STELLUNGNAHME

DWV Deutscher Wasserstoff-Verband

Stellungnahme des Deutschen Wasserstoff-Verbandes e.V. (DWV) - Konsultation Windenergie auf See im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Der DWV bedankt sich für die Abgabemöglichkeit einer Stellungnahme und begrüßt die Überlegungen des BMWE hinsichtlich der Weiterentwicklung der Offshore-Wind-Erzeugung sowie die Integration der Wasserstofferzeugung auf See. Die Integration von Offshore-Elektrolyse erscheint aus DWV-Sicht einer Verbesserung der reinen sektoralen Strom-Perspektive als überlegen, weil:

- Eine Inkludierung von Offshore Wasserstoffproduktion die Flächen- und Netzplanung optimiert und die Systemkosten senkt, vor allen über reduzierte Investitionskosten in die Stromnetze.
- Zu einer höheren Nutzung der Offshore-Windressourcen weit entfernt von der Küste (geringere Abregelung) führt.
- Die Auslastung der Offshore-Stromnetzinfrastruktur erhöht und damit verbessert wird.
- Ein klares Bekenntnis zur Technologieoffenheit ist – Wasserstoff darf nicht als Option, sondern muss als integraler Bestandteil vorgesehen werden.
- Die Verankerung von kombinierten Anschlusskonzepten (Strom + H_2) als Maßstab gegenüber ausschließlicher Überbauung den OWF-Entwicklern und Betreibern eine marktintegrierte Erweiterung ihre Einnahmen darstellt und damit den Business Case verbessert.

Der DWV möchte dabei insbesondere auf die jüngst von Frontier Economics und dem Förderverein Aquaventus e.V. in Auftrag gegebene Studie zur Integration von Offshore-Elektrolyse zur Steigerung der Netzauslastung[1] verweisen und macht sich die darin enthaltenen Schlussfolgerungen ausdrücklich zu Eigen.

Der DWV bedankt sich für die Unterstützung des Fördervereins Aquaventus e.V. bei der Erstellung dieser Stellungnahme.

[1] 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

Vorabbemerkung

Die derzeit laufende Konsultation zur WindSeeG-Novelle fällt in eine besonders kritische Phase der Offshore-Planung: Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) bereitet aktuell die Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans (FEP) für das Jahr 2026 vor. Dieser wird voraussichtlich neue Flächen in den Zonen 4 und 5 der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) enthalten. Aufgrund der derzeit gültigen Fassung des WindSeeG sind kombinierte Anschlusskonzepte aus Strom- und Wasserstoffinfrastruktur dort bislang nicht vorgesehen. Sollten Änderungen im WindSeeG – insbesondere zur Zulassung kombinierter Anschlüsse – nicht rechtzeitig im FEP 2026 abgebildet werden, drohen langfristige Planungslücken, unnötige Doppelstrukturen und verpasste Chancen für eine integrierte Systemplanung. Das BSH ist daher dringend aufgefordert, die anstehenden regulatorischen Änderungen im WindSeeG proaktiv zu antizipieren und bereits jetzt Planungsoptionen für kombinierte Anschlusskonzepte in den Zonen 4 und 5 zu integrieren. Alternativ bedarf es eines klaren politischen Signals oder einer formalen Weisung durch die Bundesregierung, um sicherzustellen, dass der FEP 2026 diese Zukunftsinfrastruktur angemessen berücksichtigt.

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

- Förderung und Genehmigung in 2026 von mehreren, in der Entwicklung befindlichen Pilotprojekten zur Demonstration der Technologie im Küstenmeer;
- Ermöglichung kombinierter Anschlüsse aus Seekabeln und Wasserstoffpipelines im WindSeeG und FEP für mindestens den SEN-1-Bereich;
- Zeitnahe Ausschreibung der SEN-1-Fläche 2026 oder 2027;
- Erhalt einer gewissen Flexibilität im FEP und NEP, um zukünftig weitere Flächen, z.B. in den Zonen 4 und 5 für Offshore-Elektrolyse festlegen zu können; mit Hinblick auf eine Inbetriebnahme in den späten 2030er Jahren sollten Ausschreibungen hier bereits 2028-2030 erfolgen;
- Technologieoffene Ausschreibungen für die Offshore-Wasserstoffproduktion. Konkret kann die Offshore-Wasserstoffproduktion auf Plattformen oder auf sog. Offshore Energy Hubs oder künstlichen Inseln erfolgen.

Deutscher Wasserstoff-Verband (DWV) e.V.
Tel.: +49 30 6295948–2 | h2@dwv-info.de
Robert-Koch-Platz 4 | D-10115 Berlin
www.dwv-info.de

Register: Amtsgericht Berlin (Charlottenburg) VR 17205
D-LobbyRG-Nr.: R002003
EU-Transparenzregister: 462906838391-79 –
Steuer-Nr. 27/663/55761
Vorstand: Dr. Bernd Pitschak (Vorsitzender), Friederike Lassen

Konsultationsfragen - 1.2. Wasserstoff

Technologische Aspekte

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

Der Einsatz von Elektrolyseuren auf See im industriellen Maßstab hängt maßgeblich vom politisch gestalteten Hochlaufpfad ab. Ohne einen klaren staatlichen Rahmen – inklusive gezielter Förderung von Demonstrationsprojekten, rechtlicher Öffnung und marktseitiger Absicherung – bleibt eine konkrete zeitliche Prognose schwierig. Die AquaDuctus-Pipeline wird entsprechend des Realisierungsfahrplanes des Wasserstoff-Kernnetzes ab den frühen 2030er-Jahren Wasserstoff aus dem SEN1-Gebiet ans Festland transportieren können.

Offshore-Elektrolyse erfordert einen technologischen Dreisprung:

1. Erprobung unter realen Offshore-Bedingungen (Demonstratoren),
2. Hochskalierung durch erste industrielle Anlagen im SEN-1 Bereich,
3. Integration in Systeminfrastruktur & Marktmechanismen (z. B. Kernnetz, CfDs, kombinierte Anbindungen).

Vorausgesetzt, die aktuell geplanten Demonstrationsvorhaben erhalten zeitnah Förderung und werden erfolgreich umgesetzt, können nach Aussage von Technologieanbietern bereits Anfang der 2030er Jahre erste Offshore-Wasserstoffprojekte in einem größeren (vor-industriellen) Maßstab Realität werden. Hierzu bedarf es einer zügigen Ausschreibung der SEN-1-Bereiche für größere Folgeprojekte mit Teilflächen von über 250 MW.

Ein **realistischer Zeitplan für SEN-1 könnte** bei Umsetzung der notwendigen Regulatorik (Ermöglichung hybrider Anschlusskonzepte, Fördermittel, Validierung der Schnittstellen zwischen kommerziellen, technischen und operativen Dimensionen, insbesondere bei der Optimierung der Elektrolyse durch Strombezug aus Offshore-Wind und dem Netz sowie beim Management von Wartung und Installation im Offshore-Umfeld) wie folgt aussehen:

- Ausschreibung & Zuschlag 2027
- Baubeginn 2030/2031
- Inbetriebnahme 2034.

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?

Die Elektrolysetechnologie selbst – insbesondere Niedertemperaturverfahren (PEM, alkalische Elektrolyse) – sind onshore bereits kommerziell einsetzbar. Hierbei haben

insbesondere die IPCEI-Projekte Leuchtturmcharakter. Für den Offshore-Einsatz – also unter anspruchsvollen Umweltbedingungen (Salzwasser, wind- und wellenbezogene Belastungen, eingeschränkter Wartungszugang) – befinden sich derzeit erste Piloten und Demonstratoren in der Planung (3 bekannte Projekte in Deutschland) und im Aufbau (in den Niederlanden).

