

Berlin, 9. Juli 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Positionspapier

Vorschläge zur Novellierung des WindSeeG und des weiteren Offshore-Wind-Rechtsrahmens

Für die Steigerung der Investitionssicherheit, Flexibilität und
Kosteneffizienz im Offshore-Wind-Ausbau

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW 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 neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhaltverzeichnis

Executive Summary	3
1 Das WindSeeG 2023 ist reformbedürftig	4
2 Umstellung des Investitionsrahmens auf zweiseitige Contracts-for-Difference	5
3 Optimierung des Offshore-Ausbaus zur Steigerung der Kosteneffizienz	7
3.1 Reduktion der Bebauungsdichte, Fokus auf Energieerträge und Systemeffizienz	7
3.2 Grenzüberschreitende Flächenplanung und -Kooperation	8
4 Anpassung des Ausschreibungsdesigns	9
4.1 Akteursvielfalt und Skaleneffekte durch auch 1-GW-Flächen in Einklang bringen	9
4.2 Wechsel zwischen den Flächen im Falle dynamischer Gebotsverfahren ermöglichen.....	10
4.3 Transparenz durch Veröffentlichung der bezuschlagten Gebote bei verdeckten Gebotsverfahren mit qualitativen Kriterien.....	11
4.4 Praxistaugliche Überarbeitung der qualitativen Zuschlagskriterien.....	12
5 Realisierungsbedingungen anpassen für mehr Flexibilität beim Ausbau	12
5.1 Anpassung der Realisierungsfristen	13
5.2 Pragmatische Anpassung der Regelungen zum Zuschlagswiderruf.....	16
5.3 Einführung einer gleitenden Pönalisierung für zukünftige Projekte	17
5.4 Einführung eines Neuausschreibungsmechanismus für den unerwünschten Fall der Nichtrealisierung eines OWP	18
6 Weiterbetrieb und verlängerte Laufzeiten ermöglichen	20
6.1 Weiterbetrieb bestehender und in Bau befindlicher Anlagen über ursprüngliche Laufzeit hinaus ermöglichen	20
6.2 Offshore-Windparks zukünftig direkt für 35 Jahre ausschreiben und genehmigen..	22
7 Kombinierte Anschlusskonzepte für Offshore-Elektrolyse ermöglichen	23

Executive Summary

Der weitere Ausbau der Offshore-Windenergie spielt eine unverzichtbare Rolle in der Energiewende, insbesondere bei der Dekarbonisierung der Industrie, für die Versorgungssicherheit und den Klimaschutz insgesamt. Um die dafür notwendigen Investitionen in Offshore-Windparks, Offshore-Netzanbindungssysteme, sowie in Häfen- und Lieferkettenkapazitäten im benötigten Umfang weiterhin tätigen zu können, bedarf es aus Sicht des BDEW dringend einer Reform des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) und des weiteren offshore-relevanten Rechtsrahmens. Dabei sollten folgende Maßnahmen umgesetzt werden:

- › **Investitionsrahmen:** Marktprämie durch zweiseitige Contracts-for-Difference (CfDs) ersetzen, um Investitionssicherheit zu gewährleisten und Ausschreibungsdesign zu reformieren.
- › **Optimierung:** Leistungsdichte gezielt reduzieren, um Abschattungseffekte zu senken und Volllaststunden zu erhöhen. Flächenplanung stärker am realen Energieertrag orientieren.
- › **Europäische Kooperation:** Klareres Mandat für konkrete Zusammenarbeit mit den Nachbarländern bei der Flächenplanung einführen. Grenzüberschreitende, radiale Anbindungen von Flächen ermöglichen.
- › **Ausschreibungen:** Akteursvielfalt und Skaleneffekte in Einklang bringen, indem auch weiterhin 1-GW-Flächen (mit gemeinsamer Netzanbindung) ausgeschrieben werden.
- › **Auktionen:** Mehr Wechselmöglichkeiten und Transparenz im Verfahren ermöglichen. Qualitative Zuschlagskriterien anpassen.
- › **Realisierung:** Gesetzliche Fristen und Umsetzungsfahrplan praxistauglich machen.
- › **Pönalisierung:** Pflicht-Zuschlagswiderruf abschaffen. Gleitende Pönalisierung und Neuausschreibungsmechanismus einführen.
- › **Laufzeiten:** Weiterbetrieb bestehender Anlagen ermöglichen und neue Anlagen direkt für 35 Jahre genehmigen, um Kosteneffizienz und Umweltverträglichkeit zu steigern.
- › **Offshore-Elektrolyse:** Kombinierte Anschlusskonzepte mit Seekabeln und Pipelines zeitnah gesetzlich ermöglichen. Die Technologie bei Offshore-Optimierung mitberücksichtigen.

1 Das WindSeeG 2023 ist reformbedürftig

Das Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz - WindSeeG) 2023 und der weitere offshore-relevante Rechtsrahmen (etwa die §§ 17d ff. EnWG) müssen grundlegend weiterentwickelt werden, um den heutigen und künftigen Anforderungen des Offshore-Ausbaus gerecht zu werden. Das ursprüngliche WindSeeG aus dem Jahr 2017 sowie dessen umfassende Novellierung im Jahr 2020 konnten zentrale Entwicklungen wie die heutige Systembelastung, die europäische Marktdynamik und neue technologische Optionen noch nicht berücksichtigen. Entsprechend besteht akuter Reformbedarf.

Dieser Reformbedarf wird durch neue europäische Vorgaben noch verstärkt, insbesondere durch die EU-Strombinnenmarktreform (Verordnung (EU) 2024/1747) und EU-Net Zero Industry Act (NZIA) – Instrumente, die zum Teil andere Prioritäten setzen als das WindSeeG 2023. Ein Abgleich der deutschen Gesetzeslogik mit den europäischen Zielen – etwa grenzüberschreitender Stromnetznutzung, Plattformkooperation und Offshore-Wasserstoffnetze – ist dringend geboten. Die fortschreibende Gestaltung des Rechtsrahmens muss grundsätzlich unter der Maßgabe erfolgen, Komplexität und Bürokratie zu reduzieren sowie Kosteneffizienz, Investitionssicherheit, Akteursvielfalt und Realisierungswahrscheinlichkeit zu stärken.

Mit dem geplanten Ausbau auf 70 GW Offshore-Wind bis 2045 leistet die Technologie einen zentralen Beitrag zur Klimaneutralität. Zugleich steigen mit der beschleunigten Umsetzung von Flächen, Netzanschlüssen und Umspannwerken, mit den zunehmenden Rohstoffpreisen und den limitierten Marktkapazitäten der Hersteller die Investitions- und Systemkosten erheblich. Eine rein kapazitätsmengengetriebene Ausbaupolitik birgt das Risiko hoher spezifischer Infrastrukturkosten und sinkender Systemeffizienz. Die zentrale Frage ist daher nicht nur *wie viel* Offshore-Wind gebaut wird, sondern *wie effizient* – technisch, wirtschaftlich und systemisch.

Effizienzorientierte Ausbaupfade sind dabei kein Gegensatz zum Ambitionsniveau, sondern eine notwendige Grundlage für eine wirtschaftlich tragfähige Umsetzung. Mit strategischen Optimierungsmaßnahmen, wie z.B. die Reduktion der Bebauungsdichte, die Kooperation bei der Flächenplanung mit unseren Nachbarländern, eine volks- und betriebswirtschaftlich ausgewogen ausgestaltete Überbauung und Spitzenkappung, sowie eine system- und energieträgerübergreifende Planung, inklusive der Option der Offshore-Elektrolyse, können die Ausbauziele erreichbar, volkswirtschaftlich sinnvoll und für Netzkunden sowie die Industrie finanzierbar bleiben.

Zugleich sollte die Diskussion um Effizienz und Systemkosten nicht zur Absenkung der politischen Ambition führen: Das kurz- und mittelfristige Ausbauziel muss unabhängig von der gewählten Kennzahl (Leistung, Energieertrag), vom konkreten Standort (AWZ Deutschlands, Nachbarländer) oder der Form des Energieabtransports (Strom, Wasserstoff) verlässlich

bleiben. Denn Klarheit, Planbarkeit, Kosteneffizienz und Investitionssicherheit sind Grundvoraussetzungen für eine leistungsfähige Offshore-Windindustrie in Deutschland und Europa.

