

Stellungnahme der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

*zum Entwurf des Gesetzes zur Optimierung und Absicherung des Ausbaus der Windenergie
auf See (WindSeeG-Novelle 2026)*



17. August 2026

1. Einleitung

Mit Schreiben vom 10. August 2026 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Optimierung und Absicherung des Ausbaus der Windenergie auf See (WindSeeG-Novelle) eröffnet. Für diese Möglichkeit bedankt sich die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE und macht hiervon im Folgenden gerne Gebrauch. Wir möchten dabei sowohl die positiven Ansätze des Entwurfs als auch den aus unserer Sicht bestehenden, erheblichen Anpassungsbedarf hervorheben.

Die WindSeeG-Novelle fokussiert sich auf die Kosteneffizienz und die Tragfähigkeit des Ausbaus für Strom- und Netzkunden. Zugleich versteht das Ministerium die Offshore-Windenergie als einen Eckpfeiler einer klimaneutralen, resilienten und unabhängigen Energieversorgung Deutschlands. Die Offshore-Windenergie leistet zugleich einen wichtigen Beitrag zur Transformation energieintensiver Industrien, zur europäischen Wertschöpfung und zur Sicherung industrieller Arbeitsplätze. Der Sektor steht dabei aktuell für über 30.000 attraktive, direkte Arbeitsplätze mit einem jährlichen Umsatzvolumen von rund 14,6 Milliarden Euro.

Entscheidend ist deshalb nicht allein eine kurzfristige Senkung direkter Kosten durch möglichst hohe Ausschreibungserlöse, sondern eine integrierte Betrachtung aller volkswirtschaftlichen, direkten wie auch indirekten Opportunitätskosten. Hier steht an erster Stelle, die Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass Projekte tatsächlich realisiert werden können, und dass sie möglichst geringe Finanzierungskosten aufweisen; die Finanzierungskosten stellen inzwischen den größten einzelnen Kostenblock in der Wirtschaftlichkeitsrechnung von Offshore Windparkprojekten dar. Die Grundrichtung des Entwurfs ist an mehreren Stellen zu begrüßen. So begrüßen wir den klaren jährlichen Ausbaukorridor, die stärkere Berücksichtigung von Netzintegration und Systemkosten, die grundsätzliche Einführung eines CfD-Mechanismus sowie die Verlängerung der Laufzeit auf 35 Jahre.

Kurzfristige Kosteneffizienz darf nicht isoliert betrachtet werden. Sie muss gemeinsam mit möglichst niedrigen Stromgestehungskosten (Levelized cost of energy, LCOEs) durch Vermeidung von an sich vermeidbaren Risiken im Business Case, hoher Investitionssicherheit, einer gesunden Akteursvielfalt, resilienten Lieferketten und einer hohen Realisierungswahrscheinlichkeit gedacht werden. Darüber hinaus besteht aus unserer Sicht besonders dringender Anpassungsbedarf bei der fehlenden Indexierung, bei den fehlenden Übergangsregelungen für bereits bezuschlagte Projekte ohne finale Investitionsentscheidung (FID) aus den Jahren 2023 bis 2025 sowie bei der Ausgestaltung des zweistufigen Ausschreibungsdesigns, bei der das CfD-Modell bisher lediglich als Fallback-Option gedacht ist. Hier droht der Entwurf die Fehlentwicklungen der Vergangenheit zu wiederholen; die Stiftung verweist diesbezüglich auf ihre durch das Energieberatungsunternehmen Enervis erstellte Studie zum bisherigen Auktionsdesign, welche die Entwicklung der Gebotssummen der letzten Jahre sowie die damit einhergehenden, geringen Realisierungschancen sehr genau prognostiziert hat.¹ Damit wurde der Beweis erbracht, dass sich die Realisierungschancen von Offshore Windparkprojekten unter Berücksichtigung von Kostenumfeld, Strompreisentwicklung und Ausschreibungsdesign sehr genau prognostizieren lassen. Vor diesem Hintergrund den

¹ enervis (2025): *Ausschreibungsdesign für Offshore-Windflächen in Deutschland: Effekte der ungedeckelten Gebotskomponente auf die Offshore-Netzzulage, PPA-Preise sowie Risiken für die Umsetzung von Projekten*. Im Auftrag der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE. Berlin: Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE. Verfügbar unter: https://www.offshore-stiftung.de/20250520_Analyse_enervis_Stiftung_Offshore_Windenergie_Offshore_Ausschreibungsdesign_Effekte_ungedekelte_Gebotskomponente.pdf?m=1747724365&.

gleichen Fehler zweimal zu machen, erscheint wenig sachgerecht. In Summe muss der Entwurf nicht nur die Gebote mit den kurzfristig geringsten direkten Kosten ermöglichen, sondern auch die mittel- und langfristigen Opportunitätskosten berücksichtigen. Hierzu muss unbedingt ein verlässlicher Rahmen geschaffen werden, in dem der Ausbau der Offshore Windenergie tatsächlich und mit messbarem Mehrwert für die deutsche und europäische Industrie stattfindet.

2. Ausbauziele, Ausschreibungskorridor und Flächenentwicklungsplan

Ausbauziele und Planungsspielräume müssen mit verlässlichen Rahmenbedingungen verbunden werden.

Wir begrüßen, dass der Entwurf den kontinuierlichen Ausbau der Offshore-Windenergie weiterhin zum Ziel macht. Die Anrechenbarkeit grenzüberschreitender Kooperationsprojekte auf den Ausbaupfad trägt dem europäischen Charakter des Ausbaus sowie dem beschränkten Flächenangebot in der deutschen Nord- und Ostsee Rechnung.

Die grundsätzliche Möglichkeit, Ausschreibungsflächen mit einem Volumen von 500 MW auszuweisen, sollte erhalten bleiben. Flächen dieser Größenordnung können einen tragfähigen Ausgleich zwischen Skaleneffekten, Systemoptimierung und Akteursvielfalt ermöglichen. Zugleich sind die Reduzierung unnötiger Überdimensionierung, angepasste Flächenzuschnitte zur Vermeidung von Abschattungseffekten und eine bessere Auslastung der Netzinfrastruktur grundsätzlich sinnvolle Ansätze der Offshore-Optimierung. Sie können dazu beitragen, die Systemkosten zu senken und die vorhandene Infrastruktur effizienter zu nutzen.

Die größere Flexibilität des BSH bei der Festlegung des Ausschreibungskorridors zwischen 2000 und 4800 MW pro Jahr kann dazu beitragen, den Ausbaupfad besser an den tatsächlichen Bedarf, die Netzverfügbarkeit und die weitere Systementwicklung anzupassen. Diese Flexibilität darf jedoch nicht zu kurzfristiger Unsicherheit für Projektentwickler, Zulieferer, Häfen und Finanzierer führen. Zudem ist zu bedenken, dass das geringe Angebot an schwerlastfähigen Seehafenflächen sowie der Mangel an Spezialschiffen die jährliche deutsche Ausbaupkapazität beschränken wird; basierend auf Umfragen unter ihren Kuratoren geht die Stiftung von einer jährlichen maximalen Installationskapazität von 4 GW aus (auch unter Berücksichtigung von hafenseitigen Ausweichflächen in den Niederlanden und Dänemark), wenn diese einschränkenden Faktoren nicht proaktiv angegangen werden. Gerne bietet die Stiftung diesbezüglich einen fachlichen Austausch an.