Grundsätzlich muss zunächst zwischen der Meerwasseraufbereitung und der eigentlichen Elektrolyse unterschieden werden. Bei der Elektrolyse werden für die PEM-Stack-Technologie keine grundsätzlich unterschiedlichen oder speziellen Anforderungen erwartet. Eine Anpassung erfolgt bei einzelnen konkreten Bauteilen, etwa beispielsweise den elektrischen Kontakten oder auch mechanischen Verbindungen im Bereich der Rohrleitungen. Onshore werden Elektrolyse-Anlagen heute in Deutschland bereits in Größenordnungen von bis zu 320 MW realisiert. Diese Projekte werden helfen, auch bei der Offshore-Elektrolyse Risiken zu reduzieren. Die Offshore-Produktion bringt zusätzliche Komplexität (maritimes Umfeld, Infrastruktur, Transport/Export) und benötigt daher eine gezielte Phase von Demonstration und stufenweisem Hochlauf. Erfahrungen an Land liefern zentrale Lernkurven zu Materialbeständigkeit, Stack-Design, Automatisierung sowie Wartungsprozessen (inkl. Stack-Tausch). Diese Erkenntnisse müssen systematisch in die Offshore-Anwendung übertragen werden, um Risiken zu senken und die Entwicklung zu beschleunigen.

Die Anpassung herkömmlicher Onshore-Anlagen an Offshore-Bedingungen ist gut etabliert. Beispielsweise verwenden Offshore-Windkraftanlagen spezielle Beschichtungen und Korrosionsschutz im Vergleich zu Onshore-Anlagen, während Offshore-HGÜ-Umspannwerke Meerwasserkühlung und Wasserentsalzung als Standarddesign berücksichtigen.

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

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

Um sicherzustellen, dass alle wesentlichen technischen und betrieblichen Aspekte ordnungsgemäß getestet werden, sollten Demonstrationsprojekte idealerweise über einen ausreichend langen Zeitraum laufen, um elekrtolytische Lebenszyklusereignisse wie Stack-Austausch und Wartungszyklen abzudecken.

Insgesamt gibt es folgende **zwei Konzepte für Offshore-Elektrolyse im industriellen Maßstab**, an denen Entwickler und Lieferanten arbeiten und deren Realisierung ab 2034 und darüber hinaus als erreichbar gilt – diese werde im Folgenden erläutert. Beide sollten beim zukünftigen Hochlauf der Offshore-Wasserstoffproduktion berücksichtigt werden:

Elektrolyseure auf zentralen Plattformen – realisierbar ab 2034

Elektrolyseure auf zentralen Plattformen sind das am weitesten verbreitete Konzeptdesign im Markt. Mehrere große Offshore-EPC- und Engineering-Unternehmen haben öffentlich ihre Entwicklungen zu diesem Konzept vorgestellt – in Größenordnungen zwischen 160 und 500 MW. Die Elektrolyseplattform basiert auf Erfahrungen aus Offshore-Öl- und Gasplattformen, die etablierten Industriestandards folgen. Zusätzliche Sicherheitsanforderungen für Wasserstoff, insbesondere für komprimierten Wasserstoff, führen dazu, dass viele dieser Designs als Plattform-„Cluster" ausgeführt werden: Mehrere Plattformen befinden sich nahe beieinander, sind über Brücken verbunden und verfügen über eine separate Plattform für den sicheren, bemannten Betrieb. Die HyOne-PEM-Plattform von Gascade, entwickelt von Worley, ist ein Beispiel für dieses Konzept. Die Plattform bietet Skaleneffekte bei der Peripherie (Balance of Plant) des Elektrolyseurs, wodurch die Ausrüstungskosten reduziert werden können. Im Gegensatz dazu sind die Plattformkosten selbst sehr hoch, da die Topside extrem kompakt ist und zahlreiche komplexe Schnittstellen aufweist. Die beobachteten Kosten dieser Designs liegen pro installiertem MW Elektrolyseur beim 2-3-fachen im Vergleich zu einer entsprechenden Onshore-Anlage. Dies entspricht den Erfahrungen mit Offshore-HGÜ-Umspannwerken (auf hohem Niveau). Dadurch kann ein Offshore-Wasserstoffsystem auf Plattformen insgesamt teurer werden.

Energieinsel für die Offshore-Wasserstoffproduktion und HGÜ-Export – realisierbar ab etwa 2035.

Eine Energieinsel mit Elektrolyseuren und HGÜ-Technik ist ein Konzept, bei dem eine künstliche Insel an strategisch günstigen Standorten errichtet wird – in relativer Nähe zu Offshore-Windparks und in Gewässern mit Tiefen bis etwa 40 Metern. Die Insel hat ähnliche hohe Kosten wie der Bau einer HVDC-Konverterplattform, kann jedoch kostengünstiger vergrößert werden und sehr große Kapazitäten sowohl für Stromübertragung als auch für Elektrolyse aufnehmen. Bei einer Größenordnung von 1–2 GW Offshore Wasserstoffproduktion und 2 GW HGÜ-Anbindung ist die künstliche Insel sowohl gegenüber Offshore Elektrolyse auf Plattformen als auch gegenüber dem vollständigen Stromtransport an Land mit anschließender Wasserstoffproduktion kostenwettbewerbsfähig. Der größte Vorteil einer Energieinsel ist ihr flexibles Design: Auf der Insel können Anlagen zur Wasserstoffproduktion, Konverterstationen und weitere Infrastrukturelemente flexibel errichtet werden. Zudem können Kapazitäten später ohne Änderungen an der grundlegenden Infrastruktur (der Insel selbst) hinzugefügt oder entfernt werden. Ein Inselkonzept mit gemeinsamer Unterkunfts- und Servicezone ermöglicht das verlässlichste Betriebs- und Wartungssetup aller Konzepte zur Offshore-Wasserstoffproduktion. Die Betriebsbedingungen auf der Insel ähneln denen eines Nordseehafens. Die dortigen Anlagen können sich an den Standards mehrerer großer Onshore-Projekte in oder nahe europäischer Hafenstandorte orientieren – technologisch, betrieblich und wartungstechnisch.

Darüber hinaus kann die Insel so gebaut werden, dass sie sehr große Kapazitäten aufnehmen kann (über 6 GW Elektrolyse), mit integrierter Flexibilität für die optimale Aufteilung zwischen Stromübertragung und Wasserstoffproduktion.

Kurz gesagt: Planungsbehörden müssen bei Bau der Insel noch nicht wissen, wie die endgültige Aufteilung zwischen Stromübertragung und Wasserstoffherstellung aussehen wird. Dies ist ein wertvoller Flexibilitätsvorteil, da der optimale Split schwer vorherzusagen ist und von den Marktbedingungen für Strom und Wasserstoff sowie den jeweiligen Anlagenkosten abhängt.

Eine großskalige Energieinsel wird derzeit in Belgien errichtet – die Princess Elisabeth Island – als reine Strominsel. Diese Insel liefert wertvolle Erkenntnisse für Bau und Installation elektrischer Anlagen. Zudem beruhen alle technischen Disziplinen beim Aufbau einer Energieinsel auf sehr ausgereiften Technologien, etwa aus Hafen-erweiterungen, Küstenschutz, Landgewinnung und Fundamentbau. Der Bau künstlicher Inseln wurde zudem im Nahen Osten bereits vielfach erfolgreich umgesetzt.

Das bedeutet: Die Risiken für Wasserstoffproduktion auf einer künstlichen Insel reduzieren sich im Wesentlichen auf jene, die mit großskaliger Wasserstoffproduktion im Offshore-Umfeld verbunden sind – wobei sowohl Erfahrungen aus großen Onshore-Projekten als auch Erkenntnisse aus kleineren Offshore Demonstrationsprojekten genutzt werden können. Ein zusätzlicher Vorteil der Insel ist, dass sie ein onshore ähnliches Umfeld schafft und somit die Übertragung von Onshore-Erfahrungen mit Elektrolyseuren auf Offshore Bedingungen deutlich erleichtert.

Bei der Meerwasseraufbereitung müssen abweichend vom Stand der Technik in Anwendungen an Land (Umkehrosmose) neue Verfahren entwickelt werden. Sowohl für die Meerwasseraufbereitung als auch die Elektrolyse müssen die technischen Umhausungen und Versorgungsschnittstellen passend für die Offshore Umgebung ausgelegt werden.

