

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 19.12.2025 | Page 1 of 19

## GEMEINSAME STELLUNGNAHME DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ZUR BMWE- MARKTKONSULTATION WINDENERGIE AUF SEE VOM 11. NOVEMBER 2025

### Allgemeine Bewertung

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) begrüßen die geplante Novellierung des WindSeeG ausdrücklich. Richtig ausgestaltet, ist die Novelle ein zentraler Hebel, um den Offshore-Ausbau in Nord- und Ostsee dauerhaft planbar, effizient und zukunftsfähig zu machen – und zugleich die Grundlage, um den Ausbau nachhaltig zu beschleunigen und für kommende Jahrzehnte abzusichern. Zentrales Anliegen der ÜNB ist die termin-, ressourcengerechte und kosteneffiziente Anbindung der Offshore-Windparks (OWP) an das landseitige Netz. Klare gesetzliche Vorgaben ermöglichen Effizienz, Planbarkeit und eine faire Risikoverteilung zwischen Offshore-Windparkbetreibern und ÜNB. Verzögerungen, Kostensteigerungen und Risiken für die Versorgungssicherheit können so vermieden werden. Damit die umfassende Novellierung volle Wirkung entfaltet, darf sie sich aus Sicht der ÜNB nicht ausschließlich auf die hier gestellten Konsultationsfragen beschränken. Notwendig ist es, den gesetzlichen Rahmen umfassend weiterzuentwickeln, um zentrale Herausforderungen des Ausbaus von Offshore-Wind gesamthaft zu lösen. Denn die Herausforderungen liegen nicht allein in einer optimierten Flächenkulisse, Wasserstofftechnologien und marktlichen Gegebenheiten, sondern in der gesamten Wertschöpfungskette - von der Planung über die Realisierung bis zur Integration ins Übertragungsnetz.

Nachfolgend legen wir die zentralen Eckpunkte dar, die für eine wirksame Novellierung des WindSeeG unverzichtbar sind. Sie umfassen sowohl Aspekte, die in der Konsultation adressiert werden, als auch weitergehende Forderungen, die über den bisherigen Rahmen hinausgehen und für den Erfolg des Offshore-Ausbau entscheidend sind. Die ÜNB werden sich auch im weiteren Gesetzgebungsverfahren aktiv und konstruktiv einbringen, um das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) dabei zu unterstützen, einen rechtlichen Rahmen zu schaffen, der den Offshore-Ausbau beschleunigt und die Energiewende nachhaltig absichert.

#### 1. Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit

Vor dem Hintergrund der gescheiterten Ausschreibungen von Flächen im August 2025 und steigender Risiken in der Branche ist es unerlässlich, die Realisierungswahrscheinlichkeit von

OWP zu erhöhen. Dies verhindert stranded investments bei den ÜNB, da diese ihre finale Investitionsentscheidung deutlich vor den Windparks treffen müssen. Die Einführung von zweiseitigen Contracts for Differences (CFD) als Absicherungsinstrument könnte hierzu einen Grundbaustein liefern. Priorität hat für uns dabei die schnelle und unkomplizierte Einführung. Dabei sollte zumindest in einem ersten Schritt auf ein erprobtes, funktionsfähiges und beihilferechtlich genehmigtes Modell zurückgegriffen werden.

## **2. Erzeugter und übertragener Strom statt installierter Leistung**

Die ÜNB haben am 10.12.2025 den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) 2037/2045 (2025) veröffentlicht. Dieser hat mit Blick auf den Monitoringbericht zur Energiewende der Bundesregierung und den dort veränderten Verbrauchsprognosen bis 2045 ein Szenario A mit angepassten Ausbaubedarfen für Erneuerbare Energien vorgelegt. Der Ausbau der Offshore-Windenergie wird dort auf 60 GW bis 2045 reduziert. Soll dieses Szenario A als Basis des kommenden Übertragungsnetzausbau herangezogen werden, benötigen die Bundesnetzagentur und die ÜNB unbedingt eine Anpassung der Ausbauziele im WindSeeG. Dabei sollte der Fokus auf den erzeugten und übertragenen Strom statt auf die installierte Leistung gelegt werden. Bei Anwendung der Offshore-Optimierung (Flächenneuzuschnitt bei gleichzeitiger Überbauung und Kappung von Erzeugungsspitzen) können so mit 60 GW installierter Leistung durchschnittlich 214 TWh/Jahr erzeugt und übertragen werden. Dies sind lediglich rund 16 TWh/Jahr weniger als im vorherigen NEP 2037/2045 (2023) mit 230 TWh/Jahr bei 70 GW installierter Leistung. Gleichzeitig können sieben Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) eingespart werden und die Flächen effizienter – also mit einer deutlich geringeren Leistungsdichte – im kommenden Flächenentwicklungsplan (FEP) des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) beplant werden. Dies gewährleistet sowohl einen hohen Energieertrag als auch eine effiziente Auslastung der ONAS und stärkt das Geschäftsmodell der Offshore-Windenergie.