Grundsätzlich erforderlich sind transparente und vorab veröffentlichte Entscheidungskriterien sowie verlässliche, langfristige Zeitpläne. Kurzfristige Verschiebungen von Ausschreibungen sollten vermieden werden. Soweit sie im Einzelfall unvermeidbar sind, müssen angemessene Übergangs- oder Ausgleichsregelungen vorgesehen werden. Nur so lässt sich die notwendige Flexibilität mit der für Investitionsentscheidungen erforderlichen Planungssicherheit verbinden.

3. Systemoptimierung und Netzintegration

Flexible Überbauung und optimierte Flächenzuschnitte können die Netzinfrastruktur effizienter auslasten, müssen jedoch flächenspezifisch, transparent und frühzeitig festgelegt werden.

Die Überbauung von Offshore-Netzanbindungen wird die Auslastung der vorhandenen Infrastruktur verbessern und damit einen wichtigen Beitrag zur Senkung der Systemkosten

leisten. Eine flexible Überbauung ist daher grundsätzlich zu begrüßen. Sie muss jedoch flächenspezifisch bewertet und transparent sowie mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf festgelegt werden. Nur so können Projektentwickler, Netzbetreiber und Finanzierer die technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen verlässlich in ihre Planungen einbeziehen.

Auch eine reduzierte Bebauungsdichte durch optimierte Flächenzuschnitte ist eindeutig zu begrüßen. Entsprechende Anpassungen sollten zügig erfolgen und auf nachvollziehbaren fachlichen sowie systemischen Kriterien beruhen. Die im Anhang des FEP 2025 vorgeschlagene Leistungsdichte von regelmäßig deutlich unter 10 MW/km² sollte jedoch eine Mindest-Volllaststundenzahl von 3700 Volllaststunden ermöglichen, um Betreibern und Übertragungsnetzbetreibern eine ausreichende betriebswirtschaftliche Grundlage bzw. Auslastung zu bieten.

Erzeugungsprojekte, Konverterstationen und Offshore-Anbindungssysteme müssen zeitlich und technisch eng aufeinander abgestimmt werden. Nur durch eine frühzeitige Synchronisierung lassen sich Verzögerungen, ineffiziente Auslastungen und das Entstehen sogenannter "stranded assets" begrenzen. Für grenzüberschreitende Projekte sind zudem die Anrechnung auf das Ausbauziel, die Kostenverteilung, die Netzentgelte und der Fördermechanismus eindeutig zu regeln.

4. Betriebsdauer, Rückbau und Nachnutzung

Eine verlängerte Betriebsdauer und ein gezielter Weiterbetrieb bestehender Windparks können technisch, wirtschaftlich, volkswirtschaftlich und ökologisch sinnvoll sein. Voraussetzung sind jedoch frühzeitig klare regulatorische Rahmenbedingungen und transparente Entscheidungen im Flächenentwicklungsplan.

Die Verlängerung der regulären Befristung neuer Planfeststellungsbeschlüsse und Plangenehmigungen von 25 auf 35 Jahre kann wirtschaftlich und technisch optimale Investitionen ermöglichen und ist daher grundsätzlich nachvollziehbar. Angesichts der hohen Investitionskosten und langen Realisierungszeiträume von Offshore-Windparks schafft eine längere Betriebs- und Nutzungsperspektive zusätzliche Planungssicherheit und kann dazu beitragen, die vorhandene Infrastruktur effizienter zu nutzen.

Auch die Möglichkeit, bestehende Windparks einmalig um bis zu zehn Jahre weiterzubetreiben, sofern es die Netzanbindungssysteme zulassen, ist grundsätzlich zu begrüßen. Ein Weiterbetrieb kann technisch, wirtschaftlich und rechtlich möglich sowie volkswirtschaftlich und ökologisch sinnvoll sein, wie auch eine Studie des Fraunhofer IWES im Auftrag des BDEW aus dem Jahr 2025 hervorhebt². Er kann dazu beitragen, vorhandene Netzanbindungen und sonstige Infrastruktur länger zu nutzen und den mit einem vorzeitigen Rückbau verbundenen Aufwand zu vermeiden, sofern diese Möglichkeit den betroffenen Betreibern frühzeitig genug angekündigt wurde (sodass sie ihre Wartungs- und Reparaturkampagnenintensität auf einen mehrjährigen Weiterbetrieb anpassen können).

² Lorenz, T., Baumgärtner, D., Stoevesandt, B., Weis, S. und Kaczinski, J. (2025): *Evaluation verschiedener Weiterbetriebs- und Nachnutzungsszenarien von Offshore-Windparks und Offshore-Netzanbindungssystemen in der Deutschen Bucht*. Bremerhaven: Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES. Studie im Auftrag des BDEW Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. [Weiterbetriebs- und Nachnutzungsszenarien von Offshore Windparks und Offshore-Netzanbindungssystemen](#)

Der Regulierungsrahmen für den Weiterbetrieb der Offshore-Netzanbindungssysteme sollte so angepasst werden, dass die Übertragungsnetzbetreiber für die damit verbundenen Risiken angemessen kompensiert werden. Der Weiterbetrieb sollte gegenüber einem Neubau nicht strukturell benachteiligt werden.

Für den Nachweis der technischen Eignung des Weiterbetriebs sollten etablierte Standards zugrunde gelegt werden. Eine Harmonisierung mit den technischen Anforderungen anderer europäischer Märkte wäre dabei ausgesprochen sinnvoll.

Dabei sollten auch die Folgen für Rückbau, Nachnutzung und eine mögliche spätere Neuentwicklung der Flächen berücksichtigt werden.

5. Übergangsregelung für Zuschläge 2023–2025 und rund 16 GW ohne FID

Eine einmalige und befristete Rückgabeoption für vergebene Projekte aus den Jahren 2023-2025 ist erforderlich, um Klarheit über deren Realisierbarkeit zu schaffen, blockierte Flächen freizusetzen und volkswirtschaftliche Schäden zu begrenzen.

Für die zwischen 2023 und 2025 bezuschlagten Projekte gilt, dass das bisherige Ausschreibungsdesign die Abgabe nicht nachhaltiger Gebotshöhen strukturell incentiviert hat; zudem haben sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dieser Projekte seit der Zuschlagserteilung grundlegend verändert. Bei einem erheblichen Teil der Projekte steht die finale Investitionsentscheidung (FID) noch aus. Ursächlich sind unter anderem stark gestiegene Investitions- und Finanzierungskosten von bis zu 40 Prozent, Lieferkettenengpässe bzw. begrenzte Produktions- und Installationskapazitäten, unerwartet deutlich geringere Strompreiserwartungen als zu den jeweiligen Zeitpunkten der Gebotskalkulation sowie Verzögerungen bei den Netzanschlüssen.

Vor diesem Hintergrund sollte eine gesetzliche Regelung verhindern, dass Projekte, die unter den veränderten Bedingungen nicht mehr finanzierbar sind, über Jahre formal, aber ohne jedwede Wirtschaftlichkeitsperspektive und damit ohne Realisierungsoption fortgeführt werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass Flächen und Netzinfrastruktur blockiert werden, ohne dass absehbar ist, ob die betreffenden Vorhaben tatsächlich jemals realisiert werden können. Dies würde den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie um Jahre verzögern, das Risiko eines erneuten Fadenrisses zu Beginn der 2030er Jahre erheblich erhöhen³, und damit zu vermeidbaren volkswirtschaftlichen Schäden führen.

Volkswirtschaftliche Schäden sind dabei bereits vielerorts eingetreten. Dazu zählen unter anderem die Rücknahme von Investitionsentscheidungen, der Abbau von Arbeitsplätzen sowie der Rückzug oder die Reduzierung von Aktivitäten entlang der Wertschöpfungskette. Es geht daher darum, bereits eingetretene Schäden zu begrenzen und eine weitere Verschärfung der Problemlage zu vermeiden.