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

Offshore-Elektrolyse befindet sich aktuell auf einem Technologiereifegrad von TRL 6–7. Das bedeutet: Prototypen und erste Demonstrationssysteme existieren, müssen aber gezielt weiterentwickelt und unter Realbedingungen getestet werden. Dabei ist die Integration in Offshore-Plattformen, der Schutz vor Salzwasserkorrosion, sowie die Aufbereitung von Meerwasser (Entsalzung, Reinwasser) und die sichere Wasserstoffbehandlung unter Offshore-Bedingungen zentrale Entwicklungsaufgabe.

Kostensprünge sind vor allem ab Skalierung von 100 MW und mehr zu erwarten – insbesondere:

- in der Meerwasseraufbereitung (große Mengen entsalztes Wasser),
- bei der Gasbehandlung und -kompression offshore,
- sowie durch Standardisierung und Modularisierung der Elektrolyseure.

Die Anbindung an kombinierte Infrastrukturen (Strom + Wasserstoff) ist entscheidend. Ein Offshore-Elektrolyseur kann seine Stärken dann ausspielen, wenn er in ein integriertes Gesamtsystem eingebettet ist – z. B. durch bidirektionale Stromflüsse, H_2-Pipelines und sektorengekoppelte Nutzung an Land. Dafür muss die Passage aus dem Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD umgesetzt werden, die die Ermöglichung hybrider Anbindungskonzepte vorsieht.

Eine zentrale Offshore-Pipeline-Infrastruktur ist wesentlich, um die Kostenvorteile über den Transportweg zu heben.[2] 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.

Die optimalen Bedingungen für die großflächige Offshore-Elektrolyse (ab 1 GW H2-Produktion) liegen in einem Konzept, das Energieinseln als zentrale Lösung vorsieht. Hier würden Elektrolyseure auf einer künstlichen Insel zu Onshore-Bedingungen operieren. Diese künstlichen Inseln schaffen ein onshore-ähnliches Umfeld und reduzieren die Komplexität der Offshore-Bedingungen. Wesentliche Faktoren sind:

- Standortwahl:
  - Wassertiefe maximal 40 m, um Baukosten für die Insel zu minimieren.
  - Nähe zu Offshore-Windparks für kurze Inter-Array-Kabel und geringe Übertragungsverluste.
  - Direkter Zugang zu Exportinfrastruktur für Strom und Wasserstoff.
- Infrastruktur:
  - Eine zentrale, öffentlich zugängliche Wasserstoff-Pipeline ist entscheidend, um die Kostenvorteile des Wasserstofftransports zu realisieren, insbesondere bei weit entfernten Offshore-Gebieten, wo elektrische Netzanbindungen teuer wären.
  - Kombinierte Anschlusskonzepte (Stromkabel + H_2-Pipeline) bieten zusätzliche Systemkostenvorteile.
- Technische Anpassungen:
  - Offshore-spezifische Herausforderungen wie Korrosionsschutz, Meerwasserentsalzung und Brine-Management müssen berücksichtigt werden.
  - Erfahrungen aus Offshore-Wind, Öl- und Gas sowie dem Bau von Konverterplattformen können genutzt werden, um Wetter- und Salzwasserbedingungen beherrschbar zu machen.

[2] Vgl. AFRY (2022): Vergleich von Systemvarianten zur Wasserstoffbereitstellung aus Offshore-Windkraft, AquaDuctusShortStudy_OffshoreHydrogenProduction_v130_DE.pdf

- Konzepte für Fernüberwachung und automatisierte Wartung sind erforderlich, um eingeschränkten Zugang Offshore auszugleichen.

- Anlagenkonzept:
  - Zentrale Elektrolyse auf einer Energieinsel oder wenigen Plattformen ist optimal; eine Elektrolyse an jeder WKA-Position ist nicht sinnvoll, da Skaleneffekte und Flexibilisierung dort nicht realisiert werden können.

Wie bei reiner Offshore-Wind-Stromerzeugung gilt auch für Offshore-H_2: Verschattung und eine zu enge Flächenbebauung behindert den Windertrag aus beiden Technologien. Auch ein Elektrolyseur kann nicht produzieren, wenn die Stromproduktion eingeschränkt ist.

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

Der Umweltschutz ist ein zentraler Bestandteil bei der Entwicklung und Umsetzung von Offshore-Elektrolyseprojekten. Gerade bei der Meerwasserentsalzung und dem Umgang mit Nebenprodukten wie Abwärme und salzhaltiger Lauge (Brine) müssen effiziente technische Lösungen mit umweltrechtlichen Anforderungen in Einklang gebracht werden. Offshore-Elektrolyse benötigt hochreines Wasser, das durch Entsalzung von Meerwasser erzeugt wird. Die dabei entstehende Abwärme kann effizient in den Aufbereitungsprozess rückgeführt oder für weitere Prozesse genutzt werden (z. B. in thermischer Vorbehandlung). Die Rückführung der Brine (Lauge) muss so gestaltet werden, dass sie nicht zur lokalen Versalzung und Erwärmung mariner Lebensräume führt.

Für die Meerwasseraufbereitung muss eine Verdünnung der Sole sicherstellen, dass legislative Vorgaben an Salzgehalt und Temperaturerhöhung vor der Einleitung in die Umgebung eingehalten werden und durch anschließende Durchmischung im Meer keine negativen Folgen auf die Umwelt hat. Dieser Verdünnungseffekt greift nicht im Umgang mit Chemikalien die möglicherweise im Prozess freigesetzt werden. Hier sind Absolutwerte relevant und vor allem an die Meerwasseraufbereitungssystem muss regulatorisch der Anspruch erhoben werden im Aufbereitungsprozess ohne Zugabe von Chemikalien zu arbeiten.

Die Herausforderungen bei Abwärme, Meerwasserentsalzung und Brine-Management lassen sich durch eine Kombination aus technischer Auslegung, Standortwahl und klaren regulatorischen Vorgaben bewältigen:

- **Technische Lösungen:** Forschungsprojekte wie *H2Mare* und *OPH2ARM* zeigen, dass die Umwälzung von Meerwasser für die Elektrolyse und die Einleitung von Brine bei entsprechender Auslegung des offenen Kühlkreislaufs ökologisch unkritisch ist. Die Salzkonzentration steigt nur minimal, da Brine mit großen Mengen Kühlwasser verdünnt wird. Luftkühlung ist aufgrund des hohen Flächenbedarfs nicht praktikabel. Eine niedrige Temperaturdifferenz im Kühlkreislauf reduziert thermische Belastungen, erfordert aber höhere Wassermengen – dies muss bei der Planung berücksichtigt werden.

- **Regulatorische Standards:** Um Genehmigungsrisiken zu vermeiden, sind klare Vorgaben notwendig, vergleichbar mit BImSch-Regelungen:
    - Grenzwerte für Temperaturdifferenzen (Inlet vs. Outlet)
    - Volumenbegrenzungen für umgewälztes Kühlwasser
    - Vorgaben für den Einsatz von Chemikalien gegen Fouling und Kalkablagerungen
      Solche Standards sichern die Umweltverträglichkeit und ermöglichen eine frühzeitige technische Auslegung ohne spätere Neuauslegung.
- **Standort und Infrastruktur:** Die optimalen Bedingungen für Offshore-Elektrolyse liegen auf **künstlichen Energieinseln** in flachen Gewässern (≤40 m), um Baukosten zu minimieren. Diese Inseln schaffen ein onshore-ähnliches Umfeld, erleichtern die Integration von Meerwasserentsalzung und Kühlkreisläufen und bieten Platz für sichere Chemikalienlagerung und Abwasserbehandlung. Zudem ermöglichen sie die räumliche Konzentration von Offshore-Windparks und den direkten Zugang zu Exportinfrastruktur für Strom und Wasserstoff.

Das BSH sollte – ähnlich wie bei anderen Offshore-Technologien – klare Grenzwerte und Umweltstandards für Offshore-Elektrolyseanlagen definieren, etwa zur Brine-Konzentration, Abwärmeeinleitung und Einleitstellen. Diese Standards müssen in bestehende Genehmigungsverfahren integriert werden und Planbarkeit für Vorhabenträger schaffen. Dabei ist eine frühzeitige Planbarkeit entscheidend.

