1 WindSeeG abgedeckt. § 51 Abs. 1 Nr. 1 verweist jedoch im Wesentlichen auf Bieterangaben und die Eigenerklärung nach § 30 Abs. 2a EEG; letztere besagt lediglich, dass der Bieter kein Unternehmen in Schwierigkeiten ist und keine offenen Beihilferückforderungen bestehen. Das ist nicht dasselbe wie der in Art. 6 Abs. 1 Buchst. c beschriebene Nachweis, finanziell in der Lage zu sein, das konkrete Projekt fertigzustellen.

Das muss nicht zwingend bedeuten, dass die unionsrechtlichen Anforderungen insgesamt verfehlt werden, weil Art. 6 lediglich zwei oder mehr der dort aufgeführten Dokumenttypen verlangt und beispielsweise Bieteridentifikation und Projektbeschreibung bereits genügen können. Die Begründung sollte aber korrigiert werden.

7.4 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. Bieter können sich verpflichten, bestimmte Anforderungen an die Herkunft der Dauermagnete einzuhalten, und erhalten dafür einen Vorteil bei der Gebotsbewertung. Dieser anreizbasierte Ansatz ist angesichts der bestehenden Lieferkettenabhängigkeiten sachlich nachvollziehbar und entspricht der BWO-Argumentation, dass bei kritischen Abhängigkeiten ergänzend zur Präqualifikation eine Zuschlagskomponente erforderlich sein kann. 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. Der BWO hatte ausdrücklich davor gewarnt, Entwickler bereits bei der Auktion auf konkrete Hersteller festzulegen. Stattdessen sollte bei Gebotsabgabe eine Selbstverpflichtung ausreichen und der Herkunftsnachweis 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.

7.5 CO₂-Fußabdruck

Der BWO hatte für das Nachhaltigkeitskriterium grundsätzlich die Ausgestaltung als Zuschlagskriterium empfohlen und den CO₂-Fußabdruck als möglichen Nachweis behandelt. Der Entwurf folgt diesem Grundansatz: § 54a Abs. 3 sieht die freiwillige Verpflichtung zur Begrenzung des CO₂-Fußabdrucks als Bewertungskriterium vor.

Die entscheidenden Inhalte werden allerdings der Rechtsverordnung nach § 54a Abs. 3 in Verbindung mit § 83a Abs. 6 und § 96 Nr. 10 WindSeeG-E überlassen.

Damit sind derzeit noch nicht festgelegt:

- Berechnungsmethode,
- maximal zulässiger Grenzwert,
- Vorgaben zur Ermittlung und Nachweisführung,
- sowie der Umgang mit nachträglichen, vom Bieter nicht zu vertretenden Abweichungen.

Diese Vorgaben müssen mit ausreichendem Vorlauf vor der ersten betroffenen Auktion feststehen. Darüber hinaus sollten sie bereits vor der Ausschreibung der nicht zentral voruntersuchten Flächen erlassen werden, um eine wirtschaftliche Vergleichsbetrachtung zu ermöglichen. Insgesamt hält der BWO die Bewertung mit 7,5 % für angemessen.

Der BWO begrüßt die Feststellung, dass die in der Rechtsverordnung festzulegende Methode wie von der Kommission vorgeschrieben alle Lebenszyklusphasen, inklusive Herstellung, Transports, Betrieb und Stilllegung umfasst. Bestehende und in der Branche etablierte Standards wie LESS sollten anerkannt und die erforderlichen Daten grundsätzlich durch die Hersteller bereitgestellt werden.

Die vom BWO vorgeschlagene Anrechnung der Systemintegration, etwa durch Overplanting, greift der Entwurf bedauerlicherweise nicht auf.

7.6 Weitere Kriterien

Mit der Neufassung des § 53 WindSeeG-RefE 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-RefE 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).

7.7 Flexibilität bei Lieferengpässen fehlt

Der BWO hatte ausdrücklich empfohlen, klare Regelungen für unvorhersehbare Versorgungsengpässe und unzumutbare Preissteigerungen festzulegen. Der Offshore-Ausbau selbst muss übergeordnetes Resilienzziel bleiben. 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 projektbezogene Flexibilitäts- oder Härtefallregelung enthält der Entwurf nicht.

Besonders problematisch ist § 83a Abs. 7 WindSeeG-E. Wird der Nachweis über die Einhaltung des Resilienz-Präqualifikationskriteriums nicht fristgerecht erbracht, muss die Bundesnetzagentur den Zuschlag widerrufen. Sie kann zwar eine Nachfrist setzen; eine materielle Ausnahme für unvorhersehbare Lieferengpässe oder andere nicht vom Projektierer verursachte Änderungen der Lieferkette ist aber nicht vorgesehen.

Die allgemeine Verschuldensausnahme des § 83 WindSeeG hilft insoweit nicht weiter: Sie bezieht sich ausdrücklich auf Pönalen und Widerrufe nach § 82 wegen der Realisierungsfristen und erfasst die neuen Rechtsfolgen des § 83a 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.

7.8 Verantwortlichkeiten und Pönalen nicht ausreichend differenziert

Der BWO hatte ausdrücklich empfohlen, dass Sanktionen nur verhängt werden, wenn die Nichterfüllung dem Projektierer tatsächlich zugerechnet werden kann. Probleme bei Herstellern, in der Lieferkette oder beim Netzbetreiber dürften nicht automatisch allein dem Entwickler angelastet werden. Zudem sollten klar definierte Force-Majeure-Fälle vorgesehen werden.

Der Entwurf übernimmt diese Differenzierung nicht. 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 die 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.

7.9 Redaktionelle und sachliche Fehler

Im NZIA-Komplex fallen im Referentenentwurf mehrere Redaktionsfehler auf:

- § 83a Abs. 3 WindSeeG-E ermächtigt die Bundesnetzagentur zur Überprüfung von „Eigenerklärungen nach Absatz 2 Nummer 3“. Absatz 2 enthält lediglich die Nummern 1 und 2. Gemeint dürfte insbesondere Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 beziehungsweise allgemein die Eigenerklärungen nach Absatz 2 sein.
- § 96 Nr. 10 WindSeeG-E verweist beim CO₂-Fußabdruck auf „§§ 54a Absatz 3 und 83a Absatz 5“. § 83a Abs. 5 betrifft jedoch die Dauermagnete. Der CO₂-Fußabdruck steht in § 83a Abs. 6. Dieser fehlerhafte Verweis wird auch in der Gesetzesbegründung wiederholt.
- In der Begründung zu § 51a wird auf ein Bewertungskriterium für Dauermagnete nach „§ 54a Absatz 1a“ verwiesen. Einen Absatz 1a gibt es nicht; gemeint ist § 54a Abs. 2.
- In der Begründung zu § 83a Abs. 2 wird die operative Kontrolle an einer Stelle § 15a Abs. 1 Nr. 1 zugeordnet; geregelt ist sie jedoch in § 15a Abs. 1 Nr. 4.
- Zudem ist die Zuordnung der finanziellen und wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit nach Art. 6 Abs. 1 Buchst. c der Durchführungsverordnung zu § 51 Abs. 1 Nr. 1 WindSeeG-E sachlich nicht überzeugend. Die dort verlangten Bieterangaben und die Eigenerklärung nach § 30 Abs. 2a EEG weisen nicht nach, dass der Bieter finanziell in der Lage ist, das konkrete Projekt fertigzustellen und die damit verbundenen Verbindlichkeiten zu tragen.
- Es fehlt zudem die äquivalente Anforderung zur Eigenerklärung bei nicht voruntersuchten Flächen in §17

7.10 Gesamtbewertung & Handlungsempfehlung

Der Entwurf greift einen erheblichen Teil der BWO-Vorschläge aus dem Positionspapier vom August 2025 auf: Resilienz grundsätzlich als Präqualifikation, flexible Behandlung der Dauermagnete, spätere Herkunftsnachweise statt Hersteller-Lock-in bei der Auktion sowie eine quantitative Berücksichtigung der freiwilligen Kriterien über feste Bewertungsfaktoren

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 CO₂-Bewertungsmethode muss rechtzeitig und vollständig vor der ersten betroffenen Auktion feststehen.

8 Sicherheit, Pönalen und Realisierungsfristen

Der BWO setzt sich für ein realisierungsorientiertes und verhältnismäßiges System aus Sicherheiten, Pönalen und Realisierungsfristen ein. Sanktionen müssen wirksam genug sein, um die Ernsthaftigkeit von Geboten sicherzustellen, dürfen aber nicht selbst zu einem zusätzlichen Investitions- und Realisierungshemmnis werden.

Insbesondere empfiehlt der BWO:

- Pönalen bei Fristüberschreitungen stufenweise und proportional zur tatsächlichen Dauer der Verzögerung anwachsen zu lassen, anstatt bereits bei geringfügigen Fristüberschreitungen die volle Sanktion auszulösen;
- den zwingenden Zuschlagswiderruf nach § 82 Abs. 3 WindSeeG als Ermessensentscheidung der Bundesnetzagentur auszugestalten;
- die Verschuldens- und Zurechnungsregelungen in § 83 WindSeeG zu überarbeiten und insbesondere die gesetzliche Verschuldensvermutung zu streichen;
- Sicherheitsleistungen auf ein für die Realisierungsabsicherung erforderliches und verhältnismäßiges Maß zu begrenzen; der BWO hält 100 Euro/kW grundsätzlich für ausreichend;
- zusätzliche Sicherheiten in Abhängigkeit von der Höhe eines Zahlungsgebots nicht mit der Realisierungssicherheit zu vermischen;
- bei Verzögerungen und Nichterfüllung stärker danach zu unterscheiden, ob Ursachen tatsächlich im Verantwortungsbereich des Projektierers liegen.

Der BWO bedauert ausdrücklich, dass die bereits seit längerem vorgetragenen Vorschläge für ein verhältnismäßigeres System von Sicherheiten, Pönalen und Realisierungsfristen in der vorliegenden Novelle praktisch keinen Niederschlag gefunden haben. Gerade angesichts der erheblich verschlechterten Investitionsbedingungen für Offshore-Windenergie wäre eine Anpassung dringend erforderlich gewesen.