Wir schlagen daher eine einmalige und gesetzlich klar begrenzte Rückgabeoption für Zuschläge aus den Jahren 2023 bis 2025 vor. Die Rückgabe sollte innerhalb eines kurzen, gesetzlich

³ Die Stiftung hat diesbezüglich ein Ausbauszenario modelliert, welches diese Faktoren (der Nicht-Realisierbarkeit bestimmter seit 2023 verauktionierter Projekte) mit einbezieht und auf diese Weise zu belastbaren Einschätzungen hinsichtlich der Ausbauaktivität in den frühen 2030er Jahren kommt; gerne bieten wir hierzu einen fachlichen Austausch an.

festgelegten Zeitfensters möglich sein. Bei fristgerechter Erklärung sollten keine zusätzlichen Pönalen ausgelöst werden.

Ziel einer solchen Regelung wäre nicht, wirtschaftliche Fehlkalkulationen nachträglich zu legitimieren. Vielmehr sollte sie frühzeitig Klarheit über die tatsächliche Realisierbarkeit der Projekte schaffen und dadurch Flächen sowie Netzinfrastruktur für Vorhaben freihalten, die unter den gegebenen Rahmenbedingungen tatsächlich umgesetzt werden können. Auf diese Weise kann das Risiko von “stranded assets” im Bereich der Netzinfrastruktur wirksam reduziert werden.

Die Rückgabe sollte an eine geordnete Übergabe relevanter technischer Daten, Voruntersuchungen und Genehmigungsunterlagen geknüpft werden. Zurückgegebene Flächen sollten anschließend zeitnah neu ausgeschrieben werden können. Bereits geleistete Beiträge für den Meeresnaturschutz, die Fischerei oder die Transformationskomponente sollten nicht erstattet werden.

Im Gegenzug sollte der rückgebende Bieter aktiv an der Schadensbegrenzung, der Datenübergabe und der Übertragbarkeit von Voruntersuchungen mitwirken. Auf diese Weise könnten bereits erarbeitete Grundlagen für eine erneute Ausschreibung genutzt und unnötige Verzögerungen vermieden werden.

Um strategische Rückgaben und eine erneute Blockade derselben Fläche zu verhindern, sollten ergänzend klare Regeln für eine erneute Teilnahme, zu Bietergrenzen und zur Sicherung der Akteursvielfalt vorgesehen werden. Die Rückgabeoption sollte somit als einmaliges Instrument zur Bewältigung der außergewöhnlich veränderten Marktbedingungen ausgestaltet werden und nicht als allgemeine Möglichkeit dienen, sich von wirtschaftlichen Verpflichtungen zu lösen.

6. Zweistufiges Ausschreibungsdesign und CfD

Die CfD-Absicherung darf nicht lediglich als Fallback-Option vorgesehen werden, sondern regulär und gleichberechtigt zugänglich sein, um Investitionssicherheit und Realisierungswahrscheinlichkeit zu gewährleisten.

Die Europäische Union hat mit der EU-Strommarktreform 2024 die Verpflichtung zur Einführung von Contracts for Difference (CfD) bis 2027 geschaffen. Ziel ist es, zur Stabilität des Elektrizitätsmarktes beizutragen und zugleich Investitionen in erneuerbare Energien anzuregen. Der Rückgriff auf CfD's liegt in den mit diesem Instrument gesammelten positive “Lessons learnt” anderer europäischer Staaten mit signifikanter Offshore Wind-Erfahrung begründet; ob diese Ziele mit dem im Entwurf vorgesehenen Entweder-oder-Verfahren erreicht werden können, ist aus unserer Sicht jedoch ausgesprochen fraglich. Insofern erscheint es der Stiftung nicht verständlich, warum der vorliegende Entwurf die gesammelten Erfahrungen anderer Staaten und die Fachkenntnis der beteiligten Akteure erneut ignoriert.

Nach dem Entwurf soll zunächst in einer ersten Stufe durch ein dynamisches Gebotsverfahren mit einem Startpunkt von 0 Euro je Megawatt ermittelt werden, ob mindestens ein Bieter bereit ist, das Projekt ohne staatliche Förderzahlung zu realisieren. Sind mehrere Bieter interessiert, steigt in dieser Stufe die Zahlungskomponente für die förderfreie Realisierung.

Nur wenn kein Bieter eine förderfreie Realisierung akzeptiert, soll in einer zweiten Stufe der erforderliche Absicherungswert über eine wiederum dynamische CfD-Auktion ermittelt werden. Aus Sicht der Stiftung handelt es sich damit im Kern um dieselbe dynamische Preisfindungslogik des fehlgeleiteten alten Regimes, womit die Bundesregierung die Fachkenntnis der Marktteilnehmer erneut ignorieren und denselben Fehler wiederholen würde.

Eine Vergabe von Flächenrechten allein nach der höchsten Zahlungsbereitschaft in der ersten Zuschlagsstufe birgt das Risiko, die bestehenden strukturellen Fehlinzentivierungen des Offshore-Ausbaus fortzuschreiben. Die Priorisierung der förderfreien Realisierung kann zwar zu höheren Zahlungen in der ersten Stufe führen. Sie kann zugleich aber die Wirtschaftlichkeit und damit die tatsächliche Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte beeinträchtigen und bietet strategisch orientierten Bietern die Möglichkeit der Blockade des weiteren Ausbaus. Die für diesen Fall vorgesehenen zusätzlichen Pönalen reichen aus Sicht der Stiftung nicht aus, um ein solches Bieterverhalten wirksam zu vermeiden.

Ohne CfD müssen Entwickler auf langfristige Strompreis- und Kostenentwicklungen spekulieren. Angesichts der auf absehbare Zeit fortbestehenden Marktvolatilität und der erheblichen Preis- und Kostenrisiken steht bei einer abweichenden Entwicklung die Projektrealisierung in Frage. Zudem steigen die Finanzierungskosten bei einer solcherart fehlenden Absicherungsstruktur der Erlöse drastisch an, was zu einer Steigerung der LCOE's um 30 – 35% an⁴. Ein Bieter könnte bereits bei 0 Euro je Megawatt in die erste Stufe einsteigen, obwohl die förderfreie Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung des aktuellen Marktumfelds nicht belastbar ist. Dadurch könnte er den Übergang zur CfD-Stufe für alle Bieter faktisch verhindern.

Ein solches strategisches Bieterverhalten wäre angesichts der erheblichen, oben erklärten Finanzierungskostensteigerungen nur unter höchst spekulativen Annahmen tragfähig, etwa unter der Erwartung massiver Strompreissteigerungen in der Zukunft. Die Realisierungswahrscheinlichkeit der betroffenen Projekte würde dadurch und unter Berücksichtigung der sich aktuell abzeichnenden Tendenzen bei der zukünftigen Strompreisentwicklung signifikant beeinträchtigt.

Das zweistufige Verfahren birgt zudem das Risiko einer Negativselektion. Ertragreiche Flächen könnten auf der ersten Stufe ohne Absicherung vergeben und damit einem erhöhten Realisierungsrisiko ausgesetzt werden, während ertragsschwächere Flächen in das CfD-Regime fallen.

Darüber hinaus schafft das vorgeschlagene System Unsicherheit darüber, in welchem Förderregime eine Fläche letztlich vergeben wird. Diese Unsicherheit kann selbst bei Beginn der Auktion noch nicht vollständig ausgeräumt werden. Wettbewerbliche Angebote, die auf eine tatsächliche Projektrealisierung ausgerichtet sind, müssen jedoch auf einem Fundament stabiler und belastbarer Annahmen beruhen. Dieses Fundament wird durch die Unsicherheit über das Förderregime geschwächt. Dadurch können Fehlanreize im Bieterverhalten entstehen und zusätzliche Risikoprämien in die Gebote eingepreist werden.