Umweltverträglichkeit sollte nicht nur genehmigungsrechtlich, sondern auch im Rahmen der Flächenvergabe eine Rolle spielen. So könnten Bieter im Rahmen der Ausschreibungen für SEN-1 und später für die Flächen in Zone 4 und 5 punkten, wenn sie über belastbare Konzepte zur Meereswasseraufbereitung, Brine-Behandlung und Abwärmenutzung verfügen. Auch Referenzen aus vergleichbaren Vorhaben (onshore/offshore) könnten bei der Bewertung berücksichtigt werden.

Es ist wichtig, bei den Ausschreibungen auch auf die tatsächliche Realisierungswahrscheinlichkeit der Vorhaben durch den jeweiligen Träger Rechnung zu tragen. Ausschreibungskonzepte wie im Rahmen der Europäischen Wasserstoffbank haben gezeigt, dass auch spekulative Gebote dazu führen können, dass Fördermittel nicht abfließen bzw. Ausschreibungen ins Leere laufen.

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 können – von der reinen Elektrolysetechnologie über die Wasseraufbereitung bis hin zur Netzintegration und zum Betrieb unter rauen

Offshore-Bedingungen. Entscheidend ist: Nur der Realbetrieb im Offshore-Umfeld kann die notwendigen Erkenntnisse liefern, um Technologie und Betriebssicherheit belastbar weiterzuentwickeln.

Die bisher geplanten Offshore-Elektrolyse-Demonstrationsprojekte in Deutschland könnten laut eigenen Angaben bereits unmittelbar nach dem Erhalt eines möglichen Förder- und Genehmigungsbescheids im Jahr 2026 mit dem Bau beginnen und bereits ab 2027/2028 erste Ergebnisse zu den technologischen Fragen im Realbetrieb liefern. Dabei sollte nicht nur die technische Machbarkeit, sondern auch die Integration ins Energiesystem, die Resilienz der Infrastruktur sowie Umweltaspekte (z. B. Brine, Abwärme) evaluiert werden.

Gleichzeitig sollte Deutschland den nächsten Schritt gehen und **Offshore-Wasserstoffproduktion im industriellen Maßstab (>250 MW)** ermöglichen – beispielsweise im SEN-1-Gebiet. Dies ist entscheidend, um die Schnittstellen zwischen den etablierten Einzeltechnologien (Offshore-Wind, Elektrolyse, Transmission) unter realen Offshore-Bedingungen zu validieren und die kommerzielle Machbarkeit zu testen.

Da aktuell geplante Demonstrationsprojekte weder netzgekoppelt sind noch Wasserstoff an Land transportieren, ist ein industrielles Projekt mit vollständiger Integration erforderlich. Eine erste Priorität sollte daher die Festlegung eines Regimes für die Standortzuweisung im SEN-1-Bereich sein, um den Hochlauf der Offshore-Wasserstoffproduktion strategisch vorzubereiten; mit einer Ausschreibung von SEN-1-Teilflächen sollte bereits 2026 begonnen werden.

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?

Für eine wirtschaftlich tragfähige Offshore-Wasserstoffinfrastruktur sind H_2-Pipelines mit Transportkapazitäten im Gigawattbereich erforderlich. Erste Abschätzungen (z. B. AquaDuctus, HyPerLink) 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-H_2-Produktion und Transport definieren in Orientierung an Flächenentwicklungsplänen oder der Ausbauplanung des Kernnetzes. Nur so können Skaleneffekte bei Elektrolyse, Pipelinebau und Kompression frühzeitig angestoßen werden.

Grundsätzlich ist der Energietransport per Pipeline effizienter und kostengünstiger als rein über Seekabel; eine Pipeline wie AuqaDuctus mit 20 GW Kapazität ersetzt zehn 2 GW-HGÜ-Kabel.[3] Studien zeigen, dass ein länderübergreifendes Offshore-Verbundnetz aus Gründen der Versorgungssicherheit, Energieunabhängigkeit und Pipelinesicherheit sinnvoll

[3] Vgl. Siehe AFRY (2022) und Wingerden / Geerdink et al. (2023): Specification of a European Offshore Hydrogen Backbone. Vgl.: https://www.gascade.de/fileadmin/Dokumente/Wasserstoff/DNV-Study_Specification_of_a_European_Offshore_Hydrogen_Backbone.pdf

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

Offshore Energy Hubs (z. B. auf Energieinseln) bieten die Chance, Offshore-Wasserstoff kosteneffizient zu bündeln und systemdienlich in die europäische Infrastruktur einzuspeisen. Sie schaffen eine festlandsäquivalente Umgebung auf See, in der Strom- und Wasserstoffflüsse integriert geplant und betrieben werden können. Durch die Bündelung mehrerer Elektrolyse- oder Windanlagen an einem Hub entstehen ökonomische Skaleneffekte in der Erzeugung, Umwandlung und Verdichtung des Wasserstoffs. Sie ermöglichen zudem die Entwicklung eines vermaschten Wasserstoff-Backbones, in dem Energie aus mehreren Ländern gebündelt, gehandelt und flexibel verteilt werden kann.

In einem vermaschten System müssen allerdings technologische Herausforderungen wie Offshore-Kompression und Druckmanagement 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 Infrastrukturprojekten.

Wasserstoff erfordert besondere Anforderungen in Bezug auf Leckageprävention, Materialkompatibilität, Notfallabschaltungen und Monitoring insbesondere unter Offshore-Bedingungen. Parallelität von Transportwegen: Strom- und Wasserstoffleitungen müssen räumlich und planerisch koordiniert werden, was wiederum durch kombinierte Anschlusskonzepte unterstützt wird. Weiterhin erhöhen Meshed Grids die Robustheit des Energiesystems durch Redundanzen und flexible Ausweichrouten bei Störungen. Ein vermaschtes Offshore-System ist nicht nur sinnvoll. Es ist essenziell für einen resilienten, effizienten und integrierten europäischen Wasserstoffhochlauf.

Kosten / Finanzierung

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

[4] Wingerden / Geerdink et al. (2023).

industriellen Referenzanlagen unter Offshore-Bedingungen gibt. Angaben zu absoluten Produktionskosten sind daher hochgradig spekulativ. Entscheidender für den Planungsprozess ist allerdings nicht die absolute Höhe der Kosten, sondern der relative Kostenvergleich zwischen Offshore- und Onshore-Elektrolyse.

Eine belastbare Herangehensweise zur Schätzung des Aufschlags bei Offshore-Elektrolyse findet sich in der E-Bridge-Studie "*Bewertung von Anschlusskonzepten für weit entfernte Offshore-Windgebiete in der deutschen Nordsee für eine effiziente Energiewende*". Dort wird auf Basis von Angaben erfahrener Offshore-Wind-Betreiber ein Kostenaufschlag von rund 70 %[5] gegenüber Onshore-Elektrolyseanlagen angenommen. Dieser Aufschlag reflektiert insbesondere höhere Wartungs- und Instandhaltungskosten, die notwendige Offshore-Meerwasserentsalzung, die bauliche Komplexität und zusätzliche Sicherheitsanforderungen auf See.

Gleichzeitig zeigen weitere Studien (z. B. von Frontier Economics), 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.

Bezüglich der technischen Umsetzung zeigt die Studienlage, dass bei einer Offshore-Wasserstoffproduktion über 1GW erhebliche Kosteneinsparungen möglich sind, wenn die Produktion auf einer künstlichen Insel (Energieinsel oder „Offshore Energy Hub") anstelle als auf einer Plattform erfolgt. Diese Einsparungen ergeben sich aus folgenden Faktoren:

- **Skaleneffekte der Energieinsel:** Einsparungen bei Infrastruktur (im Vergleich zur Plattform), Installation und Wartung. Plattformkosten sind linear, d. h. für jedes zusätzliche GW fallen die gleichen Plattforminvestitionen an. Die Energieinsel hat zwar höhere Anfangsinvestitionen als eine einzelne Plattform, aber der weitere Ausbau (nach 1 GW) ist günstiger als eine Plattformlösung oder der Fall, dass der gesamte Strom an Land transportiert und dort in Wasserstoff umgewandelt wird (radiale Offshore-Windanbindung).
- **Onshore-ähnliches Umfeld auf der Insel:** Ermöglicht geringere Installations- und Wartungskosten für Elektrolyseure im Vergleich zu Plattformlösungen und somit niedrigere Betriebskosten.

