

Stellungnahme von GASCADE Gastransport GmbH

Zusammenfassung

Wasserstoff aus Offshore-Erzeugung wird zukünftig 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 dann bereits eine verlässliche Transportinfrastruktur bereit, in der AquaDuctus als zentrale Wasserstoffsammel- und -Importpipeline eine Schlüsselrolle einnimmt. Der Transport per Pipeline bietet deutliche Effizienz- und Kostenvorteile gegenüber rein elektrischen Kabel-Anbindungen.

Um dieses Potenzial zu heben, müssen zeitnah die notwendigen Förderimpulse und rechtliche Rahmenbedingungen gesetzt werden. Technische Konzepte für Offshore-Elektrolyse 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 – in mehreren Teilflächen – ist spätestens mit Inkrafttreten des novellierten WindSeeG notwendig, um den Markthochlauf anzustoßen und Planungs- sowie Investitionssicherheit zu schaffen.

Für den Erfolg entscheidend ist die Transportinfrastruktur: Das genehmigte Wasserstoff-Kernnetz bietet einen stabilen regulatorischen Rahmen, sowohl für frühe Offshore-Wasserstoffprojekte in SEN-1 als auch perspektivisch darüber hinaus. Die Offshore-Pipeline AquaDuctus ermöglicht einen kosteneffizienten Abtransport und ersetzt potenziell zahlreiche teure HGÜ-Kabel. Ein europäisches Offshore-Wasserstoff-Verbundnetz kann so vergleichsweise kostengünstig Versorgungssicherheit, Marktintegration und europäische Energieunabhängigkeit erhöhen. Dafür 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 für Offshore Windparks 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. Des Weiteren kann in Offshore-Elektrolyseuren auch überschüssiger Onshore-Solarstrom genutzt werden – in Zeiten, in denen der Wind

offshore nicht weht. Damit wird die Offshore-Elektrolyse zu einem strategischen Schlüssel für ein effizientes, robustes und zukunftsfähiges Energiesystem. Deswegen muss das novellierte WindSeeG kombinierte Anschlusskonzepte ermöglichen.

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 im Oktober 2024 hat der Wasserstoffhochlauf in Deutschland Fahrt aufgenommen. AquaDuctus ist als Teil dieses Netzes ein zentraler Ermöglicher für Offshore-Elektrolyseprojekte in der deutschen AWZ. Die Pipeline wird entsprechend des Realisierungsfahrplanes des Wasserstoff-Kernnetzes ab den frühen 2030er-Jahren Wasserstoff aus dem SEN-1-Gebiet ans Festland transportieren können.

Um die Entwicklung entlang der Wertschöpfungskette zu beschleunigen, müssen Demonstrationsprojekte zügig gefördert und Ausschreibungen für größere Projekte im SEN-1-Bereich spätestens mit Inkrafttreten des novellierten WindSeeG erfolgen. Außerdem müssen kombinierte Anschlusskonzepte zur Strom- und Wasserstofferzeugung sowie Wasserstoff-Pipelines mit Importcharakter vom novellierten WindSeeG umfasst und bereits zuvor im FEP berücksichtigt 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. Als unabhängiger Infrastrukturbetreiber ist GASCADE technologieoffen und kann unterschiedliche Wasserstoff-Produktionsstätten an die Sammelpipeline AquaDuctus anschließen – wie GASCADE dies auch onshore im Programm „Flow – making hydrogen happen“ entwickelt. Gemeinsam mit potenziellen Produzenten werden Schnittstellenkonzepte erarbeitet und in Pilotprojekten getestet. Unsere Erwartungen sind, dass im Offshore-Bereich ähnliche Dimensionierungen wie im Onshore-Bereich erreicht werden können.

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

Eine zentrale Offshore-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, Bau von Konverter-Plattformen) zurückgegriffen werden.

Offshore-Elektrolyse bietet dann enorme Vorteile, wenn sie in ein integriertes Gesamtsystem eingebettet ist, 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 Elektrolyseur-Hersteller.

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 für uns als Infrastrukturbetreiber nur bedingt treffen. Entscheidend ist: Offshore-Demonstrationsprojekte sind erforderlich, um technologische Fragen und Risiken für den Realbetrieb zu untersuchen und fundiert bewerten zu können. Demonstrationsprojekte sollten zeitnah umgesetzt und gefördert werden, um diese 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?

