Berlin, 19. Dezember 2025

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

Stellungnahme

BMWE-Marktkonsultation zur Reform des WindSeeG im Jahr 2026

Versionsnummer: 1

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

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung **3**

Antworten zu den Konsultationsfragen **5**

1. Kosteneffizienz und Synchronisierung 5
   - 1.1. Optimierung 5
   - 1.2. Wasserstoff 10
2. Marktintegration und Ausschreibungen 21
   - 1.1 Gebotsverfahren 21
   - 1.2 Absicherung 27
   - 1.3 Qualitative Kriterien 31
   - 1.4 Sicherheiten und Pönalen 37

Kurzfassung

Der BDEW unterstützt die gemeinsame Umsetzung der in der Marktkonsultation beschriebenen **Optimierungsmaßnahmen als Gesamtpaket** (siehe Kapitel 1.1.), um volkswirtschaftliche Effizienzpotentiale mittel- und langfristig zu heben und gleichzeitig den weiteren Offshore-Wind-Ausbau durch **Contracts-for-Difference (CfD)-Absicherung** erfolgreich fortsetzen zu können. Dabei ist es wichtig, dass die Energieerträge pro investiertem Euro anstelle der reinen installierten Kapazitäten in den Fokus der Flächenentwicklungsplanung und Flächenausschreibung gerückt werden.

Zudem begrüßt der BDEW auch die Adressierung der **Offshore-Elektrolyse**, da sie das Potenzial hat, langfristig zur Wasserstoffversorgung und Kosteneffizienz im Offshore-Ausbau beizutragen, sofern zeitnah die Rahmenbedingungen für deren Hochlauf geschaffen werden.

Die in der Konsultation aufgezeigten Vorschläge für eine **höhere Sofortzahlung** im Fall von Geboten auf Zahlungsbereitschaft sowie die Angleichung und gebotsspezifischere Ausgestaltung der **Sicherheiten** unabhängig von der Flächenart gehen in die richtige Richtung.

Aus Sicht des BDEW ist die **direkte Vergabe von indexierten zweiseitigen CfDs** für die auszuschreibenden Flächen **kurz- und mittelfristig zwingend notwendig**, um die Realisierungswahrscheinlichkeit, Investitionssicherheit und Akteursvielfalt dauerhaft sicherzustellen, die Finanzierungskosten zu senken, wettbewerbsfähige Strompreise zu ermöglichen, die Planbarkeit für die Lieferkette zu erhöhen sowie das derzeitige risikobehaftete Ausschreibungsdesign zu ersetzen. Zugleich werden CfDs auch dazu beitragen, den deutschen Offshore-Wind-Markt im europäischen und internationalen Vergleich dauerhaft attraktiv zu halten. Dies muss bei der Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns (und aller Aspekte der Marktkonsultation) unbedingt mitbedacht werden. Ein möglicher deutscher Sonderweg kann aufgrund der international aufgestellten Offshore-Wind-Industrie zu einer Verschiebung von Aktivitäten und Investitionen in andere Offshore-Wind-Märkte mit besseren Konditionen führen und damit die deutschen Ausbauziele und die Akteursvielfalt gefährden.

Daher sollten aus Sicht des BDEW folgende Aspekte bei der anstehenden WindSeeG-Reform unbedingt umgesetzt werden:

- **Es sollten alle oder mindestens ein großer Teil der jährlich auszuschreibenden zentral voruntersuchten und nicht zentral voruntersuchten Flächen durch ein ausschließlich CfD-basiertes Gebotsverfahren vergeben werden**, da es aus unserer Sicht das beste Modell ist, um den Offshore-Wind-Ausbau für alle Seiten planbar, erfolgreich und kosteneffizient fortzusetzen. Das „Entweder-oder-Verfahren“, das aus unserer Sicht mit mehreren Nachteilen verbunden ist, sollte – wenn überhaupt – nur für einen Teil der jährlich zu vergebenden Flächen angewandt werden.

- Eine geeignete **sektorspezifische Indexierung** auf den Zuschlagswert des CfD sollte eingeführt werden, um die Projekte gegenüber kaum beeinflussbare Kostenveränderungen mindestens für den Zeitraum zwischen Ausschreibung und Investitionsentscheidung abzusichern.
- Eine **gleitende Pönalisierung** und ein **Neuausschreibungsmechanismus** für den unerwünschten Fall der Nichtrealisierung eines OWP sollten eingeführt und der **Pflicht-Zuschlagswiderruf** sollte abgeschafft werden (siehe BDEW-Positionspapier 2025).

Zudem wurden mehrere **wichtige Maßnahmen in der aktuellen Konsultation nicht berücksichtigt**, die aus Sicht des BDEW unbedingt in die anstehende WindSeeG-Reform zur Steigerung der Kosteneffizienz einfließen sollten:

- Der **koordinierte Weiterbetrieb** von bestehenden Offshore-Windparks (OWPs) und Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) über ihre ursprüngliche Betriebszeit von 25 Jahren hinaus sollte ermöglicht werden, um Systemkosten sowie Umwelteingriffe zu reduzieren und die Stromerträge zu erhöhen (siehe Fraunhofer IWES 2025). Frühzeitige Entscheidungen diesbezüglich sind notwendig, um optimierte Wartungskonzepte, ein effizientes, langfristig ausgerichtetes Ersatzteilmanagement und eine effiziente Netzentwicklungsplanung zu ermöglichen.
- Der **Betriebszeitraum für zukünftige OWPs und ONAS** sollte von 25 auf 35 Jahre verlängert werden, um die Kosteneffizienz und Umweltverträglichkeit zu steigern. Voraussetzung hierfür ist, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen u.a. bezüglich der Finanzierung der ONAS und des Entschädigungsregimes im EnWG entsprechend zeitnah angepasst werden. Bei der Umsetzung sollte genügend Vorlauf eingeplant werden, um alle Assets der ONAS mit einer Lebensdauer von 35 Jahren beschaffen zu können.
- Die **Flächenkooperation mit den Nachbarländern** im Nord- und Ostseeraum sollte vorangebracht werden, um hocheffiziente, dort nicht benötigte Flächen aus deren Ausschließlicher Wirtschaftszonen (AWZ) radial, d.h. direkt nach Deutschland anbinden zu können und somit weniger Ausbau in der deutschen AWZ aufgrund der Reduktion der Bebauungsdichte auszugleichen sowie die Kosteneffizienz voraussichtlich zu erhöhen.

Der BDEW hat im Juli 2025 Vorschläge zur Umsetzung dieser Maßnahmen veröffentlicht (siehe BDEW-Positionspapier 2025) und wird diese für die anstehende WindSeeG-Reform weiter konkretisieren.

Zudem sollten Maßnahmen im Rahmen der WindSeeG-Reform geprüft werden, um den **Zeitraum zwischen der Ausschreibung und finalen Investitionsentscheidung (FID)** der OWP-Entwickler, der derzeit drei bis fünf Jahre beträgt, verkürzen zu können (z.B. durch erweiterte Voruntersuchungen), ohne aber dadurch die Umsetzung der ONAS zu beeinträchtigen. Ein

kürzerer Zeitraum würde die Realisierungswahrscheinlichkeit stärken, da die zentralen Parameter für die FID bei der Ausschreibung weniger ungewiss bzw. besser absehbar wären, und den Nachweis der Einhaltung von NZIA-Kriterien erleichtern.

Zusätzlich zu den offshore-spezifischen Maßnahmen ist und bleibt der Wasserstoff-Hochlauf eine zentrale Herausforderung der Energiewende. Deshalb ist es dringend geboten, neben den Offshore-Elektrolyseuren auch die von der Vorgängerregierung angekündigten Ausschreibungen für **systemdienliche Elektrolyseure** onshore nach § 96 Nr. 9 WindSeeG nun konsequent und zeitnah umzusetzen, um den Hochlauf der Elektrolysekapazitäten und der Sektorenkopplung in Deutschland gezielt und systemdienlich zu fördern. Zur Ausgestaltung der Ausschreibungen hat der BDEW im Februar 2025 konkrete Vorschläge gemacht.

Antworten zu den Konsultationsfragen

1. Kosteneffizienz und Synchronisierung

1.1. Optimierung

Der BDEW unterstützt die **gemeinsame Umsetzung der in der Marktkonsultation beschriebenen Optimierungsmaßnahmen als Gesamtpaket**. Dazu gehören eine Reduktion der Bebauungsdichte auf deutlich unter 10 MW/km^2, eine flächenspezifische Überbauung (Erhöhung der installierten OWP-Leistung im Verhältnis zur ONAS-Übertragungsleistung) inklusive Spitzenkappung in volkswirtschaftlich sinnvollem Maße – **abgesichert durch zweiseitige CfDs** – sowie die Prüfung einer Steigerung der ONAS-Übertragungsleistung, sofern diese wirtschaftlich sinnvoll sowie technisch machbar ist und das 2K-Kriterium entsprechend angepasst wird, siehe NEP-Entwurf 2025.

Zudem sollte eine **Flächenkooperation mit Dänemark** konkret geprüft werden, um hocheffiziente dänische Flächen in der Nähe der deutschen AWZ, die für den dortigen Ausbau potenziell nicht benötigt werden, grenzüberschreitend radial nach Deutschland anbinden zu können. Dadurch könnte der Ausbau in der deutschen AWZ voraussichtlich kosteneffizienter erfolgen und die Ausbauziele trotz der Reduktion der Leistungsdichte weiterhin erreicht werden.

Nur durch diese **Kombination der genannten Optimierungsmaßnahmen** können die gewünschten volkswirtschaftlichen Effekte erzielt und gleichzeitig eine hohe Investitionssicherheit für den weiteren Ausbau erreicht werden. Daher sollte aus Sicht des BDEW der Fokus nicht nur auf der Überbauung und Spitzenkappung liegen, sondern auch die anderen genannten Optimierungsmaßnahmen in den anstehenden Reformen umfassend adressiert werden.

1. ***Wie entwickeln sich aus Ihrer Sicht die nach stündlichen Strommarktpreisen gewichteten Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung der Kosten für die Netzanbindung für spezifische Überbauungsgrade von 5%, 10%, 15%, 20% und 25% auf einzelnen Flächen bzw. in einzelnen Gebieten?***

   Bisher liegen uns noch keine genauen Informationen zur Beantwortung der Frage vor.

   Allerdings haben der BDEW und BWO gemeinsam mit ihren Mitgliedern zwei umfassende volkswirtschaftliche Studien in Auftrag gegeben, die sowohl die erzeugungs- als auch die netzseitigen Effekte der genannten Optimierungsmaßnahmen (Reduktion der Bebauungsdichte, verpflichtende Überbauung inkl. Spitzenkappung, radiale Flächenkooperation mit Dänemark, Absicherung durch CfDs) systemisch betrachten und zu dieser Frage sowie zu den Folgefragen des Kapitels Antworten bis Anfang 2026 liefern werden.

   Eine verpflichtende Überbauung des Netzanschlusses (sog. Overplanting) zwischen 5 % und 25 % als Einzelmaßnahme führt auf OWP-Seite zu entsprechend höheren CAPEX für die Entwickler/Betreiber, etwas niedrigeren Volllaststunden und einer entsprechenden Erhöhung der Stromgestehungskosten.

   Auf Netzseite wird eine verpflichtende Überbauung in Verbindung mit den anderen Optimierungsmaßnahmen die Volllaststunden der ONAS erhöhen und bei einer entsprechenden Gesamtplanung dazu führen, dass mehrere ONAS eingespart werden können, da dann weniger Netzanbindungskapazität notwendig ist, um voraussichtlich ähnlich hohe Gesamterträge aus der Nord- und Ostsee abzutransportieren zu können – im Vergleich zu einem Szenario ohne die genannten Optimierungsmaßnahmen.

2. ***Welches Verhältnis aus OWP-Nennleistung und ONAS-Nennleistung kann aus betriebswirtschaftlicher Sicht gebiets- bzw. flächenspezifisch als kostenoptimal (auch unter Berücksichtigung der veränderten Erlöse) angenommen werden? Ab welchem Überbauungsgrad wäre diese Optimierung aus betriebswirtschaftlicher Sicht wieder aufgebraucht?***

   Überbauung (Overplanting) ist derzeit eine freiwillige betriebswirtschaftliche Optimierungsoption, die von Parkentwicklern genutzt wird. Der FEP erlaubt dabei eine Optimierung von bis zu 10 %. Das betriebswirtschaftliche Optimum für OWPs wird flächenspezifisch gewählt und liegt in der Regel bei ca. 5 %.

Informatorische Ergänzung der ÜNB bezüglich der Überbauung im NEP:
Die Konsultationsfragen beziehen sich inhaltlich vor allem auf den informatorischen Anhang des Flächenentwicklungsplans 2025 (FEP). Zwischenzeitlich ist von den ÜNB am 10.12.2025 der erste Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) veröffentlicht worden. Darin werden die in der durch die BNetzA erfolgten Bestätigung des Szenariorahmens geforderten Optimierungsmaßnahmen berücksichtigt und konkretisiert.