## **3. Optimierungspotential vollständig nutzen**

Die Offshore-Optimierung, wie im ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) vorgesehen, umfasst die Flächen der Zonen 4 und 5 der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). Hier können unter anderem durch die Optimierungsmaßnahmen vier (Szenario B 2045) bis sieben (Szenario A 2045) ONAS eingespart werden. Darüber hinaus sehen wir weiteres Optimierungspotential in der noch nicht vollständig vergebenen Zone 3. Diese zeichnet sich durch besonders starke Abschattungseffekte und niedrige Vollaststunden aus. Der positive

Effekt von veränderten Flächenzuschnitten und geringeren Leistungsdichten ist dort besonders groß. Die ÜNB begrüßen daher die Verschiebung der Ausschreibungen der Flächen N-12.4 und N-12.5 von 2026 nach 2027 im Rahmen des Änderungsentwurfes zum FEP 2025. Dieses bietet dem BSH und den ÜNB bereits die Gelegenheit für die Flächen N-12.4, N-12.5, N-12.6 einen Optimierungsvorschlag umzusetzen und die Vollaststunden zu steigern. Wir haben diesen in unserer Stellungnahme zur Änderungsentwurf des FEP 2025 bereits konkretisiert. Leider sollen die Flächen N-10.1 und N-10.2, die bereits in diesem Jahr keine Bieter gefunden haben, am 01.02.2026 erneut dem Markt angeboten werden. Aus Sicht der ÜNB besteht das Risiko, dass diese Flächen in dieser Ausschreibung erneut keinen Bieter finden werden und dem Offshore-Windausbau ein weiteres Jahr verloren geht. Die zuständigen ÜNBs werden daher auch in diesem Bereich einen Optimierungsvorschlag z. B. unter Einbeziehung des Sonstigen Energiegewinnungsbereiches SEN-1 vorantreiben und im Falle eines weiteren Scheiterns der Auktion schnell einbringen.

#### **4. Offshore-Optimierung und Risikoverteilung**

Die von den ÜNB angestoßenen Offshore-Optimierungen führen grundsätzlich zu einem effizienteren Ausbau und höheren Energieerträgen. Gleichzeitig entstehen jedoch zusätzliche Kosten und Risiken für OWP-Betreiber durch Maßnahmen wie Spitzenkappung und Überbauung. Diese Risiken müssen durch geeignete Absicherungsmechanismen adressiert werden. Nur die Realisierbarkeit von ONAS und OWP gemeinsam kann einen erfolgreichen Offshore-Ausbau sicherstellen.

#### **5. Verbindliche Überbauung**

Eine flächenspezifische Überbauung sollte verbindlich vorgeschrieben werden. Im ersten Entwurf für den NEP 2037/2045 (2025) haben die ÜNB auf Basis einer flächenspezifisch ausdifferenzierten Studie des Fraunhofer Instituts für Windenergiesysteme (IWES) in den Szenarien A und B eine durchschnittliche Überbauung von rund 15 % angenommen. Damit könnten in Kombination mit ergänzenden Maßnahmen vier bis sieben ONAS eingespart werden. Ein volkswirtschaftliches Optimum sollte das BSH in Zusammenarbeit mit der Wissenschaft flächenspezifisch bestimmen und im Flächenentwicklungsplan festlegen. Auch hier braucht es geeignete betriebswirtschaftliche Absicherungsmechanismen (z.B. einen CfD).

## 6. Verlängerte Nutzungsdauer und Anpassung des Entschädigungsrahmens

Eine pauschale Verlängerung der Genehmigungen für Offshore-Windparks und deren Netzanbindungen auf bis zu 35 Jahre kann grundsätzlich ein geeignetes Mittel zur Effizienzsteigerung darstellen – durch längere Nutzungsdauern, bessere Amortisation und höhere Investitionssicherheit. Gleichzeitig steht sie jedoch in einem Zielkonflikt zum bisherigen Entschädigungsregime und wirft Fragen zur Risikoverteilung und zu Anpassungen bestehender Regelungen auf. Darüber hinaus können technische Restriktionen bei Netzanbindungen die praktische Realisierbarkeit einer Verlängerung einschränken. Diese Chancen und Herausforderungen müssen im Gesetzgebungsverfahren sorgfältig ausbalanciert werden. Die Nutzung von ONAS über die derzeit vorgesehenen Nutzungszeiträume von 20 Jahren hinaus sollte grundsätzlich einzelfallspezifisch erfolgen. Dabei sind der technische Zustand von ONAS und OWP sowie die volkswirtschaftliche Sinnhaftigkeit sorgfältig zu abzuwegen. Der aktuelle Entschädigungsrahmen für Windenergieanlagen auf See gemäß § 17e EnWG ist im Hinblick auf eine betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von 20 Jahren (vgl. Urteil Oberlandesgericht Düsseldorf vom 11.04.2011, Az. VI-3 Kart 276/09 (V) grundlegend zu überdenken, anzupassen und ggf. abzuschaffen. Sie stellen derzeit eine ausgewogene Risikoverteilung zwischen ÜNB und OWP sicher.