Ein CfD-only-Modell schafft demgegenüber deutlich mehr Planungs- und Investitionssicherheit. Die Stiftung fordert daher, reguläre CfD-Auktionen als gleichberechtigte oder vorzugswürdige Option einzuführen, anstatt die Erlösabsicherung lediglich als Notfallmechanismus vorzusehen. Ein zweiseitiger CfD verbessert die Bankability der Projekte, senkt die Kapitalkosten und kann dadurch dazu beitragen, Offshore-Windstrom langfristig kostengünstiger bereitzustellen.

Das Ausschreibungsdesign sollte daher danach bewertet werden, welches Verfahren die beste Kombination aus wettbewerblichen Preisen, Finanzierbarkeit und tatsächlicher Realisierungssicherheit erreicht. Entscheidend ist nicht allein, welches Modell im

⁴IRENA: (2026): Renewable power generation costs in 2025, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Online verfügbar unter [IRENA Publications](#)

Auktionsergebnis den höchsten kurzfristigen Zahlungsbetrag erzielt, sondern welches Modell den verlässlichen Ausbau der Windenergie auf See sicherstellt.

Der im Entwurf vorgesehene Höchstwert von 9,6715 ct/kWh für die zweite Stufe der Ausschreibung auf zentral voruntersuchten Flächen ist aus unserer Sicht grundsätzlich angemessen, um den erforderlichen Förderbedarf unter den derzeitigen Kosten- und Marktbedingungen realistisch abzubilden; zugleich muss seine Anwendung jedoch durch eine sachgerechte Indexierung abgesichert werden.

7. Indexierung und Anpassung an die Kostenentwicklung

Das britische Indexierungsmodell für Offshore-CfDs zeigt, wie eine frühzeitig festgelegte und automatisch wirkende Anpassung an die Kostenentwicklung Planungs- und Finanzierungssicherheit schaffen kann. Ein vergleichbarer Mechanismus sollte auch für deutsche Offshore-Windprojekte eingeführt werden.

Der Entwurf enthält aus unserer Sicht keine ausreichende und systematisch nachvollziehbare Indexierung für die langen Zeiträume zwischen Zuschlag, finaler Investitionsentscheidung (FID), Bau und Inbetriebnahme. Gerade bei Offshore-Windprojekten können sich Investitions-, Finanzierungs- und Lieferkettenkosten innerhalb dieses Zeitraums zwischen Bezuschlagung und finaler Investitionsentscheidung erheblich verändern. Hinzu kommen die im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien hohen Kapitalkosten durch die stahl- und transportintensive Kostenstruktur von Offshore-Windparks.

Ohne eine sachgerechte Anpassungsmöglichkeit wird das Inflations- und Kostenrisiko einseitig auf die Projektträger verlagert. Diese sind jedoch nicht diejenigen, bei denen makroökonomische Risiken wie außerordentliche Inflation, Zölle oder geopolitische Verwerfungen für die Kostenstruktur eines Offshore-Windparks am effizientesten zu lokalisieren sind. Eine solche Risikoallokation wäre daher volkswirtschaftlich nicht sachgerecht.

In der Folge ist mit höheren Risikozuschlägen in den Geboten oder mit einem Ausbleiben von Geboten zu rechnen. Der derzeit vorgesehene Rahmen bildet die offshore-spezifische Kostenkonstellation daher nicht angemessen ab und kann die Finanzierbarkeit sowie die tatsächliche Realisierung von Projekten massiv gefährden.

Die Stiftung hält eine Indexierung insbesondere für die Phase zwischen der Bezuschlagung und der finalen Investitionsentscheidung für absolut erforderlich. Als Referenz für die Einführung eines solchen Mechanismus sollte das britische Indexierungsmodell im Rahmen der Offshore-CfDs herangezogen werden. Unter anderem vor dem Hintergrund der an anderer Stelle geplanten Verschiebung von Nominalerlösen bei Phasen negativer Strompreise an das Laufzeitende wäre zudem eine Indexierung über die Laufzeit erforderlich, um keine zusätzlichen, an sich vermeidbaren Risiken zu kreieren, welche wiederum zu erhöhten Risikoaufschlägen bei den Finanzierungskosten führen würde.

Das britische Indexierungsmodell zeichnet sich insbesondere durch drei Elemente aus: Erstens wird der Gebots- beziehungsweise Strike Price in Preisen eines definierten Basisjahres angegeben, wodurch Gebote über verschiedene Ausschreibungsrunden hinweg vergleichbar bleiben. Zweitens wird der Zahlungsanspruch regelmäßig an den Verbraucherpreisindex angepasst. Drittens wird die Indexierung bereits bei der Ausgestaltung des Gebots- und Zahlungsmechanismus systematisch berücksichtigt. Dadurch wird eine höhere Planungs- und Finanzierungssicherheit geschaffen.

Für Deutschland sollte daher ebenfalls ein klarer und automatisch wirkender Indexierungsmechanismus eingeführt werden. Dieser sollte den Höchstwert und den anzulegenden Wert an die allgemeine Inflation sowie möglichst auch an die spezifische Kostenentwicklung von Offshore-Windprojekten anpassen. Die maßgeblichen Indizes, der Referenzzeitpunkt, die Anpassungsintervalle und die konkrete Berechnungsmethode sollten dabei transparent und verbindlich festgelegt werden und könnten sich z.B. am britischen Vorbild orientieren.

8. Pönalen und Sicherheiten

Sicherheiten und Pönalen müssen spekulativem Bieterverhalten wirksam entgegenwirken, dürfen aber nicht dazu führen, dass von den Projektträgern nicht beherrschbare Risiken eingepreist und dadurch die Projektkosten erhöht werden. Die Pönalen nach § 82 sollten daher grundsätzlich angehoben werden; eine bloße Erhöhung der Sicherheiten und zusätzliche sicherheitsbezogene Sanktionen ersetzen keine wirksame Verschärfung des Pönalenregimes.

Für nicht zentral voruntersuchte Flächen bleibt der Grundbetrag der Sicherheit bei 200 Euro je Kilowatt. Der Referentenentwurf erhöht diesen Grundbetrag nicht. Gegenüber der historischen Regelung von 100 Euro je Kilowatt stellt der Betrag von 200 Euro je Kilowatt zwar eine Verdoppelung dar; gegenüber dem derzeit geltenden Recht enthält der Entwurf insoweit jedoch keine Erhöhung der Grundsicherheit.

Für zentral voruntersuchte Flächen soll der Grundbetrag dagegen von bislang 200 Euro je Kilowatt auf 250 Euro je Kilowatt steigen. Dies entspricht einer Erhöhung der Grundsicherheit um 25 Prozent. Bei einem Projekt mit einer installierten Leistung von 1.000 MW ergeben sich daraus folgende Grundsicherheiten:

- nicht zentral voruntersuchte Fläche:
 $1.000.000 \text{ kW} \times 200 \text{ Euro/kW} = 200 \text{ Millionen Euro}$
- zentral voruntersuchte Fläche:
 $1.000.000 \text{ kW} \times 250 \text{ Euro/kW} = 250 \text{ Millionen Euro}$

Bei diesen Beträgen handelt es sich um die jeweilige Grundsicherheit. Hinzu kommt in beiden Flächenkategorien ein zusätzlicher Betrag für Zuschläge auf der ersten Stufe des zweistufigen Zuschlagsverfahrens.