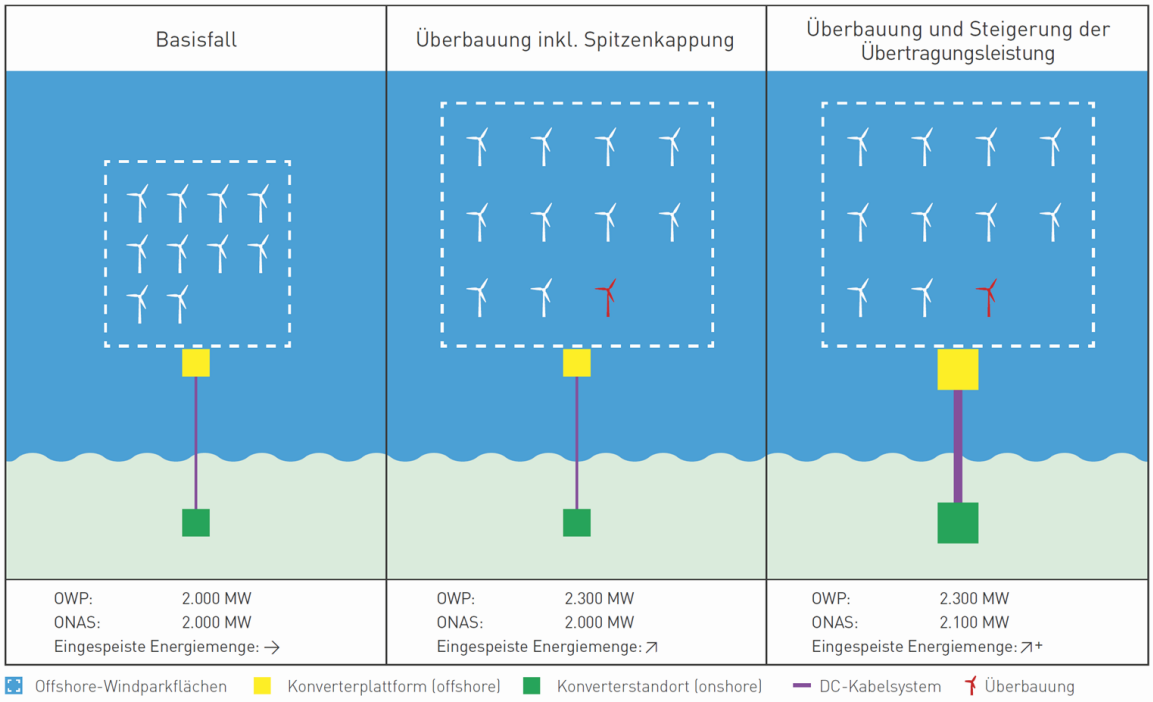
Hierzu zählt u.a. die Betrachtung einer sogenannten Überbauung der OWP mit anschließender Spitzenkappung. Da es bei verschiedenen Stakeholdern immer wieder zur Vermischung von unterschiedlichen Begrifflichkeiten kommt, wird nachfolgend das Prinzip der verpflichtenden Überbauung, insbesondere in der Abgrenzung zum Begriff Overplanting, samt Spitzenkappung aus Sicht der ÜNB zusammengefasst.

Der Planungsgrundsatz 7.11.1 a) des FEP 2025 (S. 35) erlaubt bislang eine freiwillige, betriebswirtschaftlich optimierte Überbauung (Overplanting) durch die OWP-Betreiber. Damit wird ihnen die Möglichkeit eingeräumt, zusätzliche Windenergieanlagen (WEA) auf der bezuschlagten Fläche zu errichten, um etwa den Ausfall einzelner WEA zu kompensieren oder in Schwachwindphasen mehr Energie erzeugen und übertragen zu können. Dieses Overplanting kann gemäß FEP bis zu 10 % der zugewiesenen OWP-Leistung betragen.

Bei der im ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) untersuchten Überbauung geht es aus Sicht der ÜNB um etwas anderes (siehe nachfolgende Abbildung):

- *Beim bisherigen Basisfall entspricht die installierte OWP-Leistung derjenigen der Übertragungsleistung des ONAS (Abbildung links).*
- *Bei der Überbauung wird die OWP-Fläche vergrößert und gleichzeitig die Anzahl der WEA moderat erhöht. Im Vergleich zu einem 10%igen Overplanting stehen die WEA in einem größeren Abstand zueinander (Abbildung Mitte). Die Effizienz des Gesamtsystems – Erhöhung der Volllaststunden des OWP und des ONAS – wird durch Vergrößerung der Fläche sowie eine Überbauung des OWP von beispielsweise 15% gesteigert. Das tatsächliche Maß der Überbauung ist dabei nicht einheitlich, sondern abhängig von flächenspezifischen Abschattungseffekten durch benachbarte Windparks.*
- *Die maximale Effizienzsteigerung des Gesamtsystems kann nur erreicht werden, wenn das zuvor ein bestimmtes Maß der Überbauung verpflichtend für den OWP ist. Eine solche Verpflichtung gibt es aktuell nicht, sie sollte daher aus Sicht der ÜNB gesetzlich verankert werden.*
- *Schließlich könnte mit einer Steigerung der Übertragungsleistung des ONAS um beispielsweise 5% auf 2,1 GW eine weitere Kosteneffizienzsteigerung des Offshore-Ausbaus erzielt werden (Abbildung rechts). Diese Maßnahme setzt jedoch voraus, dass*

die standardisierten 2-GW-ONAS ohne größere (kostspielige und zeitintensive) Designänderungen auf die erhöhte Übertragungsleistung angepasst werden können.



Quelle: Erster Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) der Übertragungsnetzbetreiber

3. *<u>Welche betriebswirtschaftlichen Gegeneffekte zu den erhöhten Investitionskosten und der Spitzenkappung sind zu berücksichtigen? Welche Erlöseffekte auf OWP-Seite stellen sich im Teillastbereich ein? Wie wirken sich die erhöhten Volllaststunden der Windparks aus?</u>*

Mit Bezug auf die Optimierungsmaßnahmen Reduktion der Bebauungsdichte sowie Überbauung inkl. Spitzenkappung stellen sich folgende Effekte auf OWP-Seite ein:

- Durch eine Reduktion der Bebauungsdichte erhöhen sich die Volllaststunden der OWP und ONAS, was wiederum die volks- und betriebswirtschaftlichen Stromgestehungskosten reduziert.
- Eine vollständige Bewertung der Effekte der Optimierungsmaßnahmen auf die Erlöse auf OWP-Seite ist zum derzeitigen Zeitpunkt noch nicht möglich. Das zuvor genannte Studienpaket im Auftrag des BDEW und BWO wird zu dieser Frage Antworten liefern.
- Durch die Optimierungsmaßnahmen sollte der durchschnittliche Capture Preis der übertragenen Erzeugungsmenge vergleichsweise etwas höher liegen als ohne diese

Maßnahmen. Dies liegt unter anderem daran, dass Stunden, in welchen die Spitzenkappung greift, häufig mit Stunden mit niedrigen Strompreisen korrelieren. Gerade in den Wintermonaten kann es aber auch möglich sein, dass in Starkwindszeiten hohe Marktpreise auftreten, bei denen es dann durch Spitzenkappung zu einer Abregelung und damit zu Ertragsverlusten kommen würden.

- Die Stromproduktion insgesamt kann durch Überbauung und Spitzenkappung allein niedriger im Vergleich zu einem Szenario ohne Spitzenkappung ausfallen und damit in Summe auch zu niedrigen Einnahmen auf OWP-Seite führen. Daher ist eine Absicherung durch CfDs entscheidend für die Investitionssicherheit bei einer verpflichtenden, höheren Überbauung.

4. ***Welche Effekte bzw. Wechselwirkungen bestehen aus Ihrer Sicht zwischen Optimierung und dem weiter unten diskutierten Ausschreibungsdesign?***

Folgende Effekte und Wechselwirkungen sind hauptsächlich zu erwarten:

- Sofern durch eine verpflichtende Überbauung volkswirtschaftliche Effizienzpotenziale gehoben werden können, lassen sich die zusätzlichen Kosten für die Betreiber über den CfD absichern. Da den Systemkosteneinsparungen jedoch höhere Kosten auf Betreiberseite durch Überbauung gegenüberstehen – die sich entweder in höheren CfD-Zuschlagswerten oder in geringeren Konzessionszahlungen niederschlagen werden – ist hier besondere Transparenz erforderlich. Die volkswirtschaftlichen Potenziale müssen den erhöhten Kosten für die Betreiber klar gegenübergestellt werden.
- Je höher die Überbauung, desto tendenziell weniger realistisch ist ein rein marktgetriebener Ausbau basierend auf PPA-Finanzierung und desto wichtiger sind CfDs als Investitionsabsicherungsinstrument für die Refinanzierung der OWPs.
- Je stärker die Bebauungsdichte reduziert und damit die Volllaststunden erhöht werden, desto niedriger sind die Stromgestehungskosten (und CfD-Zuschlagswerte) und desto eher ist tendenziell ein rein marktgetriebener Ausbau möglich.
- Sollte das vorgeschlagene „Entweder-oder-Verfahren“ gewählt werden, würden vor allem solche Flächen rein marktlich realisiert werden können, die besonders hohe Ertragspotentiale bieten. Demgegenüber würden Flächen mit niedrigeren Ertragspotentialen mit hoher Wahrscheinlichkeit einen CfD und mithin eine Förderung erfordern. Dies würde dazu führen, dass staatlicherseits im CfD-Regime vor allem Förderungen ausgezahlt werden müssten und das Potential der Abschöpfung von hohen Markterlösen sehr begrenzt wäre.

5. ***Welche Ideen mit einem hinreichenden technischen Reifegrad bestehen für eine mögliche alternative Nutzung der Strommengen, die einer Spitzenkappung unterliegen?***

   Bislang sehen wir keine Ideen mit hinreichendem technischem Reifegrad für die mögliche alternative Nutzung der Strommengen.

6. ***Welche Auswirkungen auf den Netzausbau an Land sind aus Ihrer Sicht zu erwarten?***

   Nach der derzeitigen Einschätzung des BDEW kann eine verpflichtende Überbauung über das betriebswirtschaftliche Optimum hinaus zu einer Glättung des Erzeugungsprofils auf Netzseite und besseren Netzintegration der Strommengen führen sowie den Gesamtbedarf an Netzausbau (offshore und onshore) langfristig tendenziell reduzieren. Zudem können Überbauung inkl. Spitzenkappung potenziell auch dazu beitragen, die netzbedingten Abregelungen der OWPs und damit die Redispatch-Kosten langfristig zu reduzieren. Kurzfristige positive Effekte auf den Netzausbau und die Redispatchkosten (z.B. noch in diesem Jahrzehnt) sind durch diese Maßnahmen allerdings nicht zu erwarten.

1.2. Wasserstoff

Der BDEW begrüßt die Adressierung der Offshore-Elektrolyse in der Marktkonsultation, da diese noch junge Technologie das Potenzial hat, ab circa Mitte der 2030er Jahre zur Wasserstoffversorgung beizutragen, langfristig die Kosteneffizienz beim Offshore-Wind-Ausbau an küstenfernen Standorten aufbauend auf kombinierten Anschlusskonzepten zu steigern sowie neue Wertschöpfung durch Forschung und Entwicklung in Europa zu schaffen. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass zeitnah die notwendigen nächsten Schritte für die Erprobung und den Hochlauf der Technologie erfolgreich durchlaufen werden und die Nachfrage nach Wasserstoff stärker angereizt wird, damit die langfristigen Potenziale gehoben werden können.

Zu betonen ist dabei allerdings auch, dass die Offshore-Elektrolyse kurz- und mittelfristig noch keinen Beitrag zur Optimierung des Offshore-Wind-Ausbaus leisten werden kann, da der Hochlauf der Technologie noch erfolgen muss.

Nichtsdestotrotz besteht die Notwendigkeit folgende Maßnahmen kurzfristig bzw. im Rahmen der anstehenden Reformen des WindSeeG und des FEP umzusetzen:

- Förderung und Genehmigung im Jahr 2026 von mehreren, in der Entwicklung befindlichen Pilotprojekten zur Demonstration der Technologie im Küstenmeer;
- Ermöglichung kombinierter Anschlüsse aus Seekabeln und Wasserstoffpipelines im WindSeeG und FEP für mindestens den SEN-1-Bereich;
- Ausschreibungen von SEN-1-Teilflächen in den nächsten Jahren parallel zur Durchführung der Pilotprojekte;

- Erhalt einer gewissen Flexibilität bei der Fortschreibung des FEP und NEP, um zukünftig weitere Flächen, z.B. in Zone 4 oder 5, für Offshore-Elektrolyse festlegen und technologieoffen (bezüglich Plattformen/künstliche Energieinseln) ausschreiben zu können;

Ohne die Förderung von Pilotprojekten, die Möglichkeit auf kombinierte Anschlüsse (u.a. im SEN-1-Bereich) und die Ausschreibungen von SEN-1-Teilflächen wird der Hochlauf der Offshore-Elektrolyse in Deutschland voraussichtlich nicht gelingen.

Zudem ist es elementar wichtig, dass zukünftig eine integrierte Systementwicklung für den Offshore-Bereich stattfindet, bei der der NEP-Strom und NEP-Gas zusammengeführt und gemeinsam weiterentwickelt werden. Auch sollte die von der Vorgängerregierung angekündigten Ausschreibungen für systemdienliche Elektrolyseure nach wie vor umgesetzt werden. So sollte die Ermächtigung aus § 96 Abs. 1 Ziffer 9 WindSeeG aktuelle Fassung durch eine konkrete Festlegung zu den angekündigten Ausschreibungen ersetzt werden. Bereits verpasste Ausschreibungsrunden sollten in zukünftige Ausschreibungsrunden verschoben und damit nachgeholt werden. Diese Maßnahme ist ein zentrales Instrument, um den Hochlauf der Elektrolysekapazitäten in Deutschland gezielt zu fördern und die Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem voranzutreiben. Die Industrie braucht klare Aussagen, wann sie mit wie viel heimischem Wasserstoff planen kann und gerade in der Anfangsphase ist hierfür eine Unterstützung notwendig. Systemdienlichkeit sollte daher als Legaldefinition eingeführt werden. Ein Anreizsystem kann nur dann rechtssicher aufgestellt werden, wenn auch die gesetzlichen Rahmenbedingungen hierzu vollständig vorliegen.

