

FNB Gas - Stellungnahme

im Rahmen der Marktkonsultation des Bundesministeriums
für Wirtschaft und Energie für das

Windenergie-auf-See-Gesetz

Berlin, 19.12.2025

Über FNB Gas:

FNB Gas e.V. ist der Zusammenschluss der überregionalen deutschen Fernleitungsnetzbetreiber. Seine Mitglieder betreiben zusammen ein rund 40.000 Kilometer langes Leitungsnetz für den Transport von Erdgas und errichten gemeinsam das rund 9.000 Kilometer lange Wasserstoff-Kernnetz. Die Vereinigung unterstützt ihre Mitglieder bei der Erfüllung ihrer gesetzlichen und regulatorischen Verpflichtungen. Zudem koordiniert sie die integrierte Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff auf der Transportnetzebene. Darüber hinaus tritt die Vereinigung für die aktive Förderung eines sicheren, wirtschaftlichen, umweltgerechten und klimafreundlichen Betriebs der Gastransportinfrastruktur sowie für ihre kontinuierliche Weiterentwicklung an die Bedarfe des zukünftigen Energiesystems ein.

Mitglieder der Vereinigung sind die Unternehmen bayernets GmbH, Fluxys TENP GmbH, Ferngas Netzgesellschaft mbH, GASCADE Gastransport GmbH, Gastransport Nord GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, NaTran Deutschland GmbH, Nowega GmbH, ONTRAS Gastransport GmbH, Open Grid Europe GmbH, terranets bw GmbH und Thyssengas GmbH.

FNB Gas bedankt sich für die Möglichkeit, im Rahmen der Marktkonsultation für das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) eine Stellungnahme einzureichen. Den Fernleitungs- und Wasserstofftransportnetzbetreibern als unseren Mitgliedsunternehmen sind das Wasserstoffkernnetz, der weitere Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur und der Wasserstoff-Hochlauf besonders wichtig.

Wasserstoff wird eine zentrale Rolle im zukünftigen Energiemix spielen. Offshore erzeugter Wasserstoff, der per Pipeline transportiert wird, kann die Integration erneuerbarer Energien erleichtern, den Bedarf an zusätzlicher Stromnetzinfrastruktur reduzieren und zugleich das deutsche Wasserstoffkernnetz mit einem künftigen europäischen Offshore-Wasserstoffnetz verbinden. Dies stärkt Versorgungssicherheit und Energieunabhängigkeit.

Derzeit ist die Offshore-Wasserstoffproduktion in Deutschland nur im Gebiet SEN-1 vorgesehen. Zugleich ist dieses Gebiet noch nicht ausgeschrieben und die Offshore-Wasserstofferzeugung in Deutschland befindet sich im Aufbau. Um den Markthochlauf von dieser Seite zu unterstützen und zeitnah die Offshore-Wasserstoffproduktion in SEN-1 und weiteren Gebieten in den Zonen 3, 4 und 5 anzustoßen, müssen kombinierte Anschlusskonzepte implementiert werden. Die kombinierte Erzeugung von Strom und Wasserstoff bietet gegenüber einer reinen Stromproduktion wesentliche Vorteile, u.a. ermöglichen Pipelinenetze insbesondere über längere Distanzen einen effizienteren Energietransport als Stromleitungen. Abregelungen werden reduziert und volkswirtschaftliche Kosten gesenkt.

Andere Nordseeanrainerstaaten berücksichtigen Sektorkopplung bereits über technologieoffene regulatorische Rahmenbedingungen. Auch Deutschland sollte im Zuge der Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes kombinierte Anschlusssysteme ermöglichen und so die Entwicklung in SEN-1 zeitnah anstoßen.

FNB Gas unterstützt die Energiewende durch Bereitstellung geeigneter Transportinfrastruktur. Dazu zählen auch Offshore-Pipelines, die – integriert in das deutsche Wasserstoffkernnetz – ab 2030 Wasserstoff nach Deutschland bringen können. Sie bilden den Ausgangspunkt für ein zukünftiges europäisches Offshore-Verbundnetz. Deutschland hat sich ambitionierte Offshore-Ausbauziele gesetzt. Wasserstoff sollte dabei ein zentraler Bestandteil der Strategie sein.