2 Umstellung des Investitionsrahmens auf zweiseitige Contracts-for-Difference

Gemäß der EU-Strombinnenmarktverordnung müssen direkte Preisstützungssysteme für Investitionen in Windenergie ab 17. Juli 2027 in Form zweiseitiger Differenzverträge (Contracts-for-Difference, CfDs) oder gleichwertiger Systeme mit Abschöpfungsmechanismus ausgestaltet sein (Art. 19d, Verordnung (EU) 2024/1747). Zugleich läuft die beihilferechtliche Genehmigung des EEG zum 31.12.2026 aus. Die derzeitige existierende gleitende Markprämie muss daher durch ein anderes Investitionsabsicherungsinstrument ersetzt werden.

Der BDEW spricht sich in diesem Zusammenhang für die **Einführung zweiseitiger Contracts-for-Difference (CfDs) für den Offshore-Wind-Ausbau aus, ohne dadurch die Möglichkeit eines PPA-finanzierten Ausbaus einzuschränken**. Die Einführung zweiseitiger CfDs ist aus Sicht des BDEW notwendig, um die Investitionssicherheit dauerhaft zu erhalten, die Finanzierungskosten zu senken, wettbewerbsfähige Strompreise zu ermöglichen, sowie das derzeitige, laut Studien volkswirtschaftlich ineffiziente und risikobehaftete Ausschreibungsdesign (siehe u.a. [enervis & SOW 2025](#)) durch kompetitive CfD-Gebotsverfahren zu ersetzen. Zugleich werden zweiseitige CfDs auch dazu beitragen, den deutschen Offshore-Wind-Markt im europäischen Vergleich dauerhaft attraktiv zu halten.

Mit Blick auf den Erhalt der **Investitionssicherheit** ist eine Umstellung auf zweiseitige CfDs erforderlich, weil Offshore-Windprojekte mit zunehmenden, schwer prognostizierbaren **Preis- und Mengenrisiken** im Strommarkt konfrontiert sind. Zugleich haben sich die **Projektkosten** in den vergangenen Jahren erheblich erhöht. Treiber sind u. a. die allgemeine Inflation, gestiegene Kapitalkosten, Lieferengpässe, Rohstoff- und Versicherungskosten, Fachkräftemangel sowie zunehmender technischer Aufwand durch größere Projektvolumen, Entfernungen zur Küste, tiefere Standorte und komplexere Infrastruktur. Weitere Mehrkosten können entstehen durch die Einführung von Präqualifikations- und qualitativen Zuschlagskriterien gemäß NZIA, durch den EU-Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) sowie neue Sicherheitsanforderungen (siehe FEP 2025).

Aus Sicht des BDEW wird ein **rein marktbasierendes Ausbau-Modell** auf Basis von **Power Purchase Agreements (PPAs) unter den derzeitigen Bedingungen wahrscheinlich nicht ausreichen**, um die Ausbauziele für Offshore-Wind in den kommenden Jahren vollständig zu erreichen und gleichzeitig die Investitionssicherheit und Akteursvielfalt zu erhalten.

Für die erfolgreiche Einführung von CfDs ist allerdings deren **konkrete Ausgestaltung** entscheidend:

- › Zweiseitige CfDs für Offshore-Windparks sollten aus Sicht des BDEW **perspektivisch produktionsunabhängig** ausgestaltet sein und mit einer **Dauer von max. 20 Jahren** ab Inbetriebnahme der Anlagen ausgeschrieben werden. Wie bereits in der [BDEW-Stellungnahme zum BMWK-Papier „Strommarkt der Zukunft“](#) ausführlich dargestellt, muss das zukünftige Förderregime einen markteffizienten Anlageneinsatz anreizen und neue EE-Anlagen systemdienlich allokatieren. Produktionsunabhängige Absicherungsinstrumente scheinen dafür langfristig besser geeignet als produktionsabhängige. Daher unterstützt der BDEW als zukünftiges Absicherungsinstrument für den Offshore-Wind-Bereich die Wahl eines produktionsunabhängigen „financial CfD“, wie z.B. als Option 4 im BMWK-Papier (2024) dargestellt.
- › Dies setzt allerdings zwingend voraus, dass die Methodik der **Referenzanlage** bzw. des Referenzwerts möglichst einfach, praktikabel, standort- oder anlagenspezifisch und für die Realisierung von Neuanlagen risikoarm ausgestaltet ist. Die genaue **Ausgestaltung sollte in Zusammenarbeit mit der Branche erfolgen**, um möglichst keine neuen Probleme zu schaffen, und sie sollte auch Abschattungseffekte miteinbeziehen. Die Referenzanlage muss auch deshalb sorgfältig definiert werden, um sicherzustellen, dass durch die Anwendung produktionsunabhängiger CfDs nicht potenziell auch höhere Systemkosten entstehen könnten. Daher sollte in diesem Zusammenhang ein geeignetes Monitoring- und Sanktionierungssystem eingeführt werden.
- › Der zweiseitige CfD muss zudem eine geeignete **Inflationsindexierung** nach einem **sektorspezifischem Erzeugerpreisindex** oder einen **branchenspezifischen Kostenindikator** beinhalten, um die Projektentwicklung gegenüber unvorhersehbaren Kostensteigerungen adäquat abzusichern und die Finanzierungsfähigkeit der Projekte sicherzustellen. Angesichts der Zeitspanne zwischen der Zuschlagserteilung und der tatsächlichen Installation muss der CfD-Zuschlagswert die tatsächlichen Schwankungen bei Rohstoffpreisen, Inflation und Veränderungen der Materialkosten bis zur Errichtung berücksichtigen. Eine Indexierung am Verbraucherpreisindex (CPI), wie z.B. teilweise in Großbritannien umgesetzt, ist nur bedingt geeignet, da sie nicht die tatsächliche Kostenentwicklung im Offshore-Wind-Sektor abbildet, insbesondere bei Turbinenpreisen, Stahl- und Kupferkosten, Installationsdienstleistungen, Seekabeln, Finanzierungskosten.

Trotz der Umstellung auf CfDs sollte der **marktgetriebene Offshore-Wind-Ausbau auch weiterhin erhalten bleiben** (siehe auch EU-Strommarktreform). Dies kann z.B. durch die von Agora Energiewende vorgeschlagene serielle Struktur zur Kombination von zweiseitigen CfDs mit anteiliger Finanzierung durch PPAs in den Anfangsjahren des Windparks (als Teile eines

Gebots)¹, durch ein Zwei-Säulen-Modell (mit jeweils einer Ausschreibungsrunde für CfD- und PPA-Finanzierung) oder ein Zwei-Stufen-Modell sichergestellt werden. Die konkrete Ausgestaltung dieser möglichen Varianten sollte in Zusammenarbeit mit der Branche erfolgen.

Zudem müssen bei einer Umstellung auf zweiseitige CfDs unbedingt die **Auswirkungen** sowohl auf die **Finanzierbarkeit der sich in der Entwicklung befindlichen Offshore-Windparks (OWP)** als auch auf die **Entwicklung der Offshore-Netzumlage** adäquat berücksichtigt werden.

3 Optimierung des Offshore-Ausbaus zur Steigerung der Kosteneffizienz

Zusätzlich zur notwendigen Anpassung des Offshore-Investitionsrahmens sollte auch die Optimierung des Offshore-Ausbaus vorangetrieben werden, um die Kosteneffizienz zu erhöhen. Der BDEW hat hierzu gemeinsam mit dem Bundesverband der Windenergie Offshore (BWO) [konkrete Maßnahmenvorschläge im Januar 2025 veröffentlicht](#).

3.1 Reduktion der Bebauungsdichte, Fokus auf Energieerträge und Systemeffizienz

Um die Abschattungseffekte innerhalb der deutschen AWZ möglichst gering und die Volllaststunden sowie Kosteneffizienz des Ausbaus möglichst hoch zu halten, sollte die **Bebauungsdichte** in den noch nicht vergebenen Flächen reduziert werden. Die im Anhang 3 des FEP 2025 vorgeschlagene **Leistungsdichte von regelmäßig deutlich unter 10 MW/km²** halten wir insbesondere in Zone 4 und 5 derzeit für sachgerecht. Durch eine solche optimierte Planung können die Volllaststunden erhöht und die Stromproduktion in besonders werthaltigen Schwachwindzeiten verbessert werden.

Zudem sollten bei der Flächenausweisung die tatsächlich erzielbaren **standortspezifischen Energieerträge in Terawattstunden** stärker gewichtet werden als die reine Nennleistung sowie ein Wechsel auf kostenoptimierte **Ertragsziele** im WindSeeG geprüft werden. Ein solcher Perspektivwechsel schafft eine notwendige Voraussetzung für die weitere volkswirtschaftliche Optimierung der Flächenplanung.