A. Technologische Aspekte

1. <u>Ab wann können Elektrolyseure auf See in industriellem Maßstab eingesetzt werden?</u>

Nach den derzeitigen, noch mit vielen Unsicherheiten verbundenen, Einschätzungen können erste Demonstrationsprojekte in industriellem Maßstab, d.h. ab circa 50 MW, frühestens ab Anfang der 2030er Jahre umgesetzt werden, sofern zuvor die geplanten Pilotprojekte zeitnah gefördert und erfolgreich umgesetzt werden, parallel dazu Ausschreibungen für den SEN-1-Bereich für größere Demonstrationsprojekte umgesetzt werden und die weiteren Schritte zum Hochlauf der Technologie und des Wasserstoffmarktes allgemein erfolgreich durchlaufen werden. Dazu gehört auch, dass kombinierte Anschlusskonzepte aus Seekabeln und Wasserstoffpipelines im WindSeeG im Rahmen der anstehenden Reform gesetzlich erlaubt werden. Die großtechnische Anwendung im GW-Maßstab wird voraussichtlich frühestens ab Mitte der 2030er Jahre möglich sein, sofern alle vorherigen Schritte erfolgreich durchlaufen wurden und eine entsprechende Nachfrage nach Wasserstoff zu den Kosten gegeben ist.

Der Wasserstoffhochlauf in Deutschland ist mit der Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes 2024 erst richtig gestartet. Die AquaDuctus-Pipeline ist Teil dieses Wasserstoffkernnetzes und damit Ermöglicher von Offshore-Elektrolyse-Projekten. In den frühen 2030er-Jahren wird der erste Teil der AquaDuctus-Pipeline (vom SEN1-Bereich bis zum Festland) als Sammelpipeline umgesetzt sein. Dementsprechend können dann geplante und noch entstehende Produktionsstandorte im SEN-1-Bereich sowie potenzielle Wasserstoffpipelines für den Importe aus anderen Nordseeanrainern an die Pipeline angeschlossen werden.

2. ***Wie weit fortgeschritten ist die technische Entwicklung, insbesondere in Bezug auf die Integration und Anpassung an Offshore-Umgebungen, und welche Dimensionierungen sind in den nächsten Jahren realistisch erreichbar?***

Mehrere kleine Demonstrationsprojekte für das Küstenmeer sind derzeit in Planung, um die verschiedenen Aspekte der Umsetzungskonzepte zeitnah zu testen, aber der technische Reifegrad ist noch nicht ausreichend für großskalige Anwendungen.

Technische realistisch scheint die Inbetriebnahme größerer Demonstratoren (mit bis zu 50 MW) in den nächsten 3-4 Jahren, sofern zeitnah die entsprechende Förderung dafür erfolgt. Kommerzielle Anlagen mit bis zu 1 GW sind frühestens in circa 10 Jahren realistisch, vorausgesetzt, dass kombinierte Anschlüsse ermöglicht werden.

Grundsätzlich ähnelt die für die Offshore-Wasserstoffproduktion benötigte Technologie der für Onshore-Elektrolyse, die bereits weit entwickelt ist. Die Offshore-Umgebung unterscheidet sich von der Onshore-Umgebung, doch die Gewährleistung eines zuverlässigen Betriebs im Offshore-Bereich sollte in der Regel keine große neue Herausforderung darstellen. Die Anpassung herkömmlicher Onshore-Anlagen an Offshore-Bedingungen ist gut etabliert. Beispielsweise verwenden Offshore-Windkraftanlagen spezielle Beschichtungen und Korrosionsschutz im Vergleich zu Onshore-Anlagen, während Offshore-HGÜ-Umspannwerke Meerwasserkühlung und Wasserentsalzung als Standarddesign berücksichtigen.

Die wichtigsten Risiken und Ungewissheiten für die Offshore-Wasserstoffproduktion sind:

- Wartungskosten in einer Offshore-Umgebung, bei der die Kosten für die Wiederinstallation zentraler Komponenten sowie die Kosten für qualifizierte Arbeitskräfte im Offshore-Einsatz unbekannt sind,
- Installationskosten, die hauptsächlich für auf Plattformen platzierte Elektrolyseure anfallen

Um sicherzustellen, dass alle wesentlichen technischen und betrieblichen Aspekte ordnungsgemäß getestet werden, sollten Demonstrationsprojekte idealerweise über einen ausreichend langen Zeitraum laufen, um elektrolytische Lebenszyklusereignisse wie Stack-Austausch und Wartungszyklen abzudecken. Insgesamt gibt es zwei Konzepte für Offshore-Elektrolyse im industriellen Maßstab, an denen Entwickler und Lieferanten arbeiten und deren Realisierung im zweiten Teil der 2030er Jahren als erreichbar gilt: Elektrolyseure auf zentralen Plattformen und Elektrolyse auf (künstlichen) Energieinseln.

3. ***Wie sehen optimale Konditionen für Offshore-Elektrolyse mit Blick auf die spezifischen Offshore-Bedingungen (Wetter, Salzwasser, Infrastruktur) aus?***

Wichtigster Aspekt ist die Infrastruktur. Eine zentrale Pipeline-Infrastruktur („Sammelpipeline“) ist wesentlich, um mögliche Kostenvorteile von Offshore-Elektrolyse zu heben. Nach heutigem Kenntnisstand sind die offshore-spezifischen Bedingungen wie Wetter und Salzwasser mit etablierten Methoden beherrschbar, dabei kann auf Erfahrung aus Offshore-Öl- und Gasförderung sowie aus Offshore Wind, insbesondere Bau von Konverter-Plattformen, zurückgegriffen werden.

Auch Offshore-Wasserstoffproduktion auf künstlichen Inseln kann eine Lösung sein: Hierfür liegen die optimalen Bedingungen für die Offshore-Wasserstofferzeugung auf einer Insel, die eine geringe Wassertiefe erfordert, da dies die Baukosten für die Inseln reduziert. Die Wassertiefe sollte nicht mehr als circa 40 Meter betragen.

Darüber hinaus ist es entscheidend, eine räumliche Konzentration von Offshore-Wind für die Offshore-Sektorenkopplung zu schaffen. Dies umfasst die Gestaltung des Hub-Konzepts mit a) möglichst kurzer Entfernung zum OWP, wodurch die Kosten für Verbindungskabel vom OWP zum Wasserstoff-Hub gesenkt werden, und b) der Entfernung und dem Zugang zur Exportinfrastruktur, um Strom und Wasserstoff zu den Verbrauchern zu transportieren.

4. ***Wie kann den Herausforderungen, die sich für die Abwärme, Meerwasserentsalzung und das Brine-Management ergeben, auch unter Umwelt- und Genehmigungsgesichtspunkten begegnet werden?***

Bisher fehlen klare regulatorische Vorgaben, insbesondere für die Rückführung von erwärmtem Abwasser ins Meer. Ohne feste Grenzwerte fällt die Auslegung der Anlagen sehr schwer und ist mit großem Risiko behaftet, da beispielsweise die Erhöhung der Wassertemperatur durch die Kühlung ein grundlegender Auslegungsparameter ist. Gleiches gilt für Schutzmaßnahmen vor Fouling oder Kalkablagerungen. Die technisch machbare

Umweltverträglichkeit der Anlagen sollte durch entsprechende Standards bei der Genehmigung sichergestellt werden.

5. ***Welchen Zeitraum benötigen erste Offshore-Demonstrationsprojekte, um offene technologische Fragen im Realbetrieb zu untersuchen? Welcher Förderbedarf besteht?***

   Die bisher in Deutschland geplanten Pilotprojekte mit einer mehrjährigen Erprobungsphase (3-5 Jahre) könnten laut eigenen Angaben bereits unmittelbar nach dem Erhalt eines möglichen Förder- und Genehmigungsbescheids im Jahr 2026 mit dem Bau beginnen und bereits ab 2027 - 2028 erste Ergebnisse zu den technologischen Fragen im Realbetrieb liefern sowie anschließend bis 2029 - 2031 abgeschlossen werden.

   Für die derzeit in Deutschland geplanten drei Pilotprojekte, die unterschiedliche Aspekte für die Erprobung der Technologie untersuchen, besteht ein Förderbedarf von insgesamt circa 150 Mio. Euro, Die aktuell im Bundeshaushalt 2026 für Offshore-Elektrolyse budgetierten 50 Mio. Euro sollten für die Förderung von Pilotprojekten verwendet, zeitnah vergeben und in 2027 und 2028 in ähnlicher Höhe fortgesetzt werden. Für perspektivisch kommerziell betriebene Offshore-Elektrolyse besteht darüber hinaus weiterer Förderbedarf. Offshore-Demonstrationsprojekte sind erforderlich, um offene technologische Fragen und Risiken für den Realbetrieb zu untersuchen und fundiert bewerten zu können, insbesondere das Verhalten Elektrolyseuren und peripheren Anlagen unter transienten Betriebsbedingungen. Eine besondere Herausforderung der ersten Demonstrationsprojekte besteht in der Nutzung des erzeugten Wasserstoffs, sei es durch Transport, Rückverstromung oder Abfackeln, welche bereits bei der Planung der Anlage berücksichtigt werden muss. Der Förderbedarf ergibt sich dabei primär aus den Investitionskosten für die Errichtung der Anlage sowie den Stromkosten für deren Betrieb. Neben der Förderung kleinerer Demonstrationsprojekte sollten aber auch möglichst schnell die Rahmenbedingungen für Offshore-Wasserstoffproduktion im industriellen Maßstab gesetzt werden, um offene technologische Fragen vollumfänglich im Realbetrieb zu klären, die Erkenntnisse und die Validierung einer integrierten Konfiguration über die Technologien hinweg (Offshore-Wind, Elektrolyse und Übertragung) ermöglichen. Dies könnte über eine schnelle Ausschreibung der SEN-1-(Teil-)Fläche(n) in den kommenden Jahren erfolgen. Während die zugrunde liegenden Technologien (Offshore-Wind, Elektrolyse und Übertragung) jeweils gut etabliert sind, führt ihre Kombination in einem Offshore-Umfeld im industriellen Maßstab zu komplexen Schnittstellen und Fragestellungen zur kommerziellen Umsetzbarkeit, die getestet werden müssen. Dies trägt zudem dazu bei, Vertrauen in den Markt für zukünftige Großprojekte aufzubauen.

6. ***Welche Kapazität müssten entsprechende H2-Pipelines übertragen können? Ist ein vermaschtes System sinnvoll? Welche Herausforderungen stellen sich bei H2- Pipelines in***

Bezug auf grenzüberschreitende Verbindungen, parallelem Abtransport und Anschluss von ausländischem Wasserstoffexport und Offshore-Elektrolyse bzw. Sicherheit? Welche weiteren Herausforderungen sind zu beachten?

Der Energietransport per Wasserstoffpipeline kann laut Studien und den Erfahrungen mit Gaspipelines bei küstenfernen Flächen potenziell kosteneffizienter und flächensparender erfolgen als über reine Seekabelsysteme, wenn man rein die Kabel und Pipelines selbst vom OWP bis zur Küste betrachtet. Je größer die Pipelinekapazität ist, desto günstiger wird Energietransport. Eine Offshore-Wasserstoffpipeline mit einer Kapazität von 20 GW könnte als Sammelpipeline perspektivisch einen Teil des Energietransports aus potenziellen Wasserstoffhubs in der Nordsee übernehmen, was laut Studien insbesondere bei küstenfernen Standorten vorteilhaft sein kann (siehe Frontier Economics, 2025; E-Bridge, 2024; DNV, 2023). Zugleich dient diese Dimensionierung des Backbones dazu, perspektivische Wasserstoffimporte aus Nordseeanrainern über ein Offshore-Verbundnetz nach Deutschland bringen zu können.

Bezüglich des Flächenbedarf muss dabei allerdings auch bedacht werden, dass durch den niedrigeren Wirkungsgrad von Elektrolyse im Vergleich zur direkten Verwendung des Stroms mehr Windenergieanlagen errichtet werden müssten, um die gleiche Energiemenge zu erzeugen und abzutransportieren. Zudem müssen die zusätzlichen Stromkosten durch den Entfall der entsprechenden elektrischen Einspeisung betrachtet werden.

Studien, die die Produktionspotenziale im gesamten Nordseeraum analysiert haben (DNV, 2023), zeigen, dass ein vermaschtes Netz mit einer Backbone-Kapazität von 20 GW ökonomisch sinnvoll sein kann und dadurch auch Energieunabhängigkeit, Versorgungssicherheit und Pipelinesicherheit gestärkt werden können.

Bei der Offshore-Pipelineplanung sollte europäisch bzw. vermascht gedacht werden, schließlich ist – auch mit Blick auf die notwendigen Importe für Deutschland – eine Anbindung an zukünftige H2-Netze von anderen Nordseeanrainerstaaten denkbar und sinnvoll. Aus diesem Grund ist eine koordinierte Planung von Strom und H2-Netzen sinnvoll und wichtig. Eine Vermaschung von Pipelines in einem Offshore-Verbundnetz kann helfen, Versorgungsicherheit, Energieunabhängigkeit und Resilienz durch Redundanz zu steigern.

Die Umsetzung eines grenzüberschreitenden Transportsystems geht mit gewissen Herausforderungen einher, die aber lösbar sind: Es erfordert höhere Drücke und einer damit verbundenen Offshore-Verdichtung. Auf europäischer Ebene muss Einvernehmen in Fragen zwischenstaatlicher Finanzierungsmechanismen und vertraglicher Regelungen hergestellt sowie genehmigungsrechtliche Fragen geklärt werden.