Die bestehenden Regelungen der §§ 81 bis 83 WindSeeG bleiben in ihren wesentlichen Punkten unverändert. Die vom BWO kritisierte starre Sanktionslogik wird damit fortgeführt. Bei den Sicherheiten geht der Referentenentwurf sogar in die entgegengesetzte Richtung und erhöht die kapitalbindenden Anforderungen erheblich.

8.1 Realisierungswahrscheinlichkeit im Zentrum

Mit der Reform des Ausschreibungsdesigns verfolgt der Gesetzgeber ausdrücklich das Ziel, die Realisierung zukünftiger Offshore-Windparks besser abzusichern. Dieses Ziel muss konsequenterweise auch für das System der Realisierungsfristen und Sanktionen gelten.

Offshore-Windprojekte haben Entwicklungs- und Bauzeiten von mehreren Jahren und gehören zu den kapitalintensivsten Energieinfrastrukturprojekten überhaupt. Während dieser Zeit können Verzögerungen auftreten, die der Projektierer nur teilweise oder überhaupt nicht beeinflussen kann. Dazu gehören insbesondere Lieferkettenprobleme, Verzögerungen bei Hauptkomponenten, Probleme bei Installationsschiffen, Genehmigungs- und Behördenverfahren sowie Verzögerungen im Zusammenhang mit der Netzanbindung.

Ein realisierungsorientiertes Sanktionssystem muss deshalb zwischen einem Projekt unterscheiden, das seine Umsetzung ernsthaft verfolgt, aber einen Meilenstein geringfügig oder aus nachvollziehbaren Gründen überschreitet, und einem Projekt, bei dem tatsächlich keine belastbare Realisierungsperspektive mehr besteht.

Genau diese Differenzierung leistet das bestehende System weiterhin nicht ausreichend.

8.2 Netzanschlusstermine und Risikoverteilung

Ein wesentliches, bislang nicht hinreichend adressiertes Realisierungsrisiko besteht in der zeitlichen Verbindlichkeit der Offshore-Netzanbindung. Projektentwickler müssen ihre Projekte, Finanzierungen und Beschaffungsstrategien über viele Jahre auf einen vorgesehenen Netzanschlusstermin ausrichten. Gleichzeitig werden bereits vor beziehungsweise im Umfeld der finalen Investitionsentscheidung erhebliche und teilweise irreversible finanzielle Verpflichtungen gegenüber Turbinenherstellern, Fundament-, Kabel- und Installationsunternehmen sowie Schiffsbetreibern eingegangen. Wird der Fertigstellungstermin der Offshore-Anbindungsleitung anschließend verschoben, können diese Verträge regelmäßig nicht ohne erhebliche Mehrkosten angepasst werden.

Problematisch ist dabei insbesondere die derzeitige Risikoverteilung. Der Projektentwickler hat auf die Realisierung der Offshore-Anbindungsleitung keinen unmittelbaren Einfluss, trägt im Falle einer zulässigen Verschiebung jedoch erhebliche wirtschaftliche Folgewirkungen. Neben zusätzlichen Finanzierungskosten können insbesondere Kosten für die Verschiebung reservierter Produktions- und Installationskapazitäten, Schiffe und logistischer Leistungen entstehen. Ein solches Risiko lässt sich vom Projektentwickler nur

durch zusätzliche Risikoprämien einpreisen und verteuert damit bereits im Ausgangspunkt Investitionen in deutsche Offshore-Projekte.

Der BWO hält es deshalb für erforderlich, die Verbindlichkeit des Fertigstellungstermins der Offshore-Anbindungsleitung deutlich früher herzustellen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass auch Übertragungsnetzbetreiber aufgrund langer Lieferzeiten und bestehender Lieferkettenrisiken nicht sämtliche Terminrisiken beliebig früh beherrschen können. Eine bloße erhebliche Verlängerung der Realisierungsfristen für Offshore-Windparks stellt jedoch keine sachgerechte Lösung dar: Sie würde den Ausbau verzögern, könnte zu ungenutzten Netzanschlusskapazitäten führen und die Prognoseunsicherheit hinsichtlich der Projektkosten weiter erhöhen.

Ergänzend bedarf es deshalb eines angemessenen Ausgleichsmechanismus für nachweisbare Mehrkosten, die einem Projekt aufgrund einer nachträglichen Verschiebung des Netzanschlussstermins entstehen und nicht aus seiner eigenen Verantwortungssphäre stammen. Eine solche Regelung würde das Risiko nicht beseitigen, sondern sachgerecht demjenigen Bereich zuordnen, in dem die Ursache der Verzögerung liegt. Zugleich bliebe für alle Beteiligten der Anreiz erhalten, die ursprünglich vorgesehenen Realisierungstermine einzuhalten.

Die erforderlichen Anpassungen betreffen dabei nicht ausschließlich das WindSeeG. Soweit Zeitpunkt und Verbindlichkeit des Fertigstellungstermins sowie die Verantwortlichkeit des Übertragungsnetzbetreibers im EnWG geregelt werden, muss die vorliegende WindSeeG-Novelle zum Anlass genommen werden, **WindSeeG und EnWG gemeinsam und widerspruchsfrei anzupassen.** Die Realisierungsfristen des WindSeeG und die Verbindlichkeit der Netzanschlussstermine dürfen nicht unabhängig voneinander betrachtet werden.

8.3 Pönalen sachgerecht ausgestalten

Es ist zu bedauern, dass § 82 Abs. 2 WindSeeG-E im Wesentlichen unverändert bleibt. Insbesondere führt bereits die Überschreitung zentraler erster Realisierungsfristen nach § 81 Abs. 2 Nr. 1 und Nr. 2 WindSeeG zu einer Pönale in Höhe von 100 Prozent der hinterlegten Sicherheit. Damit kann eine vergleichsweise geringfügige Fristüberschreitung grundsätzlich dieselbe finanzielle Sanktion auslösen wie ein erheblich verspätetes Projekt.

Der BWO hält diese Systematik für nicht verhältnismäßig.

Pönalen sollten vielmehr zeitlich gestaffelt anwachsen. Eine kurze Fristüberschreitung sollte eine entsprechend begrenzte Pönale auslösen; bei einer länger andauernden Verzögerung kann die Sanktion schrittweise bis zur vorgesehenen Maximalhöhe anwachsen.

Eine solche Staffelung schwächt die Realisierungsverpflichtung nicht. Sie erhöht vielmehr die Verhältnismäßigkeit des Systems und vermeidet Situationen, in denen eine harte Sanktion ein grundsätzlich realisierbares Projekt zusätzlich wirtschaftlich belastet.

Dass ein abgestuftes Modell gesetzestechnisch möglich ist, zeigt das WindSeeG bereits selbst. Bei späteren Realisierungsmeilensteinen bestehen teilweise zeit- beziehungsweise leistungsabhängige Pönalen. Auch der neue § 83a WindSeeG-E sieht bei den NZIA-bezogenen Bewertungskriterien eine Nachfrist und eine begrenzte Pönale vor.

Es ist deshalb nicht nachvollziehbar, weshalb der Referentenentwurf die Gelegenheit nicht nutzt, dieses Prinzip auch auf die frühen Realisierungsfristen zu übertragen.

Daher sollte § 82 Abs. 2 WindSeeG so angepasst werden, dass Pönalen bei Überschreitung der Realisierungsfristen proportional zur Dauer der Verzögerung stufenweise anwachsen und erst bei erheblichen beziehungsweise fortgesetzten Fristüberschreitungen ihre volle Höhe erreichen.

Noch schwerer wiegt aus Sicht des BWO, dass auch § 82 Abs. 3 WindSeeG-E unverändert bleibt.

Demnach muss die Bundesnetzagentur den Zuschlag widerrufen, wenn bestimmte Realisierungsfristen nicht eingehalten werden. Der Behörde verbleibt damit auch dann kein Ermessensspielraum, wenn ein Projekt grundsätzlich wirtschaftlich und technisch realisierbar ist und lediglich ein einzelner Meilenstein überschritten wurde.

Gerade angesichts der langen Offshore-Projektlaufzeiten kann dies zu einem Ergebnis führen, das dem eigentlichen Ziel des WindSeeG widerspricht: Statt die Realisierung eines Windparks zu ermöglichen, kann die gesetzlich zwingende Rechtsfolge dazu führen, dass ein grundsätzlich realisierbares Projekt entzogen und anschließend erneut ausgeschrieben und entwickelt werden muss.

Damit drohen zusätzliche Verzögerungen von mehreren Jahren. Gleichzeitig kann eine bereits geplante oder im Bau befindliche Offshore-Netzanbindung ungenutzt bleiben.

Der BWO hatte deshalb vorgeschlagen, aus dem zwingenden Widerruf eine Ermessensentscheidung zu machen.

Die Bundesnetzagentur muss die Möglichkeit erhalten, im konkreten Einzelfall zu prüfen, ob der Entzug des Zuschlags tatsächlich das geeignete Mittel ist oder ob eine Fortführung des Projekts dem Ausbaupfad und einer effizienten Nutzung der Netzinfrastruktur besser dient.

In § 82 Abs. 3 WindSeeG sollte daher „muss die Bundesnetzagentur einen Zuschlag widerrufen“ durch eine Kann-Regelung ersetzt werden. Für die Ermessensentscheidung sollten insbesondere Dauer und Ursache der Verzögerung sowie die weiterhin bestehende technische, wirtschaftliche und zeitliche Realisierungsperspektive berücksichtigt werden.

Auch die vom BWO kritisierten Regelungen des § 83 WindSeeG bleiben im Referentenentwurf unverändert.

Dies betrifft insbesondere drei Punkte.

- Nach § 83 Abs. 1 Nr. 1 WindSeeG wird dem Bieter das Verschulden der von ihm beauftragten und unterbeauftragten Personen zugerechnet. Angesichts der komplexen und internationalen Offshore-Lieferketten kann dies sehr weit reichen. Verzögerungen bei einem Turbinen-, Kabel- oder Fundamenthersteller können damit auf den Projektierer durchschlagen, obwohl dessen tatsächliche Einflussmöglichkeiten begrenzt sein können.
- Zusätzlich genügt nach § 83 Abs. 1 Nr. 2 fehlendes Verschulden allein nicht. Es muss darüber hinaus überwiegend wahrscheinlich sein, dass der Bieter nach Wegfall des Hindernisses willens und wirtschaftlich sowie technisch in der Lage ist, das Projekt unverzüglich weiterzuführen.
- Schließlich vermutet § 83 Abs. 2 WindSeeG, dass eine Fristversäumnis auf einem Verschulden des Bieters beziehungsweise der ihm zugerechneten Unternehmen beruht.