¹ Agora Energiewende (2025, S. 30 f): Ein neues Investitionsinstrument für Wind- und Solaranlagen. Wie marktliche Anreize und staatliche Absicherung den Weg in ein klimaneutrales Stromsystem ebnen können. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2024/2024-12_DE_Markt%C3%B6ffnender_CfD/A-EW_356_Investitionsinstrument_Wind_Solaranlagen_WEB.pdf

3.2 Grenzüberschreitende Flächenplanung und -Kooperation

Um die Abschattungseffekte zwischen den AWZs der Nord- und Ostseeanrainerstaaten möglichst gering zu halten und „eine erzeugungsoptimale Flächenkulissen zu entwickeln“, wie es im Koalitionsvertrag 2025 als Ziel genannt wurde, sollten die zuständigen deutschen Behörden ein **klareres gesetzliches Mandat für eine frühzeitige, transparente und konkrete Zusammenarbeit mit den Nachbarländern** erhalten. Bisher ist die Flächenplanung in Nord- und Ostsee überwiegend national ausgerichtet, mit begrenzter Zusammenarbeit zwischen den Anrainerstaaten. Es besteht aber der Bedarf an einer engeren Kooperation, um grenzüberschreitende negative Effekte zu minimieren und positive zu maximieren. Studien belegen, dass eine stärkere Zusammenarbeit Abschattungseffekte reduzieren, Seekabellängen einsparen und Umweltauswirkungen verringern kann (etwa [Elia Group, 2024](#); [Offshore TSO Collaboration 2025](#)). Hierzu sollten auch die Vorgaben der Maritime Spatial Directive umfassend umgesetzt werden und die Initiativen in den Regionen bzw. Offshore Priority Corridors, u.a. NSEC (OTC) und BEMIP (BOGI), stärker berücksichtigt werden.

Neben der Kooperation bei der Flächenplanung (und Entwicklung von hybriden Interkonnektoren) sollte die Bundesregierung **Gespräche mit den Nachbarländern** – insbesondere mit **Dänemark** und den **Niederlanden** (und evtl. auch Norwegen) – über die Möglichkeit der **radialen, grenzüberschreitenden Anbindung von dortigen Flächen** aufnehmen bzw. intensivieren sowie die konkrete Umsetzbarkeit prüfen. In den Ländern besteht ein deutlich günstigeres Verhältnis zwischen Offshore-Erzeugungspotenzial und eigenem Energiebedarf als in Deutschland. Im Falle einer solchen „radialen“ Kooperation könnten die Länder dann – etwa per Staatsvertrag – von den Ausschreibungserlösen in Deutschland oder anderen Kompensationsformen für die Flächen profitieren. Diese Maßnahme ist weniger komplex als hybride Projekte und sollte diese ergänzen. Durch eine solche Kooperation können Abschattungseffekte im Nord- und Ostseeraum insgesamt reduziert und die Erträge optimiert werden.

Bei der Realisierung der Kooperation sollten die in der dänischen oder niederländischen AWZ befindlichen Offshore-Windparks mit unmittelbarem Anschluss an das deutsche Stromnetz auf die **deutschen Ausbauziele** angerechnet werden können, wie bereits nach § 5 Absatz 2 EEG grundsätzlich möglich ist. Diese Anrechenbarkeit könnte zudem durch eine Anpassung des § 1 Abs. 2 WindSeeG 2023 konkretisiert werden.

Aus Sicht des BDEW sollten alle in Kapitel 3.1 und 3.2 genannten Maßnahmen unter anderem in **§ 1 und § 4 des WindSeeG 2023** und etwaige neue Begriffsdefinitionen in § 3 WindSeeG 2023 und entsprechend im EnWG, wo sinnvoll, aufgenommen werden. Zudem sollten die Maßnahmen in die Fortschreibungen des **Flächenentwicklungsplan (FEP)** und **Netzentwicklungsplan (NEP)** einfließen.

4 Anpassung des Ausschreibungsdesigns

4.1 Akteursvielfalt und Skaleneffekte durch auch 1-GW-Flächen in Einklang bringen

Die **Akteursvielfalt** im deutschen Offshore-Wind-Sektor ist bisher im Vergleich zu anderen wesentlichen Offshore-Wind-Märkten groß, und auch die Ausschreibungsrunden der Jahre 2023 und 2024 haben insgesamt fünf verschiedene Gewinner hervorgebracht. Diese Vielfalt der Akteure ist sehr wichtig für den **Wettbewerb** im Sektor und die erfolgreiche Realisierung des Offshore-Wind-Ausbaus. Sie verteilt das Risiko auf mehrere Schultern und sorgt für mehr Akzeptanz. Daher ist es von großer Bedeutung, dass auch weiterhin mehrere Unternehmen oder Zusammenschlüsse von Unternehmen Zuschläge in den beiden jährlichen Ausschreibungsrunden erhalten können und dass nicht – wie bisher geplant – lediglich zwei Flächen pro Jahr mit jeweils 2 GW ab 2027 vergeben werden.

Daher sollten aus Sicht des BDEW ab 2026 statt ausschließlich 2-GW-Flächen **auch 1-GW-Flächen** mit geringerer Leistungsdichte und **gemeinsamer, zeitlich koordinierter Anbindung an 2-GW-Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS)** vergeben werden – ohne bestehende Planungen zu beeinträchtigen. Voraussetzung dafür ist, dass diese „kleineren“ Flächen zeitlich koordiniert ausgeschrieben, entwickelt und in Betrieb genommen werden, um eine **effiziente Anbindung an und Auslastung der 2-GW-ONAS** sicherzustellen. Zudem sollte bei der Umsetzung dieses Vorschlags ein Umstellungszeitraum berücksichtigt werden, um bereits laufende ONAS- und OWP-Planungen nicht zu beeinträchtigen.

Die Aufteilung des Ausschreibungsvolumens in auch mindestens 1-GW-Flächen bietet im derzeitigen System die Grundlage dafür, dass mehrere Unternehmen oder Konsortien in den jeweiligen Ausschreibungsrunden Flächen erwerben können sowie **Akteursvielfalt** und **Wettbewerb** erhalten bleiben. Gleichzeitig sind auch bei 1-GW-Flächen ausreichend **Skaleneffekte** zu erwarten. Unter anderem aus diesen Gründen vergeben auch die Niederlande und Dänemark derzeit vor allem 1-GW-Flächen.

Der BDEW schlägt zur Umsetzung der Maßnahme folgende Anpassungen in § 2a WindSeeG 2023 vor:

„§ 2a Ausschreibungsvolumen, Verteilung auf Gebotstermine

*(2) Das Ausschreibungsvolumen nach Absatz 1 wird beginnend mit dem Jahr 2027 grundsätzlich zur Hälfte auf die zentral voruntersuchten Flächen und zur Hälfte auf die nicht zentral voruntersuchten Flächen **sowie pro Ausschreibung auf mehrere Flächen** verteilt. Die zur Ausschreibung kommenden Flächen sollen dabei grundsätzlich jeweils eine zu installierende Leistung von **1000500** bis 2000 Megawatt erlauben.“*

Gleichzeitig sollte im FEP eine Gleichverteilung des jährlichen Ausschreibungsvolumens bzw. der Flächen auf die verschiedenen Flächenkategorien angestrebt werden.

4.2 Wechsel zwischen den Flächen im Falle dynamischer Gebotsverfahren ermöglichen

Falls es auch im künftigen Ausschreibungsdesign noch dynamische Gebotsverfahren zur gleichzeitigen Vergabe mehrerer Flächen gibt, dann sollte zur Steigerung der Effizienz, Flexibilität und des Handlungsspielraums für die Bieter Wechsel zwischen den Flächen ermöglicht werden.

Mit Bezug auf das bestehende Ausschreibungsdesign plädiert der BDEW dafür, dass das dynamische Gebotsverfahren auf nicht zentral voruntersuchten Flächen dahingehend angepasst wird, dass Bieter durch die Einführung von „Gebotsrundenpunkten“ zwischen den einzelnen Gebotsrunden zwischen den verfügbaren Flächen wechseln können. Gleichzeitig ist volle Transparenz über die Anzahl der Bieter und die Gebote in jeder Runde zu gewährleisten. Dieser Mechanismus ist in mehrstufigen Gebotsverfahren und damit unter aktuellen Gegebenheiten nur auf die nicht zentral voruntersuchten Flächen anwendbar.

Um zusätzlich zu einer Zuschlagsbegrenzung die Allokationseffizienz weiter zu steigern, sollte es Bietern möglich sein, ihre Zahlungsbereitschaft über die gesamte Auktion auszuspielen, unabhängig von der Gebotsentwicklung einzelner, individueller Flächen in der Auktion. Das bedeutet, dass ein Bieter stets nur einen Gebotsrundenpunkt hat, welchen er auf die Fläche "legen" kann, auf welche er in der Gebotsrunde zu bieten denkt. In der nächsten Gebotsrunde kann dieser Punkt für eine andere Fläche verwendet werden, womit der "Wechsel" zwischen Flächen ermöglicht ist. Nutzt ein Bieter den Punkt in einer Runde nicht, scheidet er aus dem Gebotsverfahren aus.