Bezüglich des parallelen Abtransports und Anschlusses von ausländischem Wasserstoffexportpipelines besteht keine größere technische Herausforderung.

B. Kosten / Finanzierung

1. ***Welche Kosten sind für die Erzeugung von Wasserstoff auf See zu erwarten und welche Kosten für Transport auf See und an Land? Inwieweit sind mit der Offshore-Elektrolyse gegenüber der Onshore-Elektrolyse Mehrkosten (für Instandhaltung, Infrastruktur, Wasserentsalzung, weiteres Equipment vs. Kostensenkungen durch höhere Auslastung und Systemintegration etc.) verbunden?***

   Die Offshore-Elektrolyse ist Prognosen/Analyse zufolge noch um ca. 80% teurer als Onshore-Elektrolyse (u.a. aufgrund von Zusatzkosten durch Wasserentsalzung, Offshore-Logistik, etc.). Aus volkswirtschaftlicher Perspektive könnten diese Zusatzkosten laut Studien aber durch Einsparungen auf Offshore-Stromnetzseite mehr als kompensiert werden, sofern kombinierte Anschlusskonzepte verwendet werden (siehe Frontier Economics, 2025; E-Bridge, 2024).

   Mit zunehmender Skalierung, technologischem Reifegrad und größeren Projektvolumina kann eine starke Kostendegression für Offshore-Elektrolyse erwartet werden. Standardisierung, effizientere Serienfertigung und sinkende Materialintensität können die spezifischen Investitionskosten deutlich reduzieren. Dadurch gewinnen Offshore-Systeme langfristig an Wettbewerbsfähigkeit und werden wirtschaftlich attraktiver im Gesamtsystem.

   Basierend auf Analysen und Studien (Frontier Economics, 2025; E-Bridge, 2024; DNV, 2023) werden folgende Kosten für die Offshore-Elektrolyse angegeben: 2.250 €/kW in 2030 und ca. 1.500 €/kW in 2045. Daraus resultieren LCOH von ca. 8 €/kgH2 in 2030 und ca. 5€/kgH2 in 2045.

   Wichtiger als die Einschätzungen zu den Kosten sind aus unserer Sicht die Marktpreise für Wasserstoff und eine entsprechende Nachfrage im Jahre 2035, um zu den jeweiligen Kosten durch langfristige Verträge Wasserstoff zu beziehen.

   Für den Wasserstofftransport ist mit dem Amortisationskonto ein Finanzierungsmechanismus über das genehmigte Kernnetz gefunden worden.

2. ***Sind Erzeugung und Transport bei den aktuellen Marktpreisen für Wasserstoff refinanzierbar? Welcher Förderbedarf besteht?***

   Derzeit ist die Kostendifferenz zwischen grünem Wasserstoff (aus Offshore-Wind) und grauem Wasserstoff bzw. Erdgas noch zu groß, dass signifikante Mengen zu diesen Preisen nachgefragt werden. Dies liegt zu einem Großteil an den strengen regulatorischen Vorgaben auf europäischer und nationaler Ebene, die die Produktion verteuern. Zudem fehlt es

auf der Nachfrageseite an Anreizen für die Abnahme von grünem Wasserstoff (aus Offshore-Wind). Daher sind die Erzeugung und der Transport von grünem Wasserstoff aus Offshore Wind derzeit noch nicht ohne Förderung wirtschaftlich darstellbar.

- Die aktuellen Marktpreise für Wasserstoff sind in der aktuellen, initialen Marktphase intransparent, da bislang nahezu ausschließlich nicht-öffentliche, bilaterale Verträge geschlossen werden.
- Das Scheitern zahlreicher H2-Projekte an Land legt aber nahe, dass eine Erzeugung von H2 heute nicht ohne Förderung wirtschaftlich darstellbar ist. Eine zentrale Hürde ist hierbei die Lücke zwischen Zahlungsbereitschaft und Herstellungskosten. Aufgrund des aktuell frühen Entwicklungsstadiums der Offshore-Elektrolyse kann eine genauer Förderbedarf aktuell nicht beziffert werden. Auch über die aktuelle Refinanzierbarkeit von Projekten mit einem voraussichtlichen Inbetriebnahmedatum in rund 15 Jahren kann aktuell keine verlässliche Aussage getroffen werden.
- Allein die Einhaltung der RFNBO-Kriterien erhöht die Gestehungskosten um rund 2,5 Euro/kg. Umlagen sowie Abgaben schlagen mit rund einem Euro zu buche. Aus diesem Grund ist es von zentraler Bedeutung, diese regulatorischen Mehrkosten durch gezielte Anpassungen des regulatorischen Rahmens signifikant zu verringern.
- Darüber hinaus besteht stets ein signifikantes Kontrahentenausfallrisiko. Selbst wenn ein zahlungsbereiter Abnehmer für den Wasserstoff gefunden werden kann, ist die Kreditwürdigkeit für einen langfristigen Abnahmevertrag (Gebot, + 3 Jahre FID, + 5 Jahre Bau, + 15 Jahre Abnahme = 23 Jahre) häufig nicht nachweisbar. Der Absicherung von langfristigen Abnahmeverträgen kommt für das Gelingen von Elektrolyseprojekten eine besondere Bedeutung zu. Aus diesen Gründen sollte auch die Einführung eines Doppelfinanzierungsmechanismus, wie z.B. H2Global, oder Contracts-for-Difference (CfDs) für Offshore-Elektrolyse-Projekte geprüft werden.
- Für größere Demonstrationsprojekte mit circa 50 MW im SEN-1-Bereich ab Anfang der 2030er Jahre liegt der Förderbedarf voraussichtlich bei mehreren Hundert Millionen Euro.
- Für die Transportinfrastruktur ist mit dem Wasserstoffkernnetz zugrundeliegenden Amortisationskonto ein tragfähiger Finanzierungsmechanismus gefunden worden.

Grundsätzlich gilt es bei der Frage nach Förderbedarfen abzuwägen, dass der finanziellen Förderung der Offshore-Elektrolyse laut Studien (siehe oben) potenzielle Systemkosteneinsparungen und ein industrieller Wertschöpfungszuwachs durch Innovation und Entwicklung in Deutschland und Europa entgegenstehen können.

3. ***Welche Vorteile bieten Geschäftsmodelle, die auf eine kombinierte Vermarktung von Strom und Wasserstoff abzielen? Bitte beschreiben Sie den Business Case.***

Sie könnten potenziell mehr Flexibilität in der Vermarktung bieten und damit potenziell auch bessere Gewinnchancen als reine strombasierte Geschäftsmodelle. So z.B. könnte zukünftig Wasserstoff erzeugt werden, wenn sich die Energiemengen in dem Zeitraum besser in Form von Wasserstoff vermarkten lassen als in Form von Strom, oder wenn die Energiemengen in Form von Strom aufgrund von Netzengpässen nicht abgeführt werden könnten. Zudem könnten durch kombinierte Anschlüsse ggf. auch Überschussmengen an Onshore-PV-Strom in Offshore-Elektrolyse zu Wasserstoff umgewandelt werden, wenn diese aufgrund von schwachem Wind nicht ausgelastet sind. Voraussetzung dafür wäre, dass der Strom bidirektional transportiert und umgewandelt werden kann (siehe Frontier Economics, 2025; E-Bridge, 2024).

Eine Entscheidung über die Vermarktung der Energie via Strom/H2 anhand von Preissignalen sollte auch einen volkswirtschaftlichen Mehrwert mittels einer systemdienlichen Fahrweise erzeugen. Hohe Strompreise motivieren zur Vermarktung der Energie als Strom (System stützend; Preis senkend), während niedrige Strompreise die Vermarktung als Wasserstoff (Nutzen statt Abregeln; Preis stützend) und ggf. zusätzlichen Strombezug anreizen.

4. ***Wie viele Betriebsstunden sind für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich? Kann ein Geschäftsmodell auch auf Strommengen basieren, die einer Spitzenkappung unterliegen?***

Der Vorteil von Elektrolyse mit Offshore Wind liegt in der hohen Zahl an Volllaststunden, wodurch die spezifischen Investitionskosten für den Elektrolyseur sinken, was ggf. die höheren Stromgestehungskosten zur Versorgung des Elektrolyseurs kompensieren könnte. Um einen positiven Business Case auf Basis der erforderlichen Rendite der Investition sicherzustellen, muss der Elektrolyseur etwa 4.380 - 6.000 Betriebsstunden pro Jahr erreichen, was einem Kapazitätsfaktor von 50 - 70% entspricht. Bei einer künstlichen Reduktion der Betriebsstunden auf ausschließlich Strommengen aus der Spitzenkappung sehen wir daher keine Chance für einen wirtschaftlichen Betrieb. Im Allgemeinen kann eine Überdimensionierung der OWP-Kapazität im Verhältnis zur HGÜ-Kapazität voraussichtlich Teil der Konfiguration einer Offshore-Sektorenkopplung sein. Das genaue Maß dieser Überdimensionierung hängt von der Konfiguration der Offshore-Sektorenkopplung ab, kann jedoch deutlich wahrscheinlich größer sein als bei einem reinen Strom-Überbauungs-Szenarien.

Allerdings könnten zukünftig spitzengekappte Strommengen von Offshore-Windparks über einen potenziell in der Nähe befindlichen Offshore-Wasserstoffhub (z.B. im SEN-1-Bereich oder in Zone 4/5) mit einem eigens dafür für die Offshore-Wasserstoffproduktion

vorgesehenen Offshore-Windpark und kombiniertem Anschlusskonzept in Wasserstoff umgewandelt und abtransportiert werden, sofern erstgenannte Offshore-Windparks auch mit dem Hub per Seekabel verbunden sind. Das SEN-1-Gebiet ist für erste groß angelegte Projekte zur Sektorenkopplung im Offshore-Bereich geeignet. Mit einer Fläche von 102 km² bietet das Gebiet Platz für Offshore-Windkraftanlagen mit einer Leistung von rund 1 GW (elektrisch) zur Wasserstofferzeugung, die dem Wasserstoff-Kernnetz und dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas/Wasserstoff 2025 (NEP) zugrunde gelegt und von der Bundesnetzagentur genehmigt ist. Das SEN1-Gebiet in Zone 3 ist Ausgangspunkt für die AquaDuctus-Pipeline. Es befindet sich in der Nähe bestehender und geplanter Offshore-Windparks und liegt in der Nähe von Stromnetzen, sodass diese Infrastruktur zur Optimierung der Netzanschlusskosten genutzt werden könnte.

C. Planung & Regulierung

1. ***Ab wann sollten Flächen für Offshore-Elektrolyse im sonstigen Energiegewinnungsbereich SEN-1 ausgeschrieben werden? Wann sollten ggf. weitere Flächen zur Wasserstofferzeugung ausgeschrieben werden?***

   Um den Wasserstoffhochlauf und den Hochlauf der Offshore-Elektrolyse zu unterstützen, sollte die SEN-1-Fläche in den nächsten Jahren in verschieden großen Teilflächen und mit der Möglichkeit auf kombinierte Anschlüsse ausgeschrieben werden. Dies würde es erlauben, Lern- bzw. Skaleneffekte zwischen den Ausschreibungen und Teilflächen zu erzielen und zugleich an mehrere Entwicklerkonsortien zum Zug kommen zu lassen, wodurch die Abhängigkeit von der Entwicklung eines einzelnen Projekts verringert wird. Die Ausschreibungen der SEN-1-Teilflächen kann bereits parallel zur Umsetzung der Pilotprojekte im Küstenmeer erfolgen. Für die Ausschreibungen des SEN-1-Bereichs muss zudem der Entwurf der SEN-Verordnung umfassend überarbeitet werden.

   Ein möglicher weiterer SEN-Bereich in Zone 4 oder 5 (basierend auf kombinierten Anschlusskonzepten), könnte allerdings bereits eher im FEP festgelegt werden, um somit die notwendige Flexibilität für Offshore-Elektrolyse in den Planungen auch in diesen Bereichen sicherzustellen. Dies muss auch dann mitgedacht werden, wenn die Rechtsgrundlage für kombinierte Anschlusskonzepte mit dem novellierten WindSeeG erst später in Kraft tritt.

   Zudem sollte der Begriff „Sonstiger Energiegewinnungsbereich“ (SEN) im WindSeeG geändert werden (z.B. in Sektorenkopplungsflächen), um klarzustellen, dass auf diesen Bereichen/Flächen ausschließlich Offshore-Wasserstoffproduktion/Sektorenkopplung erfolgen soll. Weiterhin könnte auch ein Ausbauziel für die Offshore-Wasserstoffproduktion im WindSeeG (§1) erwogen werden, um Projektentwicklern Planungssicherheit durch einen Zielkorridor für die Offshore-Wasserstoffproduktion in der deutschen AWZ zu geben.

2. ***Welche Konzepte sind für die Offshore-Wasserstofferzeugung zukünftig denkbar?***

   Aus Sicht des BDEW sollten die Voraussetzungen für Offshore-Elektrolyse technologieoffen ausgestaltet sein, so dass dezentrale Konzepte auf Plattformen oder Clusterlösungen auf künstlichen Energieinseln möglich sind. Für die Anbindung an das Wasserstoffkernnetz ist die Art des Konzepts nicht besonders relevant, da „Open Access" besteht.