Mit dieser Stellungnahme zum WindSeeG und unseren Antworten auf die Konsultationsfragen insbesondere zum Wasserstoff-Teil möchte FNB Gas einen sachlichen Beitrag zur Diskussion und zur Ausgestaltung des Windenergie-auf-See-Gesetzes leisten.

Zusammenfassung

Wasserstoff aus Offshore-Quellen kann einen wesentlichen Beitrag für eine nachhaltige und effiziente Energieversorgung leisten. Die Offshore-Elektrolyse kann in den 2030er-Jahren in Deutschland im industriellen Maßstab starten, sofern Pilot- und Demonstrationsprojekte zeitnah beginnen und das SEN-1-Gebiet zügig ausgeschrieben wird. Mit der Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes steht erstmals eine verlässliche Transportinfrastruktur bereit, in der AquaDuctus als Sammel- und Importpipeline eine Schlüsselrolle einnimmt. Der Transport per Pipeline bietet deutliche Effizienz- und Kostenvorteile gegenüber rein elektrischen Anbindungen.

Offshore-Elektrolyseure könnten bereits in den frühen 2030er-Jahren industriell betrieben werden, wenn heute die notwendigen Förderimpulse gesetzt werden. Technische Konzepte bauen auf umfassenden Erfahrungen aus Offshore-Wind und Gasinfrastruktur auf, und die spezifischen Offshore-Bedingungen wie Wetter oder Salzwasser gelten als beherrschbar. Die Skalierung hängt jedoch maßgeblich von einer frühen Erprobung unter Realbedingungen ab.

Eine zentrale Rolle spielt das Gebiet SEN-1, das als erste Fläche für Offshore-Elektrolyse in Deutschland vorgesehen ist. Eine Ausschreibung von rund 1 GW – idealerweise in mehreren Teilflächen – ist zeitnah notwendig, um den Markthochlauf anzustoßen und Planungs- sowie Investitionssicherheit zu schaffen. Gleichzeitig bildet SEN-1 den Ausgangspunkt für die Anbindung von Offshore-Wasserstoff an das nationale Kernnetz.

Für den Erfolg entscheidend ist die Transportinfrastruktur: Das genehmigte Wasserstoff-Kernnetz bietet einen stabilen regulatorischen und finanziellen Rahmen für frühe Offshore-Wasserstoffprojekte. Zugleich ermöglichen Offshore-Pipelines einen kosteneffizienten Abtransport, sondern ersetzen auch teure HGÜ-Kabel. Da darüber hinaus ein europäisches Wasserstoff-Verbundnetz Versorgungssicherheit, Marktintegration und europäische Energieunabhängigkeit erhöht, müssen genehmigungsrechtliche Unklarheiten im novellierten WindSeeG ausgeräumt werden.

Im Gesamtsystem 2045 zeigt sich die Offshore-Elektrolyse als wesentlicher Baustein: Studien bestätigen, dass sie für ein kostenoptimales Strom- und Wasserstoffsystem wichtiger wird als bislang angenommen. Kombinierte Strom-/H₂-Anschlusskonzepte ermöglichen eine höhere Auslastung der Infrastruktur, reduzieren Gesamtinvestitionskosten, verringern Engpässe im Stromnetz und erhöhen die Flexibilität, da Energie entweder als Strom oder als Wasserstoff exportiert werden kann. Damit wird die Offshore-Elektrolyse zu einem strategischen Schlüssel für ein effizientes, robustes und zukunftsfähiges Energiesystem. Dem muss das novellierte WindSeeG Rechnung tragen.

Antworten auf die Konsultationsfragen

1.2. Wasserstoff

A. Technologische Aspekte

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

Mit der Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes 2024 hat der Wasserstoffhochlauf in Deutschland Fahrt aufgenommen. Offshore-Pipelines sind Teil dieses Netzes und so zentrale Enabler für Offshore-Elektrolyseprojekte in der deutschen AWZ. Die Pipeline wird entsprechend des Realisierungsfahrplanes des Wasserstoff-Kernnetzes in der Lage sein, in den frühen 2030er-Jahren Wasserstoff aus dem SEN1-Gebiet ans Festland zu transportieren können.