Basierend auf Analysen und Studien (Frontier Economics, 2025; E-Bridge, 2024; Fraunhofer, 2024; DNV, 2023) werden folgende Kosten für die Offshore-Elektrolyse angegeben: 2.250 €/kW in 2030 und ca. 1.500 €/kW in 2045. Daraus resultieren Wasserstoffgestehungskosten von ca. 8 €/kg H2 in 2030 und ca. 5 €/kg H2 in 2045.

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

[5] Seite 33, https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2024/09/240829_AQV_Kurzstudie_DE.pdf
[6] Seite 23, 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

Die Kosten für den Wasserstofftransport – sowohl offshore als auch onshore – sind kein rein hypothetischer Faktor, sondern im Regulierungsrahmen bereits berücksichtigt: Diese werden über die Netzentgelte für das künftige Kernnetz (inkl. Offshore-Anbindungen) abgedeckt und sind öffentlich zugänglich über die Webseite der FNB Gas[7] abrufbar. Diese Netzentgelte beinhalten u. a. den Aufbau und Betrieb von Offshore-Pipelines z. B. im Rahmen von Projekten wie AquaDuctus. Zusätzliche Transportkosten für Offshore-Wasserstoff entstehen demnach nicht isoliert, sondern sind systemisch integriert.

Entscheidend für die Entwicklung wettbewerbsfähiger Offshore-Wasserstoffkosten ist nicht nur technischer Fortschritt, sondern auch eine gezielte politische Rahmensetzung, insbesondere: Förderung von Demonstrationsprojekten, Ausschreibungen auf Flächen wie SEN-1, die qualitative Kriterien zur Offshore-H_2-Produktion beinhalten und die Zulassung kombinierter Anschlusskonzepte, die gleichzeitige Nutzung von Strom und H_2-Infrastruktur ermöglichen und damit Kosten senken.

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. Die Preisspanne für Wasserstoff ist derzeit sehr breit und abhängig von vielen externen Faktoren wie CO_2-Preis, fossilen Alternativen, geopolitischer Lage, industrieller Nachfrage und regulatorischen Rahmenbedingungen. Eine verlässliche Marktpreisbasis für Investitionsentscheidungen existiert derzeit nicht.

Da die Kosten derzeit nicht vollständig refinanzierbar sind, ist eine initiale Förderung notwendig. Die Erzeugung von Wasserstoff auf See sowie dessen Transport über H_2-Pipelines ist aktuell ohne staatliche Anschubfinanzierung nicht wirtschaftlich. Eine "Dauerförderung" wird jedoch nicht angestrebt – vielmehr geht es darum, über eine gezielte Förderung den notwendigen Markthochlauf und Kostendegressionen zu ermöglichen.

Der Fokus sollte auf der Systemintegration liegen, nicht auf kurzfristigen Preisvergleichen. Damit kann Offshore-Wasserstoff mittel- bis langfristig einen tragenden Beitrag zur Energiewende leisten. Kostendegression setzt allerdings Skalierung voraus. Förderung ist daher ein Hebel für Skaleneffekte, nicht dauerhaftes Substitut für Markterlöse.

[7] fnb-gas.de

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

Geschäftsmodelle mit kombinierten Anschlusskonzepten (Strom + Wasserstoff) ermöglichen Offshore-Windparkbetreibern die parallele Vermarktung von Strom und Wasserstoff. Damit entsteht eine zweite Erlössäule neben dem klassischen Stromverkauf. Diese zusätzliche Einnahmequelle durch die H_2-Erzeugung erhöht die Wirtschaftlichkeit und Resilienz eines Projekts – insbesondere bei schwankenden Strompreisen oder Netzeinschränkungen[8].

Dadurch werden Herausforderungen durch zunehmende Niedrigpreis- und Negativ-preisstunden – insbesondere für Betreiber von Offshore-Windparks, ausgeglichen. Basierend auf den deutschen AFRY-Strompreisprognosen werden etwa 9 % aller Produktionsstunden unter 0,02 EUR/MWh liegen. Zudem werden etwa 35 % der Stunden unter 50 EUR/MWh liegen. Diese Zahlen beziehen sich auf das Strommarktsystem, und die Korrelation zwischen niedrigen Strommarktpreisen und Offshore-Windstromproduktion ist sehr hoch. Dies erschwert es zwangsläufig, einen wirtschaftlichen Anreiz für die Stromabnahme ohne staatliche Unterstützung, z. B. über CfDs oder attraktive PPA-Verträge, darzustellen. Die Einführung der Wasserstoffproduktion in den Offshore-Wind-Geschäftsfall kann somit eine attraktive Wertsteigerung für das gesamte System darstellen. Der Offshore-Windpark kann Strom zu hohen Preisen entweder über CfD-unterstützte Mechanismen oder über PPA-Verträge verkaufen und gleichzeitig Einnahmen aus Elektrolyseuren in Niedrigpreisstunden erzielen. Unter sonst gleichen Bedingungen verbessert dies den Business Case. Die Produktion von Wasserstoff offshore kann sowohl an Land als auch offshore zu Einsparungen im Stromnetz führen. Durch die Platzierung der Elektrolyse nahe der Erzeugungsanlage („behind the meter") wird Offshore-Windstrom, der ansonsten an Land transportiert werden müsste, effizient genutzt. Offshore-Wasserstoffproduktion ist besonders sinnvoll, wenn Strom über +100 km vom Festland transportiert werden müsste. Die Netzeinsparungen an Land und offshore ergeben sich aus der Möglichkeit, Offshore-Wind- und Elektrolysekapazitäten im Vergleich zur HGÜ-Verbindung zu überdimensionieren. Dadurch wird die HGÜ-Leitung besser ausgelastet, und das Onshore-Netz muss nicht auf Spitzenlast-stunden ausgelegt werden, sondern kann für eine gleichmäßigere Produktion aus dem Offshore-Windpark dimensioniert werden.

Solche Modelle leisten einen aktiven Beitrag zur echten Marktintegration, wie sie auch im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur gefordert wird.[9] Statt starrer Einspeisung ins Netz kann flexibel zwischen Strom- und Wasserstoffproduktion gewechselt werden – je nach Netzsituation und Marktlage.

Durch zusätzliche Einnahmepfade und Flexibilität sinkt das sozio-ökonomische Investitionsrisiko – was wiederum den notwendigen Förderbedarf reduzieren wird. Allerdings sollten hierfür die Einsparungen so allokiert werden, dass OWF-Betreiber den Anreiz haben die

[8] Seite 20: https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2024/09/240829_AQV_Kurzstudie_DE.pdf
[9] Seite 52: https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2024/09/240829_AQV_Kurzstudie_DE.pdf

Offshore-Elektrolyse auszubauen, damit ein privatwirtschaftlicher Anreiz für OWF-Betreiber entsteht den Elektrolyseur offshore zu installieren.

Perspektivisch können sogar auch Offshore-H_2-Projekte im gleichen Förderregime mit Onshore-Projekten konkurrieren, was die Komplexität in der Förderlandschaft reduziert, wie bspw. bei der Ausschreibung für systemdienliche Elektrolyseure nach § 96 Abs. 9 WindSeeG. Auch hier werden kombinierte Geschäftsmodelle im Onshore-Bereich die Lücke schließen – durch marktdienliche, technisch realistische und wirtschaftlich tragfähige Strukturen.

Zusätzlich könnten ungenutzte Strommengen aus Onshore-Wind- und PV-Anlagen in Offshore-Elektrolysehubs verwertet werden, sofern diese aufgrund geringer Windverfügbarkeit freie Kapazitäten haben[10]. Voraussetzung dafür ist eine bidirektionale Transport- und Umwandlungsmöglichkeit, welche erst durch kombinierte Anschlusskonzepte ermöglicht werden.