Der BWO hält insbesondere diese Verschuldensvermutung für problematisch. Bei komplexen Offshore-Projekten mit einer Vielzahl von Lieferanten, Behörden, Netzbetreibern und externen Schnittstellen sollte nicht der Projektierer zunächst beweisen müssen, dass eine Verzögerung außerhalb seines Verantwortungsbereichs entstanden ist.

Diese Problematik gewinnt durch die neuen NZIA-Anforderungen zusätzlich an Bedeutung. Der BWO hat auch dort darauf hingewiesen, dass Projektierer nicht für Entwicklungen allein verantwortlich gemacht werden dürfen, die etwa durch nicht vorhersehbare Lieferengpässe oder Probleme bei Hauptlieferanten ausgelöst werden.

Daher sollte § 83 WindSeeG dahingehend überarbeitet werden, dass die Verschuldensvermutung des Abs. 2 entfällt und die Zurechnung des Verhaltens von Lieferanten und Subunternehmern auf solche Umstände begrenzt wird, die der Projektierer tatsächlich beherrschen oder durch angemessene Vorsorge beeinflussen konnte.

Dass auch eine sachgerechtere Ausgestaltung von Pönalen möglich ist, zeigt der Entwurf dagegen bei den neuen Sanktionen für qualitative beziehungsweise NZIA-bezogene Verpflichtungen.

Nach § 83a Abs. 8 WindSeeG-E beträgt die Pönale bei Nichterfüllung eines zugesagten Bewertungskriteriums grundsätzlich 10 Prozent der Sicherheit nach § 52 Abs. 1 je Erklärung. Die Bundesnetzagentur kann zudem eine angemessene Nachfrist gewähren; wird innerhalb dieser Nachfrist der erforderliche Nachweis erbracht, entfällt die Pönale.

Der BWO begrüßt grundsätzlich, dass hier mit einer begrenzten Sanktion und einer Nachfrist gearbeitet wird.

Gerade diese Regelung macht jedoch deutlich, dass ein verhältnismäßigeres System auch für die klassischen Realisierungsfristen möglich wäre. Es besteht kein überzeugender Grund, weshalb bei einem neuen qualitativen Kriterium zunächst eine Nachfrist gewährt werden kann, während bei bestimmten Realisierungsmeilensteinen weiterhin bereits eine geringfügige Überschreitung eine Pönale von 100 Prozent und gegebenenfalls zwingend den Entzug des Zuschlags auslösen kann.

8.4 Erhöhung der Sicherheiten verschärft Investitionshürden

Besonders kritisch bewertet der BWO die im Referentenentwurf vorgesehene deutliche Erhöhung der Sicherheitsleistungen.

- 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.

Bei einem Offshore-Windpark mit 2 GW Leistung entspricht eine Sicherheit von

- 200 Euro/kW einem Volumen von 400 Mio. Euro,
- 250 Euro/kW einem Volumen von 500 Mio. Euro.

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.

Der BWO hatte demgegenüber eine Begrenzung der Realisierungssicherheit auf grundsätzlich 100 Euro/kW empfohlen.

Die Argumentation, dass gestiegene Projektkosten automatisch eine entsprechend höhere Sicherheit rechtfertigen, 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.

Von der vorgesehenen Erhöhung der Sicherheiten sollte daher abgesehen und die Realisierungssicherheit auf ein verhältnismäßiges Niveau begrenzt werden. Der BWO hält grundsätzlich 100 Euro/kW für ausreichend.

Zusätzlich zur erhöhten Basissicherheit sehen § 18 Abs. 1 und § 52 Abs. 1 WindSeeG-E im Falle eines Zuschlags in der marktlichen ersten Stufe eine zusätzliche Sicherheit in Abhängigkeit vom Zahlungsgebot vor. Auch dies hatte der BWO ausdrücklich kritisch bewertet.

Die Realisierungssicherheit dient dazu, sicherzustellen, dass ein bezuschlagtes Offshore-Projekt tatsächlich gebaut wird. Die Absicherung einer finanziellen Zahlungsverpflichtung aus dem Gebot erfüllt dagegen einen anderen Zweck.

Beide Risiken sollten regulatorisch getrennt behandelt werden. Eine zusätzliche Erhöhung der Realisierungssicherheit allein deshalb, weil ein Bieter ein hohes Zahlungsgebot abgegeben hat, führt zu weiterer Kapitalbindung und verstärkt die ohnehin vorhandenen Nachteile hoher finanzieller Gebotskomponenten.

Hinzu kommt, dass die gesetzliche Berechnungsgrundlage der neuen 5-Prozent-Komponente im Referentenentwurf nicht hinreichend eindeutig formuliert ist. Bei nicht zentral voruntersuchten Flächen knüpft § 18 Abs. 1 an „5 Prozent des Zuschlagspreises“ an, obwohl der Zuschlagspreis nach § 21 als Wert je MW bestimmt wird und der absolute Zahlungsbetrag erst nach § 22 Abs. 3 errechnet wird. Für zentral voruntersuchte Flächen verwendet § 52 Abs. 1 wiederum den Begriff des „bezuschlagten Zahlungsgebots“.

Die Regelungen sollten bereits aus Gründen der Rechtssicherheit eindeutig auf den tatsächlich zu sichernden Zahlungsbetrag Bezug nehmen.

8.5 Redaktioneller und rechtssystematischer Korrekturbedarf

Im Zusammenhang mit den neuen Sicherheiten enthält der Referentenentwurf zudem konkrete Verweis- und Regelungsfehler.

- In § 20 Abs. 3 WindSeeG-E wird hinsichtlich der zusätzlichen Sicherheit auf § 22 Abs. 3 verwiesen. Die Pflicht zur Hinterlegung der entsprechenden Sicherheit befindet sich jedoch in § 22 Abs. 4. Der Verweis ist entsprechend zu korrigieren.
- Die Pflicht zur Hinterlegung einer Sicherheit der Zahlungskomponente in § 22 Abs. 4 wird zudem nicht spezifisch auf die zehn Prozent (Firschei- und Meeresschutzkomponente) begrenzt, sondern würde dem Wortlaut nach die gesamte Gebotskomponente umfassen. Hier fehlt eine Präzisierung auf Nr. 2 und Nr. 3 des Abs. 1.

- In § 54b Abs. 2 WindSeeG-E wird für zentral voruntersuchte Flächen auf die Bekanntmachung der Ausschreibung nach § 16 verwiesen. Einschlägig ist bei zentral voruntersuchten Flächen jedoch § 50 WindSeeG-E.
- Zudem sollte klargestellt werden, ob die Sicherheit nach § 52 lediglich als Bemessungsgrundlage der neuen Pönale nach § 83a Abs. 8 dienen oder diese Pönale zugleich tatsächlich absichern soll. Soll Letzteres gelten, wäre insbesondere § 88 WindSeeG entsprechend anzupassen.

8.6 Gesamtbewertung und Handlungsempfehlung

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 empfiehlt 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.
- Von einer weiteren Erhöhung der Realisierungssicherheiten absehen und diese grundsätzlich auf 100 Euro/kW begrenzen.
- 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 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.

9.1 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.

9.2 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.

9.3 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.

9.4 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 bei Teilauslastung 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

9.5 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.

9.6 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.

9.7 Partiiellen 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.

9.8 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.

9.9 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.

9.10 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.

9.11 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.

9.12 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.

9.13 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.

10 Umwelt- und naturschutzfachliche Novellierungen und Innovationspotenziale

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.

Nur so kann das Pilot-Regime seiner Funktion gerecht werden, technologische und methodische Innovationen entlang der gesamten Wirkungskette von Offshore-Windprojekten zu erproben.

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.

Zu definieren ist jedoch, wie Technologien nachweisen können bzw. welche Nachweise erbracht werden müssen, dass die Grenzwerte auch ohne Blasenschleier eingehalten werden können.

Der BWO empfiehlt, diese Linie im weiteren Verfahren ausdrücklich zu bestätigen.

11 AWZ-weites Monitoring / 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 Vorschlag stellt jedoch einen drastischen Systemwechsel dar mit neu definierten Verantwortungen, Kostenverpflichtungen und Schnittstellen hinsichtlich des entwickler- und betreiberseitigen Umweltmonitorings. Grundsätzlich begrüßt der BWO die Neustrukturierung der Untersuchungs-, Daten-, und Monitoring-Regulatorik, aber weist auf zu definierende Details hin, um die Planungs- und Investitionssicherheit zu erhalten.

Empfehlung Sechs zentrale Schwerpunkte

Vertrauens- und Bestandsschutz: Rechts- und Investitionssicherheit erhalten

Die Einführung eines zentral koordinierten Umweltmonitorings darf die Planungs- und Investitionssicherheit nicht untergraben. Bestehende Offshore Windparks, die ihre

Monitoring Pflichten nach StUK1-4 erfüllt haben, dürfen nicht rückwirkend zu neuen bzw. zusätzlichen Maßnahmen verpflichtet werden.

Kosten: Leistungen neutral und fair verteilen

Das zentral koordinierte Umweltmonitoring in Kombination mit projektspezifischem Monitoring darf für Entwickler und Betreiber nicht zu höheren Gesamtkosten führen als das bisherige, ausschließlich selbst beauftragte projektspezifische Monitoring. Das Kostenmodell und der Verteilschlüssel müssen transparent gestaltet werden. Die Kosten dürfen nicht steigen, wenn das BSH einen Teil des Monitorings übernimmt.