3. ***Welche genehmigungsrechtlichen Fragen stellen sich aus Betreibersicht für die Gesamtprojekte und welche Anpassungen des Windenergie-auf-See-Gesetzes wären aus Branchensicht erforderlich?***

   Für die sinnvolle Umsetzung von Offshore-Elektrolyseprojekten müsste das WindSeeG bei der anstehenden Reform so angepasst werden, dass kombinierte Anschlüsse aus Seekabeln und H2-Pipeline (in oder außerhalb von SEN-Bereichen) rechtlich zulässig sind, siehe BDEW-Positionspapier Juli 2025.
   Zudem bedarf es einer genehmigungsrechtlichen Konkretisierung, da viele Fragen noch offen sind. So z.B. müsste auch grenzüberschreitende Infrastruktur ins WindSeeG aufgenommen werden, da dies genehmigungsrechtliche Implikationen hat.

D. Skalierung

1. ***Wie müsste der stufenweise Ausbau der Offshore-Elektrolyse unterstützt und politisch flankiert werden, um mittelfristig eine industrielle Skalierung zu ermöglichen?***
   Aus Sicht des BDEW sollte eine Strategie für die Offshore-Elektrolyse mit einem konkreten Zeitrahmen und Ablaufplan entwickelt und veröffentliche werden, die die verschiedenen Schritte (darunter Demonstrationsprojekte, SEN-1-Ausschreibungen, Festlegungen von weiteren Offshore-Elektrolyse-Bereichen z.B. in Zone 5) darstellt und mögliche Haltepunkte für die notwendigen Entscheidung definiert.

   Zudem sollten Fördergeldern für die Demonstrationsprojekte in 2026 vergeben und Colocation von erneuerbarer Erzeugung und H2 sowie ein Stromnetzanschluss für SEN-1 zur Erprobung kombinierter Anschlüsse zeitnah ermöglicht sowie werden.

   Im Übrigen verweisen wir auf die Antwort zur Frage C.1.

2. ***Welche Herausforderungen sehen Sie bei der Ausbildung von Fachkräften für die Konstruktion, den Betrieb und die Wartung von Offshore-Wasserstoffanlagen?***

   Grundsätzlich besteht in vielen Branchen der EU derzeit ein Mangel an qualifizierten Fachkräften für Installation, Wartung und Betrieb. Schweißtechnik zählt zu den zentralen Fähigkeiten, die für die Fertigung und die Offshore-Installation erforderlich sind und in zahlreichen Industriezweigen, einschließlich der erneuerbaren Energien und der Offshore-

Wirtschaft, stark nachgefragt werden. Hinzu kommen weitere Hürden, insbesondere die Notwendigkeit spezieller Schulungen für Offshore-Personal.

Allerdings sehen wir neben den allgemeinen Herausforderungen keine weitergehenden speziellen Herausforderungen für die Synchronisierung des Hochlaufs der Offshore-Elektrolyse und der Qualifizierung von Fachkräften. Die Kombination aus onshore Erfahrung bzgl. der Elektrolyse und offshore Erfahrung bzgl. der Konstruktion von Windparks und Plattformen erfordert eine Anpassung, aber stellt keine unlösbare Herausforderung dar.

3. ***Welche Rolle spielt Offshore-Elektrolyse in einem kostenoptimalem Strom- und H2- Gesamtsystem 2045, insb. im Vergleich zu rein elektrischem Transport auf See?***

Diese Frage wurde detailliert in den bereits zitierten Studien von Frontier Economics (11/2025) und E-Bridge (08/2024) untersucht. In beiden Studien zeigt sich basierend auf Annahmen, dass in einem kostenoptimalen Strom- und Wasserstoffsystem im Jahr 2045 kombinierte Anschlusskonzepte deutliche Vorteile ggü. einer reinen Stromkabelanbindung insbesondere für weit entfernte Flächen bieten können: Auf Grundlage einer erfolgreichen Erprobung der Technologie und eines erfolgreichen Hochlauf des Wasserstoffmarktes kann Offshore-Elektrolyse mit kombinierten Anschlüssen langfristig potenziell eine höhere Auslastung der Infrastruktur, geringere Gesamtinvestitionskosten, verringerte die Strompreisauswirkungen und eine höhere Flexibilität des Gesamtenergiesystems ermöglichen, da Offshore-Wind-Strom sowohl zur Wasserstoffproduktion als auch selektiv zur Einspeisung an Land genutzt werden kann. Durch die bidirektionale Nutzung der verbleibenden Kabel kann die Kapazität effizienter genutzt, Knappheitssignale im Strommarkt abgeschwächt und die Wirtschaftlichkeit gegenüber einem rein elektrischen Konzept verbessert werden.

Allerdings kann die Frage aufgrund der Unsicherheiten bzgl. der Weiterentwicklung der Offshore-Elektrolyse-Technologie, der Entwicklung eines Wasserstoffmarktes und der allgemeinen Stromnachfrage Stand jetzt noch nicht abschließend beantwortet werden.

2. Marktintegration und Ausschreibungen

1.1 Gebotsverfahren

1. ***Wie schätzen Sie einen möglichen Absicherungsbedarf in Zukunft ein? Welche Faktoren sind Ihrer Meinung nach dafür maßgeblich? Wie groß sind die damit verbundenen Unsicherheiten?***

Aus Sicht des BDEW besteht mindestens kurz- und mittelfristig ein erheblicher Absicherungsbedarf durch zweiseitige CfDs, um den Offshore-Wind-Ausbau mit hoher

Investitionssicherheit, Akteursvielfalt und hohem Wettbewerb fortsetzen und die Ausbauziele erreichen sowie Kosten reduzieren zu können. Ein rein marktbasiertes Ausbau-Modell auf Basis der Abfrage der höchsten Zahlungsbereitschaft und möglichen späteren Power Purchase Agreements (PPAs) wird unter den derzeitigen Bedingungen dafür höchstwahrscheinlich nicht tauglich sein.

Die **Gründe** dafür sind vielfältig:

- Die Projektkosten haben sich in den vergangenen Jahren erheblich erhöht. Treiber sind u. a. die Inflation, gestiegene Kapitalkosten, Lieferengpässe, fehlender Wettbewerb in Teilen der Lieferkette, Rohstoff- und Versicherungskosten, Fachkräftemangel sowie zunehmender technischer Aufwand durch größere Projektvolumen, Entfernungen zur Küste, größere Wassertiefen und komplexere Infrastruktur. Weitere Mehrkosten können entstehen durch die Einführung von NZIA-Kriterien, durch den EU-CBAM sowie neue Sicherheitsanforderungen (siehe FEP 2025).
- OWP-Entwickler sind auf absehbare Zeit mit zunehmenden, schwer prognostizierbaren Preis- und Mengenrisiken im Strommarkt konfrontiert. Der PPA-Markt hat sich deutlich verschlechtert und eine Erholung ist momentan nicht abzusehen. Für die Finanzierung neuer Projekte sind langfristige Stromabnahmeverträge zu festen Preisen unerlässlich. Allerdings können angesichts der aktuellen wirtschaftlichen Lage und unsicherer Standortbedingungen viele energieintensive Unternehmen solche Verträge zunehmend nicht mehr abschließen. Gleichzeitig haben Projektentwickler immer mehr Projektkapazitäten aufgebaut, die über Merchant-Modelle vermarktet werden müssen, was das finanzielle Risiko erhöht: Jeder neue zusätzliche, nicht abgesicherte Windpark steigert das Gesamtrisiko des Portfolios. Um ein wirksames Risikomanagement zu gewährleisten, ist eine Absicherung durch Instrumente wie zweiseitige CfDs notwendig.
- Die hohe Bebauungsdichte in der deutschen AWZ der Nordsee reduziert die Volllaststunden und somit das Ertragspotenzial der auszuschreibenden Flächen und umliegenden Flächen, was wiederum zu höheren Stromgestehungskosten führt und sich negativ auf die Vermarktungsmöglichkeiten auswirkt.

Unter anderem diese Risiken stellen die 2023 und 2024 bezuschlagten Projekte momentan vor große Herausforderungen.

Aufgrund dieser mindestens mittelfristig hohen Unsicherheiten und Risiken ist ein durch CfDs abgesicherter weiterer Ausbau erforderlich – wie in anderen Offshore-Wind-Märkten auch. Derzeit führend Dänemark und die Niederlande wieder CfDs ein und UK, und Polen, Frankreich und Belgien halten an CfDs fest für neue/aktuelle Ausschreibungsrunden. Der weltweite Vergleich zeigt deutlich: CfDs erhöhen die Realisierungswahrscheinlichkeit und

senken die Stromgestehungskosten. Bislang wurden erst wenige vollständig PPA-finanzierte Projekte realisiert, während CfD-Projekte einen erheblich besseren Track Record aufweisen.

Aus diesen genannten Gründen halten wir eine umfassende Absicherung des weiteren Offshore-Ausbaus durch zweiseitige CfDs für energiewirtschaftlich und industriepolitisch sachgerecht.

Nichtsdestotrotz sollte es aus Sicht des BDEW das Ziel sein, dass der Offshore-Wind-Ausbau langfristig wieder rein marktgetrieben erfolgen kann, sofern die wirtschaftlichen Gegebenheiten dies zulassen. Um dies zu erreichen, müssen die notwendigen Voraussetzungen für eine höhere Nachfrage an grünen PPAs für die Industriedekarbonisierung und Sektorenkopplung geschaffen und die Lieferketten- sowie Logistikkapazitäten für den Offshore-Wind-Ausbau gesteigert werden.

2. ***Stimmen Sie den Vorteilen des transparenten Entweder-Oder-Verfahrens zu? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.***

Aus Sicht des BDEW überwiegen die Nachteile die genannten Vorteile des „Entweder-Oder-Verfahrens“:

- Durch das beschriebene „Entweder-Oder-Verfahren“ kann nur in begrenztem Umfang ermittelt werden, ob das Projekt tatsächlich mittels Gebotskomponente und möglichen späteren PPAs rein marktwirtschaftlich realisiert werden kann. Dies liegt – wie im bestehenden System auch – daran, dass zwischen Ausschreibung und Investitionsentscheidung weiterhin drei bis vier Jahre liegen und somit zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe für die Bieter größtenteils unklar ist, ob und zu welchen Konditionen die PPA-Vermarktung erfolgen, die Lieferkette beauftragt und das Projekt finanziert werden kann. Daher sind diese Gebote größtenteils Wetten auf eine unsichere Zukunft, ohne dass dadurch die Projektrealisierung und ein stetiger Ausbau sichergestellt ist. Im beschriebenen Entweder-Oder-Verfahren würden damit größtenteils die Nachteile aus dem derzeitigen, laut Studien volkswirtschaftlich ineffizienten und risikobehafteten Ausschreibungsdesign (siehe u.a. enervis & SOW 2025) fortgesetzt.
- Bei der Anwendung des Entweder-oder-Verfahrens würden sehr attraktive Flächen voraussichtlich vornehmlich ohne Absicherung vergeben werden und damit ein höheres Realisierungsrisiko tragen, während weniger attraktive Flächen in der CfD-Runde landen. Dies führt zu Fehlanreizen und erhöhten Gesamtkosten. Das Entweder-Oder-Verfahren ist nicht anreizkompatibel, um den Offshore-Ausbau zu den geringsten Kosten sicherzustellen und den Absicherungsbedarf des Staates zu minimieren. Soweit es tatsächlich einen Anreiz setzt, das Vergabeverfahren über die

Gebotskomponente/Zahlungsbereitschaft zu wählen, würden insbesondere die energiewirtschaftlichen Ertragsvorteile besonders guter Flächen durch höhere Risikoprämien eingeschränkt. Zudem steigt die Unsicherheit, ob solche Flächen tatsächlich entwickelt werden. Für den Staat steigt damit die Wahrscheinlichkeit, dass Flächen mit dem höchsten Potenzial für Rückflüsse in einem zweiseitigen CfD nicht genutzt werden. Dies wird auch daran deutlich, dass die Vergabe über die Gebotskomponente für Entwickler nur dann attraktiv erscheint, wenn dort höhere Erträge als in einem CfD erwartet werden. Staatliche Einnahmen aus der finanziellen Gebotskomponente sind keine adäquate Kompensation für Rückflüsse aus einem CfD, da die höhere Risikoprämie dort eingepreist wird. Auch erschwert das Modell die Feststellung des tatsächlich benötigten Budgets für die CfD.

- Zudem kann die alleinige Anwendung des Entweder-Oder-Verfahrens, das besonders risikoreiche Bieter tendenziell stärker bevorzugt, als andere Verfahren, zu einer starken Konzentration von Marktmacht auf wenige Unternehmen und damit zu weniger Wettbewerb, Akteursvielfalt sowie zu Clusterrisiken führen.
- Wenn es im Entweder-Oder-Modell unsicher ist, ob CfDs wirklich verfügbar sind, könnten verschiedene Entwickler aufgrund der Kosten einer Beteiligung an der Ausschreibung erst gar nicht teilnehmen, was im Extremfall zu einem Scheitern einer Ausschreibung führen könnte.

Aus diesen Gründen ist das beschriebene Entweder-Oder-Verfahren aus Sicht des BDEW allein nicht ausreichend geeignet, um den Offshore-Wind-Ausbau mit der notwendigen Realisierungswahrscheinlichkeit und Akteursvielfalt fortzusetzen sowie die Stromerzeugungskosten zu senken.

Der BDEW spricht sich anstelle des Entweder-oder-Verfahrens deutlich für ein **Gebotsverfahren basierend auf der direkten Vergabe von CfDs für alle Flächen und Flächenarten aus**, da dies aus unserer Sicht das geeigneter ist, um eine vergleichsweise hohe Realisierungswahrscheinlichkeit und damit Planbarkeit für die Lieferketten sicherzustellen, die Stromgestehungskosten zu senken, die Akteursvielfalt sowie den Wettbewerb bestmöglich zu erhalten und den Absicherungsbedarf des Staates zu minimieren. Wir würden durch ein solches „CfD-only-Modell“ für alle Flächen keine höheren volkswirtschaftlichen Kosten erwarten im Vergleich zum Entweder-oder-Verfahren. Zudem würde es stark dazu beitragen, den deutschen Offshore-Wind-Markt konkurrenzfähig mit anderen Offshore-Wind-Märkten in Europa und weltweit halten.