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

Ein Geschäftsmodell, das ausschließlich auf spitzengekappte Strommengen ausgerichtet ist, erscheint derzeit wirtschaftlich nicht tragfähig. Für einen wirtschaftlichen Betrieb von Elektrolyseuren – insbesondere im Offshore-Bereich – ist eine hohe Anzahl an Vollbenutzungsstunden (Betriebsstunden) vorteilhaft. Laut der oben erwähnten Studie von Frontier Economics 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. Eine reine Nutzung von Strommengen, die aus der Spitzenkappung (z. B. 20 %) stammen, reicht demnach nicht aus, um ein tragfähiges Geschäftsmodell für die Wasserstoffproduktion aufzubauen.

Im Allgemeinen wird eine Überdimensionierung der Offshore-Windkapazität im Verhältnis zur HGÜ-Kapazität voraussichtlich Teil der Konfiguration einer Offshore-Sektorenkopplung sein. Das genaue Maß dieser Überdimensionierung hängt von der Konfiguration der Offshore-Sektorenkopplung ab, wird jedoch deutlich größer sein als bei einem reinen Strom-Overplanting-Szenario.

[10] Seite 20: 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

Planung & Regulierung

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 genutzt und zeitnah 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.

Die Ergebnisse der geplanten Demonstrationsprojekte sollten eng mit der weiteren Flächenentwicklung verzahnt werden. Nach erfolgreichen Pilot- und Vorserienanlagen im SEN-1-Bereich sollten weitere Flächen in der AWZ für Offshore-Wasserstoff ausgeschrieben werden. Dies sichert Lernkurven, minimiert Risiken und fördert eine technologisch realistische Hochlaufplanung.

Die Ausschreibungen für Offshore-Wasserstoffproduktion – in Verbindung mit Stromproduktion – in den Zonen 4 und 5 könnte bereits ab 2028 erfolgen. Dabei ist zu beachten, dass die Offshore-Sektorkopplung bzw. kombinierte Offshore-Produktion von Strom und Wasserstoff Unsicherheiten unterliegt, da sie sowohl von der Entwicklung des Wasserstoffmarktes als auch von den Kosten der Elektrolyse sowie Installations- und Wartungskosten abhängig ist. Um einen optimalen und kosteneffizienten Ausbau bei vorausschauende Planung in den Zonen 4 und 5 zu gewährleisten, sollte der Ausbau ganzheitlich geplant, aber in schrittweiser Umsetzung erfolgen. Dies erfordert:

- Einen zentraler Plan zum Ausbau von Offshore-Windkapazitäten von +10 GW, die sektorkopplungsfähig sind, wobei die genaue Offshore-Elektrolyse-Kapazität von der Konfiguration und den Abnahmemöglichkeiten für den Offshore-Wind abhängt;
- Die Freischaltung von Offshore-Energiehubs, die Offshore-Windstrom sammeln und über HGÜ an Land transportieren. Der Hub sollte die Flexibilität bieten, Offshore-Elektrolyse im Maßstab von +500 MW zu installieren, die hochgefahren werden kann, oder der Energiehub kann zunächst strombasiert betrieben werden
- Der Offshore-Energiehub sollte eine künstliche Insel umfassen, die Flexibilität und Skaleneffekte im Vergleich zu Plattformen bietet

Die schrittweise Umsetzung könnte wie folgt geschehen:

- Schritt 1: 2 GW Offshore-Wind auf einem Energiehub – künstliche Insel mit Potenzial für Offshore-Sektorkopplung
- Schritt 2: 2 GW Offshore-Wind, die an den Hub angeschlossen werden, z. B. mit 500–1000 MW Offshore-Elektrolyse

- Schritt 3: 2 GW Offshore-Wind, die an den Hub angeschlossen werden, z. B. mit 1000 MW Offshore-Elektrolyse

Neben einer direkten Ausschreibung für Elektrolyseure könnte der SEN-1-Bereich auch als Optimierungsfläche für umliegende Windparks genutzt werden – z. B. durch gezielte Umwandlung von Überschussstrom im Falle von Abregelungen zu Wasserstoff. Voraussetzung dafür sind regulatorisch zulässige kombinierte Anschlusskonzepte. OWF-Betreiber könnten die Verbindung zur zentralen Elektrolyse selbst planen und herstellen.

Zudem sollte der Begriff „Sonstiger Energiegewinnungsbereich" (SEN) im WindSeeG geändert werden (z.B. in Sektorenkopplungsflächen), um klarzustellen, dass auf diesen Bereichen/Flächen ausschließlich Offshore-Wasserstoffproduktion/Sektorenkopplung erfolgen soll.

Die bisherige strikte Trennung zwischen Windflächen/-gebieten einerseits und SEN-Bereichen andererseits wird in der Praxis zunehmend obsolet. Entscheidend ist künftig, welche Infrastruktur wo entsteht – nicht, wie eine Fläche ursprünglich klassifiziert war. Auch in klassischen Windflächen in räumlicher Nähe zu AquaDuctus sollten kombinierte Strom- und Wasserstofflösungen ermöglicht werden, wenn dies technisch sinnvoll und systemdienlich ist.

Welche Konzepte sind für die Offshore-Wasserstofferzeugung zukünftig denkbar?

Die zukünftige Offshore-Wasserstofferzeugung sollte systemdienlich und marktintegriert gedacht und aufgesetzt werden. Entscheidend ist, dass verschiedene Konzepte ermöglicht, erprobt und anschließend skaliert werden.

Ein zukunftsweisendes Konzept sind Offshore Energy Hubs bzw. Energieinseln, auf denen Elektrolyseure in großem Maßstab betrieben werden können, Infrastruktur gebündelt wird (Wind, Strom, Wasserstoff, ggf. CO_2) und Systemvorteile entstehen (Netzentlastung, Flexibilität, Versorgungssicherheit). Diese Hubs schaffen eine festlandsähnliche Umgebung auf See, in der unterschiedliche Technologien modular kombiniert und mit europäischen Partnern vernetzt werden können – insbesondere im Kontext eines vermaschten europäischen Offshore-Netzes.

Der SEN-1-Bereich bietet die Möglichkeit, erste Projekte zu realisieren und gleichzeitig technologische und regulatorische Erfahrungen zu sammeln. Eine schrittweise Ausschreibung in Teilflächen erlaubt es, Demonstratoren mit industriellem Anspruch umzusetzen. Kombinierte Anschlusskonzepte (Strom + Wasserstoff) sollten explizit ermöglicht werden, um flexible Marktteilnahme und sektorübergreifende Integration sicherzustellen.

Die Flächenvergabe für zukünftige Projekte sollte eng mit der Planung der Offshore-Wasserstoff-Infrastruktur (AquaDuctus) verknüpft werden. Nur durch diese Korrelation zwischen Flächenentwicklung und Transportinfrastruktur lassen sich die Kosten senken,

Risiken minimieren und Investitionssicherheit schaffen. Auch weitere SEN-Bereiche in Zone 4 und 5 sollten im Flächenentwicklungsplan (FEP) frühzeitig identifiziert werden.

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

Für die Umsetzung von Offshore-Wasserstoffprojekten ist aus Sicht der Branche eine zentrale Voraussetzung, dass kombinierte Anschlusskonzepte aus Seekabeln und Wasserstoffpipelines – also Strom- und H_2-Infrastruktur in einem Projekt – rechtlich explizit zugelassen werden. Eine klarstellende Anpassung im Zuge der anstehenden Novellierung ist erforderlich, um Investitionssicherheit zu schaffen – insbesondere für Projekte in SEN-Bereichen und geeigneten Windflächen darüber hinaus.

Ein zentrales genehmigungsrechtliches Thema für Betreiber betrifft die Frage nach der Entscheidungshoheit über die Nutzung der erzeugten Energie. Darf der Offshore-Windparkbetreiber selbst marktintegriert entscheiden, ob der erzeugte Strom eingespeist oder vor Ort zu Wasserstoff umgewandelt wird? Oder gibt es restriktive Vorgaben durch Netzbetreiber, Regulierungsbehörden oder Gesetzgeber? Aus Sicht der Branche ist eine flexible, marktorientierte Betriebsweise essenziell: Nur so lassen sich wirtschaftliche Geschäftsmodelle realisieren, Netzengpässe vermeiden und Systemdienlichkeit gewährleisten.