Konstruktion, Bau und Betrieb: Vor nachträglichen Eingriffen schützen

Durch das zentral koordinierte Umweltmonitoring dürfen keine neuen baulichen Vorgaben, technischen Nachrüstungen oder zusätzlichen Anforderungen entstehen, die über die ursprüngliche Genehmigung hinausgehen. Die Installation von Geräten und Sensoren durch den Betreiber bei zu planenden Anlagen ist nach dem Stand von Wissenschaft und Technik unter verhältnismäßigem Kosten-, Personal- und Materialaufwand bereits frühzeitig in den Planungsprozess einzubringen um spätere, kostenintensive Nachrüstungen zu vermeiden

HSE und Haftung: Sicherheit gewährleisten

Alle Einsätze in und um Offshore Windparks müssen sich vollständig in die HSE Systeme und Koordinierungsprozesse der Betreiber integrieren. Das BSH als Auftraggeber sollte umfangreiche Haftungsregelungen in die Verträge mit den Umweltgutachtern aufnehmen. Die Windparkbetreiber sollten in einem Begleitkreis bei den Untersuchungen eingebunden werden, um diese projekt- und betreiberspezifischen Aufgaben bestmöglich zu koordinieren.

Daten: KRITIS, Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse schützen

Die Veröffentlichung von Monitoringdaten hat im Einklang mit Umweltinformationsgesetz (UIG) und Geodatenzugangsgesetz (GeoZG) zu erfolgen. Betreiber sind in die Festlegung der Veröffentlichungsregeln einzubinden. Nach Fertigstellung des Berichts soll vor Veröffentlichung noch eine Konsultationszeit mit dem/n Betreiber/n von 3 Monaten eingeräumt werden.

Methoden: Vergleichbarkeit und Einbindung der Praxis ermöglichen

Entwickler sind in die Entwicklung von neuen Methoden frühzeitig einzubeziehen, damit Verfahren praxistauglich sind und den Bau sowie Betrieb von Offshore Windparks nicht beeinträchtigen. Ziel sollte die Etablierung von innovativen, nicht-invasiven Untersuchungsmethoden sein.

Vertrauens- und Bestandsschutz: Rechts- und Investitionssicherheit erhalten

Der BWO empfiehlt einen klaren Bestands- und Vertrauensschutz für bestehende Offshore-Windparks.

Mit § 102 Abs. 9 WindSeeG-RefE wird diese Handlungsempfehlung nur teilweise aufgegriffen. Danach soll § 91a grundsätzlich für Umweltuntersuchungen gelten, die ab dem 1. Juli 2028 erforderlich werden. Bereits aufgrund eines Untersuchungsrahmens beauftragte Untersuchungen können zu Ende geführt werden.

Diese Übergangsregelung ist sinnvoll, reicht aber nicht aus.

Sie schützt ausdrücklich bereits **beauftragte Untersuchungen**. Sie stellt hingegen nicht klar, dass Betreiber, die ihre nach dem bisherigen Untersuchungsregime vorgesehenen Monitoringpflichten – insbesondere nach den geltenden StUK-Vorgaben – vollständig erfüllt haben, nicht allein aufgrund der Einführung des AWZ-weiten Monitorings nachträglich mit zusätzlichen Untersuchungs- oder Mitwirkungspflichten belastet werden.

Gerade bei langfristigen Infrastrukturprojekten ist dieser Vertrauensschutz zentral. Investitions-, Genehmigungs- und Betriebskonzepte wurden auf Grundlage der zum jeweiligen Zeitpunkt geltenden Monitoringanforderungen entwickelt. Werden diese Anforderungen nachträglich ohne klare Grenzen erweitert, entstehen neue Kosten und technische sowie betriebliche Risiken, die bei der ursprünglichen Investitionsentscheidung nicht berücksichtigt werden konnten.

Der BWO empfiehlt deshalb eine ausdrückliche gesetzliche Klarstellung, dass **bereits vollständig erfüllte Monitoringverpflichtungen durch die Einführung des § 91a WindSeeG-RefE nicht erneut entstehen oder nachträglich erweitert werden**.

Kosten: Leistungen neutral und fair verteilen Der BWO unterstützt ein zentral koordiniertes Umweltmonitoring unter der Voraussetzung, dass die neue Systematik für die Branche insgesamt mindestens kostenneutral ausgestaltet wird.

§ 91a Abs. 1 WindSeeG-RefE verlangt jedoch lediglich, die Untersuchungen für die Gesamtheit der Vorhabenträger „möglichst wirtschaftlich“ zu gestalten.

Nach **§ 91a Abs. 2 WindSeeG-RefE** werden die Kosten der zentral durchgeführten Untersuchungen als Auslagen auf die Vorhabenträger umgelegt. Können Untersuchungsergebnisse für mehrere Projekte genutzt werden, verteilt das BSH die Kosten nach pflichtgemäßem Ermessen.

Damit besteht bislang keine Gewährleistung, dass **zentrale Untersuchungen und ein verbleibendes projektspezifisches Monitoring** in Summe nicht teurer werden als das heutige System.

Gerade dieser Punkt ist aus Sicht des BWO entscheidend. Die Einführung des zentral koordinierten Umweltmonitorings wird unter anderem mit Effizienzgewinnen begründet. Diese Effizienzgewinne müssen sich dann auch **bei den tatsächlich von den Unternehmen zu tragenden Kosten** niederschlagen und im erstrebenswerten Falle entlasten.

Problematisch ist zudem, dass die Kostenverteilung im Wesentlichen dem Ermessen des BSH überlassen wird. Bei langfristig finanzierten Offshore-Projekten müssen zusätzliche regulatorische Kosten jedoch kalkulierbar sein.

Die Installation von Geräten und Sensoren durch den Betreiber bei zu planenden Anlagen ist nach dem Stand von Wissenschaft und Technik unter verhältnismäßigem Kosten-, Personal- und Materialaufwand bereits frühzeitig in den Planungsprozess einzubringen um spätere, kostenintensive Nachrüstungen zu vermeiden

Der BWO empfiehlt deshalb, **transparente und vorab bekannte Kriterien für die Kostenverteilung festzulegen** und sicherzustellen, dass durch das zentrale Monitoring einschließlich der verbleibenden projektspezifischen Untersuchungen keine höheren Gesamtkosten entstehen als unter dem bisherigen System.

Zudem regt der BWO an, dass durch die AWZ-weite Betrachtung alle Nutzergruppen (z.B. Übertragungsnetzbetreiber, Schifffahrt, Fischerei, usw.) an der Finanzierung beteiligt werden.

Konstruktion, Bau und Betrieb: Vor nachträglichen Eingriffen schützen Besonders kritisch bewertet der BWO die weitreichende Regelung in **§ 91a Abs. 1 WindSeeG-RefE**, wonach Vorhabenträger verpflichtet werden können, **erforderliche Geräte und Sensoren nach den Vorgaben des BSH an ihren Einrichtungen oder in deren Umfeld anzubringen**.

Diese Vorschrift geht deutlich über die bloße organisatorische Zentralisierung bestehender Umweltuntersuchungen hinaus.

Sie eröffnet grundsätzlich die Möglichkeit, zusätzliche technische Einrichtungen auch an bereits genehmigten und in Betrieb befindlichen Offshore-Windparks zu verlangen.

Der BWO fordert deshalb, dass ein zentral koordiniertes Umweltmonitoring nicht zu nachträglichen baulichen oder technischen Nachrüstpflichten an bezuschlagten Projekten führen darf.

Für Projekte im Planungsprozess muss zu diesem Punkt ebenfalls Sicherheit geschaffen werden. Die Installation von Geräten und Sensoren durch den Betreiber bei zu planenden Anlagen ist nach dem Stand von Wissenschaft und Technik unter verhältnismäßigem Kosten-, Personal- und Materialaufwand bereits frühzeitig in den Planungsprozess einzubringen um spätere, kostenintensive Nachrüstungen auszuschließen.

HSE und Haftung: Sicherheit gewährleisten § 91a Abs. 1 WindSeeG-RefE sieht eine Durchführung der Untersuchungen **in Koordination mit dem jeweiligen Vorhabenträger** vor.

Offshore-Windparks sind industrielle Betriebsstätten mit hochentwickelten Sicherheits- und Zugangssystemen. Schiffsbewegungen, Arbeiten an Anlagen und technische Installationen unterliegen klaren betrieblichen und HSE-bezogenen Regeln.

Vom BSH beauftragte Untersuchungsunternehmen können deshalb nicht unabhängig vom Betreiber tätig werden.

Der BWO empfiehlt, gesetzlich beziehungsweise im verbindlichen Rahmenkonzept sicherzustellen, dass sämtliche Untersuchungen und technischen Tätigkeiten **vollständig in die HSE-, Freigabe- und Koordinierungsprozesse des jeweiligen Betreibers integriert werden.**

Gleichzeitig muss eindeutig geregelt werden, wer für Schäden haftet, die durch vom BSH beauftragte Untersuchungsunternehmen an Anlagen oder im Rahmen des Offshore-Betriebs verursacht werden.

Eine lediglich allgemeine „Koordination“ reicht hierfür nicht aus.

Dafür ist der Versicherungsschutz konkreter herauszuarbeiten. Aktuell sind die Untersuchungsmethoden nicht weiter bekannt. Sind Einfahrten in den OWP geplant (und davon ist auszugehen) ist der Versicherungsschutz bei Bau- und Betriebsmonitoring essentiell. Hier muss eine Abstimmung zwischen den ausführenden Unternehmen und dem OWP-Entwickler/-Betreiber möglich sein, die die Einhaltung der OWP-Vorgaben gewährleistet.

Daten: KRITIS, Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse schützen Ein zentralisiertes Monitoring schafft zwangsläufig einen umfangreichen Datenbestand über Offshore-Anlagen, ihre Standorte, technische Infrastruktur und Betriebsumgebung. Dabei können Informationen

entstehen, die über reine Umweltinformationen hinaus Rückschlüsse auf technische Anlagen, Betriebsabläufe oder sicherheitsrelevante Strukturen ermöglichen.

Der BWO empfiehlt deshalb, den Umgang mit diesen Daten bereits vor Einführung des neuen Systems verbindlich zu regeln.

Dabei müssen insbesondere **KRITIS-relevante Informationen, Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse sowie sonstige sicherheitsrelevante Daten** wirksam geschützt werden.

Der BWO empfiehlt deshalb, den betroffenen Betreibern nach Fertigstellung entsprechender Berichte **eine Konsultationsfrist von drei Monaten vor Veröffentlichung** einzuräumen. In diesem Zeitraum müssen insbesondere sachliche Fehler, Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse sowie sicherheitsrelevante Angaben geprüft werden können. In Bezug auf sicherheitsrelevante Angaben muss der Betreiber ein Widerspruchsrecht haben.