Sollte eine reine Vergabe der Flächen durch direkte CfD-Auktionen nicht möglich/nicht gewünscht sein, dann wäre aus Sicht des BDEW alternativ auch ein gemischtes Modell bzw.

„Zwei-Säulen-Modell“ (eventuell aufbauend auf den derzeitigen zwei unterschiedlichen Ausschreibungsrunden) grundsätzlich vorstellbar, in dem ein Großteil der Flächen per direkter CfD-Auktion vergeben werden, um die zuvor genannten Ziele zumindest teilweise zu erfüllen sowie die präferenzkompatible Beteiligung an den Ausschreibungen und die Möglichkeit eines marktgetriebenen Ausbaus bestmöglich in Einklang zu bringen.

Ein solches alternatives „Zwei-Säulen-Modell“ könnte z.B. wie folgt ausgestaltet sein:

	Säule 1	Säule 2
Gebotsverfahren	„Entweder-Oder-Verfahren“ mit dynamischen oder einmaligen verdeckten Geboten	Direkte CfD-Ausschreibung („CfD-only-Modell“, dynamisch oder verdeckt)
Anteil am jährlichen Auktionsvolumen	Circa ¼ oder ⅓	Mindestens ¾ oder ⅔

In einem solchen Zwei-Säulen-Modell oder anderen gemischten Modellen könnte ein Teil der Flächen in einer Ausschreibungsrunde mit der Möglichkeit auf einen rein marktgetriebenen Ausbau vergeben werden, während der Großteil der Flächen in einer zweiten Ausschreibungsrunde direkt mit CfD verauktioniert wird. Der Anteil des Ausschreibungsvolumens, der nach Säule 1 oder 2 verauktioniert wird, kann aufbauend auf den Ergebnissen der Ausschreibungen und den marktlichen Entwicklungen flexibel je nach Jahr angepasst werden, um einen möglichst stetigen Ausbau sicherzustellen. Dabei sollte ein Mindestanteil von Säule 2 beachtet werden, um einen stetigen Ausbau unabhängig von Entwicklungen im Strom- und PPA-Markt sicherzustellen.

3. ***Stimmen Sie zu, dass das Entweder-Oder-Verfahren für beide Flächenarten genutzt werden sollte? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.***

   Das Entweder-Oder-Verfahren sollte – aus den zuvor genannten Gründen – wenn überhaupt, nur für einen Teil der Flächen bzw. für eine Flächenart genutzt werden. Details siehe Antwort zu 2.

4. ***Stimmen Sie zu, dass das Verfahren jeweils (also für Zahlung wie CfD) dynamisch ablaufen sollte? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.***

   Der BDEW sieht Vorteile und Nachteile von dynamischen Gebotsverfahren im Vergleich zu verdeckten Gebotsverfahren, ohne klare Präferenz für eines der beiden Verfahren.

   Während Analysen und Erfahrungen aus anderen Ländern/Bereichen zeigen, dass dynamische Auktionsverfahren dazu beitragen können, den Winner’s Curse zu reduzieren, kann

dieser Zusammenhang anhand der Erfahrungen aus den verschiedenen deutschen Offshore-Wind-Auktionen seit 2023 nicht eindeutig festgestellt werden.

Unabhängig von Art des Verfahrens ist allerdings die transparente Veröffentlichung der Auktionsergebnisse für ein optimales Marktergebnis sinnvoll.

5. ***Stimmen Sie den negativen Anreizen eines PPA-Carve-Outs im Entweder-Oder-Verfahren zu? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.***

Der BDEW sieht sowohl negative als auch positive Anreize durch die Möglichkeiten eines PPA-Carve-Out oder -Opt-Outs in den jeweiligen Gebotsverfahren:

Argumente für ein PPA-Carve-Out:

- Beispiele aus anderen Ländern (u. a. Niederlande, Dänemark, Vereinigtes Königreich) zeigen, dass durch eine mögliche Kombination aus PPA-Carve-Outs in Verbindung mit einmaligen Lump-sum-Payments und/oder Upside-Sharing-Ansätzen grundsätzlich eine ausgewogene Verteilung von Chancen und Risiken zwischen Staat und Unternehmen unterstützt werden kann. Solche Mechanismen können – je nach Ausgestaltung – dazu beitragen, Finanzierungsbedingungen zu stabilisieren, staatliche Einnahme- und Ausgabenprofile planbarer zu machen und gleichzeitig marktnahe Elemente in CfD-Modellen zu erhalten.
- Die Möglichkeit einer einmaligen Entscheidung zum PPA-Carve-Out oder PPA-Opt-Out (ohne Rückkehrrecht) kann die Dekarbonisierung der Industrie und den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft im sonst CfD-basierten System unterstützen und somit ähnlich wie ein Industriestrompreis wirken.
- Die Möglichkeit auf einen PPA-Carve-Out oder -Opt-Out kann potenziell zu einer europarechtskonformen Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns beitragen.

Argumente gegen ein PPA-Carve-Out:

- Das System sollte so einfach wie möglich ausgestaltet sein und unerwünschte Quersubventionierungen verhindern.
- Je nach Ausgestaltung kann die Option des PPA-Carve-Outs die Realisierungsrisiken aufgrund unsicherer Erlöserwartungen erhöhen, die Abschöpfungssummen im CfD für den Staat reduzieren und somit auch die CfD-Budgetbestimmung belasten.
- Auch auf die Option eines Opt-Outs nach FID sollte verzichtet werden, um Cherry-Picking zu vermeiden.

6. ***Stimmen Sie dem Wechsel auf ein sequenzielles Verfahren zu? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.***

Aus Sicht des BDEW ist ein sequenzielles Verfahren eher abzulehnen, da die Nachteile die Vorteile nach unserer Einschätzung überwiegen. Bei einem sequenziellen Gebotsverfahren müssten etwaige erwartete Synergiepotentiale bereits in der ersten Auktion der Sequenz aggressiv eingepreist werden müssen, um Zuschläge zu erhalten, allerdings mit dem Risiko, keinen Zuschlag für die zweite, verbundene Fläche zu erhalten. Dies würde wiederum zu einem erhöhten Realisierungsrisiko und zu Markteintrittshürden für neue Akteure führen. Ein sequenzielles Verfahren würde daher Komplexität und Risiken für alle Bieter erhöhen. Des Weiteren muss die Sequenz initial festgelegt werden, was bezüglich der Diskriminierungsfreiheit herausfordernd erscheint. Daher sollten die Flächen besser so festgelegt und ausgeschrieben werden, dass alle Flächen attraktive, alleinstehende Projekte ermöglichen.

Allerdings sollten **Wechsel zwischen den Flächen** bei parallelen, dynamischen Auktionen mehrerer Flächen ermöglicht werden, indem ein System aus Gebotsrundenpunkten (sog. „Token“) eingeführt wird (siehe BDEW-Positionspapier 2025, Kapitel 4.2). Dieses international erprobte Verfahren sichert eine effiziente Zuteilung und kann zur Verhinderung spekulativer Gebote (z.B., um auf allen Flächen eine Zuschlagschance zu behalten) beitragen. Gleichzeitig ist volle Transparenz über die Anzahl der Bieter und die Gebote in jeder Runde zu gewährleisten.

Um die Allokationseffizienz zu steigern, ist es für Bieter in einem solchen System möglich, ihre Zahlungs- bzw. Gebotsbereitschaft 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.

1.2 Absicherung

Für die Einführung von zweiseitigen CfDs empfiehlt der BDEW ein zweistufiges Vorgehen (siehe auch Offshore-Wind-Branchenerklärung 2025):

1. In der ersten Stufe sollte die gleitende Marktprämie durch einen möglichst einfach ausgestalteten produktionsabhängigen CfD ersetzt werden, aufbauend auf internationalen Beispielen im Offshore-Wind-Bereich. Hierzu gehört die Umsetzung der EU-rechtlich verpflichtenden Übererlös-Abschöpfung. Der Claw-Back-Mechanismus sollte in der ersten Stufe in den bestehenden Fördermechanismus eingebaut werden – angelehnt an die europäischen Mindestanforderungen. So z.B. könnte der Abschöpfungsmechanismus relativ einfach umgesetzt werden, indem die Marktprämie künftig auch negativ werden kann.
2. Im zweiten Schritt sollte zu einem etwas späteren, aber bereits jetzt definierten Zeitpunkt – nach einer fachlichen Diskussion mit der Energiewirtschaft – ein mittel- bis längerfristig geltender Finanzierungsmechanismus in Form eines produktionsunabhängigem CfDs für Offshore Wind eingeführt werden. Die Offshore Wind Branche sieht produktionsunabhängige CfDs als am besten geeignet an, um Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz, Dekarbonisierung und eine räumlich und zeitlich optimierte Marktintegration von Offshore-Wind-Strom zu ermöglichen. Erlössicherheit und systemdienliche Einsatzanreize werden gekoppelt. Aufgrund der erwarteten Komplexität bei der Einführung produktionsunabhängiger Systeme sehen wir aber eine längere Vorbereitungszeit über 2026 hinaus als notwendig an. Dadurch wird auch ermöglicht, von der Erfahrung anderer Länder bei der Einführung von produktionsunabhängigen CfDs zu lernen.

1. <u>Welche Besonderheiten gilt es Ihrer Einschätzung nach beim möglichen CfD-Design für Windenergie auf See ggü. landseitigen Technologien zu berücksichtigen?</u>

Aus Sicht des BDEW sind folgende Besonderheiten zu berücksichtigen:

- Eine geeignete sektorspezifische Indexierung (siehe unten) muss enthalten sein aufgrund des langen Zeitraums zwischen Ausschreibung und FID, der bei anderen EE-Technologien nicht gegeben ist.
- Die CfD-Laufzeiten sollten mindestens 20 Jahre ab Inbetriebnahme der Anlagen betragen, denn längere Laufzeiten führen zu einer Senkung der Stromgestehungskosten und der Zuschlagswerte.
- Bei produktionsunabhängigen CfDs muss 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. 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.

› Produktionsunabhängige CfDs lassen sich im Offshore-Wind-Bereich einfacher realisieren als bei Onshore-Wind und PV, da es sich um vergleichsweise wenige, große Projekte mit ähnlichen Rahmenbedingungen (z.B. Erzeugungsprofilen) handelt. Zudem ergeben sich folgende offshore-wind-spezifische Vorteile eines produktionsunabhängigen CfDs:

- Ein produktionsunabhängiger CfD entkoppelt die Erlöse des Erzeugers der tatsächlichen Einspeisung. In diesem Modell der Erlösabsicherung erfolgt die Bestimmung der Vergütung modellbasiert, anhand des Produktionspotentials, welches z.B. bei Offshore Wind abhängig ist von der jeweiligen Seefläche, des Windvorkommens sowie der gewählten Turbinen. Die CfD-Zahlung ergibt sich im Grundmodell aus dem Produkt von einmalig festgelegtem Produktionspotential und Zuschlagpreis abzüglich des stündlichen Spotmarkt-Preises. Hierdurch werden Preis- sowie Volumenrisiken des Erzeugers adressiert, was den Business Case gut prognostizierbar macht und die Kapitalkosten senkt.
- Durch diese Unabhängigkeit der Erlösgenerierung kann auch der ÜNB mehr Freiheitsgrade bei der Ab- oder Zuregelung von OWPs erhalten, ohne Opposition durch den Windparkbetreiber. Ein systemdienliches Verhalten ist einfacher zu erreichen. Auch eine komplexe Kompensation der OWPs ist (theoretisch) nicht mehr nötig. Hierfür braucht es aber eine einmalige Regelung des Zusammenwirkens von CfD-Zahlung, Redispatch bzw. OPEX (und eventuellen TAG (transmission access guarantees) bei hybriden Interkonnektoren und Offshore-Gebotszonen), um eine Überkompensation zu vermeiden. Für die Ausgestaltung eines solchen Windpark-Modells liegen alle Daten vor, ein Branchenkonsens wäre hier der einfachste Weg für eine Regelung.
- Im Gegensatz dazu adressieren produktionsbasierte CfDs lediglich das marktbasierte Preisrisiko der Erzeuger. Volumenrisiken aufgrund von eingeschränkter Einspeisung verbleiben zunächst beim Produzenten und steigen perspektivisch durch den Zubau volatiler Erzeugung an. Insbesondere auch für Offshore-Windparks, angeschlossen an hybride Interkonnektoren-Projekte, ist diese Form der Absicherung nicht ausreichend. Zusätzliche und für diese hybride Marktsituation spezifische Volumenrisiken in Offshore-Gebotszonen können aufgrund der Anbindung mittels Interkonnektor kaum prognostiziert oder über Langfristprodukte abgesichert werden.

- Abschattungseffekte zwischen Windparks sind für die Wirtschaftlichkeit von Offshore-Windparks deutlich relevanter als für Onshore-Windparks. Daher sollten unvorhersehbare Veränderungen bei den Abschattungseffekten zwischen verschiedenen Offshore-Windparks beim CfD-Design mitberücksichtigt werden, da sie auch nachträglich durch den Zubau weiterer Anlagen in der Umgebung, in der der deutschen AWZ und den AWZs der Nachbarländer erhöht werden können. So zum Beispiel könnten sich die Ausbaupläne in der niederländischen AWZ nach der Ausschreibung von dt. Flächen aufgrund politischer Entwicklungen ändern und somit zu signifikanten Ertragsverlusten bei den deutschen Windparks führen, ohne dass dies vorher zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe mit eingepreist werden konnte.