Ein europäisches Offshore-Verbundnetz für den Wasserstofftransport erhöht die Robustheit des Energiesystems und stärkt somit den deutschen und europäischen Wasserstoffhochlauf. Zudem ermöglicht es die Diversifizierung von Energiequellen, da auch Staaten wie Norwegen und Großbritannien perspektivisch Teil des Offshore-Verbundnetzes werden können.

Grundsätzlich ist der Energietransport per Pipeline effizienter und kostengünstiger als rein über Seekabel; eine Pipeline wie AquaDuctus mit 20 GW Kapazität ersetzt zehn 2 GW-HGÜ-Kabel.²

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

² Vgl. ebenda und Wingerden / Geerdink et al. (2023): Specification of a European Offshore Hydrogen Backbone. https://www.gascade.de/fileadmin/Dokumente/Wasserstoff/DNV-Study_Specification_of_a_European_Offshore_Hydrogen_Backbone.pdf

Studien zeigen, dass ein länderübergreifendes Offshore-Verbundnetz aus Gründen der Versorgungssicherheit, Energieunabhängigkeit und Pipelinesicherheit sinnvoll ist. Zudem sprechen ökonomische Gründe für eine solche Infrastruktur: Die Kosten für Pipeline und potenzielle Verdichter machen nur etwa 10 % der gesamten spezifischen Kosten (LCOH) für offshore produzierten Wasserstoff aus.³

Für eine wirtschaftlich tragfähige Offshore-Wasserstoffinfrastruktur sind Wasserstoff-Pipelines mit Transportkapazitäten im Gigawattbereich erforderlich. Erste Abschätzungen entsprechender Projekte wie 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 eine gesetzlich verankerte Mindestkapazität für Offshore-H₂-Produktion definieren - in Orientierung an der Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes und den entsprechenden Netzentwicklungsplänen.⁴

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 werden zu können. 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.

Darüber hinaus ist im Offshore-Bereich eine integrierte Strom- und Wasserstoffnetzplanung notwendig, um eine zuverlässige, bezahlbare und sichere Energieversorgung zu gewährleisten.

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 unter langfristiger Betrachtung – 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.⁵ Dort wird auf Basis von Angaben erfahrener Offshore-Wind-Betreiber ein Kostenaufschlag von rund 70 % gegenüber Onshore-Elektrolyseanlagen angenommen. Dieser

³ Wingerden / Geerdink et al. (2023).

⁴ Bundesnetzagentur: Ausbau und Transformation der Gasfernleitungs- und Wasserstofftransportnetze, Vgl. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Gas/start.html>

⁵ 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

Aufschlag reflektiert insbesondere höhere Wartungs- und Instandhaltungskosten, die notwendige Offshore-Meerwasserentsalzung, die bauliche Komplexität und zusätzliche Sicherheitsanforderungen auf See.

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. So hat die BNetzA im Juli 2025 das Hochlaufentgelt für das Wasserstoff-Kernnetz mit 25 €/kWh/h/a festgelegt.⁶

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.⁷ Die Kosteneinsparungen im Gesamtsystem durch die Reduzierung von HGÜ-Kabeln und bessere Auslastung können darüber hinaus die höheren Erzeugungskosten auf See ausgleichen und sogar überkompensieren.⁸

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

Der Wasserstoffhochlauf ist ein neuer Markt, der sich in einer frühen Phase befindet und noch mit Unsicherheiten behaftet ist. Daher bedarf es gerade in der Anfangsphase einer gezielten Förderung, um Offshore-Wasserstoffprojekte als Teil des Hochlaufs zu unterstützen. Wie andere einst junge Technologien, zum Beispiel Offshore-Wind, gezeigt haben, können sie sich mit gezielter Unterstützung erfolgreich entwickeln.

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. Die Transportinfrastruktur ist hier in Vorleistung gegangen. Die Rohrleitung bis zur SEN-1-Fläche ist Teil des Wasserstoff-Kernnetzes mit einem klaren Finanzierungsmechanismus und einer Risikoabsicherung der Investitionen durch staatliche Garantien. Auf europäischer Ebene werden Finanzierungs- und Risikoabsicherungsmodelle für grenzüberschreitende Wasserstoff-Infrastruktur bereits diskutiert, um Wasserstoffimporte nach Deutschland zu ermöglichen.