Der BWO empfiehlt daher die Aufnahme einer klarstellenden Regelung in § 91a WindSeeG-RefE.

Methoden: Vergleichbarkeit und Einbindung der Praxis ermöglichen

Die zentrale Durchführung der Umweltuntersuchungen durch das BSH wird begrüßt, da sie die Datengrundlage vereinheitlichen und die Vergleichbarkeit der Ergebnisse verbessern kann. Voraussetzung ist jedoch, dass Methodik und Datenqualität dem Basismonitoring entsprechen und bereits laufende Untersuchungen bestehender Projekte anerkannt werden, um Doppelaufwand und unnötige Zusatzkosten zu vermeiden.

Das in **§ 91a Abs. 1 WindSeeG-RefE** vorgesehene Rahmenkonzept des BSH wird für die praktische Funktionsweise des gesamten Systems entscheidend sein. Es soll insbesondere festlegen, welche Untersuchungen zentral durch das BSH und welche weiterhin durch Vorhabenträger durchgeführt werden.

Damit beeinflusst das Rahmenkonzept unmittelbar

- Umfang und Art der Monitoringpflichten,
- technische Mitwirkungspflichten,
- Kosten,
- Untersuchungsabläufe und
- betriebliche Schnittstellen.

Trotz dieser erheblichen Bedeutung enthält das Gesetz bislang weder eine ausdrückliche Pflicht zur **Beteiligung der Betreiber** noch nähere Anforderungen an Veröffentlichung,

Fortschreibung und Verfahren des Rahmenkonzepts, das beispielsweise einen Anreiz für die Verwendung innovativer und kosteneffizienter Ansätze für die Untersuchungen anregen könnte.

Aus dem Gesetzentwurf ist nicht ersichtlich, welche Methoden zukünftig angewendet werden sollen. Eine Anpassung der Untersuchungsmethoden aus dem StUK4 an neue technische Möglichkeiten sowie die Etablierung von innovativen, nicht-invasiven Untersuchungsmethoden, die darauf abzielen, großräumige Effekte und Zusammenhänge in Bezug auf die Meeresumwelt zu erfassen, ist aus Betreibersicht erforderlich. Aus Sicht der Betreiber ist erforderlich, dass neue Methoden wissenschaftlich belastbar, operativ umsetzbar und mit bestehenden Datensätzen vergleichbar sind.

Der BWO empfiehlt deshalb, Entwickler und Betreiber frühzeitig und dauerhaft in einen **Begleit- beziehungsweise Fachkreis** einzubinden und im Rahmen eines Beteiligungsprozesses am Rahmenkonzept mitzuwirken.

Übergangsregelung in § 102 Abs. 9 WindSeeG-RefE definieren

Auch § 102 Abs. 9 Satz 2 WindSeeG-RefE sollte redaktionell überarbeitet werden.

Der Entwurf formuliert sinngemäß, dass bereits aufgrund eines Untersuchungsrahmens beauftragte Untersuchungen zu Ende geführt werden können und „dies“ bei der Kostenermittlung berücksichtigt werde.

Es sollte eindeutig geregelt werden, **welche Kosten in welcher Weise bei der Umlage nach § 91a Abs. 2 WindSeeG-RefE berücksichtigt werden.**

Zugleich sollte die Übergangsregelung – wie bereits ausgeführt – über bereits beauftragte Untersuchungen hinaus einen ausdrücklichen Bestands- und Vertrauensschutz für bereits vollständig erfüllte Monitoringpflichten enthalten.

Der BWO macht auf den Bedarf einer Klarstellung aufmerksam, ob zu dem Zeitpunkt des Inkrafttretens (01.07.2028) laufende Betriebsmonitorings wie beauftragt weiter laufen dürfen oder dies dann durch das neue Regime (mit vermutlich anderen Methoden) übernommen wird. Die Aussage, dass bereits beauftragte Untersuchungen bei der Kostenermittlung berücksichtigt werden, ist sehr vage und lässt viele Fragen offen. Es wird zu dem Zeitpunkt mehrere deutsche Projekte geben, die sich im Betriebsmonitoring befinden und vermutlich bereits zum jetzigen Zeitpunkt beauftragt sind.

12 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.

13 Offshore-Rettungsinfrastruktur in der AWZ

Der BWO begrüßt, dass mit dem Referentenentwurf erstmals explizit die Notwendigkeit einer Offshore-Rettungsinfrastruktur in küstenfernen Bereichen der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) anerkannt werden. Gleichzeitig werden die Steuerungsmöglichkeiten des Flächenentwicklungsplans (FEP) erweitert. Der Entwurf stellt klar, dass der Ausbau in küstenfernen AWZ-Gebieten eine weitergehende, vor Baubeginn verfügbare Rettungsinfrastruktur erfordert und schafft hierfür grundsätzlich eine Rechtsgrundlage.

Der Entwurf erweitert die FEP-Kompetenz dahingehend, dass dieser Vorgaben „für die Errichtung und den Betrieb von Einrichtungen [...] einschließlich deren Versorgung von Land“ treffen, „um insbesondere den Schutz der Gesundheit der dort Beschäftigten sicherzustellen“ geben kann. Im Rahmen dessen kann der FEP auf Standards verweisen. Hierzu wird auf den aktuell erarbeiteten gemeinsamen Standard zur Offshore Rettung verwiesen. Sofern sich aus diesen Standards Pflichten ergeben, kann jede betroffene verantwortliche Person zur Erfüllung der ganzen Vorgabe verpflichtet werden. Sofern eine Pflicht nur einmalig zu bewirken ist, kann der FEP diese als Gesamtschuld aller verpflichteten Personen ausgestalten.

Der weitere Ausbau der Offshore-Windenergie setzt eine verlässliche, leistungsfähige Luftrettung voraus, insbesondere in küstenfernen Gebieten. In küstennahen Bereichen funktionieren die bestehenden, von den Betreibern finanzierten Rettungsketten bereits gut. Zusätzliche Anforderungen müssen gezielt dort ansetzen, wo die heutige Struktur an ihre Grenzen stößt, ohne Investitionssicherheit und Ausbauziele zu gefährden. Eine Orientierung an praxiserprobten Rettungsansätzen in den Nachbarländern kann dazu beitragen, bewährte Lösungen zu berücksichtigen und die Ausgestaltung der deutschen Offshore-Rettungsstrukturen praxisnah zu gestalten.

13.1 Zuständigkeit für die Offshore-Rettungskette

Der Referentenentwurf sieht vor, dass der Bund den rechtlichen Rahmen über den Flächenentwicklungsplan (FEP) setzt. Der FEP kann verbindliche bauliche und organisatorische Maßnahmen zur Offshore-Rettung festlegen und auf einschlägige Standards Bezug nehmen. Die operative Verantwortung für Aufbau, Vorhaltung und Organisation einer vollständigen Rettungskette wird ausdrücklich den „verantwortlichen Personen“ zugewiesen. Gleichartige Pflichten können seeraumbezogen als Gesamtschuld ausgestaltet werden.

Aus Sicht des BWO sollte die grundsätzliche Organisation der Rettung beim Staat verankert bleiben. Reine Branchenlösungen ohne einen parallelen Ausbau staatlicher Kapazitäten sind kritisch zu bewerten, weil sie die Verlässlichkeit und Verfügbarkeit der Luft- und Seerettung für die Branche beeinträchtigen können. Ziel muss eine staatlich abgesicherte Grundstruktur sein, die mit den betrieblichen Rettungsketten der Offshore-Unternehmen verzahnt ist.

Sofern von der im Entwurf vorgesehenen Möglichkeit einer Gesamtschuld Gebrauch gemacht wird, ist aus Sicht des BWO sicherzustellen, dass sich diese auf klar definierte, gemeinsam genutzte Infrastruktur bezieht. Des Weiteren sind Schnittstellen und Kostentragung eindeutig festzulegen.

13.2 Anwendungsbereiche definieren

Der Entwurf begründet einen zusätzlichen Bedarf an Rettungsinfrastruktur für küstenferne Bereiche der AWZ, insbesondere jenseits der Schifffahrtsroute SN-10, und verlangt, dass in diesen Gebieten eine funktionsfähige Rettungsinfrastruktur bereits vor Beginn der Errichtung zur Verfügung steht. Die eigentliche Norm (§ 5 Abs. 2 Satz 2 Nr. 4 WindSeeG-E) ermächtigt den FEP aber generell, „Vorgaben für die Errichtung und den Betrieb von Einrichtungen [...] zur Sicherstellung des Schutzes der Gesundheit der dort Beschäftigten“ zu treffen, einschließlich baulicher und organisatorischer Maßnahmen, und kann diese Pflichten sogar als Gesamtschuld aller verantwortlichen Personen ausformen.

Der BWO plädiert dafür, neue Regelungen auf küstenferne Offshore-Windparks (OWP), insbesondere nordwestlich der Route SN-10, zu beschränken. In küstennahen Bereichen bestehen zuverlässige, von den Betreibern finanzierte Rettungsketten. Sie sollten nicht durch zusätzliche Vorgaben belastet werden, die speziell auf küstenferne Lagen zugeschnitten sind und über die Anforderungen an küstennahe Bereiche in Nordsee und Ostsee hinausgehen

13.3 Finanzierung und Investitionsschutz

Aus Sicht des BWO ist sicherzustellen, dass bestehende OWP und bereits bezuschlagte Projekte nicht nachträglich durch zusätzliche Kosten, regulatorische Vorgaben oder

Verwaltungsaufwand belastet werden. Die Rettung in der deutschen AWZ insgesamt neu zu regeln, darf nicht zulasten des Investitionsschutzes und der wirtschaftlichen Tragfähigkeit bestehender Projekte erfolgen.

Der Referentenentwurf enthält kein Finanzierungsmodell für die Offshore-Rettung. Er setzt einen rechtlichen Rahmen (FEP-Ermächtigung), weist die Organisation der Rettung den „verantwortlichen Personen“ zu und betont Standardisierung/Planungssicherheit, ohne verbindliche Regeln zur Kostenverteilung, Beitragsmaßstäben oder staatlicher Grundfinanzierung zu treffen. Es gibt keine klaren Aussagen zum Investitionsschutz (klare Trennung zwischen Bestandspark und neuen Projekten) oder zur Nicht-Retroaktivität. Zwar hebt die Begründung die angestrebte Planungssicherheit durch Standardisierung hervor, sie trifft jedoch keine verbindlichen Vorgaben zur Kostenwälzung zwischen bestehenden und künftigen Vorhaben.