2. ***Stimmen Sie den Herausforderungen bei der Indexierung und damit auch der Tendenz gegen einen Index zu?***

Der BDEW stimmt den genannten Herausforderungen und der Tendenz ausdrücklich nicht zu. Aus Sicht des BDEW ist eine Indexierung zwingend notwendig und die Vorteile der Indexierung überwiegen sehr deutlich die lösbaren Herausforderungen:

Zu den Herausforderungen/Nachteilen:

- „Indexierung vermindert Anreize langfristige Kostenrisiken zu reduzieren“: In der Theorie mag das naheliegend sein, aber in der Praxis sind die Möglichkeiten der langfristigen Absicherung gegenüber Kostensteigerungen sehr begrenzt. In der Regel sind Hersteller nicht bereit, sehr langfristig Preise zu fixieren und somit können auch langfristige Vertragsbeziehungen zwischen Entwicklern und Lieferanten das Inflationsrisiko nicht beseitigen. Bei Rahmenlieferverträgen werden Preissteigerungen meist an die Entwickler weitergegeben; diese sind also nicht vor Inflation geschützt. Und das Inflationsrisiko bei den Lieferanten zu belassen wäre auch keine nachhaltige Lösung.

- Umsetzung der Indexierung: Länder mit erfolgreichen CfD-Regimen, wie z.B. Großbritannien, Belgien, Frankreich und Polen, haben sich für eine Indexierung entschieden; die Umsetzung ist möglich und kann aufbauend auf den internationalen Erfahrungen in Form eines sektorspezifischen Erzeugerpreisindex oder eines branchenspezifischen Kostenindikators ausgestaltet sein. Einfache CPI-Indexierungen können den Zweck der offshore-spezifischen Absicherung nicht erfüllen.

  Auch die Europäische Kommission hat im Mai 2024 die Indexierung von CfDs in ihrer Empfehlung zur Gestaltung von Auktionen für erneuerbare Energie empfohlen: *„ Die Mitgliedstaaten sollten in Erwägung ziehen, in die Auktionsgestaltung Indexierungsklauseln aufzunehmen, um eine vollständige und fristgerechte Fertigstellung der Projekte zu gewährleisten, insbesondere in Fällen, in denen eine Absicherung durch die*

Unternehmen nicht möglich oder zu teuer ist, sowie gleichzeitig für eine ausgewogene Risikoteilung zwischen dem Projektträger und dem Auktionator sorgen und die Verfügbarkeit verschiedener Risikominderungsoptionen berücksichtigen. Bei Auktionen, bei denen staatliche Beihilfen in Form einer direkten Preisstützung gewährt werden, sollten die Mitgliedstaaten die Aufnahme von Indexierungsklauseln für die Bauphase des Projekts in Erwägung ziehen."

Zu den Vorteilen der Indexierung:

- Eine Indexierung des CfD-Zuschlagswertes, zumindest bis zur FID (bzw. zum zweiten Meilenstein nach § 81 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG 2023) des OWP, ist volkswirtschaftlich sinnvoll, in anderen Märkten etabliert und für die Projektrealisierung essenziell. Ohne Indexierung müssen Entwickler und Finanzierer das Inflations- und Kostensteigerungsrisiko sowie eventuelle geopolitische Krisen über einen Zeitraum von bis zu fünf Jahren einpreisen, was in höheren Gebotspreisen resultiert; diese Aufschläge können höher als die Kosten der CfD-Absicherung durch den Staat. In den letzten Jahren haben die Inflation und die offshore-spezifischen Kostensteigerungen unerwartete Höhen erreicht. In der geopolitisch weiterhin hoch volatilen Situation und in Zeiten von stark steigender Staatsverschuldung sind die inflations- und kostenbedingten gestiegen.
- Die Erfahrungen aus den Ländern mit CfDs für Offshore-Windparks zeigen, dass eine geeignete, sektorspezifische Indexierung in Form eines Herstellerpreisindex oder eines branchenspezifischen Kostenindikators ein zwingend notwendiges Element für den Erfolg der CfD-Absicherung ist. Ist die Indexierung nicht sinnvoll gewählt, können Projekte scheitern. Angesichts der Zeitspanne zwischen der Zuschlagserteilung und der Finanzierungentscheidung muss der CfD-Zuschlagswert die tatsächlichen Schwankungen bei Rohstoffpreisen, Finanzierungskosten, Inflation und Veränderungen der Herstellungskosten bis zur Errichtung berücksichtigen. Die konkrete Ausgestaltung sollte in Zusammenarbeit mit der Branche erfolgen und sich an guten internationalen Beispielen orientieren.

1.3 Qualitative Kriterien

Der BDEW unterstützt die Überarbeitung der existierenden qualitativen Kriterien im WindSeeG und sowie die übergeordneten Ziele des Net-Zero Industry Act (NZIA). Bei der nationalen Umsetzung des NZIA sollte unbedingt beachtet werden, dass:

- die Vorgaben möglichst europaweit harmonisiert und bürokratiearm angewandt werden,

- die Umsetzung möglichst nah an den europäischen Mindestvorgaben erfolgt, und
- die neuen Kriterien nicht zu unverhältnismäßig hohen Kostensteigerungen, sinkendem Bieterinteresse oder Projektabbrüchen führt.

Die Anwendung der NZIA-Resilienzkriterien sollte auf maximal 30 % des jährlichen EE-Ausschreibungsvolumen gemäß Art. 26 Abs. 5 NZIA beschränkt werden.

Aus Sicht des BDEW sollten die NZIA-Resilienz- und Nachhaltigkeitskriterien (bzw. eine begrenzte Auswahl derer) nur für einen Teil der jährlichen Offshore-Wind-Flächen angewandt werden. Zudem halten wir **Präqualifikationskriterien für tendenziell einfacher umsetzbar** für alle Beteiligten und besser planbar bzgl. des Ergebnisses, wohingegen die Parametrierung von qualitativen Zuschlagskriterien sehr herausfordernd und fehleranfällig sein kann.

1. ***Befürworten Sie einen möglichen Wechsel von einer endogenen Bewertungsskala für qualitative Kriterien zu einer exogenen Bewertungsskala? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.***

   Sollten Zuschlagskriterien angewandt werden, die im Vergleich zu Präqualifikationskriterien komplexer in der Ausgestaltung sind, dann würde der BDEW einen Wechsel auf eine exogene Bewertungsskala befürworten, um eine um eine transparentere Vergleichbarkeit zu ermöglichen. Wichtig dabei ist, dass die vordefinierten Schwellen/Bewertungsskalen/Punktebereiche sowie die qualitativen Kriterien selbst praxistauglich, diskriminierungsfrei und zielführend ausgestaltet werden, so dass jeder Bieter vorab genau einschätzen kann, wie viele Punkte er für eine bestimmte Leistung oder Qualität erhält. **Die genaue Ausgestaltung aller NZIA-Kriterien sollte in enger Zusammenarbeit mit der Branche erfolgen und im Detail konsultiert werden.**

2. ***Wie bewerten Sie den administrativen Mehraufwand, der mit der Umsetzung der verpflichtenden Präqualifikationskriterien („verantwortungsvolles unternehmerisches Handeln“, „Cyber- und Datensicherheit“ und „Fähigkeit, das Projekt vollständig und fristgerecht durchzuführen“) einhergehen könnte?***

   Aus Sicht des BDEW kann durch die Umsetzung der Kriterien ein relativ hoher, aber bisher nicht quantifizierbarer administrativer Mehraufwand einhergehen. Daher sollten nur Kriterien gewählt werden, die einen hohen Mehrwert schaffen. Zudem sollte darauf geachtet werden, dass die Präqualifikationskriterien die konzentrierte Lieferkette nicht gefährden/verkleinern.

3. ***Wie können Präqualifikationskriterien mit niedrigem bürokratischen Aufwand für Projektierer und die administrierenden Behörden ausgestaltet werden, ohne dass diese Kriterien ihre Wirkung verlieren? Wie und zu welchem Zeitpunkt kann der Nachweis der Einhaltung dieser Kriterien erfolgen und überprüft werden?***

Bei der Umsetzung ist es entscheidend, dass Doppelanforderungen und doppelte Berichterstattungen durch die Präqualifikationskriterien vermieden werden und eine praxisnahe, verhältnismäßige sowie europaweit einheitliche Umsetzung sichergestellt wird.

Zur Vermeidung einer doppelten Berichterstattung sollten Unternehmen, die bereits nach der EU-Richtlinie zur Unternehmens-Nachhaltigkeitsberichterstattung (Corporate Sustainability Reporting Directive), CSRD konforme Nachhaltigkeitsberichte als Teil ihres Lageberichts veröffentlichen, von weiteren Nachweispflichten in Bezug auf verantwortungsvolles unternehmerisches Handeln ausgenommen sein.

Zudem sollte sichergestellt werden, dass die Kriterien so definiert sind, dass sie nahezu ausschließlich durch den Entwickler/Projektierer beeinflusst werden können. Kriterien, die auch die Lieferkette und insbesondere Elemente einbeziehen, die nicht unmittelbar in der Hand des Entwicklers liegen, sollten nur begrenzt eingesetzt werden (bspw. Auszubildendenquote gem. §53 Abs. 6 WindSeeG).

Der Nachweis der Einhaltung kann unter anderem durch Veröffentlichungspflichten zu den ergriffenen Maßnahmen sowie den durchgeführten Untersuchungen durch den bezuschlagten Bieter erbracht werden.

4. ***Welche Folgen ergeben sich bei den Präqualifikationskriterien „verantwortungsvolles unternehmerisches Handeln“ und „Cyber- und Datensicherheit“ durch die Verweise im Durchführungsrechtsakt zu Art. 26 NZIA auf Pflichten und Vorgaben in bestehenden EU-Rechtsakte (insbesondere NIS-2, CSDDD, CSRD)?***

   Aktuell wird auf EU-Ebene über das erste Omnibus-Paket (Omnibus I) zur Änderung der Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) und die Corporate Sustainability Due Diligence Directive (CSDDD) verhandelt. Die neue Richtlinie soll Vereinfachungen enthalten, die für die nationale Umsetzung in Deutschland sinnvollerweise abgewartet werden sollten. Würde jetzt eine Umsetzung ausschließlich auf Basis der derzeit geltenden CSRD (EU 2022/2464) erfolgen, bestünde das Risiko eines zusätzlichen Aufwandes zur Anpassung nach Verabschiedung des Omnibus-I. Der Abschluss der Triloge ist zwar für 2025 angestrebt, ein verbindliches Datum liegt jedoch bisher nicht vor.

   Der ausdrückliche Verweis in Artikel 5 des Durchführungsrechtsakts auf die NIS-2-Richtlinie wird positiv bewertet; in Deutschland sollte eine zügige Umsetzung der europäischen NIS-2-Vorgaben erfolgen.

5. ***Wie kann beim Präqualifikationskriterium der „Cyber- und Datensicherheit“ die Vorgabe, dass der Bieter die Cybersicherheitsanforderungen auch entlang der Lieferkette sicherstellen muss (vgl. Art. 5 Buchstabe c Durchführungsrechtsakt zu Art. 26 NZIA),***

eingehalten und kontrolliert werden? Kann damit ein Zugriff auf die WKA durch Dienstleister oder Hersteller ausgeschlossen oder manipulationssicher überwacht werden?

Bieter können die Einhaltung von Cybersicherheitsanforderungen in der Lieferkette nicht effektiv durchsetzen oder garantieren. Einzig möglich sind vertragliche Verpflichtungen von Lieferanten und Dienstleistern zur Netzwerk- und Datensicherheit sowie zur operativen Kontrolle von Anlagen, aber vertragswidriges Verhalten kann nicht ausgeschlossen werden.

6. ***Ergeben sich ihrer Erwartung nach Probleme bei der Erfüllung der Vorgaben des Art. 7 Abs. 3 Durchführungsrechtsakt zu Art. 26 NZIA?***

   Ja, aus Sicht des BDEW sind die Vorgaben des Art. 7 Abs. 3 für den Bereich der Permanentmagneten derzeit wahrscheinlich noch nicht erfüllbar, da laut WindEurope-Angaben über 90 % der in Offshore-Windenergieanlagen verwendeten Permanentmagneten aus China in die EU importiert werden. Nach der Vorgabe müssen bei 75 % der Windenergieanlagen in einem Gebot, der Anteil von chinesischen Permanentmagneten unter 85 % liegen.

   Zudem dominiert China auch den globalen Markt für die Produktion und Verarbeitung von Seltenen Erden, wie Neodym und Dysprosium, die in Permanentmagneten enthalten sind. Aktuell stammen etwa 70 % der weltweiten Förderung Seltener Erden aus China, während das Land sogar 90 % der globalen Weiterverarbeitung kontrolliert (2025). Diese Konzentration erschwert den Aufbau europäischer Produktionskapazitäten für Permanentmagneten, insbesondere wenn wie zuletzt Exportbeschränkungen eingeführt werden.