Die Verlängerung der Nutzungsdauer, ob für Bestandsanlagen oder für zukünftige OWP, verschiebt diese Risikoverteilung zulasten der ÜNB und erfordert daher eine Anpassung der §§ 17d–f EnWG, um die ursprüngliche, gesetzgeberische Intention beizubehalten. Vor dem Hintergrund erhöhter Ausfallwahrscheinlichkeiten von Offshore-Netzanbindungen bei steigendem Alter ist die Vermutung grober Fahrlässigkeit des ÜNB im Falle von Störungen gemäß § 17f Absatz 2 EnWG nicht mehr angemessen. Dies gilt ebenso im Falle einer Höherauslastung der ONAS im Rahmen der Offshore-Optimierung. Darüber hinaus ist eine Anpassung des Selbstbehalts des OWP sinnvoll, um sicherzustellen, dass der OWP nicht besser gestellt wird, als wenn er die Netzanbindung selbst errichtet hätte. Grundsätzlich ist bei Anpassungen des Entschädigungsregimes zwischen bestehenden und zukünftigen OWP zu unterscheiden.

## 7. Realisierungsfristen und technische Betriebsbereitschaft

Im Zuge der Anpassung des WindSeeG zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie in den Bereichen Windenergie auf See und Stromnetz erfolgte eine Anpassung der Realisierungsfrist für OWP gemäß § 81 Absatz 2 Satz 1 Nummer 5 WindSeeG. Demnach müssen OWP nunmehr innerhalb von 12 statt bisher 6 Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin den Nachweis der vollständigen technischen Betriebsbereitschaft der Windenergieanlagen erbringen

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 19.12.2025 | Page 5 of 19

und erhalten dadurch eine größere zeitliche Flexibilität. Dies ist im Hinblick auf die Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit der OWP auch grundsätzlich aus Sicht der ÜNB zu begrüßen. Gleichzeitig wurde jedoch versäumt, wichtige Anpassungen zu Zwischenschritten, bei der Anpassung des § 81 WindSeeG aufzunehmen. Die ÜNB möchten in diesem Zusammenhang nochmals eindringlich darauf hinweisen, dass vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin (VFT) bestimmte Parametrierungstests für das ONAS erfolgreich abgeschlossen werden sollten, um eine Inbetriebnahme des ONAS zu ermöglichen. Fehlende Parametrierungstests könnten allerdings zu einer Nicht-Einhaltung des VFT führen und stehen im Widerspruch zu einer fristgerechten Fertigstellung der Netzanbindung. Diese Tests erfordern – speziell für den Test der Kühlung der geplanten 2-GW-ONAS – eine installierte Mindestleistung von 30 % der geplanten gesamten OWP-Leistung spätestens sechs Wochen vor dem VFT. Ohne Mindesteinspeisung durch die installierte Mindestleistung ist eine Inbetriebnahme des jeweiligen ONAS nicht möglich. Aus Sicht der ÜNB braucht es daher eine zwingende Klarstellung in § 81 Abs. 2 Nr. 4 WindSeeG, wonach künftig spätestens sechs Wochen vor dem VFT der Nachweis erbracht werden muss, dass die installierte Mindestleistung für Parametrierungstests gewährleistet ist.

## **8. Umsetzung hybrider Interkonnektoren und grenzüberschreitender Offshore-Netzanbindungen**

Die Umsetzung des § 17k EnWG zur Schaffung eines Entschädigungsrahmens für hybride Interkonnektoren und Netzanschlüsse von OWP außerhalb deutscher Flächen hat bereits wichtige erste Schritte hin zu einer internationalen Erschließung der Offshore-Windpotenziale ermöglicht. Im Sinne einer stärkeren europäischen Vernetzung und mit Blick auf einen effizienten und optimierten Offshore-Ausbau ist die Erschließung internationaler Flächen konsequent weiterzuverfolgen. Neben der bereits umgesetzten Entschädigungsregelung nach § 17k EnWG sollte daher ein weitergehender Rechtsrahmen für den internationalen Offshore-Ausbau vorangetrieben werden. Dies gilt auch im Hinblick auf die Nutzung überschüssiger Energie aus OWP im Rahmen der Spitzenkappung.

## Antworten auf Konsultationsfragen

### 1. Kosteneffizienz und Synchronisierung

#### 1.1. Optimierung

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?