Der BWO fordert einen klar geregelten Investitionsschutz durch ausdrückliche Nicht-Retroaktivität für Bestandspark und bereits bezuschlagte Projekte. Für Bestandspark und küstennahe Projekte hingegen funktionieren die etablierten, durch die Betreiber finanzierten Rettungsketten, zuverlässig und effizient. Für neue, küstenferne Flächen ist ein gestuftes, distanz- und phasenabhängiges Finanzierungsmodell vorzusehen; die hieraus folgenden Anforderungen und Kosten sind flächenspezifisch und transparent in den Ausschreibungsunterlagen auszuweisen. Zugleich sind die Reihenfolge der Gründungsakte und der Umgang mit bestehenden Verträgen frühzeitig zu klären, um reibungslose Übergänge sicherzustellen.

13.4 Branchenbeteiligung an Ausgestaltung und Standards

Die Offshore-Windbranche bekennt sich seit jeher zur Verantwortung für die Sicherheit ihrer Mitarbeitenden und steht einer Weiterentwicklung der Rettungsstrukturen grundsätzlich positiv gegenüber. Voraussetzung sind klare Definitionen der Maßnahmen und Anforderungen, die künftig von den Betreibern zu erfüllen sind.

Der Entwurf verweist auf die laufende Arbeitsgruppe zwischen Bund und Ländern für einen „gemeinsamen Standard Offshore Rettung“, der Zielgrößen der notfallmedizinischen Versorgung, geeignete Maßnahmen/Mittel/Qualifikationen und die Berücksichtigung langer Rettungswege definieren soll; der FEP kann die Anwendung solcher Standards anordnen.

Der BWO fordert eine frühzeitige, substanzielle und dauerhafte Einbindung der Offshore-Branche in alle relevanten Regelsetzungs- und Umsetzungsprozesse. Dazu gehören geregelte Konsultationsverfahren mit angemessenen Fristen, ein ständiger Fachbeirat mit Branchenvertretern, praxistaugliche Folgetests/Übungen vor Inkraftsetzung wesentlicher Vorgaben sowie regelmäßige Evaluationen, um Wirksamkeit, Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit sicherzustellen.

Zu den Inhalten des „gemeinsamen Standard Offshore Rettung“, hat sich der BWO bereits geäußert. Die Wichtigsten Punkte dazu sind:

- Hilfsfristen müssen Witterungseinflüsse, Nachtbetrieb, Transfergrenzen sowie die etablierte erweiterte medizinische Erstversorgung in Offshore-Windparks berücksichtigen.
- Personalstärken und Qualifikationsanforderungen sind risikobasiert festzulegen und an unterschiedlichen Anlagen, Betriebsphasen und Einsatzszenarien auszurichten.
- Bewährte, gleichwertige Rettungskonzepte müssen anerkannt werden.
- Zudem bedarf es klarer Verantwortlichkeiten, eindeutig definierter Schnittstellen und nachvollziehbarer Nachweisanforderungen für Betreiber, Arbeitgeber, Rettungsdienste und weitere beteiligte Akteure.

13.5 Zuständigkeit und Haftung

Die Bundeskompetenz wird über Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG i. V. m. Art. 72 Abs. 2 GG hergeleitet, und der FEP setzt bundeseinheitliche Vorgaben. Die operative Verantwortung liegt bei den Betreibern. Spezifische Regelungen zu hoheitlichen Befugnissen, Aufsichts- und Nachweisprozessen sowie zur Haftung im Rettungskontext werden jedoch nicht vertieft adressiert.

Es bedarf einer klaren, rechtssicheren Zuweisung von Aufsicht, Nachweisführung und Verfahren, einschließlich der Benennung zuständiger Behörden und definierter Prüfzeitpunkte. Zugleich sind eindeutige Haftungsregeln erforderlich, insbesondere für Ausfälle zentraler Infrastruktur oder unklare Kompetenzlagen. Schließlich sollten zentrale Begriffe (z. B. Rettungskette, Anwendungsbereich AWZ) bundeseinheitlich definiert werden, um Rechts- und Planungssicherheit zu erhöhen.

14 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 Wasserstoffherzeugung kombinieren und damit erheblich zur Senkung der Systemkosten beitragen könnten. Wir begrüßen, 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:

14.1 Fehlende kurzfristige Zielvorgaben und Umsetzungsperspektive für SEN 1

Der Entwurf schafft erfreulicherweise erstmals eine gesetzliche Grundlage für hybride Offshore-Strom- und Wasserstoffprojekte. Allerdings enthält er weder eine konkrete zeitliche Zielvorgabe noch einen belastbaren Umsetzungsmechanismus für SEN 1. Damit bleiben Umfang und Zeitpunkt des ersten sektorengekoppelten Offshore-Projekts weitgehend von zukünftigen Festlegungen im Flächenentwicklungsplan abhängig. 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.

14.2 Fehlende langfristige Ausbauziele und Ausschreibungsmechanismen für Offshore-Wasserstoff

Über SEN 1 hinaus enthält der Entwurf weder mittel- noch langfristige Ausbauziele für die Offshore-Wasserstoffherzeugung noch einen belastbaren regulatorischen Pfad für die Ausweisung weiterer sonstiger Energiegewinnungsbereiche. Ebenso fehlen Regelungen, die eine kontinuierliche Ausschreibung entsprechender Flächen gewährleisten würden. Die Entwicklung weiterer sektorengekoppelter Offshore-Projekte bleibt damit von zukünftigen planerischen Entscheidungen abhängig, anstatt auf einem verlässlichen gesetzlichen Rahmen mit entsprechender Investitions- und Planungssicherheit aufzubauen. Ein klarer Hochlaufpfad für die Offshore-Sektorenkopplung ist derzeit nicht erkennbar.

14.3 Fehlender wirtschaftlicher Rahmen für eine großskalige Offshore-Wasserstoffproduktion

Der Entwurf konzentriert sich im Wesentlichen 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. Ohne entsprechende Regelungen besteht die Gefahr, dass die vorgeschlagenen Änderungen zwar Demonstrations- und Pilotprojekte ermöglichen, jedoch keinen tragfähigen Rahmen für den kommerziellen Hochlauf der Offshore-Wasserstoffwirtschaft schaffen.

14.4 Lock-in-Effekt für Zone 4 durch fehlende Sicherung von Netzanbindungskapazitäten

Die Offshore-Netzanbindung wird weiterhin über die Festlegungen des Flächenentwicklungsplans nach §§ 4 und 5 WindSeeG gesteuert. Diese Festlegungen werden durch die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber nach § 17d Abs. 1 und 2 EnWG umgesetzt, einschließlich der Beschaffung und rechtzeitigen Inbetriebnahme der entsprechenden Offshore-Anbindungssysteme und Konverterplattformen. 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 Netzinfrasturktur 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.

Erforderlichkeit eines technologieoffenen RegulierungsansatzesDer 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. Dies würde es Projektentwicklern ermöglichen, für einen Standort die jeweils effizienteste Kombination aus Stromerzeugung, Netzeinspeisung, Wasserstoffproduktion und sonstigen Energieanwendungen zu wählen. Gleichzeitig könnten überschüssige Strommengen, die andernfalls aufgrund von Abregelungen, Netzengpässen oder Überbauung nicht genutzt würden, technologieoffen alternativen Offshore-Anwendungen, insbesondere der Wasserstofferzeugung, zugeführt werden. Dies erscheint insbesondere vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussionen zur Überbauung und der praktischen Erfahrungen mit Netzengpässen und Einspeisebeschränkungen sachgerecht.

15 Redaktioneller, rechtssystematischer und gesetzestechnischer Korrekturbedarf

Neben den inhaltlichen Fragen enthält der Referentenentwurf an mehreren Stellen redaktionelle Unstimmigkeiten, fehlerhafte Verweise und nicht konsistente Regelungsbezüge. Angesichts der erheblichen wirtschaftlichen Bedeutung des WindSeeG und der langen Laufzeiten der auf seiner Grundlage getroffenen Investitionsentscheidungen ist eine eindeutige und widerspruchsfreie gesetzliche Regelung besonders wichtig.

Der BWO empfiehlt deshalb, den Gesetzentwurf vor Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens einer umfassenden gesetzestechnischen und rechtssystematischen Prüfung zu unterziehen. Dies betrifft insbesondere folgende Punkte:

15.1 Fehlerhafter Verweis in § 83a Abs. 3 WindSeeG-E

§ 83a Abs. 3 WindSeeG-E ermächtigt die Bundesnetzagentur zur Überprüfung von „Eigenerklärungen nach Absatz 2 Nummer 3“. Absatz 2 enthält jedoch lediglich die Nummern 1 und 2. Der Verweis läuft damit ins Leere.

Gemeint dürfte die Eigenerklärung nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 beziehungsweise allgemein die Eigenerklärungen nach Absatz 2 sein. Der Verweis sollte entsprechend korrigiert werden.

15.2 Fehlerhafter Verweis zum CO₂-Fußabdruck in § 96 Nr. 10 WindSeeG-E

§ 96 Nr. 10 WindSeeG-E verweist hinsichtlich des CO₂-Fußabdrucks auf „§§ 54a Absatz 3 und 83a Absatz 5“. § 83a Abs. 5 betrifft jedoch die Anforderungen an Dauermagnete. Die Regelung zum CO₂-Fußabdruck befindet sich in § 83a Abs. 6.

Der Verweis ist entsprechend von § 83a Abs. 5 auf § 83a Abs. 6 zu korrigieren. Der fehlerhafte Verweis findet sich zudem in der Gesetzesbegründung und sollte dort ebenfalls berichtigt werden.

15.3 Nicht existierender Absatz in der Begründung zu § 51a WindSeeG-E

In der Gesetzesbegründung zu § 51a WindSeeG-E wird hinsichtlich des Bewertungskriteriums für Dauermagnete auf „§ 54a Absatz 1a“ verwiesen. Einen Absatz 1a enthält § 54a WindSeeG-E nicht. Gemeint ist nach dem Regelungszusammenhang § 54a Abs. 2.