Um diese Entwicklung zu beschleunigen, müssen Demonstrationsprojekte zügig gefördert und Ausschreibungen für größere Projekte im SEN-1-Bereich spätestens mit Inkrafttreten des novellierten WindSeeG erfolgen. Kombinierte Anschlusskonzepte zur Strom- und Wasserstofferzeugung sowie Wasserstoff-Pipelines mit Importcharakter sollten gesetzlich erlaubt bzw. vom novellierten WindSeeG umfasst 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?

Es werden aktuell verschiedene Offshore-Konzepte entwickelt, die für den industriellen Maßstab skalierbar sein werden. FNB Gas wirbt dafür, diese technologieoffen zu entwickeln.

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, öffentlich zugängliche Pipeline-Infrastruktur ist wesentlich, um die Kostenvorteile über den Transportweg zu heben.¹ Nach heutigem Kenntnisstand sind die offshore-spezifischen Bedingungen wie Wetter und Salzwasser mit etablierten Methoden beherrschbar, dabei kann auf Erfahrung aus Offshore-Infrastruktur (insbes. Gasinfrastruktur sowie aus Offshore Wind, insbesondere Bau von Konverter-Plattformen) zurückgegriffen werden.

Offshore-Elektrolyseure können ihre Stärken dann ausspielen, wenn sie in ein integriertes Gesamtsystem eingebettet sind, in dem Strom- und Wasserstoffproduktion sich gegenseitig ergänzen.

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

Hier verweisen wir auf die Angaben der Elektrolyse-Hersteller.

¹ Siehe AFRY (2022): Vergleich von Systemvarianten zur Wasserstoffbereitstellung aus Offshore-Windkraft, [AquaDuctusShortStudy OffshoreHydrogenProduction v130 DE.pdf](#)

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

Pauschale Aussagen zum erforderlichen Zeitraum und Förderbedarf lassen sich nur bedingt treffen, da Demonstrationsprojekte im Offshore-Bereich sehr unterschiedliche Ziele und technologische Schwerpunkte verfolgen. Entscheidend ist: Offshore-Demonstrationsprojekte sind erforderlich, um offene technologische Fragen und Risiken für den Realbetrieb zu untersuchen und fundiert bewerten zu können. Demonstrationsprojekte sollten zeitnah umgesetzt und gefördert werden, um technologische Fragen im Realbetrieb zu klären. Der Förderbedarf richtet sich nach Projektgröße und Innovationsgrad.

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 Pipeline ist effizienter und kostengünstiger als über Seekabel.² Eine Pipeline mit 20 GW Kapazität ersetzt zehn 2 GW-HGÜ-Kabel. Studien zeigen, dass ein länderübergreifendes Offshore-Verbundnetz mit einer Backbone-Kapazität von 20 GW sowohl ökonomisch als auch für die Versorgungssicherheit, Energieunabhängigkeit und die Pipelinesicherheit sinnvoll ist. Zudem sprechen ökonomische Gründe für eine solche Infrastruktur: Die Kosten für Pipeline und potenzielle Verdichter summieren sich nur zu rund 10 % der gesamten spezifischen Kosten (LCOH) für offshore produzierten Wasserstoff.

Für eine wirtschaftlich tragfähige Offshore-Wasserstoffinfrastruktur sind Wasserstoff-Pipelines mit Transportkapazitäten im Gigawattbereich erforderlich. Erste Abschätzungen entsprechender Projekte (z. B. AquaDuctus) zeigen, dass Einzelleitungen mit mehreren GW realistisch und notwendig sind, um Skaleneffekte der Offshore-Elektrolyse zu heben. Um dies effizient zu gestalten, sollte der Gesetzgeber in Orientierung an der Genehmigung des Kernnetzes und entsprechenden Netzentwicklungsplänen eine gesetzlich verankerte Mindestkapazität für Offshore-H₂-Produktion und Transport definieren.³

Grundsätzlich ist das parallele Abtransportieren von importiertem und offshore produziertem Wasserstoff unproblematisch. In einem Offshore-Verbundnetz müssen technologische Herausforderungen wie Offshore-Kompression und Druckmanagement jedoch frühzeitig geplant werden. Wasserstoff muss bereits auf See auf ein geeignetes Druckniveau gebracht werden, um kosteneffizient per Pipeline transportiert zu werden. Das Drucklevel in der Pipeline muss dabei auf Netzkompatibilität, Sicherheitsanforderungen und Spezifikationen des Einspeisepunkts abgestimmt sein. Diese Technologien sind im Offshore-Kontext noch zu skalieren und erfordern gezielte internationale Koordination der nationalen Infrastrukturprojekte.