Der Referentenentwurf sieht keine grundsätzliche Erhöhung der prozentualen Pönalensätze nach § 82 WindSeeG-E vor. Die Änderungen an § 82 betreffen im Wesentlichen Folgeänderungen sowie die Anpassung gesetzlicher Verweise an das neue Ausschreibungsdesign. Aus unserer Sicht sollten die Pönalen für eine schuldhaftes Nichtrealisierung und für erhebliche Verstöße gegen zentrale Realisierungsfristen grundsätzlich, jedoch vor allem bei den zusätzlichen Pönalen im Rahmen der ersten Ausschreibungsstufe erhöht werden. Ziel muss es sein, spekulativem Bieterverhalten wirksam entgegenzuwirken und sicherzustellen, dass Zuschläge nur von Bietern übernommen werden, die tatsächlich zur Projektrealisierung in der Lage und bereit sind.

Der neue § 83a Absatz 8 WindSeeG-E sieht zudem für freiwillig erklärte Bewertungskriterien eine zusätzliche Pönale vor. Wird der erforderliche Nachweis weder fristgerecht noch innerhalb einer gesetzten Nachfrist erbracht, soll die Pönale 10 Prozent der nach § 52 Absatz 1

WindSeeG-E zu leistenden Sicherheit je abgegebener Erklärung betragen. Diese Regelung betrifft insbesondere Zuschläge nach § 54 WindSeeG-E und die dort abgegebenen Erklärungen zu den Bewertungskriterien.

Bei einem Zuschlag für eine zentral voruntersuchte Fläche mit einer Grundsicherheit von 250 Millionen Euro würde eine solche Pönale 25 Millionen Euro je nicht nachgewiesener Erklärung betragen:

10 Prozent von 250 Millionen Euro = 25 Millionen Euro

Für Verzögerungen oder nachträgliche Änderungen, die nicht vom Entwickler zu vertreten sind, müssen jedoch geeignete Ausgleichs- und Absicherungsmechanismen vorgesehen werden. Fehlt es an einer angemessenen Differenzierung zwischen schuldhaftem Verhalten und nicht beherrschbaren Umständen, werden die zusätzlichen Unsicherheiten voraussichtlich in Form von Risikoprämien eingepreist. Dies führt zu höheren Projektkosten und kann letztlich auch Mehrbelastungen für das Gesamtsystem verursachen.

9. Negative Strompreise und Refinanzierungsbeitrag

Das Anhängen nachgelagerter Förderstunden erhält zwar grundsätzlich den Förderanspruch, gleicht den wirtschaftlichen Nachteil einer späteren Auszahlung jedoch nicht aus. Ein laufzeitbegleitender Ausgleich und eine angemessene Indexierung sollten daher ergänzend geprüft werden.

Nach dem Entwurf beziehungsweise der vorgesehenen Ausgestaltung des EEG 2027 soll in Stunden mit negativen Strompreisen der Zahlungsanspruch aus dem CfD entfallen. Dies betrifft die Marktprämie beziehungsweise den Zahlungsanspruch des Anlagenbetreibers. Zugleich fällt in diesen Zeiträumen kein Refinanzierungsbeitrag an. Die betroffenen Stunden sollen als nachgelagerte Förderstunden am Ende an die Förderdauer angehängt werden.

Positiv ist, dass die nachgelagerten Förderstunden dadurch nicht ersatzlos verloren gehen. Allerdings werden die ausgesetzten Zahlungsansprüche lediglich in nominaler Höhe an das Ende der Förderdauer verschoben. Die nachgelagerten Förderstunden würden dadurch einen geringeren realen Wert haben als Zahlungen, die zu einem früheren Zeitpunkt erfolgen. Der bloße zeitliche Ausgleich stellt daher nicht sicher, dass der wirtschaftliche Wert der ursprünglich vorgesehenen Zahlungsansprüche erhalten bleibt. Dies würde ein erhebliches zusätzliches Risiko für den Business Case der Entwickler von Offshore Windparkprojekten bedeuten, welches sich wiederum in höheren Risikoaufschlägen bei den Finanzierungskosten und damit wiederum in entsprechend erhöhten LCOEs niederschlagen würde.

Vorzugswürdig wäre deshalb ein laufzeitbegleitender Ausgleich, der die wirtschaftlichen Auswirkungen ausgesetzter Zahlungsansprüche bereits während der laufenden Förderperiode berücksichtigt. Dadurch könnte vermieden werden, dass die Projektträger den wirtschaftlichen Nachteil einer späteren Auszahlung allein tragen.

Eine angemessene Indexierung könnte dieses Risiko zusätzlich abmildern. Sie würde den Zahlungsanspruch an die allgemeine Inflation und gegebenenfalls an die spezifische Kostenentwicklung von Offshore-Windprojekten anpassen.

Aus Sicht der Stiftung sollte daher geprüft werden, ob für ausgesetzte Zahlungsansprüche neben dem Anhängen der nachgelagerten Förderstunden ein laufzeitbegleitender Ausgleich vorgesehen werden kann, bzw. ob der Fördermechanismus durch eine klare und automatisch

wirkende Indexierung gegen einen inflationsbedingten realen Wertverlust abgesichert werden kann.

10. Qualitative Kriterien, Resilienz und Lieferketten

Die Umsetzung von Resilienz- und Nachhaltigkeitskriterien ist grundsätzlich zu begrüßen. Der Entwurf sollte jedoch so weiterentwickelt werden, dass kritische Lieferketten umfassender erfasst und insbesondere die CO₂-Emissionen außereuropäischer Transporte sowie tatsächlich im EWR erzielte Emissionsminderungen verbindlich berücksichtigt werden.

Wir begrüßen, dass der Referentenentwurf die Vorgaben des Net-Zero Industry Act (NZIA) und der hierzu erlassenen Durchführungsverordnung für einen Teil der Offshore-Wind-Ausschreibungen umsetzt. Ziel dieser Vorgaben ist es, europäische Wertschöpfungsketten zu stärken, einseitige Abhängigkeiten zu verringern und die Versorgungssicherheit bei Netto-Null-Technologien zu erhöhen. Der Entwurf sieht hierzu qualitative Kriterien in den Bereichen Resilienz, Cyber- und Datensicherheit sowie Nachhaltigkeit vor.

Der Entwurf unterscheidet dabei sachgerecht zwischen verbindlichen Präqualifikationskriterien und Bewertungskriterien. Zu den verbindlichen Präqualifikationskriterien zählen insbesondere die Anforderungen an Resilienz sowie an Cyber- und Datensicherheit. Die Anforderungen an Cyber- und Datensicherheit sollen auf sämtliche künftigen Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See Anwendung finden. Das verbindliche Resilienzkriterium nach § 51a WindSeeG-E gilt demgegenüber für die Ausschreibungen zentral voruntersuchter Flächen.

Als Bewertungskriterien sind insbesondere die Resilienz der Dauermagneten sowie der CO₂-Fußabdruck vorgesehen. Gibt ein Bieter eine entsprechende Erklärung ab, wird dies im dynamischen Gebotsverfahren über einen Multiplikationsfaktor berücksichtigt. Nach der Begründung des Referentenentwurfs entfaltet jedes der beiden Kriterien eine Gewichtung von 7,5 Prozent; bei gemeinsamer Anwendung beträgt die Gewichtung insgesamt 15 Prozent. Dadurch entsteht ein relevanter wirtschaftlicher Anreiz für diversifizierte, nachhaltige und europäisch ausgerichtete Lieferketten.