- Eine gebiets- oder flächenspezifische Bewertung der Stromgestehungskosten ist aus Sicht der ÜNB nicht zielführend. Stattdessen muss die Betrachtung auf die gesamte optimierte Offshore-Ausbaukulisse ausgeweitet werden, da nur in diesem Gesamtzusammenhang Einsparungen bei ONAS und zusätzliche Kosten durch Überbauung in Relation zum gesamten Energieertrag bewertet werden können.
- Zur Beurteilung dieser Fragestellung liegt den ÜNB derzeit keine belastbare Studie vor, da die Investitionskosten von OWP als wesentlicher Einflussfaktor nicht öffentlich transparent verfügbar sind.
- Im Rahmen des NEP 2037/2045 (2025) haben die ÜNB eine optimierte Überbauung von im Durchschnitt 15 % ermittelt. Auf Basis des Szenarios B 2045 des ersten Entwurfs des NEP 2037/2045 (2025) ergibt sich dadurch eine höhere Energiemenge aus den optimierten OWPs von etwa 7,2 % (Steigerung von 105,6 TWh auf 113,2 TWh), die an Land übertragen werden kann. Unter der Annahme konstanter Gesamtkosten für den kombinierten Ausbau von Netzanbindungen und OWP führt dies rechnerisch zu einer Senkung der Stromgestehungskosten des optimierten Offshore-Ausbaus um rund 6,7 %.

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?

- Die Bestimmung eines pauschalen, betriebswirtschaftlichen Optimums lediglich anhand des Verhältnisses von OWP- und ONAS-Nennleistung ist nicht möglich,

da für diese Bestimmung weitere Faktoren erforderlich sind. Hierzu zählt insbesondere auch der (potenziell) zu erwartende Energieertrag und das Windlastprofil am konkreten OWP-Standort. Darüber hinaus spielen weitere Faktoren eine Rolle, wie etwa Baugrundverhältnisse und Wassertiefe. Letztere können jedoch erst zu einem sehr späten Zeitpunkt ermittelt werden.

- Es sollte daher zunächst eine gebietsübergreifende, ganzheitliche Ertragsoptimierung der installierten OWP-Leistung, basierend auf den Ausbauzielen, erfolgen. Hierbei sollten die Anzahl der zur Abführung der Energiemenge genutzten ONAS schrittweise reduziert werden, um optimierte erzeugte und gekappte Energiemengen zu ermitteln. Dieses Vorgehen wurde auch im ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) angewendet.
- Basierend auf den daraus entstehenden Zeitreihen kann anschließend für konkrete Windenergiegebiete und ONAS jeweils ein spezifisches volks- und betriebswirtschaftliches Optimum ermittelt werden.

3. 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 Vollaststunden der Windparks aus?

- Höhere Vollaststunden verbessern die Anlagenauslastung:  
Durch eine reduzierte Bebauungsdichte steigen die Vollaststunden der OWP, was betriebswirtschaftlich vorteilhaft ist, da die spezifischen Erzeugungskosten sinken.
- Begrenzte Erlöseinwirkungen durch Spitzenkappung:  
Spitzenkappung betrifft überwiegend Stunden mit niedrigen Marktpreisen.  
Entsprechend fallen die Erlöseinbußen in der Regel moderat aus. In einzelnen Starkwindsituationen können auch hochpreisige Stunden betroffen sein, deren Einfluss auf das Gesamtjahr jedoch begrenzt ist.
- Tendenziell höherer durchschnittlicher Capture Price:  
Da die Kappung vor allem in Stunden mit niedrigen Preisen greift, kann sich der durchschnittliche Capture Price der eingespeisten Energiemengen erhöhen und die Wirtschaftlichkeit im Teillastbereich verbessern.
- Reduzierte Gesamterzeugung, potenziell absicherbar:  
Die Gesamtproduktion kann im Vergleich zu einem Szenario ohne Spitzenkappung geringer ausfallen. Absicherungsmechanismen wie CfDs können

hier potenziell Vorteile bieten, da sie Erlösrisiken reduzieren und Planbarkeit erhöhen können – insbesondere bei höheren verpflichtenden Überbauungsgraden.

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

Die Offshore-Optimierung hat das übergeordnete Ziel, die Kosteneffizienz und damit auch die Attraktivität des Ausbaus der Offshore-Windenergie allgemein zu steigern. Hohe Volllaststunden der OWP bilden in diesem Zuge eine wesentliche Grundvoraussetzung für einen positiven Business Case des OWP und damit für eine erfolgreiche Ausschreibungen mit monetären Vorteilen für die Stromkunden durch sinkende Stromgestehungskosten. Die zusätzlichen Kosten des OWP durch die notwendige Überbauung, die nicht durch höhere Volllaststunden ausgeglichen werden, müssen durch ein entsprechendes Ausschreibungsdesign, andere Parameter wie angepasste Sicherheiten oder Realisierungsfristen, oder Absicherungselemente wie CfD ausgeglichen werden. Ziel ist die Schaffung eines volkswirtschaftlichen Optimums.