Grenzüberschreitende Verbindungen erfordern Einvernehmen über Finanzierungsmechanismen und regulatorische Regelungen, die für Netzbetreiber jedoch im Onshore-Bereich gängige Praxis sind. Hierzu werden über entsprechende Verbände wie ENNOH bereits Gespräche geführt. Zudem ist diese

² Vgl. AFRY (2022)

³ Bundesnetzagentur: Ausbau und Transformation der Gasfernleitungs- und Wasserstofftransportnetze, Vgl. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Gas/start.html>.

Infrastruktur keine Zukunftsmusik – sie wird bereits konkret vorbereitet, etwa durch gemeinsame Vorhaben zwischen Deutschland, Großbritannien, Dänemark, den Niederlanden und Finnland. Regulatorisch ist jedoch eine kohärente, integrierte Strom- und Wasserstoffnetzplanung und -regulierung erforderlich.

Ein europäisches Offshore-Verbundnetz für den Wasserstofftransport erhöht die Robustheit des Energiesystems und stärkt somit den deutschen und europäischen Wasserstoffhochlauf.

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 Kosten für die Wasserstofferzeugung auf See – insbesondere für langfristige Betrachtungen – sind derzeit noch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, da es bislang keine industriellen Referenzanlagen unter Offshore-Bedingungen gibt. Eine belastbare Herangehensweise zur Schätzung des Aufschlags bei Offshore-Elektrolyse findet sich in der 2024 veröffentlichten E-Bridge-Studie.⁴ Dort wird auf Basis von Angaben erfahrener Offshore-Wind-Betreiber ein Kostenaufschlag von rund 70 % gegenüber Onshore-Elektrolyseanlagen angenommen.⁵ Dieser Aufschlag reflektiert insbesondere höhere Wartungs- und Instandhaltungskosten, die notwendige Offshore-Meerwasserentsalzung, die bauliche Komplexität und zusätzliche Sicherheitsanforderungen auf See.

Gleichzeitig zeigen weitere Studien, dass Offshore-Elektrolyse auch bei einem Aufschlag von bis zu 100 %⁶ gegenüber Onshore wirtschaftlich sinnvoll sein kann, sofern die höheren Auslastungen (z. B. > 4.500–5.000 h/a) und die Systemintegrationseffekte durch kombinierte Anschlusskonzepte realisiert werden.

Die Kosten für den Wasserstofftransport – sowohl Offshore als auch Onshore – sind bereits deutlich klarer. Diese werden über die Netzentgelte für das künftige Kernnetz (inkl. Offshore-Anbindungen) abgedeckt und sind öffentlich zugänglich.⁷

Grundsätzlich ist zu sagen, dass die Kostenanteile für den Pipeline-Transport vergleichsweise gering sind. Die Infrastrukturkosten für Pipeline und Verdichter machen nur etwa 10 % der gesamten spezifischen Kosten für offshore produzierten Wasserstoff aus.⁸ Die Kosteneinsparungen im Gesamtsystem durch die Reduzierung von HGÜ-Kabeln und bessere Auslastung können die höheren Erzeugungskosten auf See ausgleichen.⁹

⁴ Schwaeppe / Blumberg et al (2024): Bewertung von Anschlusskonzepten für weit entfernte Offshore-Windgebiete in der deutschen Nordsee für eine effiziente Energiewende. https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2024/09/240829_AQV_Kurzstudie_DE.pdf

⁵ Ebenda.

⁶ Janssen/Braendle/Tores/Coordt (2025): Efficient Integration of Mixed Connection Concepts for Offshore Wind and Hydrogen Production. <https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2025/11/Frontier-Economics-Bericht-fuer-Aquaventus-Effiziente-Integration-von-Offshore-Windenergie-durch-Offshore-Wasserstoffproduktion-2025-11-24-stc.pdf>

⁷ Bundesnetzagentur (2025).

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Ebene2_Methoden/Wasserstoff_Kernnetz/start.html

⁸ Wingerden / Geerdink et. al (2023).

⁹ Schwaeppe / Blumberg et al (2024).