Durch mehr Information für die Bieter (Anzahl und Höhe der Gebote auf allen zur Auktion stehenden Flächen) und größeren Handlungsspielraum (Wechsel der Gebote zwischen den Flächen) wird deren Gebotsverhalten effizienter und damit die Allokationseffizienz gesteigert. Dabei wird die Unsicherheit im Gebotsverfahren reduziert. Zudem wird das Risiko für den sogenannten „Winner’s Curse“ effektiv begrenzt, während sichergestellt werden kann, dass der Bieter mit der jeweils höchsten Zahlungsbereitschaft bzw. niedrigstem Kostenniveau einen entsprechenden Zuschlag erhält.

Zur Umsetzung der Wechselmöglichkeit in dynamischen Gebotsverfahren fordert der BDEW die Einfügung eines neuen Absatzes 5 in § 21 WindSeeG 2023 vor:

„(5) Die Bieter sind berechtigt, im Zuge des Angebotsverfahrens zwischen den angebotenen Flächen zu wechseln.“

Der bisherige Absatz 5 wird zu einem neuen Absatz 6 in § 21 WindSeeG 2023. Die Nummerierung der darauffolgenden Absätze in § 21 WindSeeG 2023 ist entsprechend anzupassen.

4.3 Transparenz durch Veröffentlichung der bezuschlagten Gebote bei verdeckten Gebotsverfahren mit qualitativen Kriterien

Im derzeitigen Ausschreibungsdesign (für zentral voruntersuchten Flächen) und in möglichen künftigen Designs sollten bei verdeckten Gebotsverfahren mit qualitativen Bewertungspunkten/Kriterien die Gebote der Auktionsgewinner im Sinne der Transparenz und des Informationsbedürfnisses aller Marktteilnehmer veröffentlicht werden. Dabei sollten sowohl die Höhe des Gebotswerts als auch die Angaben zu qualitativen Kriterien Beachtung finden. Zudem sollten alle teilnehmenden Bieter Informationen zur erreichten Anzahl von Bewertungspunkten und die Anzahl der Bewertungspunkte des bezuschlagten Bieters zugestellt bekommen.

Der BDEW schlägt daher mit Bezug auf das derzeitige Ausschreibungsdesign vor, einen neuen Absatz 1b in **§ 35 EEG 2023** hinzuzufügen:

„(1) Die Bundesnetzagentur gibt die Zuschläge mit den folgenden Angaben auf ihrer Internetseite bekannt:

[...]

„(1b) Bei Ausschreibungen von zentral voruntersuchten Flächen für Windenergieanlagen auf See sind zusätzlich die Angaben des finanziellen Gebotes nach § 53 Absatz 1 Satz 1 Nr. 1 Windenergie-auf-See-Gesetz WindSeeG sowie die Angaben nach § 53 Absatz 1 Satz 1 Nr. 2 bis 5 Windenergie-auf-See-Gesetz WindSeeG des bezuschlagten Bieters bekannt zu geben.“

Zudem wäre zu erwägen, einen neuen Satz 2 in **§ 54 Absatz 1 WindSeeG 2023** einzufügen:

„(1) Die zuständige Stelle führt bei jeder Ausschreibung das folgende Verfahren durch:

- 1. sie öffnet die fristgerecht eingegangenen Gebote nach dem Gebotstermin,*
- 2. sie prüft die Zulässigkeit der Gebote nach § 51,*
- 3. sie bewertet die Gebote nach § 53,*
- 4. sie sortiert die Gebote entsprechend der erreichten Gesamtpunktzahl nach § 53 in absteigender Reihenfolge, beginnend mit dem Gebot mit der höchsten Bewertungspunktzahl, und*
- 5. sie erteilt spätestens vier Monate nach dem Gebotstermin für die jeweilige Fläche dem Gebot mit der höchsten Bewertungspunktzahl den Zuschlag.*

Zusätzlich sind den teilnehmenden Bietern ihre Bewertungspunkte ihrer Angaben zu qualitativen Kriterien für Auktionen auf zentral voruntersuchten Seegebieten bekannt zu geben.

Der Zuschlag wird erteilt unter dem Vorbehalt des Widerrufs nach § 82 Absatz 3 und unter der auflösenden Bedingung der nicht fristgemäßen Hinterlegung der Sicherheit nach § 52 Absatz 2 Satz 2.“

4.4 Praxistaugliche Überarbeitung der qualitativen Zuschlagskriterien

Die bislang genutzten qualitativen Kriterien im WindSeeG 2023 ermöglichen keine klare Differenzierung (z.B. Grünstromnutzung oder Gründungstechnologie), sind nicht nutzbar (z.B. grüner Wasserstoff), oder sehr komplex und nicht zielführend (z.B. Azubikriterium). Insgesamt wird durch die Auswahl der bisherigen, bei zentral voruntersuchten Flächen genutzten, Kriterien das eigentliche Potenzial eines qualitativen Kriterienkatalogs nicht genutzt, da die hier definierten Kriterien keinen wirklichen Beitrag dazu leisten, Offshore-Windparks zu optimieren, und nur bedingt technische und kommerzielle Entwicklungen anreizen.

Daher sind die **bestehenden qualitativen Kriterien** im Offshore-Wind-Bereich nach § 53 Absatz 1 WindSeeG 2023 **im Rahmen der nationalen Umsetzung des Net-Zero Industry Acts zu reformieren**. Ziel dabei muss es sein, dass die zukünftigen Kriterien (in Form von Präqualifikations- und/oder qualitativen Zuschlagskriterien) eine klare Differenzierung ermöglichen, pragmatisch anwendbar, diskriminierungsfrei und zielführend sind. Zudem müssen die NZIA-Kriterien so umgesetzt werden, dass sie den Offshore-Wind-Ausbau nicht durch zusätzliche Kostensteigerungen, Markteintrittsbarrieren und Unsicherheiten ausbremsen. Es muss bei jedem Kriterium klar definiert werden, welchem weiteren Ziel (Resilienz, Arbeitsplätze, Nachhaltigkeit etc.) es dienen soll und in welcher Weise es geeignet ist, auf dieses Ziel einzuzahlen. Bei der konkreten Umsetzung der NZIA-Kriterien sollte die Branche unbedingt mit einbezogen werden, [siehe Stellungnahme des BDEW zum NZIA](#).

5 Realisierungsbedingungen anpassen für mehr Flexibilität beim Ausbau

Mit dem Übergang zu Offshore-Windparks von erstmals über 1 bis 2 GW sowie neuen 2-GW-ONAS steigen die technischen, logistischen und regulatorischen Anforderungen deutlich. Die Realisierungsbedingungen des WindSeeG 2023 werden dieser neuen Größenordnung nicht gerecht: Sie basieren auf einem Regelungsverständnis kleinerer Projekte und bieten zu wenig Flexibilität bei Verzögerungen, Lieferabhängigkeiten und komplexen Inbetriebnahmen.

Bereits geringfügige Abweichungen führen zu harten Sanktionen, ohne die Realitäten großskaliger Offshore-Projekte angemessen zu berücksichtigen. Ein moderner Rechtsrahmen muss

mehr Flexibilität zulassen, ohne die Verlässlichkeit der Ausbauplanung zu gefährden – und so Planungs- und Investitionssicherheit nachhaltig stärken. Daher schlägt der BDEW gezielte Anpassungen der Realisierungsfristen, des Zuschlagswiderrufs, der Pönalisierung sowie einen Neuausschreibungsmechanismus für den unerwünschten Fall einer Projektnichtrealisierung vor.

5.1 Anpassung der Realisierungsfristen

Um die ambitionierten Offshore-Wind-Ausbauziele erreichen zu können, besteht aus Sicht des BDEW dringender Anpassungsbedarf an den gesetzlichen Vorgaben zu den Realisierungsfristen nach § 81 WindSeeG 2023 und § 17d EnWG.

Im Zuge der letzten WindSeeG-Novelle wurde die Realisierungsfrist nach § 81 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 WindSeeG 2023 für die Fertigstellung des Offshore-Windparks (OWP) nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin (VFT) der Netzanschlüsse von 18 auf sechs Monate verkürzt.