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

Grundsätzlich ist die Nutzung der gekappten bzw. nicht integrierbaren Energie erstrebenswert. Es ist jedoch zu beachten, dass durch eine Nutzung dieser Energie jeglicher Art zusätzliche, technische Komponenten notwendig werden, die zu Anpassungen der bestehenden bzw. standardisierten Offshore-Strukturen mit damit verbundenen erheblichen Mehrkosten führen würden. In diesen Zusammenhang stehen den ÜNB keinen Möglichkeiten der alternativen Nutzung mit einem hinreichenden technischen Reifegrad zur Verfügung. Diese können zudem im Rahmen des Unbundlings voraussichtlich nicht vom ÜNB umgesetzt werden.

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

Aufgrund der Überbauung werden höhere Volllaststunden auf den ONAS erzielt, was folglich zu einer höheren Energieintegration bzw. Energiedichte an den landseitigen Netzverknüpfungspunkten führt. Da im Rahmen des NEP 2037/2045

(2025) die Überbauung jedoch bereits als Offshore-Optimierungsmaßnahme untersucht und mittels der Netzausbauberechnungen bewertet wurde, sind darüber hinaus keine weiteren Auswirkungen auf den landseitigen Netzausbau zu antizipieren. Eine Integration der höheren Energiedichte kann daher durch die geplanten ONAS sichergestellt werden.

## 1.2. Wasserstoff

Übergeordnet ist aus Sicht der ÜNB zur Wahrung eines kosteneffizienten Energiesystems, welches sowohl aus elektrischer als auch Wasserstoff-Infrastruktur bestehen kann, dass der Ausbau redundanter Strukturen dringend vermieden wird.

Elektrolyseure auf See werden derzeit vom Flächenentwicklungsplan als eine technologische Option der „sonstigen Energiegewinnungsbereiche“ umfasst. Ausschreibungen sind bislang nicht erfolgt. Bevor Projekte in einen industriellen Maßstab überführt werden können, muss sichergestellt sein, dass das Konzept eines kombinierten Anschlusses aus Stromkabel und Gasrohrleitung überhaupt verlässlich sowie kosten- und raumeffizient ermöglicht werden kann. Denn es muss sichergestellt werden, dass sowohl die konstante und stabile Erzeugung von Offshore-Windenergie als auch die flexible Elektrolyse auf See weiterhin volkswirtschaftlich in das Energiesystem integriert werden. Gleichwohl sollte zur Beibehaltung einer netzdienlichen und flexiblen Verwendung der Offshore-Windenergie die elektrische Anbindung von Offshore-Windparks der Standard sein. Fragen zu technologischen Spezifikationen bzw. konkreten Offshore-Elektrolyse-Projekten und deren Rahmenbedingungen können von den ÜNB nicht beantwortet werden. Zusätzlich regen die zuständigen ÜNBs bei einer Optimierung der Flächen N-10.1 und N-10. 2 eine Einbeziehung des Sonstigen Energiegewinnungsbereiches SEN-1 an.

### A. Technologische Aspekte

1. Ab wann können Elektrolyseure auf See in industriellem Maßstab eingesetzt 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?

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 19.12.2025 | Page 10 of 19

3. Wie sehen optimale Konditionen für Offshore-Elektrolyse mit Blick auf die spezifischen Offshore-Bedingungen (Wetter, Salzwasser, Infrastruktur) aus?
4. Wie kann den Herausforderungen, die sich für die Abwärme, Meerwasserentsalzung und das Brine-Management ergeben, auch unter Umwelt- und Genehmigungsgesichtspunkten begegnet werden?
5. Welchen Zeitraum benötigen erste Offshore-Demonstrationsprojekte, um offene technologische Fragen im Realbetrieb zu untersuchen? Welcher Förderbedarf besteht?
6. Welche Kapazität müssten entsprechende H2-Pipelines übertragen können? Ist ein vermaschtes System sinnvoll?
7. 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?

## 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?
2. Sind Erzeugung und Transport bei den aktuellen Marktpreisen für Wasserstoff refinanzierbar? Welcher Förderbedarf besteht?
3. Welche Vorteile bieten Geschäftsmodelle, die auf eine kombinierte Vermarktung von Strom und Wasserstoff abzielen? Bitte beschreiben Sie den Business Case.
4. Wieviele Betriebsstunden sind für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich? Kann ein Geschäftsmodell auch auf Strommengen basieren, die einer Spitzenkappung unterliegen?
  - Mittels Offshore-Elektrolyse könnte die zu kappende Energie theoretisch flexibel verwendet werden. Allerdings stellen der Transport und insbesondere die prozessbedingten Herausforderungen der Offshore-Elektrolyse ein signifikantes Hemmnis zur Umsetzung dieser technischen Möglichkeit dar. Die zusätzlich notwendige Infrastruktur, die zu erheblichen Mehrkosten führen würde, steht in diesem Geschäftsmodell lediglich einer geringen Menge an zu kappender Energie

gegenüber, weshalb dieses Geschäftsmodell aus Sicht der ÜNB derzeit nicht volkswirtschaftlich sinnvoll umsetzbar ist.