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

Bei den heutigen Marktbedingungen ist eine vollständige Refinanzierung von Offshore-Wasserstoffprojekten ohne gezielte Förderung aktuell nicht möglich. Allerdings ist dies – wie auch bei Offshore-Wind in der Anfangsphase – kein Widerspruch zur langfristigen wirtschaftlichen Perspektive der Technologie. Die heutigen Marktpreise für Wasserstoff spiegeln weder die tatsächlichen volkswirtschaftlichen Vorteile noch die mittelfristig zu erwartende Marktentwicklung wider, denn der Wasserstoffhochlauf steht erst am Anfang.

Der Fokus sollte auf der Systemintegration und Skalierung liegen, denn so kann Offshore-Wasserstoff mittel- bis langfristig einen tragenden Beitrag zur Energiewende leisten – wirtschaftlich, ökologisch und versorgungssicher.

Die Transportinfrastruktur ist in Vorleistung gegangen und bis SEN1 Teil des Wasserstoff-Kernnetzes mit einem klaren Finanzierungsmechanismus. Die Kosten sollen über die Lebensdauer bis 2055 refinanziert werden. Auf europäischer Ebene werden Finanzierungsmodelle für ein grenzüberschreitendes Offshore-Verbundnetz bereits adressiert.

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

Kombinierte Vermarktung von Strom und Wasserstoff bietet mehr Flexibilität und bessere Gewinnchancen. Wasserstoff kann erzeugt werden, wenn die Vermarktung günstiger ist oder Netzengpässe den Stromabfluss verhindern. Überschussmengen an Onshore-PV-Strom könnten in Offshore-Elektrolyse-Hubs zu Wasserstoff umgewandelt werden, sofern der bidirektionale Transport möglich ist.

Außerdem können durch die Offshore-Sektorkopplung signifikante Einsparungen im Offshore-Systemausbau erreicht werden, u.a. durch die höhere Auslastung von Offshore-Seekabeln und den geringeren Ausbau von neuen Offshore-Seekabeln.¹⁰ Diese System-Einsparungen sollten jedoch so allokiert werden, dass Offshore-Windparkbetreiber den Anreiz erhalten, die Offshore-Elektrolyse auszubauen. Es sollte damit ein privatwirtschaftlicher Anreiz entstehen, den Elektrolyseur offshore zu installieren.

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

Das SEN1-Gebiet ist als Ausgangspunkt für die AquaDuctus-Pipeline geeignet und bietet Platz für Offshore-Windkraftanlagen mit einer Leistung von rund 1 GWel zur Wasserstofferzeugung. Diese Mengen sind dem

¹⁰ Schwaeppe / Blumberg et al (2024): Bewertung von Anschlusskonzepten für weit entfernte Offshore-Windgebiete in der deutschen Nordsee für eine effiziente Energiewende, Vgl. https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2024/09/240829_AQV_Kurzstudie_DE.pdf

Wasserstoff-Kernnetz (2024) und dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas/Wasserstoff 2025 (NEP)¹¹ zugrunde gelegt und von der Bundesnetzagentur genehmigt worden.

Ein Geschäftsmodell, das rein auf Strommengen aus Spitzenkappung basiert, ist derzeit nicht vorstellbar. Allerdings könnten zukünftig spitzengekappte Strommengen von Offshore-Windparks über entsprechende Produktionsstätten (Offshore-Wasserstoffhub oder Energieinseln) o, in Wasserstoff umgewandelt und per Offshore-Pipeline abtransportiert werden, sofern kombinierte Anschlusskonzepte rechtlich erlaubt werden und diese Offshore-Windparks auch mit dem Hub per Seekabel verbunden sind.

Laut der Studie von Frontier Economics¹² kann eine Elektrolyseur-Auslastung von rund 60 % erzielt werden, wenn eine Marktintegration erfolgt. Das entspricht etwa 5.000 bis 5.300 Stunden pro Jahr – deutlich mehr als durch reine Spitzenkappung von 20% erreichbar wäre. Ein zukunftsfähiges Geschäftsmodell muss daher auf Systemintegration setzen über bidirektionale Stromanschlüsse, die eine flexible Nutzung von Stromüberschüssen erlauben.

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?

Der SEN-1-Bereich sollte als erste Fläche für Offshore-Elektrolyse mit 1 GW Leistung genutzt und spätestens mit Inkrafttreten des novellierten WindSeeG ausgeschrieben werden, in schrittweiser und gestufter Form. Eine Teilflächen-Ausschreibung erlaubt es, weitere Demonstratoren mit industriellem Anspruch umzusetzen und wichtige Erfahrungen für Planung, Genehmigung, Bau und Betrieb unter Offshore-Bedingungen zu sammeln.