Nach § 81 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 WindSeeG 2023 ist der bezuschlagte Bieter verpflichtet, spätestens zum VFT gegenüber der Bundesnetzagentur (BNetzA) den Nachweis zu erbringen, dass die technische Betriebsbereitschaft von mind. einer Windenergieanlage (WEA) einschließlich der zugehörigen parkinternen Verkabelung hergestellt worden ist. Innerhalb von sechs Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin muss nach § 81 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 WindSeeG 2023 zudem ein Nachweis gegenüber der BNetzA erbracht werden, dass die technische Betriebsbereitschaft des OWP insgesamt hergestellt worden ist (mindestens zu 95 % der bezuschlagten Gebotsmenge).

Die derzeitigen gesetzlichen Realisierungsfristen stehen einer sinnvollen Umsetzung der notwendigen Zwischenschritte für die rechtzeitige Fertigstellung der zunehmend größer werden den Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) einerseits sowie der OWPs andererseits aus den folgenden Gründen entgegen:

Bis zum VFT müssen bestimmte Parametrierungstests für das ONAS durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erfolgreich abgeschlossen worden sein, um möglicherweise auftretende Fehler rechtzeitig beheben zu können. Diese Tests sollten unter möglichst realen Bedingungen, inklusive einer gewissen Einspeisung des OWP, durchgeführt werden. Speziell für den Test der Kühlung der geplanten 2-GW-ONAS ist dabei eine Mindesteinspeisung von 30 % der Windparks technisch zukünftig notwendig.

Aktuell fehlt eine Regelung, die konkrete Inhalte im Realisierungsfahrplan vorsieht. Stattdessen ist es den ÜNB und den OWP-Entwicklern freigestellt, im Rahmen des Realisierungsfahrplans über die Gesetzeslage hinausgehende Regelungen abzustimmen.

Auch wenn dadurch bereits zu einem früheren Zeitpunkt mehr WEA – als derzeit vom Gesetz vorgesehen – betriebsbereit wären, benötigen die OWP-Entwickler gleichzeitig insgesamt eine längere Frist zur vollständigen Betriebsherstellung des OWP. Es ist das Interesse der Betreiber, zügig den Windpark in Betrieb nehmen zu können. Allerdings stellt die Frist von sechs Monaten nach dem VFT, der in der Regel am Ende des dritten oder vierten Quartals liegt, angesichts der gewachsenen Größe der Flächen und der zu installierenden Leistung eine kaum zu bewältigende Herausforderung für die OWP-Betreiber in der zur Verfügung stehenden Zeit dar. Erschwerend kommen die unsicheren Wetterbedingungen in den Wintermonaten und die zunehmende Entfernung zur Küste hinzu. Auch zunehmende Lieferengpässe können ein Risiko sein. Es reicht bereits der Ausfall, bzw. die Verzögerung eines nachrangigen, nicht direkt durch den Betreiber kontrollierbaren Nachunternehmers, um durch entsprechende Knock-on-Effekte ungewollte Verzögerungen hervorzurufen. Auch ist es in Zeiten der Verknappung der Lieferkette kein unrealistisches Szenario, dass ein Installationsschiff trotz vereinbarter Vertragsstrafen kurzfristig auf einen wirtschaftlich attraktiveren Auftrag abgezogen wird.

Der BDEW schlägt daher vor, folgende **Vorgaben für den Realisierungsfahrplan in § 17d Abs. 2 EnWG** gesetzlich mitaufzunehmen: Die für die Parametrierungstests technisch notwendige Leistungsschwelle von 30 % der gesamten Leistung des Windparks² soll bereits sechs Wochen vor dem VFT erreicht werden. Dies ist notwendig, da bei größer werdenden ONAS die Inbetriebnahme zunehmend mehr Zeit in Anspruch nimmt. Um diese Leistungsschwelle schon früher erreichen zu können, soll den OWP-Entwicklern im Gegenzug möglichst schon sechs Monate vor dem VFT der Beginn des Kabeleinzugs durch den ÜNB ermöglicht werden. Die Aufnahme dieser notwendigen Vorgaben sollte aus Sicht des BDEW in § 17d Abs. 2 EnWG erfolgen, weil der Realisierungsfahrplan das richtige Instrument ist, solche gegenseitig bedingten Schritte miteinander abzustimmen, um einen möglichst effizienten und fristgemäßen Netzananschluss gemeinsam zu realisieren. Die Intention der vorgeschlagenen „Soll“-Vorgaben ist es, die Planbarkeit im Realisierungsprozess sowohl für OWP- als auch für ONAS-Entwickler im Vergleich zur bisherigen Gesetzeslage deutlich zu stärken, ohne dadurch neue Haftungsgrundlagen für beide Seiten zu schaffen.

Gleichzeitig muss in **§ 81 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 WindSeeG 2023** die Frist zur Fertigstellung des gesamten Windparks von sechs auf zwölf Monate nach dem VFT verlängert werden, so dass die OWP-Entwickler Rechts- und Investitionssicherheit beim Aufbau des Windparks unter den oben genannten Herausforderungen haben. Mit der Kombination beider

² Diese Leistungsschwelle basiert auf der [CIGRE Norm 697 „Testing and commissioning of VSC HVDC Systems“](#) in Verbindung mit den technischen Voraussetzungen von zukünftig geplanten 2-GW-ONAS und -OWPs.

Anpassungsvorschläge wird auch gewährleistet, dass es zu keiner ungewollten Verzögerung der Fertigstellung des Windparks kommt.

Dieser Vorschlag sollte zum einen durch die Einfügung der folgenden Sätze 5 bis 7 und einer weiteren Anpassung in **§ 17d Abs. 2 EnWG** umgesetzt werden:

*„(2) [...] Nach Bekanntmachung der voraussichtlichen Fertigstellungstermine nach Satz 3 hat der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber mit den Betreibern der Windenergieanlage auf See, die gemäß den §§ 20, 21, 34 oder 54 des Windenergie-auf-See-Gesetzes einen Zuschlag erhalten haben, einen Realisierungsfahrplan abzustimmen, der die zeitliche Abfolge für die einzelnen Schritte zur Errichtung der Windenergieanlage auf See und zur Herstellung des Netzanschlusses enthält. **Der Realisierungsfahrplan soll regeln, dass sechs Wochen vor dem verbindlich gewordenen voraussichtlichen Fertigstellungstermin Windenergieanlagen auf See im Umfang von mindestens 30 % der bezuschlagten Gebotsmenge einschließlich der dazugehörigen parkinternen Verkabelung sowie der für die Anbindung an das Netzanbindungssystem notwendigen OWP-Komponenten installiert sein sollen. Der Realisierungsfahrplan soll auch regeln, dass dem Betreiber der Windenergieanlagen auf See möglichst sechs Monate vor dem voraussichtlichen Fertigstellungstermin der Beginn des Kabeleinzugs ermöglicht werden soll. Zudem** ~~Dabei~~ sind die Fristen zur Realisierung der Windenergieanlage auf See gemäß § 81 des Windenergie-auf-See-Gesetzes und die Vorgaben gemäß § 5 Absatz 1 Nummer 4 des Windenergie-auf-See-Gesetzes im Flächenentwicklungsplan zu berücksichtigen. [...]“*

Damit verbunden sollte folgende Anpassung des **§ 81 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 WindSeeG 2023** vorgenommen werden:

„(2) Bezuschlagte Bieter müssen

[...]

*5. innerhalb von ~~sechs~~ **zwölf** Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der Bundesnetzagentur den Nachweis erbringen, dass die technische Betriebsbereitschaft der Windenergieanlagen auf See insgesamt hergestellt worden ist; diese Anforderung ist erfüllt, wenn die installierte Leistung der betriebsbereiten Anlagen mindestens zu 95 Prozent der bezuschlagten Gebotsmenge entspricht. [...]“*

Zudem sind gleichlautende Änderungen ebenfalls in § 17d Abs. 8 Nr. 3 EnWG für Windenergieanlagen auf See im Küstenmeer vorzunehmen:

„(8) [...] Der Inhaber der Genehmigung für die Errichtung der Windenergieanlagen auf See muss

[...]

3. innerhalb von sechs zwölf Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der Bundesnetzagentur den Nachweis erbringen, dass die technische Betriebsbereitschaft der Windenergieanlagen auf See insgesamt hergestellt worden ist; diese Anforderung ist erfüllt, wenn die installierte Leistung der betriebsbereiten Anlagen mindestens zu 95 Prozent der genehmigten installierten Leistung entspricht.“

Die vorgeschlagenen Änderungen sollten aus Sicht des BDEW ausschließlich in Kombination miteinander umgesetzt werden. Zudem sollten diese Änderungen bereits für die im Jahr 2026 ausgeschriebenen Flächen greifen, um möglichst schnell zur Entwicklung der 2-GW-ONAS und -OWPs positiv beizutragen.