Auch dieser Verweis sollte korrigiert werden.

15.4 Fehlerhafte Zuordnung der operativen Kontrolle in der Begründung zu § 83a Abs. 2 WindSeeG-E

Die Gesetzesbegründung ordnet die operative Kontrolle an einer Stelle § 15a Abs. 1 Nr. 1 zu. Die entsprechende Regelung findet sich jedoch in § 15a Abs. 1 Nr. 4.

Die Begründung sollte entsprechend berichtigt werden.

15.5 Unvollständige Parallelregelung bei nicht zentral voruntersuchten Flächen

Im Zusammenhang mit den NZIA-Anforderungen fehlt für nicht zentral voruntersuchte Flächen in § 17 WindSeeG-E eine der Regelung für zentral voruntersuchte Flächen entsprechende Anforderung zur Eigenerklärung. Die Regelungssystematik der beiden Ausschreibungssegmente sollte überprüft und – soweit keine bewusste sachliche Differenzierung beabsichtigt ist – angeglichen werden.

15.6 Fehlerhafter Verweis in § 20 Abs. 3 WindSeeG-E

§ 20 Abs. 3 WindSeeG-E verweist hinsichtlich der zusätzlich zu leistenden Sicherheit auf § 22 Abs. 3. Die Pflicht zur Hinterlegung der betreffenden Sicherheit befindet sich jedoch in § 22 Abs. 4.

Der Verweis ist entsprechend zu korrigieren.

15.7 Fehlerhafter Verweis in § 54b Abs. 2 WindSeeG-E

§ 54b Abs. 2 WindSeeG-E verweist für zentral voruntersuchte Flächen auf die Bekanntmachung der Ausschreibung nach § 16 WindSeeG-E. Für zentral voruntersuchte Flächen ist jedoch § 50 WindSeeG-E einschlägig.

Der Verweis sollte entsprechend angepasst werden.

15.8 Inkonsistente Berechnungsgrundlage der zusätzlichen Sicherheit

Die Berechnungsgrundlage der neu vorgesehenen 5-Prozent-Komponente ist in §§ 18 und 52 WindSeeG-E nicht konsistent formuliert. § 18 Abs. 1 WindSeeG-E knüpft an „5 Prozent des Zuschlagspreises“ an, obwohl der Zuschlagspreis nach § 21 als Wert je MW bestimmt und der absolute Zahlungsbetrag erst nach § 22 Abs. 3 berechnet wird. § 52 Abs. 1 verwendet demgegenüber den Begriff des „bezuschlagten Zahlungsgebots“.

Aus Gründen der Rechtsklarheit und einer einheitlichen Berechnung sollte in beiden Ausschreibungssegmenten eindeutig auf den tatsächlich abzusichernden absoluten Zahlungsbetrag Bezug genommen werden.

15.9 Verhältnis von § 52, § 83a Abs. 8 und § 88 WindSeeG-E

Nicht eindeutig ist zudem, welche Funktion die Sicherheit nach § 52 im Verhältnis zur neuen Pönale nach § 83a Abs. 8 erfüllen soll. Sollte die Sicherheit lediglich als Bemessungsgrundlage für die Pönale dienen, sollte dies ausdrücklich geregelt werden. Soll

sie dagegen zugleich der tatsächlichen Absicherung der Pönalenforderung dienen, ist zu prüfen, ob insbesondere § 88 WindSeeG entsprechend angepasst werden muss.

Das Zusammenspiel der Vorschriften sollte im Gesetz selbst eindeutig geregelt werden.

15.10 Satzverweisfehler in § 69 Abs. 7 WindSeeG-E

Durch die Neufassung des § 69 Abs. 7 befindet sich die Möglichkeit einer nachträglichen Verlängerung der Befristung nunmehr in Satz 5. Die anschließende Regelung verweist jedoch weiterhin auf „Anträge nach Satz 4“. Satz 4 enthält in der neuen Fassung keine entsprechende Antragsregelung.

Auch der anschließende Bezug auf die „Belange des Satzes 4“ ist deshalb zu überprüfen.

Der BWO empfiehlt, nicht lediglich die Satznummerierung zu korrigieren, sondern unmittelbar auf „Anträge auf nachträgliche Verlängerung der Befristung“ Bezug zu nehmen. Dadurch würde die Vorschrift auch gegenüber späteren redaktionellen Änderungen robuster.

15.11 Unklare Bezugnahme in § 102 Abs. 9 Satz 2 WindSeeG-E

§ 102 Abs. 9 Satz 2 sollte redaktionell überarbeitet werden. Die Vorschrift sieht vor, dass bereits aufgrund eines Untersuchungsrahmens beauftragte Untersuchungen zu Ende geführt werden können und „dies“ bei der Kostenermittlung berücksichtigt wird.

Die Bezugnahme „dies“ lässt nicht hinreichend klar erkennen, welche konkreten Kosten in welcher Weise bei der Umlage nach § 91a Abs. 2 berücksichtigt werden sollen. Die Vorschrift sollte den Gegenstand und die Folgen der Kostenberücksichtigung unmittelbar benennen.

15.12 Gesetzesbegründung zur finanziellen und wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit

Über einen bloßen Verweisfehler hinaus sollte die Zuordnung der finanziellen und wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit nach Art. 6 Abs. 1 Buchst. c der einschlägigen NZIA-Durchführungsverordnung zu § 51 Abs. 1 Nr. 1 WindSeeG-E überprüft werden.

Die dort verlangten Bieterangaben und die Eigenerklärung nach § 30 Abs. 2a EEG belegen lediglich bestimmte beihilferechtliche Voraussetzungen. Sie weisen nicht ohne Weiteres nach, dass ein Bieter finanziell in der Lage ist, das konkrete Offshore-Projekt fertigzustellen und die damit verbundenen finanziellen Verpflichtungen zu tragen. Gesetzesbegründung und Regelung sollten insoweit widerspruchsfrei aufeinander abgestimmt werden.

15.13 Fehlerhafte Streichung von § 17e Abs. 2 Satz 8 EnWG

§ 17e Abs. 2 Satz 8 EnWG soll laut dem Entwurf gestrichen werden. Begründet wird dies damit, dass es sich um eine Folgeänderung durch den Wegfall der Regelungen für bestehende Projekte in den §§ 27-38 WindSeeG handle.

Die Streichung ist aufzuheben – § 17e Abs. 2 Satz 8 EnWG hat im EnWG zu verbleiben. Die §§ 27-38 WindSeeG für bestehende Projekte aus den Ausschreibungen in 2017 und 2018 sollen zwar zur Übersichtlichkeit des WindSeeG gestrichen werden. Aber die Rechtswirkungen dieser Vorschriften und auch der Vertrauensschutz gewährenden Regelung des § 17e Abs. 2 Satz 8 EnWG sind für diese Projekte weiterhin relevant und müssen erhalten bleiben. Es ist nicht Absicht des Gesetzgebers, für diese Projekte nachträglich die Rechtslage zu verschlechtern, sondern es soll lediglich das WindSeeG „entschlackt“ und vereinfacht werden.

§ 17e Abs. 2 Satz 8 EnWG muss demnach erhalten bleiben und ist wie folgt umzuformulieren:

„Auf Zuschläge nach § 34 des Windenergie-auf-See-Gesetzes in der bis einschließlich [einsetzen: Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] geltenden Fassung ist Satz 1 in der am 9. Dezember 2020 geltenden Fassung anzuwenden“.

15.14 BWO-Handlungsempfehlung

Die genannten Punkte betreffen überwiegend keine politischen Grundsatzentscheidungen, können in der späteren Anwendung des Gesetzes jedoch erhebliche Auslegungs- und Vollzugsprobleme verursachen. Der BWO empfiehlt daher, sämtliche Binnenverweise des WindSeeG-E sowie die Verweise auf EEG, EnWG und unmittelbar anwendbares Unionsrecht vor Verabschiedung des Gesetzes nochmals systematisch zu überprüfen. Gleiches gilt für die Übereinstimmung von Normtext und Gesetzesbegründung sowie für die parallele Ausgestaltung der Regelungen für zentral und nicht zentral voruntersuchte Flächen.

16 Rechtsklarheit und Bestimmtheit – Klarstellungsbedarf

Neben konkreten redaktionellen und gesetzestechnischen Fehlern enthält der Referentenentwurf Regelungen, deren Reichweite, Voraussetzungen oder Rechtsfolgen aus Sicht des BWO nicht hinreichend bestimmt sind. Dies betrifft teilweise unbestimmte Rechtsbegriffe, teilweise aber auch offene Verfahrens-, Zuständigkeits-, Kosten- und Übergangsfragen.

Gerade Offshore-Windprojekte mit Investitionsvolumina in Milliardenhöhe und Entwicklungs- und Betriebszeiträumen von mehreren Jahrzehnten sind auf ein besonders

hohes Maß an Rechts- und Planungssicherheit angewiesen. Wesentliche wirtschaftliche Belastungen und Voraussetzungen der Projektrealisierung sollten deshalb nicht erst im späteren Verwaltungsvollzug konkretisiert werden.

Aus Sicht des BWO besteht insbesondere in folgenden Bereichen Klarstellungsbedarf:

16.1 „Möglichst wirtschaftliche“ Durchführung des zentralen Umweltmonitorings

§ 91a Abs. 1 WindSeeG-E verlangt, die Untersuchungen für die Gesamtheit der Vorhabenträger „möglichst wirtschaftlich“ zu gestalten. Unklar bleibt, anhand welcher Kriterien die Wirtschaftlichkeit bewertet wird und welches Verhältnis zwischen zentralem Monitoring und weiterhin erforderlichen projektspezifischen Untersuchungen zugrunde zu legen ist.

Der Begriff bietet insbesondere keine Gewähr dafür, dass die Summe aus zentralen Untersuchungen und verbleibenden projektspezifischen Verpflichtungen für die Betreiber nicht zu höheren Kosten als im bisherigen System führt.

Der BWO empfiehlt deshalb, Wirtschaftlichkeit anhand transparenter Kriterien zu konkretisieren und das Ziel einer insgesamt kostenneutralen beziehungsweise kosteneffizienteren Ausgestaltung gesetzlich abzusichern.