Es wäre von höchster Priorität, dass kombinierte Anschlusssysteme im novellierten WindSeeG ermöglicht werden, bevor der Flächenentwicklungsplan Offshore (FEP) weitergeschrieben und veröffentlicht wird. Die laufende Konsultation zur WindSeeG-Novelle fällt in eine entscheidende Phase: Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) arbeitet am Flächenentwicklungsplan 2026, der voraussichtlich neue Flächen in den AWZ-Zonen 4 und 5 umfasst. Nach geltendem WindSeeG sind dort jedoch kombinierte Strom- und Wasserstoffanschlüsse nicht vorgesehen. Werden entsprechende Gesetzesänderungen nicht rechtzeitig im FEP 2026 berücksichtigt, drohen Planungslücken, Doppelstrukturen und verpasste Chancen für eine integrierte Infrastrukturplanung.

Das BSH sollte die absehbaren Anpassungen daher frühzeitig antizipieren und Optionen für kombinierte Anschlüsse in den Zonen 4 und 5 nahe der geplanten AquaDuctus-Pipeline aufnehmen – alternativ braucht es ein klares politisches Signal oder eine formale Weisung durch das BMWi, um die Berücksichtigung dieser Zukunftsinfrastruktur im FEP 2026 sicherzustellen. Nur das schafft frühzeitig Planungssicherheit für Investoren und erlaubt eine gezielte Vorbereitung (Netz, Logistik, Kooperationen).

¹¹ Siehe [Genehmigung des Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/Genehm_SR_2025Gas.pdf?__blob=publicationFile&v=2).

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/Genehm_SR_2025Gas.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Anmerkung: Zusätzlich zu SEN-1 enthält die durch die BNetzA genehmigte Elektrolyseurliste ein weiteres Projekt (SEN-X) mit 10 GWel. SEN-X ist in der NEP-Modellierung 2037 in Szenarien mit hohem Wasserstoffbedarf und NEP-Modellierung 2045 in allen Szenarien anzusetzen.

¹² Vgl. Janssen/Braendle/Tores/Coordt (2025).

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

Unseren Erkenntnissen nach werden unterschiedliche Konzepte zur Offshore-Wasserstoffherzeugung entwickelt. Mit Blick auf die Schnittstellen zwischen Erzeugung und Einspeisung ins Transportnetz sind technisch alle bekannten Konzepte umsetzbar. Daher plädieren wir dafür, dass die Offshore-Wasserstoffherzeugung technologieneutral, systemdienlich und marktintegriert gedacht und aufgesetzt werden.

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

Aus folgenden Gründen sind Anpassungen im WindSeeG erforderlich: Das Genehmigungsregime richtet sich derzeit sowohl nach der Lage der Pipeline (AWZ oder Küstenmeer) als auch nach ihrem Zweck (Import oder Anbindung des Energiegewinnungsbereichs SEN-1). Während der Rechtsrahmen für den Abschnitt von AquaDuctus im Küstenmeer durch das Erfordernis der energiewirtschaftsrechtlichen Planfeststellung klar geregelt ist, bestehen für die Zulassung der Leitung innerhalb der AWZ rechtliche Unsicherheiten. Diese resultieren aus dem eingeschränkten Anwendungsbereich des WindSeeG.

Das aktuelle WindSeeG ist auf die Offshore-Pipeline AquaDuctus nur insoweit anwendbar, als es die Anbindung von SEN-1 betrifft (§ 3 Nr. 7, 8 WindSeeG). AquaDuctus erfüllt jedoch eine zweite Funktion: Sie dient zugleich als Importpipeline.

Nach geltender Rechtslage wären daher zwei Genehmigungsregime anzuwenden: das WindSeeG für die Anbindung von SEN-1 und das BBergG (§ 133 Abs. 1 BBergG) für die zweite Sektion von AquaDuctus, da diese als Transit-Rohrleitung im Sinne von § 4 Abs. 10 BBergG einzustufen ist.