7. ***Wie kann für Zwecke des Resilienzkriteriums der Nachweis der Herkunft von Endprodukten und einzelnen Komponenten mit wenig bürokratischem Aufwand für Projektierer und die administrierenden Behörden gelingen? Wie kann eine effektive Umsetzung möglichst bürokratiearm erfolgen und die Einhaltung überprüft werden? Wie bewerten Sie in diesem Zusammenhang die Vorgabe in Art. 16 Abs. 5 Durchführungsrechtsakt zu Art. 26 NZIA, wonach der Bieter zur Bewertung des Resilienzkriteriums „Zollunterlagen gemäß der Verordnung (EU) Nr. 952/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates, soweit verfügbar, und andere einschlägige Unterlagen zum Nachweis des Ursprungs oder des Orts der Montage der Netto-NullTechnologie oder ihrer wichtigsten spezifischen Bauteile, einschließlich Rechnungen oder anderer Mittel, vorzulegen“ hat?***

   Derzeit ist es für die Auktionsteilnehmern in der Regel nicht möglich, den prozentualen Anteil von Haupt- und Nebenkomponenten bei Offshore-Windenergieanlagen selbst nachvollziehbar nachzuweisen oder final zu belegen. Dies können nur die Hersteller/Lieferanten der Technologie.

Ein möglichst bürokratiearmer Nachweis des Resilienzkriteriums sollte auf flexible Verpflichtungserklärungen der Bieter bei Gebotsabgabe und eine abschließende Prüfung anhand relevanter Belegdokumente bei Inbetriebnahme setzen, während Zwischen- und Detailnachweise sowie eine frühzeitige vertragliche Absicherung vermieden werden sollten.

Aus Sicht des BDEW sollte für den Nachweis der Herkunft der Endprodukte als auch der Schlüsselkomponenten auf bereits existierende und ggf. erweiterbare Vorgaben zu Zolldokumenten aufgebaut werden, um sowohl Kostensteigerungen als auch unnötige Bürokratie zu vermeiden. Dies erfordert einen gewissen Aufwand auf der Hersteller- bzw. Lieferantenseite, ist aber solide, insbesondere aufgrund einer verbindlichen Gültigkeit des Ursprungszeugnisses gemäß EU-Zollkodex. Darüber hinaus könnte dies europaweit einheitlich umgesetzt werden. Eine Herausfordernd dabei ist es, dass nicht für sämtliche Schlüsselkomponenten und Endprodukte Codelisten existieren, diese müssten zunächst entsprechend erstellt werden.

8. Im Offshore-Bereich erfolgt die verbindliche Beauftragung der Lieferkette im Regelfall erst nach abgeschlossener Ausschreibung. Damit wäre ein nachgelagerter Nachweis des Resilienzkriteriums erforderlich. Worauf ist bei der Ausgestaltung zu achten?

Schritt 1 - Nachweis zum Zeitpunkt der Auktionsteilnahme:

Zum Zeitpunkt der Ausschreibung der Flächen kann der Bieter noch keine Herstellererklärung vorlegen, da die Genehmigung der Anlagen und Beauftragung der Lieferkette erst (mehrere) Jahre nach Ausschreibung erfolgt. Zudem ist es aufgrund der aktuellen Marktsituation für die OWP-Entwickler derzeit häufig nicht mehr möglich, vor der Angebotsabgabe etwaige Vorverträge mit den Herstellern abzuschließen. Stattdessen können die Hersteller nur noch grobe Indikationen zu den potenziellen Turbinenverfügbarkeiten und -Kosten geben.

Aus diesen Gründen sollte der Entwickler vor oder zum Zeitpunkt der Ausschreibung eine einfache Verpflichtungserklärung abgeben, in der dieser sich verpflichtet, die Lieferkette entsprechend den relevanten Vorgaben aus dem NZIA je nach Abhängigkeit und nationaler Umsetzung zu beauftragen. Somit wird anschließend ein nachgelagerter Nachweis der Einhaltung des Resilienzkriteriums erforderlich.

Schritt 2 - Zum Zeitpunkt der Finanzierung des Projekts bzw. der Realisierung:

Option a): Der Nachweis könnte zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme in Form von Zolldokumenten erfolgen. Dies würde die Flexibilität und Praktikabilität bei der Umsetzung für die Projektentwickler sicherstellen und somit die Einhaltung des Resilienzkriteriums ermöglichen:

- Für importierte Endprodukte als auch der Schlüsselkomponenten sollten Zolldokumente erstellt werden, die den Ursprung nachweisen und dann ggf. an die Aufsichtsbehörde weitergeleitet werden
- Dies erfordert einen gewissen Aufwand auf der Lieferantenseite, ist aber solide, insbesondere aufgrund einer verbindlichen Gültigkeit des Ursprungszeugnisses gemäß EU-Zollkodex. Darüber hinaus könnte dies europaweit einheitlich umgesetzt werden. Herausfordernd könnte sein, dass nicht für sämtliche Schlüsselkomponenten und Endprodukte Codelisten existieren, diese müssten entsprechend erstellt werden.

Option b): Alternativ könnte der Nachweis über die Einhaltung des Resilienzkriteriums im Rahmen der verpflichtenden Einreichung des Finanzierungsnachweises nach § 81 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG, inkl. der verbindlichen Verträge über die Bestellung der Komponenten, erbracht und überprüft werden. Dieser Nachweis muss laut den Realisierungsfristen des aktuellen WindSeeG 34 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermins des Windparks – also circa drei Jahre vor Bau des Windparks und je nach Flächenkategorie circa 2 bis 4 Jahre nach der Ausschreibung – erbracht werden. Hierdurch würde der Zusatzaufwand bei der Nachweiserbringung minimiert werden.

9. Welches der in Art. 26 NZIA angelegten Nachhaltigkeitskriterien halten Sie für die Offshore-Wind-Ausschreibungen für besonders geeignet – insbesondere mit Blick auf die Erreichung der NZIA-Ziele? Wie können ggf. bereits vorhandene Informationen zur Umsetzung von Projekten genutzt werden, um Nachweise für die Erfüllung von Nachhaltigkeitskriterien zu führen?

Aus Sicht des BDEW ist die Anwendung eines der folgenden Kriterien vorstellbar:

- „System integration“: Präqualifikationskriterium in Form einer verpflichtenden Mindestüberbauung im Rahmen der Offshore-Optimierungsmaßnahmen (siehe Antworten zu Kapitel 1.1.), abgesichert durch zweiseitige CfDs mit entsprechender Bemessung des Höchstwertes.
- „Environment Sustainability“: Recycling-Kriterium für Rotorblätter als Präqualifikationskriterium, ähnlich wie im Entwurf des NZIA-Umsetzungsrechtakts für die öffentliche Beschaffung enthalten oder wie in WindEurope (2021) „wind industry landfill ban commitment to re-use, recycle, or recover 100% of decommissioned blades“ beschrieben.
- „Environment Sustainability“: Weitergehende Kriterien zur Zirkularität/Kreislaufwirtschaft als Präqualifikationskriterium.

- „Environment Sustainability“: Kriterium zu den Auswirkungen auf die biologische Vielfalt/Biodiversität.

Die genaue Ausgestaltung aller NZIA-Kriterien sollte in enger Zusammenarbeit mit der Branche erfolgen und im Detail konsultiert werden.

1.4 Sicherheiten und Pönalen

Neben den in der Marktkonsultation genannten Maßnahmen sollten aus Sicht des BDEW unbedingt auch folgende Anpassungen im WindSeeG vorgenommen werden:

- Pragmatische Anpassung der Regelungen zum **Zuschlagswiderruf**
- Einführung einer **gleitenden Pönalisierung**
- Einführung eines **Neuausschreibungsmechanismus** für den unerwünschten Fall der Nichtrealisierung eines OWP

Zur konkreten Umsetzung dieser wichtigen Maßnahmen hat der BDEW im Juli 2025 Vorschläge veröffentlicht.

1. ***Ob und wie sollte § 83 WindSeeG weiter konkretisiert oder geändert werden?***
2. ***Stimmen Sie dem angepassten Wert der pauschalen Sicherheit in Höhe von 150 €/kW zu? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.***

   Der BDEW stimmt grundsätzlich zu, dass es in Zukunft die gleiche Sicherheitshöhe für beide Flächenarten geben sollte, sofern das gleiche Ausschreibungsverfahren angewandt wird.

   Ein Angleichen der Sicherheit auf 150 €/kW hat Vor- und Nachteile, die miteinander abgewogen werden müssen:

   - Eine erhöhte Sicherheitsleistung würde zu erhöhten Projektkosten führen und kann damit auch die Zahl der Bieter reduzieren. Dies muss berücksichtigt werden, um Ausschreibungen mit wenig Wettbewerb zu vermeiden. Zudem kann eine erhöhte Sicherheit den deutschen Markt im Vergleich zu anderen Märkten weniger attraktiv machen, bei denen 100 EUR/kW häufig üblich ist (z.B. NL, DK).
   - Gleichzeitig reduziert eine erhöhte Sicherheitsleistung aber das Optionalitäts-Kalkül bei Gebotsabgabe und erhöht damit die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte. Sofern im Entweder-Oder-Verfahren die Flächenvergabe anhand der Zahlungsbereitschaft (d.h. im „Entweder-Teil“) erfolgt, halten wir eine Sicherheit von 150 €/kW für grundsätzlich angemessen. Beim Vergabeverfahren über die Zahlungsbereitschaft

bestehen aufgrund der unsicheren Ertrags- und Gewinnprognosen erhöhte Anreize für spekulative Gebote. Die vorgeschlagene Sicherheitsleistung von 150 €/kW erscheint in diesem Fall geeignet, um die Projektrealisierung abzusichern.

- Für die Flächenvergabe im Rahmen einer CfD-Auktion (direkt oder als Teils des Entweder-oder-Verfahrens) halten wir hingegen eine niedrigere Sicherheitsleistung von bis zu 100 €/kW für sinnvoll, da durch die Erlösabsicherung beim CfD-Verfahren die Anreize für spekulative Gebote deutlich geringer sind. Ein darüberhinausgehender Wert würde tendenziell zu höheren Zuschlagspreisen im CfD führen, ohne die Realisierungswahrscheinlichkeit signifikant zu verbessern.

3. ***Stimmen Sie dem dynamischen System zu, nach dem – im Fall einer Zahlung - zu der Sicherheit von 150 €/kW eine zusätzliche Sicherheit in Höhe von 5 % des Zahlungsgebots zu leisten ist? Falls nicht, durch welches alternative Design schlagen Sie vor, die Verhältnismäßigkeit zwischen Pönale und Zahlungsbereitschaft zu gewährleisten?***

   Aus Sicht des BDEW ist ein dynamisches Element, das sich an der Höhe der Zahlungsbereitschaft bemisst, prüfenswert. Dies würde das höhere Realisierungsrisiko von Projekten ohne CfD reflektieren und der Spekulation auf zukünftige Strompreise entgegenwirken.

4. ***Stimmen Sie den Vorteilen einer höheren Sofortzahlung, und somit einer anteiligen zeitlichen Vorverlegung der Zahlung, zu? Wie viel Prozent eines Zahlungsgebots sollten Ihrer Einschätzung nach unmittelbar bzw. kurz nach Zuschlag fällig sein?***

   Aus Sicht des BDEW ist die Zahlung eines größeren Anteils unmittelbar nach Zuschlagserteilung sinnvoll, um das Optionalitäts-Kalkül bei den Geboten zu reduzieren. Je größer die Zahlung unmittelbar nach der Ausschreibung ist, desto höher ist schlussendlich die Realisierungswahrscheinlichkeit.

   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 bisherigen 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.

5. ***Stimmen Sie der Nutzung des Konzepts des Ausgleichs des strategischen Vorteils bei der Integration von qualitativen Kriterien zu? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.***

   Aus Sicht des BDEW ist das vorgeschlagene Konzept prüfenswert. Für eine genaue Bewertung bedarf es weiterer Informationen zur konkreten Ausgestaltung.

   Es sollten wirksame Sanktionen eingeführt werden, um eine vorsätzliche Nichtlieferung versprochener Kriterien oder spekulatives Bieterverhalten zu verhindern. Gleichzeitig kann ein zu hohes Sanktionsrisiko – insb. bei begrenzter Kontrolle durch den Bieter - zu höheren Risikoprämien in den CfD-Geboten führen oder sogar Bieter abschrecken. Daher ist ein ausgewogener Ansatz zu empfehlen der auf das jeweilige Kriterium zugeschnitten ist.

   Zudem sollte geprüft werden, das Konzept des Ausgleichs des strategischen Vorteils durch einen Strafmultiplikator zu ergänzen und flexibel auf das jeweilige Kriterium zuzuschneiden werden, um spekulatives Bieterverhalten zu verhindern und übermäßige Sanktionen sowie Risikoprämien zu vermeiden.

   Auch sollte die Aufteilung der Verantwortlichkeiten und die Definition von „Force Majeure“ vor den Auktionen klar geregelt und veröffentlicht werden, um Rechtsunsicherheit zu vermeiden und faire Bedingungen für alle Beteiligten zu schaffen.

6. ***Wie sollte die Zahlung einer entsprechenden Pönale nach Frage 6 effizient abgesichert werden?***

   Eine Absicherung der Pönalen über höhere Sicherheiten ist für diesen Fall tendenziell nicht erforderlich. Die Erfüllung der Resilienz- und Nachhaltigkeitskriterien sollte bei Inbetriebnahme abschließend überprüft werden. Strafzahlungen für eine Nichterfüllung von Präqualifikationskriterien können dann aus dem laufenden Cash-Flow bedient werden. Sollten Zuschlagskriterien zur Anwendung kommen, könnte die Sanktionierung im Sinne des oben skizzierten Ansatzes des strategischen Ausgleichs direkt über eine entsprechende Reduktion des anzulegenden Wertes sanktioniert werden, wodurch sich Zahlungen aus dem CfD entsprechend verringern bzw. Rückzahlungen erhöhen.

Ansprechpartner

Jakob Eckardt
Erzeugung und Systemintegration
Fachgebietsleiter Offshore Wind
Tel.: +49 30 300199-1320
Jakob.eckardt@bdew.de