Resilienz

Das verbindliche Resilienzkriterium nach § 51a WindSeeG-E ist grundsätzlich geeignet, kritische Abhängigkeiten von einzelnen Drittstaaten zu begrenzen. Der Entwurf sieht hierfür Anforderungen an die Herkunft der Windenergieanlagen und bestimmter wesentlicher spezifischer Bauteile vor. Die Einhaltung soll gegenüber der Bundesnetzagentur durch Zollunterlagen und andere einschlägige Nachweise belegt werden.

Wir erachten die grundsätzliche Umsetzung des Resilienzkriteriums daher als gelungen. Insbesondere begrüßen wir, dass die Resilienz von Dauermagneten als Bewertungskriterium und nicht als zusätzliches Präqualifikationskriterium berücksichtigt wird. Dadurch wird einerseits

ein Anreiz zur Diversifizierung geschaffen, ohne den Marktzugang durch eine weitere zwingende Zugangsvoraussetzung zu verengen.

Die Anforderungen sollten sich auf Windenergieanlagen und wesentliche Schlüsselkomponenten beziehen und gegenüber der Bundesnetzagentur überprüfbar nachgewiesen werden können. Dabei sollte eindeutig festgelegt werden, welche Komponenten als wesentlich gelten, welche Nachweise vorzulegen sind und in welchen Zeitabständen die Einhaltung der Anforderungen überprüft wird. Nur ein klarer und vollzugsfähiger Nachweis kann sicherstellen, dass das Resilienzkriterium nicht lediglich deklaratorischen Charakter hat.

Zu prüfen wäre darüber hinaus, inwiefern weitere Komponenten mit einer vergleichbar hohen Lieferkettenkonzentration in die Abhängigkeitsprüfung einbezogen werden sollten. Laut einer Studie des Oxford Institute for Energy Studies weisen neben Dauermagneten auch Getriebe sowie Generatorkomponenten mit Seltenen Erden hohe bis sehr hohe Marktanteile Chinas auf.⁵ Vor diesem Hintergrund sollte geprüft werden, ob diese und gegebenenfalls weitere kritische Komponenten über geeignete Bewertungskriterien in den Ausschreibungen berücksichtigt werden können, um Anreize zur weiteren Diversifizierung der Lieferketten zu setzen. Diese Prüfung sollte regelmäßig fortgeführt und an die Entwicklung der globalen Lieferketten sowie möglicher neuer Abhängigkeiten angepasst werden. Nur durch eine kontinuierliche Überprüfung lässt sich sicherstellen, dass die Resilienzanforderungen des WindSeeG langfristig wirksam bleiben.

CO2-Fußabdruck

Der CO2-Fußabdruck sollte durch die angekündigte Rechtsverordnung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zügig und nachvollziehbar konkretisiert werden. Der Entwurf sieht hierfür eine Verordnungsermächtigung vor. Die Rechtsverordnung soll insbesondere die Methode zur Bestimmung des CO2-Fußabdrucks sowie die entsprechenden Nachweispflichten festlegen. Dabei sind die maßgeblichen Lebenszyklusphasen und die weiteren europarechtlichen Konkretisierungen zu berücksichtigen.

Der CO2-Fußabdruck sollte nach wesentlichen Komponenten ausgewiesen werden. Insbesondere sollten außereuropäische Transportemissionen je Komponente gesondert erfasst werden. Nur dadurch lässt sich nachvollziehbar beurteilen, welchen tatsächlichen Beitrag unterschiedliche Lieferketten und Produktionsstandorte zur Klimawirkung eines Offshore-Windparks leisten.

Die Stiftung schlägt vor, dass bei der Bewertung nur tatsächlich im Europäischen Wirtschaftsraum erzielte Emissionsminderungen berücksichtigt werden. Kompensationen oder Zertifikate für Emissionen außerhalb des EWR sollten aufgrund des damit verbundenen erheblichen Betrugspotenzials nicht als gleichwertiger Ersatz für tatsächlich vermiedene Emissionen anerkannt werden.⁶ Zudem sollte geprüft werden, Transporte nur dann als

⁵ Meidan, Michal; Hove, Anders (2025): Chinese participation in Europe's offshore wind sector: The good, the bad and the unknown, OIES Paper: CE, No. 17, ISBN 978-1-78467-284-3, The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, [Chinese participation in Europe's offshore wind sector: The good, the bad and the unknown](#)

⁶ Siehe u.a.: Deutscher Bundestag (2024): *Regierung: Drittel der dubiosen UER-Projekte rückabgewickelt*. Antwort der Bundesregierung, 20. November 2024. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-1030428>

emissionsarm zu bewerten, wenn mindestens 80 Prozent der Transportstrecke durch Unternehmen aus dem EWR durchgeführt werden.

11. Umwelt, Schallschutz und Monitoring

Die zentrale Koordinierung der Umweltuntersuchungen durch das BSH ist grundsätzlich zu begrüßen, da sie Synergien schaffen, redundante Untersuchungen vermeiden und die Vergleichbarkeit der Daten verbessern kann. Voraussetzung hierfür sind eine transparente Kostenverteilung, ein verlässlicher Zugang zu den erhobenen Daten sowie eine dauerhaft gesicherte Finanzierung des Meeresnaturschutzes. Änderungen ökologischer Schutzstandards, insbesondere beim 2K-Kriterium, sollten zudem auf belastbarer wissenschaftlicher Grundlage und begleitet von kontinuierlichem Monitoring und weiterer Forschung erfolgen.

Nach dem bisherigen Ausschreibungsmodell fließen aus den Flächenerlösen 5 % der Erlöse in den Meeresnaturschutz. Auch der Referentenentwurf sieht eine Meeresnaturschutzkomponente für Zahlungen im Rahmen der ersten Zuschlagsstufe vor. Für das auf der zweiten Stufe vorgesehene Absicherungsinstrument ist ein entsprechender Zahlungsmechanismus jedoch nicht in gleicher Weise vorgesehen.

Damit entfällt beim Übergang in das CfD-Regime strukturell eine bisherige Finanzierungsquelle für Maßnahmen des Meeresnaturschutzes und für die Kompensation mariner Eingriffe, ohne dass bislang eine gleichwertige Ersatzregelung vorgesehen ist. Der Entwurf sollte daher eine verpflichtende Kompensationszahlung oder einen anderen gleichwertigen Finanzierungsmechanismus verankern. Dadurch muss sichergestellt werden, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie nicht zulasten des marinen Ökosystems erfolgt und die Akzeptanz des Sektors langfristig erhalten bleibt.

Zentral koordiniertes Umweltmonitoring

Die zentrale Durchführung der Umweltuntersuchungen durch das BSH kann dazu beitragen, Synergien zu heben und die Vergleichbarkeit der erhobenen Daten zu verbessern. Der Referentenentwurf verfolgt insoweit den Ansatz, Umweltuntersuchungen zentral zu koordinieren und dadurch sowohl Unternehmen als auch Verwaltung zu entlasten. Durch eine zentrale Beauftragung können Skaleneffekte genutzt, Untersuchungen gebündelt und unnötige Doppelstrukturen vermieden werden. Bei der inhaltlichen Strukturierung von Bodengrunduntersuchungen sollte jedoch das Wissen und die Erfordernisse von Betreibern und Übertragungsnetzbetreibern berücksichtigt werden; bisherige zentrale Bodenuntersuchungen des BSH treffen nicht immer deren spezifische Erkenntnisinteresse.

Die zentral erhobenen Daten sollten langfristig für Forschung und wissenschaftliche Auswertung nutzbar sein. Dabei müssen Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der beteiligten Unternehmen angemessen geschützt werden. Darüber hinaus sind die kumulativen Wirkungen mehrerer Windparks sowie die zeitliche Konsistenz des Langzeitmonitorings zu berücksichtigen. Nur wenn Untersuchungen über längere Zeiträume nach vergleichbaren methodischen Standards durchgeführt werden, können Veränderungen der Meeresumwelt belastbar bewertet und kumulative Auswirkungen sachgerecht eingeordnet werden.