Dies führt zu Unsicherheiten: Zwar ist davon auszugehen, dass die Importfunktion von AquaDuctus die Anbindungsfunktion an SEN-1 nicht aufhebt, sodass das Genehmigungsregime des WindSeeG zur Anwendung kommen müsste. Eine ausdrückliche gesetzliche Regelung hierzu fehlt jedoch.

Für den Abschnitt von AquaDuctus in der deutschen AWZ bis zur Fläche SEN-1 wäre somit eine Plangenehmigung nach § 66 Abs. 1 Satz 2 WindSeeG erforderlich. Zuständige Genehmigungsbehörde ist das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH). Dieser Leitungsabschnitt profitiert damit von zahlreichen Vereinfachungs- und Beschleunigungsvorschriften des WindSeeG, wie etwa der Konzentrationswirkung der Plangenehmigung, die andere öffentlich-rechtliche Zulassungen einschließt. Zudem ist für das Plangenehmigungsverfahren eine maximale Dauer von 12 Monaten vorgeschrieben (§ 70 Abs. 3 WindSeeG). Die Zulassung durch Plangenehmigung nach dem WindSeeG ist auch mit Blick auf die erstinstanzliche Zuständigkeit des Oberverwaltungsgerichts für Rechtsbehelfe Dritter gegen die Plangenehmigung (§ 48 Abs. 1 Nr. 4a VwGO) vorteilhaft.

Das WindSeeG mit seinen Privilegien ist hingegen auf den Abschnitt von AquaDuctus zwischen der Fläche SEN-1 und der äußeren Grenze der deutschen AWZ nicht anwendbar. Für diesen Abschnitt sind beispielsweise mehrere Behörden involviert, was voraussichtlich zu längeren Genehmigungsverfahren führen wird.

Die unterschiedliche Behandlung der beiden Pipeline-Abschnitte – insbesondere hinsichtlich des Genehmigungsregimes – ist sachlich nicht gerechtfertigt und sollte durch den Gesetzgeber aufgehoben

werden. Die Differenzierung nach dem Zweck der Leitung widerspricht dem auf nationaler und europäischer Ebene formulierten Ziel eines zügigen Hochlaufs des Wasserstoff(import)netzes.¹³

Das WindSeeG sollte daher so geändert werden, dass auch grenzüberschreitende Rohrleitungen, die Importe ermöglichen und Wasserstofferzeugungsanlagen innerhalb der deutschen AWZ anbinden, nach dem WindSeeG zugelassen werden können.

Hierfür sind konkrete Änderungen im Anwendungsbereich des WindSeeG notwendig. In § 1 Abs. 1 Nr. 3 WindSeeG sollte klargestellt werden, dass auch Anbindungsleitungen erfasst sind, die zugleich Importmengen transportieren. Die Vorschrift sollte zudem so geändert werden, dass auch von sonstigen Energiegewinnungsbereichen weitergeführte Importleitungen erfasst werden. Außerdem sollten entsprechende Korridore im Flächenentwicklungsplanausgewiesen werden können. Um den Wasserstoffhochlauf nachhaltig zu unterstützen, ist darüber hinaus eine Änderung von § 1 Abs. 3 WindSeeG erforderlich. Nach aktueller Regelung liegen die Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen im überragenden öffentlichen Interesse, nicht jedoch die Transportinfrastruktur. Da es sich hierbei um ein Gesamtsystem handelt, sollte auch die Transportinfrastruktur gesetzlich gleichgestellt werden.

Im Sinne einer Verfahrensbeschleunigung sollte für Rechtsbehelfe gegen sämtliche Zulassungen nach dem WindSeeG erstinstanzlich das Bundesverwaltungsgericht zuständig sein. Das Bundesverwaltungsgericht ist bereits für eine Vielzahl von Leitungsbauvorhaben erstinstanzlich zuständig, beispielsweise auch für Streitigkeiten betreffend Offshore-Anbindungsleitungen (§ 50 Abs. 1 Nr. 6 VwGO). Daher erscheint es sinnvoll, diese Zuständigkeit auf weitere Leitungsbauvorhaben wie AquaDuctus auszuweiten.

Die vorgeschlagenen Änderungen zum überragenden öffentlichen Interesse und der Zuständigkeit des Bundesverwaltungsgerichts werden durch ein Inkrafttreten des Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes nicht obsolet. Vielmehr unterstreicht dieses Gesetz die Notwendigkeit, auch im WindSeeG entsprechende Anpassungen vorzunehmen.