- Wichtiger als die reine Anzahl der Stunden, sind die Strompreise in den abgeregelten Stunden. Da die Abregelung in Zeiten hoher Überschüsse, also sehr niedriger Strompreise zu erwarten ist, sollte dies keinen großen Effekt auf den Business Case haben.
- Untersuchungen haben aber gezeigt, dass das größere Problem die volatile Fahrweise der Elektrolyseure (in Anlehnung an das Windprofil) mit ständigen An- und Abschalten zu einer massiven Verschlechterung der technischen Lebensdauer und somit zu einer Unwirtschaftlichkeit der Anlagen führt.

### 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?
  - Vor dem Hintergrund der offenen Fragen zur Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit von Offshore-Elektrolyseuren sowie den bisher beschränkten Leistungsgrößen von maximal 50 MW, sollten Teile des sonstigen Energiegewinnungsbereiches SEN-1 zur Reduktion der Leistungsdichte für die Windenergieflächen N-10.1 und N-10.2 genutzt werden.
  - Vor diesem Hintergrund ist es aus Sicht der ÜNB zielführend, erst eine Flächenoptimierung durchzuführen und im Anschluss eine Ausschreibung anzusetzen.
2. Welche Konzepte sind für die Offshore-Wasserstofferzeugung zukünftig denkbar?

Neben der autarken Offshore-Elektrolyse (reine Rohrleitungs-Anbindung) sind auch hybride Konzepte (kombinierte Gasrohrleitungs- und Stromkabelanbindung) denkbar. Letztere könnten sich vor allem in weit von der Küste entfernten Gebieten, bspw. in der Zone 5 der Nordsee, anbieten, wobei die technische sowie betriebliche Umsetzung solcher Lösungen aus Sicht der ÜNB derzeit noch unklar ist. Ein kostenintensiver Aufbau von parallelen Infrastrukturen hinsichtlich der Effizienz des gesamten Energiesystems und der Raumrestriktionen muss jedoch zwingend vermieden werden. Zudem darf die Offshore-Elektrolyse nicht zu einer Verringerung der Auslastung der ONAS führen.

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

#### D. Skalierung

1. Wie müsste der stufenweise Ausbau der Offshore-Elektrolyse unterstützt und politisch flankiert werden, um mittelfristig eine industrielle Skalierung zu ermöglichen?
2. Welche Herausforderungen sehen Sie bei der Ausbildung von Fachkräften für die Konstruktion, den Betrieb und die Wartung von Offshore-Wasserstoffanlagen?
3. Welche Rolle spielt Offshore-Elektrolyse in einem kostenoptimalem Strom- und H2-Gesamtsystem 2045, insb. im Vergleich zu rein elektrischem Transport auf See?

Die perspektivische Nutzung der Offshore-Elektrolyse sowie deren Wirtschaftlichkeit hängt stark von externen Rahmenbedingungen ab – insbesondere von der Entwicklung der Strom- und Wasserstoffnachfrage, internationalen Importpreisen sowie technologischen Fortschritten. Vor diesem Hintergrund ergeben sich aus heutiger Sicht folgende Einschätzungen:

- Höhere Systemflexibilität durch rein elektrische Anbindung  
Ein rein elektrischer Transport von Offshore-Wind an Land bietet deutlich höhere Flexibilität für das Gesamtsystem. Der erzeugte Strom kann bedarfsgerecht entweder zur Wasserstoffproduktion an landseitigen Elektrolyseuren oder zur Deckung der Stromnachfrage genutzt werden. Diese Flexibilität entfällt bei einer seeseitigen Umwandlung, da dort aufgrund von begrenzten bzw. niedrigeren dimensionierten, elektrischen Übertragungskapazitäten keine vollständige Integration ins Energiesystem möglich ist – solange keine hybriden Interkonnektoren bzw. ein vermaschtes Nordsee-Netz bereitstehen.
- Vorteil landseitiger Elektrolyse im Hinblick auf Betrieb, Systemdienlichkeit und Kosten  
Onshore-Elektrolyseure können unabhängig vom fluktuierenden Offshore-Wind betrieben werden und zusätzlich Überschüsse anderer Erneuerbarer – insbesondere Photovoltaik und Onshore-Wind – aufnehmen. Damit tragen sie bei netzdienlichem Betrieb zur

Systemstabilität und besseren Ausnutzung erneuerbarer Erzeugung bei und verringern dadurch geringfügig die Notwendigkeit des Netzausbau. Aus heutiger Sicht spricht dies für eine vorrangige Entwicklung der kosteneffizienteren und systemdienlicheren Onshore-Elektrolyse, wie im § 96 Nr. 9 WindSeeG bereits vorgesehen.