16.2 Kostenverteilung nach „pflichtgemäßem Ermessen“ gemäß § 91a Abs. 2 WindSeeG-E

Können Untersuchungsergebnisse für mehrere Vorhaben genutzt werden, soll das BSH die Kosten nach pflichtgemäßem Ermessen verteilen. Bei langfristig finanzierten Offshore-Projekten reicht eine vollständig offene nachträgliche Kostenverteilung jedoch nicht aus.

Es sollten bereits gesetzlich oder aufgrund klarer gesetzlicher Vorgaben transparente Kriterien für die Verteilung festgelegt werden. Denkbar sind insbesondere Verursachungsbeitrag, Nutzbarkeit der Untersuchungsergebnisse, Flächengröße, installierte Leistung oder andere objektiv überprüfbare Maßstäbe.

16.3 Reichweite des Rahmenkonzepts nach § 91a WindSeeG-E

Das vorgesehene Rahmenkonzept des BSH entscheidet künftig maßgeblich darüber, welche Untersuchungen zentral durchgeführt werden und welche Verpflichtungen bei den einzelnen Vorhabenträgern verbleiben. Damit beeinflusst es unmittelbar Umfang und Art der Monitoringpflichten, technische Mitwirkungspflichten, Kosten und betriebliche Abläufe.

Angesichts dieser erheblichen Bedeutung sollte das Gesetz Mindestanforderungen an Inhalt, Verfahren, Veröffentlichung und Fortschreibung des Rahmenkonzepts vorgeben.

Zudem sollte eine verbindliche Beteiligung der betroffenen Entwickler und Betreiber vorgesehen werden.

16.4 Bedeutung der „Koordination mit dem jeweiligen Vorhabenträger“

§ 91a Abs. 1 sieht vor, dass Untersuchungen in Koordination mit dem jeweiligen Vorhabenträger erfolgen. Der Begriff „Koordination“ lässt offen, welche Rechte und Pflichten daraus entstehen.

Insbesondere muss gewährleistet sein, dass vom BSH beauftragte Dritte nicht unabhängig von den HSE-, Zugangs-, Freigabe- und Betriebsprozessen des jeweiligen Offshore-Windparks tätig werden können. Die Vorschrift sollte deshalb klarstellen, dass Untersuchungen und technische Tätigkeiten innerhalb bestehender Anlagen nur unter Einhaltung der verbindlichen Sicherheits- und Betriebsprozesse des jeweiligen Betreibers durchgeführt werden dürfen.

16.5 Haftung bei zentral durchgeführten Untersuchungen

Nicht hinreichend geregelt ist, wer für Schäden haftet, die durch vom BSH beauftragte Untersuchungsunternehmen an Offshore-Anlagen, Kabeln oder sonstiger Infrastruktur beziehungsweise im laufenden Betrieb verursachen.

Diese Haftungs- und Verantwortungsfragen sollten vor Einführung des neuen Monitoringregimes eindeutig geregelt werden.

16.6 Bestands- und Vertrauensschutz beim Umweltmonitoring

§ 102 Abs. 9 schützt ausdrücklich bereits beauftragte Untersuchungen. Nicht eindeutig geregelt ist dagegen, wie mit Offshore-Windparks umzugehen ist, die ihre nach dem bisherigen Recht bestehenden Monitoringpflichten bereits vollständig erfüllt haben.

Es sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass vollständig erfüllte Monitoringpflichten durch die Einführung des neuen § 91a nicht erneut entstehen oder nachträglich erweitert werden. Andernfalls drohen nachträgliche Belastungen bereits getroffener Investitionsentscheidungen.

16.7 Umgang mit Betriebs-, Geschäfts- und sicherheitsrelevanten Daten

Das zentrale Monitoring kann Daten erzeugen, die über reine Umweltinformationen hinaus Rückschlüsse auf Anlagen, technische Infrastruktur, Betriebsabläufe und sicherheitsrelevante Strukturen ermöglichen.

Der Gesetzentwurf sollte deshalb klarer regeln, welche Daten erhoben, gespeichert, weitergegeben und veröffentlicht werden dürfen und wie Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse sowie KRITIS- und sonstige sicherheitsrelevante Informationen geschützt werden. Vor einer Veröffentlichung sollte den betroffenen Betreibern Gelegenheit zur Prüfung entsprechender Berichte gegeben werden.

16.8 Begriff und Reichweite der „verantwortlichen Personen“ bei der Offshore-Rettung

Die neuen Regelungen zur Rettungsinfrastruktur knüpfen Pflichten an „verantwortliche Personen“ und ermöglichen unter bestimmten Voraussetzungen sogar eine gesamtschuldnerische Verpflichtung.

Angesichts der erheblichen finanziellen und haftungsrechtlichen Konsequenzen muss eindeutig bestimmbar sein, welche Akteure zu welchem Zeitpunkt und für welche Einrichtungen verantwortlich sind. Insbesondere das Verhältnis zwischen Windparkbetreibern, Projektentwicklern, Netzbetreibern, Arbeitgebern, staatlichen Rettungsstrukturen und sonstigen Beteiligten bedarf einer klaren Abgrenzung.

16.9 Voraussetzungen und Reichweite einer Gesamtschuld bei der Offshore-Rettung

Soweit der FEP mehrere verantwortliche Personen gesamtschuldnerisch zur Errichtung oder Finanzierung von Rettungsinfrastruktur verpflichten kann, müssen Voraussetzungen, Umfang und Grenzen dieser Gesamtschuld näher bestimmt werden.

Eine gesamtschuldnerische Haftung sollte insbesondere nur für klar definierte und tatsächlich gemeinsam genutzte Infrastruktur vorgesehen werden. Zugleich müssen Kostenverteilung, Innenausgleich, Betrieb, Instandhaltung und Haftung geregelt sein.

16.10 Räumlicher Anwendungsbereich der neuen Rettungsanforderungen

Die Gesetzesbegründung stellt den besonderen zusätzlichen Bedarf an Rettungsinfrastruktur vor allem für küstenferne Bereiche der AWZ, insbesondere jenseits der Schifffahrtsroute SN-10, heraus. Der Wortlaut der vorgesehenen FEP-Ermächtigung ist demgegenüber weiter gefasst und ermöglicht grundsätzlich entsprechende Vorgaben für Offshore-Windparks unabhängig von ihrer Küstenentfernung.

Normtext und Begründung sollten hier in Einklang gebracht werden. Neue zusätzliche Anforderungen sollten auf diejenigen küstenfernen Gebiete beschränkt werden, für die ein zusätzlicher Regelungsbedarf tatsächlich besteht.

16.11 Inhalt und Rechtswirkung in Bezug genommener Offshore-Rettungsstandards

Der FEP soll auf Standards für die Offshore-Rettung Bezug nehmen können. Soweit aus solchen Standards verbindliche Pflichten, Investitionen oder Haftungsfolgen für Betreiber entstehen können, muss sichergestellt sein, dass Inhalt, Verfahren und Rechtswirkung dieser Standards hinreichend bestimmt und transparent sind.

Wesentliche Anforderungen dürfen nicht ohne ausreichende gesetzliche Leitplanken auf außerhalb des Gesetzgebungsverfahrens entwickelte technische oder organisatorische Standards verlagert werden.

16.12 Finanzierungs- und Kostentragungsregeln für die Offshore-Rettung

Der Entwurf eröffnet die Möglichkeit weitreichender Anforderungen an die Rettungsinfrastruktur, enthält aber bislang kein hinreichend bestimmtes Finanzierungsmodell. Insbesondere bleibt offen, welche Kosten staatlich getragen werden, welche Kosten einzelnen Projekten zugeordnet werden und wie gemeinsam genutzte Infrastruktur finanziert werden soll.

Diese Fragen sind für die Wirtschaftlichkeit künftiger Projekte unmittelbar relevant und sollten deshalb nicht erst nach Zuschlagserteilung geklärt werden. Für neue Flächen müssen die zu erwartenden Anforderungen und Kosten spätestens vor der jeweiligen Ausschreibung transparent und belastbar bestimmbar sein.

16.13 Abgrenzung bestehender und neuer Projekte

Bei mehreren neuen Regelungen – insbesondere Umweltmonitoring und Rettungsinfrastruktur – muss klarer zwischen bestehenden Offshore-Windparks, bereits bezuschlagten Projekten und künftig ausgeschriebenen Projekten unterschieden werden.

Nachträgliche neue Investitions-, Nachrüst- oder Kostenpflichten können die Wirtschaftlichkeitsgrundlage bestehender Projekte verändern. Der Anwendungsbereich neuer Pflichten und etwaige Übergangsregelungen sollten deshalb ausdrücklich gesetzlich geregelt werden.

16.14 Verhältnis von Sicherheiten und Pönalen

Auch jenseits der bereits dargestellten gesetzestechnischen Unklarheiten muss eindeutig geregelt werden, welchem Zweck einzelne Sicherheitsleistungen dienen und welche Forderungen durch sie abgesichert werden. Realisierungssicherheit, Sicherheit für Zahlungsgebote und Absicherung möglicher Pönalen verfolgen unterschiedliche Zwecke und sollten regulatorisch sowie begrifflich klar voneinander getrennt werden.

16.15 Zurechnung von Verzögerungen und Nichterfüllung

Die bestehenden und neu vorgesehenen Sanktionsmechanismen können erhebliche Rechtsfolgen bis hin zum Verlust eines Zuschlags auslösen. Umso wichtiger ist eine eindeutige Regelung, unter welchen Voraussetzungen Verzögerungen oder die Nichterfüllung von Anforderungen dem Projektierer zugerechnet werden.

Insbesondere bei Lieferengpässen, behördlichen Verzögerungen, Verzögerungen des Netzanschlusses, Force-Majeure-Ereignissen oder sonstigen Umständen außerhalb des Einflussbereichs des Projektierers muss klar geregelt sein, dass Rechtsfolgen nur insoweit eintreten, wie die Nichterfüllung tatsächlich vom Verpflichteten zu vertreten ist.

Kontakt:

info@bwo-offshorewind.de

Bundesverband der Windenergie Offshore e.V.

Spreeufer 5

10178 Berlin

Lobbyregister: R000252