D. Skalierung

1. Wie müsste der stufenweise Ausbau der Offshore-Elektrolyse unterstützt und politisch flankiert werden, um mittelfristig eine industrielle Skalierung zu ermöglichen?

Um den Wasserstoffhochlauf zu unterstützen und die Punkte aus dem Koalitionsvertrag umzusetzen, sollte die SEN-1-Fläche zeitnah mit einer Leistung von 1 GW für Offshore-Windkraftanlagen ausgeschrieben werden. Zugleich besteht politischer Handlungsbedarf mit Blick auf die Erzeugungs- und Abnehmerseite. Auch hier müssen geeignete Instrumente installiert werden, um die Wasserstoff-Wertschöpfungskette zu vervollständigen.

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

Die Entwicklung von Offshore-Wasserstoff ist eine einmalige Chance für den Technologiestandort Deutschland. Alle notwendigen Kompetenzen und Ressourcen sind im Land bereits vorhanden – sei es im Bereich Offshore-Windenergie, im klassischen Maschinen- und Anlagenbau oder in der Prozessindustrie.

¹³ Siehe § 28q EnWG

Hinzu kommen exzellente Referenzen aus der europäischen Offshore-Öl- und Gasindustrie, Zugleich 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.

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

In einem kostenoptimalen Strom- und Wasserstoffsystem des Jahres 2045 zeigt sich über verschiedene Studien¹⁴ hinweg, dass die Offshore-Elektrolyse eine deutlich wichtigere Rolle spielt als bislang angenommen – insbesondere im Vergleich zu einer rein elektrischen Anbindung weit entfernter Offshore-Windparks.

Rein elektrische Konzepte sind technisch ausgereift, stoßen aber bei zunehmender Entfernung zu den Einspeisepunkten an Land an ökonomische Grenzen: Die Übertragungsinfrastruktur wird durch lange Seekabel, große Übertragungskapazitäten und aufwendige Offshore-Konverter sehr teuer. Gleichzeitig steigt das Risiko, dass diese Kapazitäten nicht dauerhaft ausgelastet werden, während die Einspeisung großer Offshore-Leistungen an Land zusätzliche Preisschwankungen und Engpässe im Stromnetz verursachen kann.

Kombinierte Anschlusskonzepte schneiden in nahezu allen untersuchten Szenarien systemisch und wirtschaftlich besser ab. Sie ermöglichen die lokale Umwandlung eines Großteils des Windstroms in Wasserstoff und nutzen die verbleibenden Kabel dafür deutlich effizienter. Damit sinken sowohl die Infrastrukturkosten als auch die exposure gegenüber Preisspitzen im Strommarkt. Gleichzeitig entsteht ein flexibles Gesamtsystem, das je nach Wetter- und Marktsituation entscheiden kann, ob Strom an Land fließen oder unmittelbar für die Wasserstoffproduktion genutzt werden soll.

Die zentralen Vorteile kombinierter Modelle sind:

- **höhere Auslastung der Infrastruktur**, da Elektrolyseure Stromspitzen aufnehmen und Kabel nicht auf seltene Maximalleistungen dimensioniert werden müssen,
- **niedrigere Gesamtinvestitionskosten**, weil teure HGÜ-Anbindungen teilweise entfallen und kosteneffiziente H₂-Pipelines genutzt werden können,
- **geringere Strommarkteffekte**, da Offshore-Elektrolyse Preisausschläge und Engpässe an Land reduziert,
- **größere Flexibilität**, da die Energie entweder als Strom oder als Wasserstoff exportiert werden kann.

Im direkten Vergleich wird deutlich, dass rein elektrische Konzepte vor allem bei steigenden Distanzen und hohen Kapazitätsrisiken an Wirtschaftlichkeit verlieren, während kombinierte Offshore-Strom/H₂-Systeme sowohl ökonomische als auch systemische Vorteile vereinen. Damit kommt der Offshore-Elektrolyse in einem optimalen Strom- und Wasserstoffsystem 2045 eine Schlüsselrolle zu – als

¹⁴ Vgl. Janssen/Braendle/Tores/Coordt (2025).

kosteneffiziente Ergänzung zur elektrischen Übertragung und als wichtiger Baustein für ein flexibles, robustes und marktgerechtes Energiesystem.