5.2 Pragmatische Anpassung der Regelungen zum Zuschlagswiderruf

Entsprechend der aktuellen Regelung des § 82 Abs. 3 WindSeeG 2023 folgt derzeit bei jeglichen Fristüberschreitungen (bspw. beim Finanzierungsnachweise) ein verpflichtender Zuschlagswiderruf. Dies hätte nicht nur für den jeweiligen Projektentwickler drastische Konsequenzen, sondern würde durch erforderliche Neuausschreibungen zu erheblichen Zeitverzögerungen und mithin zum Verfehlen der Erreichung des 2030-Ziels (30 GW) führen.

Die Regelungen in den §§ 81 ff. WindSeeG 2023 über die Realisierungsfristen und Sanktionen bei Nichteinhaltung für die Entwickler sind derzeit „tagesscharf“. Wenn eine der Fristen um einen Tag überschritten wird, ist das Projekt zu entziehen. Der BDEW fordert den automatischen Pflicht-Zuschlagsentzug gem. § 82 Abs. 3 WindSeeG 2023 in eine „Kann“-Regelung bzw. Einzelfallprüfung umzuwandeln.

§ 82 Abs. 3 WindSeeG 2023 sollte daher wie folgt angepasst werden:

*„(3) Unbeschadet der Pönale nach den Absätzen 1, 2 und 2a **muss kann** die Bundesnetzagentur einen Zuschlag widerrufen, wenn der bezuschlagte Bieter eine der folgenden Fristen nicht einhält:*

1. *die Frist nach § 81 Absatz 2 Nummer 1,*
2. *die Frist nach § 81 Absatz 2 Nummer 2 oder*
3. *die Frist nach § 81 Absatz 2 Nummer 5.*

In den Fällen nach Satz 1 Nummer 3 erfolgt der Widerruf eines Zuschlags in dem Umfang, der sich aus der Differenz der bezuschlagten Gebotsmenge und der installierten Leistung der betriebsbereiten Windenergieanlagen auf See ergibt.“

5.3 Einführung einer gleitenden Pönalisierung für zukünftige Projekte

Zusätzlich zum Pflicht-Zuschlagswiderruf werden die Pönalen nach derzeitiger Gesetzeslage nach § 82 WindSeeG 2023 direkt zur tagesscharfen Frist in vollständiger Höhe fällig. Diese Verfahrensweise steht im **Gegensatz zu üblichen Pönalisierungsregeln** in privatwirtschaftlichen Vertragsverhältnissen und auch zur stufenweisen Pönalisierung im § 55 Abs. 1 EEG. Im Gegensatz zu anderen, durch das EEG geförderten Technologien, wo die Pönalisierung vor allem an den Zeitpunkt der Inbetriebnahme geknüpft ist, sind im WindSeeG 2023 mehrere Meilensteine auf dem Weg zur Projektrealisierung verankert, bei denen ein Zeitverzug nicht gleichbedeutend mit einer späteren Nichtrealisierung ist. Es ist daher nicht ersichtlich, warum beispielsweise bei einem verspäteten Einreichen der Planunterlagen oder einem verspäteten Vorliegen des Finanzierungsnachweises unmittelbar ein vollständiger Verlust der Sicherheitsleistung und des Zuschlages erfolgen muss.

Die aktuelle Regelung betrifft vor allem Entwickler, die Offshore-Windparks bauen möchten, aber aufgrund verschiedener Umstände, wie z.B. Lieferkettenengpässen, Verzögerungen erleben. Schon kleinste Verspätungen werden dann maximal bestraft, was weder fair noch im Interesse der Volkswirtschaft ist, da diese Risiken bereits bei der Gebotsabgabe von den Entwicklern berücksichtigt werden. Die Ausnahmeregelung von Sanktionen in § 83 WindSeeG 2023 kann diese Ungerechtigkeit nicht ausgleichen, da die Anforderungen für Entwickler sehr hoch sind.

Statt tagesscharfer, vollständig zu leistender Pönalien fordert der BDEW die **Einführung einer gleitenden Ausgestaltung** der Pönalien, die der Komplexität der Projekte besser gerecht wird und verhältnismäßig ist.

Wir schlagen vor, dass die **Pönalisierung auf Tages- bzw. Wochenbasis** über einen Zeitraum proportional zum jeweiligen Erbringungszeitraum des Meilensteins nach § 81 Abs. 2 WindSeeG 2023 bis zum Erreichen der vollen Pönalenhöhe anwachsen sollte. Eine tages- bzw. wochenweise Erhöhung der Pönale entspricht den Regelungen des allgemeinen Wirtschaftsweisen und wird auch in anderen Sektoren bei Bauprojekten angewandt.

Dementsprechend sollte § 82 WindSeeG 2023 wie folgt angepasst werden:

*„(1) Bezuschlagte Bieter müssen an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber eine **stufenweise ansteigende** Pönale leisten, wenn sie gegen die Fristen nach § 81 Absatz 2 verstoßen.*

(2) Die Höhe der Pönale nach § 55 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entspricht

1. bei Verstößen gegen die Frist nach § 81 Absatz 2 Nummer 1 ~~100~~ 0,5 Prozent der nach § 18 Absatz 1, § 32 oder § 52 Absatz 1 zu leistenden Sicherheit **für jeden Kalendertag, in dem die Vorgaben nach § 81 Absatz 2 Nummer 1 nicht eingehalten worden sind,**
2. bei Verstößen gegen die Frist nach § 81 Absatz 2 Nummer 2 ~~100~~ 0,5 Prozent der **verbleibenden** nach § 18 Absatz 1, § 32 oder § 52 Absatz 1 zu leistenden Sicherheit **für jeden Kalendertag, in dem die Vorgaben nach § 81 Absatz 2 Nummer 2 nicht eingehalten worden sind,**
3. bei Verstößen gegen die Frist nach § 81 Absatz 2 Nummer 3 ~~70~~ 1 Prozent der **verbleibenden** nach § 18 Absatz 1, § 32 oder § 52 Absatz 1 zu leistenden Sicherheit **für jeden Kalendertag, in dem die Vorgaben nach § 81 Absatz 2 Nummer 3 nicht eingehalten worden sind,**
4. bei Verstößen gegen die Frist nach § 81 Absatz 2 Nummer 4 einem Zwölftel der verbleibenden nach § 18 Absatz 1, § 32 oder § 52 Absatz 1 zu leistenden Sicherheit für jeden Kalendermonat, in dem nicht die technische Betriebsbereitschaft mindestens einer Windenergieanlage auf See hergestellt worden ist, und
5. bei Verstößen gegen die Frist nach § 81 Absatz 2 Nummer 5 dem Wert, der sich aus dem Betrag der verbleibenden nach § 18 Absatz 1, § 32 oder § 52 Absatz 1 zu leistenden Sicherheit multipliziert mit dem Quotienten aus der installierten Leistung der nicht betriebsbereiten Windenergieanlagen und der bezuschlagten Gebotsmenge ergibt.“

Beispiel: Bei einer zentral voruntersuchten 1-GW-Fläche, für die eine Sicherheit von 200 Mio. € zu hinterlegen ist, würde die vom BDEW vorgeschlagene gleitende Pönalisierung im Falle einer Fristverletzung bei der Einreichung der Antragsunterlagen zur Plangenehmigung (§ 81 Absatz 2 Nr. 1 a WindSeeG) zu einer Pönale von 1 Mio. € pro Tag führen.

5.4 Einführung eines Neuausschreibungsmechanismus für den unerwünschten Fall der Nichtrealisierung eines OWP

Nach den derzeitigen Regelungen im WindSeeG 2023 gibt es bisher keinen umfassenden Mechanismus, der bei einem potenziell möglichen Projektabbruch oder Zuschlagsentzug einen schnellen Übergang der Fläche durch Neuausschreibung an einen anderen Entwickler ermöglicht, um dennoch die Erreichung der Offshore-Ausbauziele sicherzustellen.

Derzeit regeln § 84 und § 85 WindSeeG 2023 nur, dass Zuschläge, Planfeststellungsbeschlüsse oder Plangenehmigungen für Flächen/OWPs auf andere Personen übertragen bzw. veräußert werden können, aber dass eine gänzliche Rückgabe von Zuschlägen an die BNetzA nur in sehr eng begrenzten Ausnahmefällen möglich ist.