Konkret sehen wir folgende drei Maßnahmen als notwendig:

Maßnahme 1: Ausbauziele für SoEnergieAnl und Umsetzung im FEP. Gemäß dem WindSeeG sind die zur Erreichung des Ausbauziels (70 GW bis 2045) relevanten Offshore Windenergieanlagen an das Stromnetz anzuschließen (§ 1 Abs. 2 WindSeeG), d.h. Offshore Windenergieanlagen, die an Offshore Elektrolyseure, aber nicht an das Stromnetz angeschlossen sind, werden nicht auf das 70-GW-Ziel angerechnet.

Um einen optimierten Ausbau der Offshore Windenergie zu erreichen, der die Investitions- und Systemkosten senkt und zu einer effizienten Nutzung der Verfügbaren Flächen beiträgt, sollten Ziele für die optimierte Offshore Wasserstoffproduktion in der deutschen AWZ festgelegt werden. Beispielsweise könnten 10 GW Offshore Wasserstoffproduktionskapazität durch SoEnergieAnl bis spätestens 2045 als Ziel formuliert werden, sowie Offshore Windenergieanlagen, die (auch) an Offshore Elektrolyseure angeschlossen sind, dem bestehenden Ausbauziel für Offshore Windenergie zugerechnet werden. Diese Ziele wären im WindSeeG zu regeln und sodann im FEP umzusetzen.

Maßnahme 2: Einführung eines hybriden Anbindungskonzeptes, d.h. Netzanschluss für SoEnergieAnl und Einführung Sektorenkopplungsausschreibung. Der Stromnetzanschluss von SoEnergieAnl zur Offshore Wasserstoffproduktion sollte gesetzlich zugelassen werden. Dadurch entsteht die Flexibilität, je nach Stromnachfrage und -angebot Strom in das Netz einzuspeisen oder Strom aus dem Netz zur Wasserstoffproduktion zu entnehmen. Der Stromnetzanschluss von Elektrolyseuren trägt dazu bei, die Effizienz des bestehenden Energiesystems zu steigern, da weniger Übertragungseinrichtungen

effizienter genutzt werden und die Abregelung von Offshore Erzeugungsanlagen reduziert wird. Dies wiederum führt zu niedrigeren Energiekosten für Verbraucher.

Wir schlagen daher vor, dass künftige Ausschreibungen für Offshore-Windenergieanlagen, z.B. in Zone 4 und 5, in Form von Sektorenkopplungsausschreibungen erfolgen, d.h. dass künftige Offshore Windenergieanlagen sowohl (wenn auch nur mit einem Anteil ihrer Kapazität) an das Stromnetz, als auch an Offshore Elektrolyseure angeschlossen werden können. Ein solches hybrides Anbindungskonzept kann dazu beitragen, den künftigen Bedarf an grünem Wasserstoff anteilig zu befriedigen und das Kostensenkungspotential im Offshore-Netz zu heben.

Maßnahme 3: Klarstellung technologieneutraler Nutzbarkeit der SoEnergieBe. Um eine kosteneffiziente Offshore Wasserstofferzeugung zu fördern, sollte der neue Rechtsrahmen eine Klarstellung enthalten, dass die bauliche Umsetzung von SoEnergieAnl technologieneutral erfolgen kann. Marktteilnehmern wird so ermöglicht, die kosteneffizienteste Lösung für die Wasserstofferzeugung an dem jeweiligen Standort zu entwickeln. Wir schlagen daher vor, das WindSeeG klarstellend dahingehend zu ergänzen, dass SoEnergieAnl z.B. auch auf künstlichen Inseln errichtet werden können.

Neben der technischen Zulassung kombinierter Anschlüsse und Marktfragen stellen sich aus Sicht der Betreiber weitere Fragen: Zuständigkeiten und Schnittstellen zwischen BSH, BNetzA, FNB und Küstenländern, Klarheit über Genehmigungswege für Plattformen mit Elektrolyseuren sowie Anforderungen an Brine-Management und Meerwasserentsalzung. Diese Punkte müssen regulatorisch harmonisiert werden, um unnötige Bürokratie zu vermeiden.

Für die Wasserstoffpipeline AquaDuctus bestehen derzeit rechtliche Unsicherheiten im Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG), da es nur auf den Abschnitt zur Anbindung von SEN-1 anwendbar ist, nicht aber auf den weiterführenden Importabschnitt in der AWZ. Die Pipeline erfüllt jedoch eine Doppelfunktion – Anbindung und Import – was derzeit zwei Genehmigungsregime notwendig macht (WindSeeG und BBergG). Diese Aufspaltung ist nicht sachgerecht und könnte zu Verzögerungen führen. Um die Planungssicherheit zu erhöhen und Verfahren zu beschleunigen, sollte das WindSeeG so angepasst werden, dass es auch auf grenzüberschreitende Importleitungen und den gesamten Verlauf von AquaDuctus in der AWZ anwendbar ist.

Zudem sollte das Bundesverwaltungsgericht als erstinstanzliche Zuständigkeit für Genehmigungsverfahren dieser Infrastruktur festgelegt werden – analog zu anderen Leitungsbauvorhaben. Diese Anpassungen sind komplementär zum Wasserstoffbeschleunigungsgesetz und sollten in der nächsten WindSeeG-Novelle umgesetzt werden, um den Wasserstoffhochlauf nicht zu gefährden.

Skalierung

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

Für den stufenweisen Ausbau sind folgende politische Maßnahmen notwendig:

- Regulatorische Öffnung im WindSeeG: Zulassung kombinierter Anschlusskonzepte (Strom + H_2) sowie Elektrolyse im SEN-1-Bereich.
- Förderung von Demonstratoren, um den initialen Mehraufwand und Innovationsrisiken abzufedern.
- Festlegung eines Ausbauziels für Offshore-Elektrolyse (z. B. 10 GW bis 2045), um Planungs- und Investitionssicherheit zu schaffen.
- Ausschreibung der SEN-1-Fläche 2026 und weiterer Flächen für die Offshore-Elektrolyse in Zonen 4 und 4 ab 2028.
- Integrierte Infrastrukturplanung (Sektorenkopplung, Energieinseln, H_2-Transport, AquaDuctus) mit europäischer Koordination.

Skalierung besteht aus Erfahrungswerten. Daher liefern auch Onshore-Elektrolyseure wichtige technische und wirtschaftliche Referenzwerte. Diese Erfahrungswerte können auf Offshore übertragen werden – mit notwendigen Anpassungen an salzhaltige Umgebung, höhere Wartungskosten und andere Betriebsbedingungen. Gleichzeitig ermöglicht Offshore-Wind eine deutlich höhere Auslastung der Elektrolyseure (>5.000 h/a), was langfristig zu besseren Skaleneffekten und Wirtschaftlichkeit führen kann.

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

Die Offshore-Elektrolyse wird im Jahr 2045 eine zentrale Rolle in einem kostenoptimalen und integrierten Energiegesamtsystem spielen – nicht als Ersatz, sondern als systemdienliche Ergänzung zur elektrischen Anbindung. Ihre Vorteile liegen in der Optimierung von Netzinfrastruktur, Sektorenkopplung und Marktintegration.

- Systemoptimierung durch Flexibilität & Lastverschiebung: Durch die Umwandlung von Strom zu Wasserstoff bereits auf See kann die Offshore-Elektrolyse dazu beitragen, Netzengpässe zu reduzieren, da nicht alle Energie durch Stromleitungen transportiert werden muss. Dies erlaubt eine bessere Nutzung von Windenergiepotenzialen und eine flexiblere Reaktion auf Netz- und Marktsignale, besonders bei Lastspitzen oder Abregelungen. Integrierte Offshore-H_2-Erzeugung fördert die Sektorenkopplung direkt am Ort der Primärenergieerzeugung – ein wichtiger Baustein für die Resilienz und Effizienz des Energiesystems.