Angesichts dessen sollte der Fokus auf den Punkten Systemintegration und Skalierung liegen, denn Offshore-Wasserstoff wird mittel- bis langfristig einen tragenden Beitrag zur Energiewende leisten – wirtschaftlich, ökologisch und versorgungssicher.

⁶ Bundesnetzagentur (2025).

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

⁷ Wingerden / Geerdink et al. (2023).

⁸ Schwaeppe / Blumberg et al. (2024).

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

Kombinierte Netzanschlüsse beschreiben zunächst die Möglichkeit, in Offshore-Windparks Strom und Wasserstoff zu erzeugen. Diese Offshore-Windparks werden sowohl via Stromkabel als auch via Wasserstoff-Pipeline angebunden. Ein solches Konzept bietet mehr Flexibilität und bessere Gewinnchancen. Wasserstoff kann erzeugt werden, wenn der Strompreis geringer ist oder Netzengpässe den Stromabfluss verhindern. Überschussmengen an Onshore-PV-Strom könnten in Offshore-Elektrolyse-Hubs zu Wasserstoff umgewandelt werden, sofern der bidirektionale Transport über Seekabel möglich ist.

Außerdem können durch die Offshore-Sektorkopplung signifikante Einsparungen im Offshore-Netzausbau erreicht werden, u.a. durch die höhere Auslastung und einen geringeren Ausbau von Offshore-Seekabeln.⁹ Diese System-Einsparungen könnten 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 SEN-1-Gebiet ist Ausgangspunkt für die AquaDuctus-Pipeline (Sektion 1) und bietet Platz für Offshore-Windkraftanlagen mit einer Leistung von rund 1 GWel zur Wasserstofferzeugung. Diese Mengen sind dem Wasserstoff-Kernnetz (2024) und dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas/Wasserstoff 2025 (NEP) zugrunde gelegt und von der Bundesnetzagentur genehmigt worden.¹⁰

Ein Geschäftsmodell, das rein auf Strommengen aus Spitzenkappung basiert, ist derzeit schwer vorstellbar. In Kombination mit Überbauung (Overplanting) können jedoch Geschäftsmodelle entwickelt werden: Studien zeigen, dass mit Strommengen aus Spitzenkappung ein durchaus interessanter Business Case entsteht.¹¹ So könnten zukünftig spitzengekappte Strommengen von Offshore-Windparks über entsprechende Produktionsstätten (Offshore-Wasserstoffhub oder Energieinseln) in Wasserstoff umgewandelt und per Offshore-Pipeline abtransportiert werden - sofern kombinierte Anschlusskonzepte rechtlich erlaubt werden und diese Offshore-Windparks per Seekabel auch mit dem Hub verbunden sind.

⁹ Vgl. Schwaeppe / Blumberg et al. (2024) sowie Janssen/Braendle/Tores/Coordt (2025): Efficient Integration of Mixed Connection Concepts for Offshore Wind and Hydrogen Production, Vgl. <https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2025/11/Frontier-Economics-Optimising-Offshore-Wind-H2-integration-2025-11-12-FINAL.pdf>

¹⁰ Siehe Genehmigung des Szenariorahmens 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

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.

¹¹ Vgl. Janssen/Braendle/Tores/Coordt (2025).

Laut Frontier Economics¹² kann eine Elektrolyseur-Auslastung von rund 60 % erzielt werden, wenn eine offshore Marktintegration erfolgt und die Windparks überbaut werden (Overplanting). Das entspricht etwa 5.000 bis 5.300 Stunden pro Jahr – deutlich mehr als durch reine Spitzenkappung von 20% erreicht werden könnte. Ein zukunftsfähiges Geschäftsmodell muss daher auf Systemintegration über kombinierte Anschlusskonzepte, Overplanting und bidirektionale Stromanschlüsse setzen, 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 Wasserstoffherzeugung 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 deswegen in eine entscheidende Phase: Das BSH arbeitet am Flächenentwicklungsplan 2026, der voraussichtlich neue Flächen in den AWZ-Zonen 4 und 5 umfasst. Das geltende WindSeeG sieht allerdings keine kombinierten Strom- und Wasserstoffanschlüsse vor. 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 im WindSeeG daher frühzeitig antizipieren und Optionen für kombinierte Anschlüsse in Zone 3 sowie den Zonen 4 und 5 nahe der geplanten AquaDuctus-Pipeline (Sektion 2) aufnehmen – alternativ braucht es ein klares politisches Signal oder eine formale Weisung durch das BMWi, um die Berücksichtigung dieser Zukunftsinfrastruktur im FEP sicherzustellen.