- Volkswirtschaftliche Bewertung für die deutsche AWZ  
Für das deutsche Stromsystem ist derzeit offen, ob Offshore-Wasserstoffproduktion volkswirtschaftlich vorteilhaft sein kann. Dies hängt maßgeblich von künftigen, globalen und europäischen Wasserstoffpreisen ab. Zudem werden bereits durch verpflichtende Überbauung Effizienzgewinne erzielt, die den Bedarf zusätzlicher Offshore-Infrastruktur reduzieren.
- Langfristige Option unter spezifischen Voraussetzungen  
Mit sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien im zukünftigen Energiesystem können sich Situationen ergeben, in denen Offshore-Elektrolyse wirtschaftlich oder systemisch attraktiv werden kann – etwa durch technologische Kostendegression oder veränderte Netzanschlusskosten in küstenfernen Zonen in der AWZ der Nordsee („Entenschnabel“). Diese Potenziale sind jedoch mit großen Unsicherheiten verbunden und müssen kontinuierlich evaluiert werden. Eine pauschale, strategische Festlegung wäre daher nicht zielführend.

## 2. Marktintegration und Ausschreibungen

### 2.1. 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 der ÜNB ist eine Absicherung z. B. durch CfDs der OWP zur Erhöhung ihrer Realisierungswahrscheinlichkeit ausdrücklich zu begrüßen. Nur so kann eine parallele Inbetriebnahme von ONAS und OWP sichergestellt werden, um Leerstände bei ONAS oder sogenannte stranded investments zu vermeiden. Situationen wie die erfolglosen Ausschreibungen im Jahr 2025, die zu erheblicher

Unsicherheit in der Branche führten und sich negativ auf Lieferketten, Preise sowie die Verfügbarkeit von Komponenten für ONAS und OWP auswirken, sind unbedingt zu vermeiden.

- Daher sind aus Sicht der ÜNB alle Maßnahmen zu ergreifen, die die Realisierungswahrscheinlichkeit von OWP erhöhen. Dies schafft zugleich Planungssicherheit für die ONAS und wirkt sich letztlich positiv auf die Kosten des Gesamtsystems aus.

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

- Bei der Art und Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns muss aus Sicht der ÜNB der Fokus vorrangig auf der tatsächlichen Realisierung der Flächen durch die OWP liegen. Projektabbrüche seitens der OWP und die damit verbundenen potenziellen Leerstände oder stranded investments bei ONAS sind unabhängig vom gewählten Ausschreibungsverfahren zu vermeiden. Das Entweder-Oder-Verfahren sehen wir in diesem Zusammenhang kritisch.
- Zudem befürchten die ÜNB beim Entweder-Oder-Verfahren mit Blick auf die sehr unterschiedlichen Erträge der Flächen ein „Rosinenpicken“. Die wirtschaftlichsten Flächen würden dabei über den risikoreicheren privaten PPA-Markt realisiert. Projektabbrüche durch nicht kalkulierte Preissteigerungen bleiben wahrscheinlich. Ertragsschwächere und risikoreichere Flächen würden sich hingegen unter einem CfD sammeln, welcher eine Umsetzung dieser weniger attraktiven Flächen absichert. Weiterhin führt dies zu hohen Strike-Preisen innerhalb des CfD, welcher den Stromkunden bzw. Steuerzahler stärker belastet.

3. Stimmen Sie zu, dass das Entweder-Oder-Verfahren für beide Flächenarten genutzt werden sollte? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.
4. Stimmen Sie zu, dass das Verfahren jeweils (also für Zahlung wie CfD) dynamisch ablaufen sollte? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.
5. Stimmen Sie den negativen Anreizen eines PPA-Carve-Outs im Entweder-Oder-Verfahren zu? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.
6. Stimmen Sie dem Wechsel auf ein sequenzielles Verfahren zu? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.

## 2.2. Absicherung

1. Welche Besonderheiten gilt es Ihrer Einschätzung nach beim möglichen CfD-Design für Windenergie auf See ggü. landseitigen Technologien zu berücksichtigen?
  - Aus Sicht der ÜNB ist ein möglicher CfD netzdienlich auszugestalten. Dies könnte z. B. durch einen produktionsunabhängigen CfD erfolgen.
  - Das Zusammenwirken eines CfD-Mechanismus mit bestehenden Instrumenten wie der Transmission Access Guarantee (TAG) und Redispatch-Prozessen erfordert eine klare und konsistente Ausgestaltung, um Überschneidungen und potenzielle Überkompensationen der OWP zu vermeiden. Dabei sollte insbesondere eine systematische Prüfung vorgesehen werden, ob die jeweils vertraglich zugesicherte Netzanschlussleistung eingehalten wurde. Dies ermöglicht eine eindeutige Abgrenzung der Zahlungen, verhindert Fehlanreize und stellt sicher, dass Vergütungsmechanismen nur für tatsächlich verfügbare und nutzbare Anschlusskapazitäten greifen.
  - Für die Ausgestaltung eines solchen CfD-Modells liegen alle Daten vor, ein Branchenkonsens wäre hier der einfachste Weg für eine Regelung.
2. Stimmen Sie den Herausforderungen bei der Indexierung und damit auch der Tendenz gegen einen Index zu?