Deutscher Wasserstoff-Verband (DWV) e.V.
Tel.: +49 30 6295948–2 | h2@dwv-info.de
Robert-Koch-Platz 4 | D-10115 Berlin
www.dwv-info.de
Register: Amtsgericht Berlin (Charlottenburg) VR 17205
D-LobbyRG-Nr.: R002003
EU-Transparenzregister: 462906838391-79 –
Steuer-Nr. 27/663/55761
Vorstand: Dr. Bernd Pitschak (Vorsitzender), Friederike Lassen

- Wirtschaftlichkeitsvorteile durch Kosteneinsparungen im Gesamtsystem: Mehrere Studien belegen den signifikanten ökonomischen Vorteil einer Offshore-Wasserstoffstrategie im Vergleich zu einem rein strombasierten Ansatz: Laut einer Studie von E-Bridge aus September 2024 ist ein Gesamtsystem mit Offshore-Elektrolyse um bis zu 31 Mrd. Euro kostengünstiger im Nettobarwert als rein strombasiertes Szenario bis 2045[11]. Die Frontier Economics-Studie aus November 2025 zeigt eine Einsparung von 1,7 Mrd. Euro[12] jährlich bei Integration von Offshore-H_2. Auch internationale Studien wie die des North Sea Wind Power Hub-Konsortiums[13] oder Analysen des Fraunhofer IEE[14] unterstreichen die systemische Relevanz und Wirtschaftlichkeit von Offshore-Elektrolyse
- Marktintegration und zusätzliche Ertragspfade für Betreiber: Für Offshore-Windparkbetreiber eröffnet die Offshore-Elektrolyse die Möglichkeit zur zusätzlichen Vermarktung über zwei Pfade: Strom und Wasserstoff. Diese Ertragserweiterung und Risikostreuung ist ein entscheidender Hebel für Investitionsentscheidungen und stärkt die Marktintegration, wie sie u. a. von der BMWE gefordert wird.
- Perspektivische Relevanz für Energieimporte & europäische Kooperation: Offshore-Elektrolyse ist nicht nur eine Lösung für deutsche Bedarfe, sondern auch ein Baustein für grenzüberschreitende Energiestrategien, etwa durch H_2-Exporte oder als Bestandteil eines vermaschten Netzsystems (meshed grid). Sie ist damit ein strategisches Element europäischer Energiepolitik, insbesondere in Kooperation mit Nordsee-Anrainern.

Offshore-Elektrolyse ist ein integraler Bestandteil eines kostenoptimalen Energiesystems 2045. Sie reduziert Netzkosten, erhöht Systemflexibilität, schafft neue Erlösmodelle für Betreiber und unterstützt die sektorübergreifende Integration von Windenergie – mit nachgewiesenen Einsparpotenzialen im Milliardenbereich. Sie sollte daher strategisch gleichwertig mit der elektrischen Anbindung gedacht und politisch gefördert werden.

Sonstige Anmerkungen

1. Zunächst muss sichergestellt werden, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland kontinuierlich fortgesetzt wird. Ohne einen stabilen Ausbaupfad für Offshore-Wind ist ein Hochlauf der Offshore-Wasserstoffproduktion nicht realistisch. Umgekehrt braucht die Offshore-Windindustrie langfristig die Perspektive einer Wasserstoffverwertung, um auch in höherer Ausbaukulisse wirtschaftlich tragfähig zu bleiben. Beide Sektoren sind aufeinander angewiesen und sollten daher in der Ausschreibungssystematik und Flächenplanung gemeinsam betrachtet werden.

[11] https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2024/09/240829_AQV_Kurzstudie_DE.pdf
[12] 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
[13] https://northseawindpowerhub.eu/files/media/document/2024.06.24_NSWPH%20Pathway%20Study%202.0.pdf
[14] https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/4623eb2a-b3af-4d2e-8102-d4d28081be2d/content

2. Für die Marktintegration ist insbesondere bei einer möglichen Einführung von Differenzverträgen (Contracts for Difference – CfD) zu beachten, dass die Erzeugung von grünem Wasserstoff aus Offshore-Windstrom nicht behindert wird. Die Additionalitätskriterien aus dem Delegierten Rechtsakt EU 2023/1184 und 2023/1185 stellen aktuell ein erhebliches Hindernis dar: Einerseits können CfDs als staatliche Beihilfen gewertet werden, was zur Inkompatibilität mit dem Delegated Act führt; andererseits sind erneuerbare Stromquellen älter als 36 Monate gemäß der Verordnung nicht zulässig. Der DWV spricht sich unabhängig von der Offshore-Elektrolyse für die Aufschiebung dieser Kriterien aus – im Falle der Offshore-Elektrolyse wäre eine gänzliche Ausnahme sinnvoll.
3. Eine pragmatische Lösung könnte in einer befristeten Einführung von CfDs über einen Zeitraum von drei bis sieben Jahren liegen. Gleichzeitig sollte diese Übergangsphase genutzt werden, um die technologische Entwicklung der Offshore-Elektrolyse gezielt zu fördern und eine langfristig marktintegrierte Lösung vorzubereiten. Flächen, die in räumlicher Nähe zur geplanten Kernnetz-Wasserstoffleitung AquaDuctus in den Zonen 4 und 5 der AWZ liegen, sollten aus unserer Sicht von einer verpflichtenden CfD-Bindung ausgenommen bleiben. Diese Flächen weisen eine besonders hohe Eignung für die Offshore-H_2-Erzeugung auf und sollten flexibel entwickelt werden können.
4. Ein zeitnaher Start von Ausschreibungen für Offshore-Wasserstoffprojekte – insbesondere auf der SEN-1-Fläche sowie in geeigneten Windflächen mit kombinierbaren Anschlusskonzepten – ist notwendig, um erste Skaleneffekte zu realisieren. Dabei sollten die Nutzung von Strommengen gemäß §13k EnWG ebenso berücksichtigt werden wie klare Regelungen zur Definition von Spitzenkappung und zur zulässigen Nutzung der daraus entstehenden Energiemengen. Strombeschaffungskriterien aus als Bestandteil der 37. Bundes-Immissionsschutzverordnung (37. BImSchV), etwa die Begrenzung des Day-Ahead-Preises auf 20 EUR/MWh oder die Preisrelation zum CO_2-Zertifikatepreis, sind hier hilfreiche Anker. Die Interpretation sowie Anwendung müssen gewährleistet sein.
5. Bezüglich der Thematik der Resilienzkritierien definiert der NZIA eine Liste von besonders kritischen Komponenten, sogenannten „*Main Specific Components*" für die Lieferrisiken minimiert werden sollen. Der Schwellenwert einer kritischen Abhängigkeit von einem spezifischen außereuropäischen Herkunftsland ist mit rund 50% definiert, wird er überschritten treten Bezugsbeschränkungen für entsprechende Komponenten in Kraft. Technologieanbieter sollten lediglich den Bezug entsprechender *Main Specific Components* aus solchen kritischen Herkunftsländern deklarieren und die Einhaltung der maximal zulässigen Lieferanteile nachweisen müssen. Es muss die Liste kritischer Lieferländer bei Ausschreibungsbeginn gelten. Generell sollten die Regelungen aus anderen EE-Segmenten übernommen werden und keine Sonderregime für die Offshore-Wind- bzw. Wasserstofferzeugung aufgemacht werden.

Der DWV bedankt sich für die Möglichkeit zur Abgabe der Stellungnahme und steht für Rückfragen jederzeit zur Verfügung.

Berlin, 19. Dezember 2025

Kontakt: Friederike Lassen
Vorständin des DWV
politik@dwv-info.de

Seit über zwei Jahrzehnten steht der **Deutsche Wasserstoff-Verband (DWV) e.V.** an der Spitze der Bemühungen um eine nachhaltige Transformation der Energieversorgung durch die Förderung einer grünen Wasserstoff-Marktwirtschaft.

Mit einem starken Netzwerk von über 160 Institutionen und Unternehmen sowie mehr als 400 engagierten Einzelpersonen treibt der DWV die Entwicklung und Umsetzung innovativer Lösungen in den Bereichen Anlagenbau, Erzeugung und Transportinfrastruktur voran. Durch die Fokussierung auf die Schaffung optimaler Rahmenbedingungen für die Wasserstoffwirtschaft unterstreicht der DWV sein unermüdliches Engagement für eine zukunftsfähige, nachhaltige Energieversorgung und vertritt wirkungsvoll die Interessen seiner Mitglieder auf nationaler und europäischer Ebene.