Wegfall des 2K-Kriteriums

Die im Entwurf vorgesehene Streichung des 2K-Kriteriums sollte fachlich und rechtlich sorgfältig geprüft werden, wobei auch die Tatsache Beachtung finden sollte, dass das 2K-Kriterium ein deutsches Alleinstellungsmerkmal darstellt und andere Länder (z.B. Dänemark, Niederlande, UK) hier anders argumentieren.

Der Referentenentwurf begründet den Wegfall des 2K-Kriteriums insbesondere damit, dass eine temporäre oder dauerhafte Steigerung der Übertragungsleistung von Offshore-Netzanbindungssystemen auf 2,1 beziehungsweise 2,2 GW zu einer zusätzlichen Erwärmung der Kabel führen kann und das 2K-Kriterium dann nicht eingehalten werden könnte. Zugleich wird darauf verwiesen, dass durch die Optimierung der Netzanbindung und die mögliche Einsparung zusätzlicher Anbindungssysteme Eingriffe in die Natur insgesamt reduziert werden können.

Diese Erwägungen sind in die Prüfung einzubeziehen. Der mögliche Wegfall oder die Einschränkung eines ökologischen Kriteriums darf jedoch nicht allein mit technologischen oder systemischen Erwägungen begründet werden. Ökologische Schutzstandards sollten auf belastbarer wissenschaftlicher Grundlage verändert werden, welche jedoch auch die Erfahrung aus anderen europäischen Offshore-Ländern berücksichtigen sollte. Wir regen daher an, die Diskussion in einem geeigneten fachlichen und rechtlichen Rahmen fortzuführen. Für den Fall, dass das 2K-Kriterium künftig nicht oder nicht vollständig eingehalten wird, sollten begleitend ein belastbares Monitoring und weiterführende Forschung vorgesehen werden.

12. Pilotwindenergieanlagen und ihre Vergütung

Pilotwindenergieanlagen benötigen eine risikogerechte und an den tatsächlichen Marktbedingungen orientierte Vergütung, damit innovative Anlagen- und Gründungstechnologien unter realen Bedingungen erprobt und zur Marktreife entwickelt werden können.

Pilotanlagen sind regelmäßig mit höheren Investitions-, Betriebs-, Entwicklungs- und Ausfallrisiken verbunden als etablierte Anlagen. Dies gilt insbesondere für innovative Turbinen, neuartige Gründungstechnologien und Konzepte, die mit zusätzlichen Anforderungen an Errichtung, Überwachung, Nachbesserung und Betrieb verbunden sind. Die Projektträger tragen dabei nicht nur ein höheres Kostenrisiko, sondern auch ein erhöhtes Risiko technischer Verzögerungen und ungeplanter Anpassungen.

Gleichzeitig sind Innovationen auf Anlagen- und Gründungsebene zentrale Voraussetzungen für weitere Kostensenkungen, größere Turbinen, geringere Schallbelastungen und die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der Offshore-Windenergie. Pilotvorhaben erfüllen daher nicht nur eine einzelwirtschaftliche Funktion für den jeweiligen Projektträger, sondern haben auch einen erheblichen industrie- und innovationspolitischen Nutzen.

Das derzeit vorgesehene Vergütungsniveau ist für die mit dem Modell verbundenen Risiken aus unserer Sicht nicht annähernd ausreichend. Die Absenkung von bislang rund 100 Euro je Megawattstunde auf lediglich rund 62 Euro je Megawattstunde würde die Wirtschaftlichkeit des Fördermodells fundamental infrage stellen. Ein Vergütungsniveau von 62 Euro je Megawattstunde läge damit nach unserer Einschätzung rund ein Drittel unter den Strike-Preisen vergleichbarer CfD-Ausschreibungen. Unter diesen Bedingungen droht das Modell der Pilotwindanlagenvergütung faktisch ins Leere zu laufen.

Um die Förderfähigkeit und Investitionsattraktivität auch unter den veränderten Markt- und Risikobedingungen sicherzustellen, sollte das Vergütungsniveau stärker an den tatsächlich erzielten Marktbedingungen ausgerichtet werden. Denkbar wäre, den durchschnittlichen Strike Price der jeweils letzten drei CfD-Ausschreibungen als Referenzwert heranzuziehen und darauf einen angemessenen Risikoaufschlag – etwa in Höhe von 50 Prozent – vorzusehen. Damit würde die Vergütung stärker die tatsächlichen Finanzierungskosten und Risikoprofile von Pilotprojekten widerspiegeln, ohne auf ein statisches Vergütungsniveau festgelegt zu sein.

Wir schlagen vor, die Regelungen zur Pilotwindanlagenvergütung zu überprüfen und eine deutlich höhere, risikogerechte Vergütung für Pilotwindenergieanlagen vorzusehen. Als politische Orientierungsgröße sollte ein Niveau von etwa 150 Euro je Megawattstunde geprüft werden. Dieser Wert sollte nicht als starrer gesetzlicher Vergütungssatz verstanden werden, sondern als Ausgangspunkt für die Entwicklung eines transparenten und anpassungsfähigen Vergütungsmodells, das die besonderen Entwicklungs-, Demonstrations- und Ausfallrisiken von Pilotanlagen berücksichtigt.

Die Pilotregelungen sollten zudem anschlussfähig für Wasserstoff-, Speicher- und hybride Offshore-Konzepte sein. Auch solche kombinierten Anlagenkonzepte können einen wichtigen Beitrag zur Weiterentwicklung der Offshore-Windenergie und ihrer Systemintegration leisten. Die Nachnutzung von alpha ventus als dauerhaftes Test- und Innovationsfeld sollte in diesem Zusammenhang berücksichtigt werden.

Um die Regelung dynamisch an technische Entwicklungen und praktische Erfahrungen anpassen zu können, sollte dem BSH ein Prüf- und Monitoringauftrag verbunden mit der Ermächtigung übertragen werden, die maßgeblichen Grenzwerte bei Bedarf anzupassen, da dies flexibler wäre, als erforderliche Änderungen jeweils durch eine Novellierung des WindSeeG vornehmen zu müssen.

13. Wasserstoff, Elektrolyse und Speicher

Die begrenzte Öffnung für Pilot-Elektrolyseure, Speicher und hybride Strom-Wasserstoff-Konzepte ist grundsätzlich zu begrüßen. Sie sollte jedoch so weiterentwickelt werden, dass erfolgreiche Pilotprojekte skalierbar sind und Fragen zu Flächenzugang, Netzanbindung, Kostenverteilung, Wasserstoffabnahme und Anrechnung auf Ausbauziel und CfD frühzeitig eindeutig geregelt werden.

Die Öffnung für Pilot-Elektrolyseure, Speicher und kombinierte Strom- und Wasserstoffkonzepte ist grundsätzlich zu begrüßen. Sie kann dazu beitragen, die Offshore-Windenergie stärker mit dem Speicher- und Wasserstoffsektor zu koppeln, die Systemintegration zu verbessern und neue Technologien unter realen Bedingungen zu erproben. Der Referentenentwurf schafft hierfür einen begrenzten regulatorischen Rahmen und ermöglicht insbesondere die Erprobung kombinierter Strom- und Wasserstoffanbindungen. Eine generelle Öffnung der Flächen für die Offshore-Wasserstoffherzeugung ist dagegen ausdrücklich nicht vorgesehen. Der Entwurf begründet dies mit dem noch frühen Entwicklungsstand, offenen Fragen zur Wirtschaftlichkeit und der bislang nicht abschließend bewertbaren Systemvorteile der Offshore-Elektrolyse.