Daher schlägt der BDEW folgende Maßnahmen vor:

- › Die Bundesregierung sollte in Zusammenarbeit mit der Branche zeitnah einen **konkreten Mechanismus** zur schnellen und pragmatischen Projektneuausschreibung/erneuten Bezuschlagung für den Fall einer Nichtrealisierung eines Projekts/eines Zuschlagswiderrufs entwickeln, um daraus resultierende Verzögerungen zu minimieren und die Offshore-Ausbauziele dennoch möglichst zeitgemäß einhalten zu können.
- › Je nach Zeitpunkt des Projektabbruchs und in Abhängigkeit von der Bekanntgabe des Fertigstellungstermins der Anbindungsleitung sollten BMW, BNetzA und BSH über die erneute **Fristsetzung zur Inbetriebnahme der Anlagen** für den neuen Entwickler entscheiden, um eine Verfehlung der Zielvorgaben möglichst klein zu halten. Dabei sollte ein ggf. bereits verbindlich gewordener Fertigstellungstermin für den Netzanschluss keine negativen Folgen für den neuen Entwickler sowie anschlusspflichtigen ÜNB haben und die entsprechenden Regelungen nach § 81 WindSeeG 2023 und § 17d, e EnWG sollten im Einzelfall angepasst werden.
- › Die Neuausschreibung der Fläche sollte möglichst innerhalb von **mindestens sechs Monaten nach Projektabbruch/Zuschlagswiderruf** im Rahmen eines beschleunigtes Bieterverfahren durch die Bundesnetzagentur erfolgen. Alternativ kann die Fläche zum nächsten geplanten und zeitlich machbaren Auktionstermin hinzugefügt werden. Insofern auch Bietern eine Beteiligung ermöglicht werden soll, die an der ersten Auktion der Fläche nicht teilgenommen haben, müsste eine **Vorlaufzeit von mind. 10 Monaten** eingeplant werden.
- › Für die Neuausschreibung sollten alle potenziellen Bieter umfassende **Einsicht in die Voruntersuchungen** des ursprünglichen Projektträgers erhalten, sofern diese keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse des Vorhabenträgers enthalten, wie bereits in § 91 WindSeeG 2023 grundsätzlich geregelt ist.
- › Der das **Projekt zurückgebende Entwickler** sollte von einer erneuten Teilnahme an der Auktion für diese Fläche ausgeschlossen werden. Eine solche Regelung könnte im § 15 WindSeeG 2023 bzw. in den § 34 und § 35 EEG erfolgen.
- › Die **Sicherheitsleistung** bei Projektabbruch/Zuschlagswiderruf sollte trotz des neu einzuführenden Mechanismus dennoch geleistet werden müssen.

Zudem sollte für den unerwünschten Fall der Nicht-Realisierung eines Offshore-Windparks nach Ansicht des BDEW eine **eindeutige Rechtslage** hergestellt werden, die klarstellt, dass die bereits geleisteten Zahlungen der Gebotskomponenten nicht zurückgefordert werden dürfen bzw. die 10 % der Gebote in Form der Meeresnaturschutz- und Fischereikomponenten (§ 58 WindSeeG 2023) auch fällig werden, wenn sie noch nicht gezahlt wurden.

Der BDEW schlägt daher die Einfügung eines neuen Absatzes 4 in **§ 82 WindSeeG 2023** vor:

„(4) Im Fall der ausbleibenden Realisierung des Offshore-Windparks ist es dem Bieter, der den Zuschlag erhalten hat, nicht möglich, bereits geleistete Zahlungen für die Gebotskomponenten zurückzufordern.“

Zugleich sollte auch klargestellt werden, dass die geleisteten Zahlungen für die Voruntersuchungen nicht erstattet werden und dass bei einer anschließenden Neuausschreibung keine Kosten für die Voruntersuchungen zu zahlen sind.

6 Weiterbetrieb und verlängerte Laufzeiten ermöglichen

Neben den zuvor genannten Maßnahmen sollte auch die technisch mögliche Laufzeit bestehender und zukünftiger OWPs und ONAS stärker in den Blick genommen werden. Ein koordinierter Weiterbetrieb sowie grundsätzlich längere Betriebszeiträume ermöglichen es, Kosten und Ressourcen über einen längeren Zeitraum zu verteilen, Rückbauzyklen zu verringern und die Umweltverträglichkeit deutlich zu verbessern. Dafür braucht es rechtssichere und frühzeitige gesetzliche, regulatorische sowie handelsrechtliche Anpassungen, um die Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb sowie längere Betriebsdauern zu schaffen.

6.1 Weiterbetrieb bestehender und in Bau befindlicher Anlagen über ursprüngliche Laufzeit hinaus ermöglichen

Die Genehmigungen der ersten großen Offshore-Windparks laufen ab etwa 2040 aus. Ohne eine anderweitige Festlegung hätte dies einen direkten, ineffizienten Rückbau der einzelnen Offshore-Windparks zur Folge.

Die Bundesregierung sollte daher die Option des **koordinierten Weiterbetriebs der Anlagen innerhalb der Cluster** frühzeitig prüfen, in ihre Planungen aufnehmen und regulatorisch ermöglichen, um der Branche Planungssicherheit zu bieten. Denn der Weiterbetrieb der Anlagen kann unter bestimmten technischen und rechtlichen Voraussetzungen möglich sein (Details siehe [BDEW-Whitepaper 2024](#)) sowie zu einem **hohen volkswirtschaftlichen Nutzen** führen. Er bietet viel Potenzial, die Kosteneffizienz der Anlagen zu steigern, zusätzliche Netzkosten auf einen längeren Zeitraum zu verteilen, die **Lieferketten, Schiffe und Häfen** zu entlasten und die **Umweltbilanz** der Anlagen weiter zu verbessern. Zudem kann der koordinierte Weiterbetrieb eine anschließende Zusammenlegung der bisherigen, kleineren Flächen in dann 1 GW- oder 2 GW-Flächen sowie eine dauerhaft **effiziente Auslastung bestehender ONAS**, an die mehrere OWP mit unterschiedlichen Laufzeiten angebunden sind, ermöglichen.

Entscheidend für den Erfolg der Weiterbetriebs ist die **möglichst frühzeitige Festlegung der Dauer**, um Betriebs- und Instandhaltungsstrategien der OWP und ONAS dementsprechend auslegen und somit die zunehmende Störanfälligkeit der Anlagen adressieren zu können.

Um den Weiterbetrieb auch regulatorisch möglich zu machen, sollte der Gesetzgeber folgende Aspekte adressieren:

- › Aus Sicht des BDEW sollte die **Finanzierung des Weiterbetriebs der ONAS** frühzeitig sichergestellt werden, um eine langfristige Planungs- und Investitionssicherheit zu gewährleisten. Auch sollte die Möglichkeit geprüft werden, einen finanziellen Anreiz für die ÜNB zu schaffen, um den Weiterbetrieb der ONAS zu unterstützen. Bisher ist die Anreizregulierung so ausgestaltet, dass ein Weiterbetrieb nach Ende der kalkulatorischen Nutzungsdauer nachteilig gegenüber Neuinvestitionen ist.
- › Durch den Weiterbetrieb über 25 Jahre hinaus erhöht sich zweifellos die **Wahrscheinlichkeit von Ausfällen** der ONAS, wodurch die Verfügbarkeit für die Energieübertragung abnehmen kann. Der BDEW sieht daher die Notwendigkeit, die regulatorischen Rahmenbedingungen für einen etwaigen Weiterbetrieb anzupassen, um die Endverbraucher nicht mittelbar unverhältnismäßig zu belasten. Dies kann dies beispielsweise durch die Einführung eines Novellierungskontos erreicht werden.
- › Das Entschädigungsregime nach § 17 e EnWG ist bei einem Weiterbetrieb von OWP und Netzanbindung über die ursprüngliche Laufzeit von 25 Jahren hinaus nicht mehr sachgerecht. Der Entschädigungsmechanismus muss daher grundlegend überdacht, angepasst und ggf. ersetzt werden.
- › Wenn OWPs nach 20 Jahren aus der EEG-Vergütung fallen und entsprechend keinen Anspruch mehr auf eine Marktprämie haben, werden diese Parks keine **Entschädigungszahlungen bei Störungen** gem. § 17e Abs. 1 EnWG erhalten. Der Weiterbetrieb eines OWP ist unter Umständen mit größeren Investitionen verbunden. Vor dem Hintergrund der erwartbaren positiven Effekte eines Weiterbetriebs sollten auch im Bereich des Entschädigungsregimes Anreize für einen Weiterbetrieb geschaffen werden. So könnte z.B. die Marktprämie bzw. der zukünftige CfD bis zum Ende der Lebensdauer als Entschädigungsgrundlage fortgeschrieben werden.
- › Zur Sicherstellung einer langfristig effizienten Nutzung der Netzinfrastruktur sollte entweder gesetzlich oder auf Genehmigungsebene vorgesehen werden, dass im Zeitraum des Weiterbetriebs ein zu definierender Mindestanteil der ursprünglich angeschlossenen OWP-Kapazität weiterhin einspeisen muss. Ausnahmen sollten nur bei nachweislich technischen oder rechtlichen Hinderungsgründen zulässig sein. Die genaue Ausgestaltung dieses Aspekts sollte in enger Zusammenarbeit mit der Branche erarbeitet werden.