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

Derzeit befinden sich unterschiedliche Konzepte wie beispielsweise künstliche Energieinseln und plattformbasierte Wasserstoffherzeugung in der Entwicklung. Mit Blick auf die Schnittstellen zwischen Erzeugung und Transportnetz sind technisch alle bekannten Konzepte umsetzbar. Daher plädieren wir dafür, dass die Offshore-Wasserstoffherzeugung technologieneutral, systemdienlich und marktintegriert gedacht und aufgesetzt wird.

GASCADE bietet allen Netzanschlusskunden diskriminierungsfrei die Möglichkeit, sich an AquaDuctus als Teil des Wasserstoffkernnetzes anzuschließen.

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

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. Denn das aktuelle Gesetz 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 auch als Importpipeline.

Nach geltender Rechtslage wären 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 fehlt aber.

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 BSH. Dieser Leitungsabschnitt profitiert 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. Auf den Abschnitt von AquaDuctus zwischen der Fläche SEN-1 und der äußeren Grenze der deutschen AWZ ist das WindseeG aktuell 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 beim Genehmigungsregime – 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 der Wasserstoffinfrastruktur.¹³

¹³ Siehe § 28q EnWG

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 FEP ausgewiesen 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 ist 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 spätestens mit Inkrafttreten des novellierten WindSeeG mit einer Leistung von 1 GW für Offshore-Windkraftanlagen ausgeschrieben werden.

Zugleich besteht politischer Handlungsbedarf mit Blick auf die Erzeugungsseite. Hier sollten Demonstrationsanlagen und Pilotprojekte gefördert und zeitnah umgesetzt werden, um Betriebserfahrungen zu sammeln und eine Skalierung im industriellen Maßstab ermöglichen. Auf der Abnehmerseite sollten ebenfalls weitere Anreize geschaffen werden, wie z.B. grüne Leitmärkte oder verbindliche RFNBO-Subquoten auch im Industriebereich, um die Nachfrage nach Wasserstoff anzukurbeln. Es 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 vorhanden – sei es im Bereich Offshore-Windenergie, im Maschinen- und Anlagenbau oder in der Prozessindustrie. Hinzu kommt exzellente Expertise 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 beispielsweise 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.

GASCADE ist sich dieser Herausforderung bewusst, nutzt das vorhandene technische Knowhow aus dem Erdgasbereich und bietet interne Fortbildungs- und Qualifizierungsprogramme an.

3. Welche Rolle spielt Offshore-Elektrolyse in einem kostenoptimalem 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 (üblicherweise 2 GW), große benötigte 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 als auch weiteren Onshore-Stromnetzausbau nach sich ziehen kann.

Kombinierte Anschlusskonzepte schneiden in nahezu allen untersuchten Szenarien systemisch und wirtschaftlich besser ab. Sie nutzen die verbleibenden Kabel deutlich effizienter und ermöglichen die Umwandlung eines Teils des Windstroms in Wasserstoff. So wird zum einen Energie aus Offshore-Wind vollständig nutzbar gemacht und es kommen die Kostenvorteile einer Pipeline-Infrastruktur zum Tragen. Damit sinken sowohl die Infrastrukturkosten als auch das Exposure gegenüber Preisspitzen im Strommarkt. Gleichzeitig entsteht ein flexibles Gesamtenergiesystem, das je nach Wetter- und Marktsituation entscheiden kann, ob Strom an Land fließen oder unmittelbar für die Wasserstoffproduktion genutzt werden soll.

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

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

Damit die vertiefte Marktintegration über kombinierte Anschlüsse gelingen kann und so die Kostenvorteile zum Tragen kommen können, müssen im FEP und im WindSeeG bereits jetzt die Weichen gestellt werden: Auch wenn der FEP vor Inkrafttreten des novellierten WindSeeG veröffentlicht wird, muss die entsprechende Gesetzesänderung bereits Berücksichtigung finden. Falls dies nicht möglich ist, braucht es ein klares politisches Signal oder eine formale Weisung durch das BMWF, um die Berücksichtigung dieser Zukunftsinfrastruktur im FEP 2026 sicherzustellen.