Eine Indexierung ist grundsätzlich sinnvoll, sofern das Preisrisiko des OWP kompensiert werden soll, da dies die Realisierungswahrscheinlichkeit des OWP bei unvorhergesehenen Preissteigerungen erhöht und somit netzseitige Stranded Investments verhindert. Gleichzeitig sind hier geeignete Warenkörbe zu definieren sowie ggf. Schwellenwerte. Auch eine geeignete Anpassung nach unten ist einzubeziehen, sobald sich z. B. die Wertschöpfungsketten entsprechend entspannen. Zudem wird die Indexierung in anderen Nord- und Ostsee-Anrainerstaaten bereits umgesetzt.
3. Bitte machen Sie die nach Ziffer 4.1.3.4 der Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 der Europäischen Kommission erforderlichen Angaben zu beihilferechtlichen Aspekten eines Absicherungsmechanismus, insb. zu

- a. Beihilfefähigkeit,
- b. Methode und Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO2-Äquivalenten (pro Vorhaben oder Referenzvorhaben),
- c. vorgesehene Nutzung und vorgesehener Umfang von Ausschreibungen sowie etwaige vorgesehene Ausnahmen,
- d. wichtigste Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen, auch im Hinblick auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern,
- e. die wichtigsten Annahmen, auf die sich die Quantifizierung stützt, anhand deren Anreizeffekt, Erforderlichkeit und Angemessenheit nachgewiesen werden.

### 2.3. Qualitative Kriterien

1. Befürworten Sie einen möglichen Wechsel von einer endogenen Bewertungsskala für qualitative Kriterien zu einer exogenen Bewertungsskala? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.
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?
3. Wie können Präqualifikationskriterien mit niedrigem, bürokratischem 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?
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)?
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?

6. Ergeben sich ihrer Erwartung nach Problemen bei der Erfüllung der Vorgaben des Art. 7 Abs. 3 Durchführungsrechtsakt zu Art. 26 NZIA?
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-Null-Technologie oder ihrer wichtigsten spezifischen Bauteile, einschließlich Rechnungen oder anderer Mittel, vorzulegen“ hat?
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?
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?

## 2.4. Sicherheiten und Pönenal

Im Rahmen der Ausgestaltung entsprechender Regelungen zu Sicherheiten und Pönenal muss aus Sicht der ÜNB gewährleistet sein, dass die OWP-Projekte zum vorgesehenen Zeitpunkt rechtzeitig fertiggestellt werden, um hierdurch der Gefahr von negativen, volkswirtschaftlichen Auswirkungen durch ganz oder teilweise ungenutzte ONAS zu begegnen. Es sollte ein klarer Mechanismus etabliert werden, wie eine Fläche, deren Zuschlag infolge eines Projektabbruchs eines OWP oder des Nichteinhaltens der Realisierungsfristen nach § 81 WindSeeG unwirksam geworden ist, möglichst zeitnah neu ausgeschrieben werden kann. Ziel ist es, sicherzustellen, dass zum Fertigstellungstermin der ONAS ein entsprechender OWP angeschlossen ist.

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.
  - Grundsätzlich stimmen wir zu, dass es in Zukunft die gleiche Sicherheitshöhe für beide Flächenarten geben sollte, sofern ein vergleichbares Ausschreibungsverfahren angewandt wird.
  - Eine erhöhte Sicherheitsleistung kann das Optionalitäts-Kalkül bei Gebotsabgabe senken und damit die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte erhöhen. Beim Vergabeverfahren über die Gebotskomponente bestehen aufgrund der unsicheren Ertrags- und Gewinnprognosen erhöhte Anreize für spekulative Gebote. Die vorgeschlagene Sicherheitsleistung erscheint hierbei geeignet, um die Projektrealisierung abzusichern. Zudem befürworten wir die pauschale Anwendung dieses Werts auf beide Flächenkategorien, sollte das Entweder-oder-Verfahren für beide Flächenkategorien angewandt werden, da sich diese in Bezug auf ihre Wirtschaftlichkeit nicht unterscheiden.
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?

Die ÜNB stimmen dem zu. Flächen mit hoher Zahlungsbereitschaft durch die OWP sind besonders attraktiv und sollten daher bevorzugt betrachtet werden. Ein Projektabbruch durch den OWP wiegt bei solchen Flächen umso schwerer. Eine Sicherheit in Abhängigkeit der Gebotssumme erhöht die Realisierungswahrscheinlichkeit dieser attraktiven Flächen dadurch, dass die Hürde des Projektabbruches höher ist. Im Falle der Nichtrealisierung gleichen die Pönalzahlungen an die ÜNB zumindest teilweise den volkswirtschaftlichen Schaden durch die ausbleibende Realisierung aus.
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?

Die ÜNB stimmen den Vorteilen einer höheren Sofortzahlung grundsätzlich zu. Eine zeitlich vorgezogene Teilzahlung kann dazu beitragen, das Risiko von Projektabbrüchen zu reduzieren und damit potenzielle volkswirtschaftliche Folgekosten zu vermeiden.

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