Die vorgesehenen Begrenzungen sollten jedoch auf ihre Praxistauglichkeit geprüft werden. Für Pilotenergieerzeugungsanlagen, insbesondere Elektrolyseure, soll die insgesamt installierte Erzeugungskapazität nicht mehr als 2,5 Prozent der jeweils zugewiesenen Netzanbindungskapazität betragen. Für eine Netzanbindungskapazität von 300 bis 400 MW

entspräche dies einer Leistung von etwa 7,5 bis 10 MW. Die Begrenzung der Speicherkapazität auf die in 15 Minuten maximal einspeisbare Strommenge soll sicherstellen, dass die Netzanbindung weiterhin effizient genutzt und ausgelastet wird.

Diese Schwellenwerte können für erste Demonstrationsvorhaben einen sinnvollen Ausgangspunkt bilden. Sie sollten jedoch regelmäßig daraufhin überprüft werden, ob sie der technischen Entwicklung und den Erfordernissen einer effizienten Systemintegration noch entsprechen. Insbesondere bei Speichern kann eine höhere Kapazität perspektivisch dazu beitragen, Netzanbindungen besser auszulasten und Abregelungen zu vermeiden. Eine starre Begrenzung darf daher nicht dazu führen, dass technisch und volkswirtschaftlich sinnvolle Pilotprojekte ausgeschlossen werden.

Erfolgreiche Pilotprojekte sollten zudem erweiterbar sein, ohne dass hierfür unnötige Doppelregulierungen oder neue Marktzutrittschürden entstehen. Die zunächst begrenzte Zulassung sollte daher eine Entwicklungsperspektive für den Übergang zu mittel- und großskaligen Anwendungen eröffnen. Voraussetzung hierfür sind transparente Kriterien, anhand derer nach Abschluss der Erprobung über eine Erweiterung, Skalierung oder Übertragung des Konzepts entschieden werden kann.

14. Offshore-Rettung und Arbeitsschutz

Eine gesamtschuldnerische Haftung der heutigen und künftigen Betreiber für die Offshore-Rettungsinfrastruktur würde massive negative Folgen für den weiteren Ausbau haben. Sie würde unkalkulierbare, voraussichtlich nicht versicherbare Haftungs- und Finanzierungsrisiken schaffen, die Projekte verteuern, ihre Fremdfinanzierbarkeit massiv gefährden und im schlimmsten Fall den weiteren Offshore-Ausbau vollständig blockieren. An ihre Stelle sollte ein bundesaufsichtlich beaufsichtigter Rettungspflichtverband für Betreiber und Übertragungsnetzbetreiber mit Projekten in der Nordsee und mit einer transparenten, umlagefinanzierten Kostenstruktur treten.

Wir begrüßen, dass der Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie die Bedeutung einer leistungsfähigen Offshore-Rettungsinfrastruktur grundsätzlich aufgreift. Die zentrale Regelung findet sich in § 5 Absatz 2 Satz 2 Nummer 4 WindSeeG-E. Dort wird der Flächenentwicklungsplan ermächtigt, Vorgaben für bauliche und organisatorische Maßnahmen zur Sicherstellung der Offshore-Rettung zu treffen. Die Regelung schafft damit grundsätzlich eine notwendige rechtliche Grundlage, um den Schutz der Beschäftigten und die Rettungssicherheit auch in küstenfernen Gebieten der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone zu gewährleisten.

Die in § 5 Absatz 2 Satz 2 Nummer 4 WindSeeG-E vorgesehene Möglichkeit, eine entsprechende Pflicht als Gesamtschuld aller verpflichteten Personen auszugestalten, würde für den weiteren Offshore-Ausbau jedoch einer Vollbremsung gleichkommen. Sie würde heutigen Betreibern unkalkulierbare Haftungs- und Finanzierungsrisiken für eine Infrastruktur aufbürden, von der vor allem künftige, küstenferne Projekte profitieren soll. Diese Risiken sind nach unserer Kenntnis nicht versicherbar und würden damit auch die zukünftig zu bauenden Projekte betreffen. Bei fehlender Versicherbarkeit solch zentraler Risiken wäre eine Fremdfinanzierung der Projekte unmöglich.

Die Stiftung schlägt deshalb einen bundesaufsichtlich beaufsichtigten Rettungspflichtverband vor. Dieser soll die Planung, Errichtung und den Betrieb der Rettungsinfrastruktur übernehmen und sich über ein transparentes Umlagesystem der tatsächlichen und künftigen Nutzer finanzieren. Die Verantwortung der verantwortlichen Personen nach § 78 WindSeeG sollte auf

klar definierte Beiträge und Kosten beschränkt werden. Auf diese Weise könnten die erforderliche Rettungsinfrastruktur und ein verlässlicher Arbeitsschutz gewährleistet werden, ohne einzelnen Betreibern eine nicht kalkulierbare Gesamtverantwortung für die Finanzierung und den Betrieb des gesamten Rettungssystems aufzuerlegen.

Die Stiftung hat diesbezüglich eine Studie erstellt, die diverse Detailfragen zur Finanzierbarkeit, zu zeitlichen Fristen, zu den erwartbaren Höhen verschiedener Umlagekonzepte sowie zu unterschiedlichen technischen Rettungskonzepten und Ausbauszenarien für die deutsche Nordsee analytisch aufbereitet. Diese Studie wird in Kürze veröffentlicht.

Ohne den Ergebnissen dieser Studie vorgehen zu wollen, wird jedoch deutlich, dass eine gemeinsame, umlagefinanzierte Rettungsinfrastruktur für Nordseeprojekte ökonomisch machbar erscheint (für Ostseeprojekte wäre sie angesichts der komplett anders gelagerten geografischen Voraussetzungen nicht erforderlich). Angesichts des zu berücksichtigenden zeitlichen Vorlaufs bedarf es hierfür jedoch sehr zeitnaher politischer Entscheidungen und eines staatlichen Absicherungsmechanismus, um die Kreditwürdigkeit des Verbands herzustellen. Nur wenn die organisatorischen, rechtlichen und finanziellen Grundlagen frühzeitig geschaffen werden, kann die Rettungsinfrastruktur rechtzeitig geplant, errichtet und in Betrieb genommen werden. Gleichzeitig kann und muss gewährleistet werden, dass die Kosten verursachergerecht und transparent auf die tatsächlichen und künftigen Nutzer verteilt werden.

Ansprechpartnerin

Karina Würtz

Geschäftsführerin Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

k.wuertz@offshore-stiftung.de

Über die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE wurde 2005 zur Förderung des Umwelt- und Klimaschutzes durch eine verbesserte Erforschung und Entwicklung der Windenergie auf See gegründet. Sie hat sich als eine überparteiliche, überregionale und unabhängige Einrichtung zur Unterstützung der OFFSHORE-WINDENERGIE in Deutschland und Europa etabliert. Die Stiftung ist Kommunikationsplattform für Akteure aus Politik, Wirtschaft und Forschung, dient dem Wissensaustausch und versteht sich als Ideen- und Impulsgeber. Gleichzeitig bündelt sie die verschiedenen Interessen und vertritt sie gegen-über Politik, Öffentlichkeit, Wirtschaft und Wissenschaft. Im Stiftungskuratorium sind sowohl wichtige Bundes- und Landministerien für den Offshore-Wind-Bereich wie auch Betreiber, Hersteller, Übertragungsnetzbetreiber, Zulieferer, Banken und Versicherungen vertreten.