- › Zudem regt der BDEW an, die von der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) veröffentlichte Leitlinie **IEC 61400-28** als einheitliche Grundlage/Standard für die technischen Fragestellungen beim BSH in Bezug auf den Weiterbetrieb von Offshore-Windenergieanlagen zu etablieren.

6.2 Offshore-Windparks zukünftig direkt für 35 Jahre ausschreiben und genehmigen

Der BDEW spricht sich dafür aus, Offshore-Windparks sowie Offshore-Netzanbindungssysteme zukünftig bereits bei Flächenplanung, Ausschreibung und Genehmigung **auf eine Betriebsdauer von 35 Jahren auszulegen**. Zudem sollte im Rahmen einer solchen Umstellung auch das derzeitige, auf eine 25-jährige Lebensdauer ausgelegte **Entschädigungsregime** nach § 17 e EnWG entsprechend überdacht, angepasst oder ggf. ersetzt werden.

Hintergrund der Forderung ist der deutliche Fortschritt im Stand der Technik sowie die gestiegenen Erfahrungswerte über die reale Lebensdauer der Anlagen. Moderne Windenergieanlagentypen sind heute technisch in der Lage, deutlich über die bisher standardmäßig angesetzten 25 Jahre hinaus betrieben zu werden. Typenzertifikate nach internationalen Normen werden bereits für längere Design-Lebensdauern ausgestellt. Internationale Beispiele zeigen, dass längere Betriebszeiträume regulatorisch möglich und wirtschaftlich vorteilhaft sind: In den Niederlanden wird z.B. bereits mit einer Laufzeit von 35 Jahren geplant, im Vereinigten Königreich sogar mit bis zu 50 Jahren.

Ein fester regulatorischer Rahmen für eine 35-jährige Betriebsdauer von Offshore-Windparks bietet im Vergleich zum Status Quo mehrere Vorteile:

- › **Höhere Kosteneffizienz**, da sich Investitionen über einen längeren Zeitraum abschreiben lassen – das senkt potenziell die Stromgestehungskosten.
- › **Verteilung der Netzanschlusskosten** auf einen erweiterten Betriebszeitraum.
- › **Ökologische Vorteile**: Über einen Zeitraum von z.B. 100 Jahren wären bei 35 Jahren Laufzeit nur drei statt vier Bau- und Rückbauphasen erforderlich – das schont die Umwelt, spart Ressourcen, verbessert die CO₂- und Materialbilanz der Anlagen und reduziert Genehmigungsaufwand.
- › **Mehr Planungssicherheit** für Windpark- und Netzbetreiber, da Betrieb, Wartung und Finanzierung von Anfang an auf eine längere Laufzeit ausgerichtet werden können.
- › **Entlastung von Lieferketten, Spezialschiffen und Hafeninfrastrukturen**, da sich Ausbauzyklen entzerren.

Ein regulatorischer Wechsel hin zu 35 Jahren Genehmigungsdauer schafft also nicht nur mehr Investitionssicherheit und Kosteneffizienz, sondern unterstützt auch eine noch nachhaltigere

und ökologisch verträglichere Entwicklung der Offshore-Windenergie. **Aus Sicht des BDEW überwiegen die vielfältigen Vorteile einer längeren Betriebszeit deutlich gegenüber den wenigen Nachteilen** (verlängerte Kapitalbindung, verzögerte Neuinvestitionen, längeren Zeitraum für die Ersatzteilverhaltung bzw. -beschaffung).

Daher sollte für die Umsetzung einer Betriebszeit von 35 Jahren unter anderem **§ 69 (7) WindSeeG 2023** entsprechend angepasst werden.

Bei der Umsetzung der Maßnahme sollte genügend zeitlicher Vorlauf eingeplant werden, um alle Assets der Offshore-Netzanbindung mit einer Lebensdauer von 35 Jahren am Markt beschaffen zu können.

7 Kombinierte Anschlusskonzepte für Offshore-Elektrolyse ermöglichen

Eine weitere Maßnahme zur Steigerung der Kosteneffizienz, Systemintegration und Resilienz im Offshore-Ausbau kann die Integration von Offshore-Elektrolyse sein. Der **Koalitionsvertrag 2025** sieht diesbezüglich vor, dass im WindSeeG die „**hybride Anbindung (Kabel und H2-Pipeline) von Offshore-Windparks**“ ermöglicht werden soll.

Der BDEW unterstützt das Vorhaben des Koalitionsvertrags ausdrücklich und fordert die Bundesregierung auf, das Potenzial der Offshore-Elektrolyse basierend auf kombinierten Netzanbindungen für die **Wasserstoffversorgung** und für die langfristig mögliche **Steigerung der Kosteneffizienz beim Offshore-Wind-Ausbau** – insbesondere an küstenfernen Standorten – nun zügig zu erschließen. Voraussetzung dafür ist u.a., dass neben der zeitnahen gesetzlichen Ermöglichung von kombinierten Anschlüssen die Option der Offshore-Elektrolyse auch bei der laufenden **Optimierung des Offshore-Ausbaus** im Rahmen der **Fortschreibung des FEP und NEP** adäquat miteinbezogen wird und gewisse Flexibilitäten für die zukünftige Umsetzung von Offshore-Elektrolyse-Hubs entlang der sich in der Entwicklung befindlichen AquaDuctus-Pipeline als Teil des Wasserstoff-Kernnetzes erhalten bleiben.

Denn Windenergieanlagen auf See verfügen über entscheidende Vorteile zur Erzeugung von grünem Wasserstoff: Die hohen Volllaststunden und die vergleichsweise stetige Stromerzeugung der Offshore-Windenergie ermöglichen eine hohe Auslastung und damit einen wirtschaftlichen Betrieb von Elektrolyseuren. Zudem kann der Energieabtransport basierend auf kombinierten Anschlusskonzepten mit Stromkabeln und H2-Pipelines laut aktuellen Studien ([E-Bridge, 2024](#); [Fraunhofer IEE, 2024](#); [EPICO, 2024](#)) zukünftig deutliche **Vorteile im Vergleich zu reinen Strom- oder H2-Anbindungen** von Offshore-Windparks bieten, darunter erhebliche volkswirtschaftliche Kosteneinsparungen, höhere Erlöspotenziale und eine bessere Systemintegration der Energiemengen. Die Möglichkeit, zwei Energieformen zu erzeugen, erhöht

darüber hinaus Flexibilität und Resilienz des Gesamtenergiesystems. Zudem sind kombinierte Anschlusskonzepte in den anderen Nordseeanrainerstaaten bereits zulässig.

Die aktuellen **rechtlichen Rahmenbedingungen** im WindSeeG 2023 fokussieren die Nutzung der Flächen in der AWZ auf die Erzeugung von Strom und sehen daher nur für diese eine stromseitige Netzanbindung der Anlagen vor, während die Erzeugung von grünem Wasserstoff in erster Linie auf „sonstigen Energiegewinnungsbereichen“ (SEN) ohne stromseitigen Netzananschluss erfolgen soll. Dieses Konzept steht dem Markthochlauf der Offshore-Elektrolyse mit kombinierten Anschlüssen und der europäischen Harmonisierung des regulatorischen Rahmens für die Technologie entgegen.

Aus Sicht des BDEW ist daher eine **zeitnahe Anpassung des WindSeeG 2023** unter anderem bzgl. des Anwendungsbereichs für Pipelines (§ 2 Nr. 3), der Begriffsbestimmungen (§ 3) für „Flächen“, „sonstige Energiegewinnungsbereiche“ und zusätzlich künftig auch für „kombinierte Anschlusskonzepte“ sowie „Transit-Rohrleitung“ und des Zwecks und Gegenstands des Flächenentwicklungsplans (§ 4 Abs. 3, § 5 Abs. 2a) notwendig. Zudem sollte die Bundesregierung die Aufnahme der Offshore-Elektrolyse in die Zielvorgaben des WindSeeG prüfen.

Zugleich ist es erforderlich, rasch die **Voraussetzungen für Pilotanlagen zur Demonstration der Technologie** und die gestaffelte **Ausschreibung des SEN-1-Bereichs** zu schaffen, um den Hochlauf der Technologie schrittweise zu ermöglichen.