

Positionspapier

Politische und Regulatorische Rahmenbedingungen
zur Realisierung der AquaVentus-Vision
von 10 Gigawatt Offshore-Elektrolysekapazität in der Nordsee

Mai 2021



Inhalt

1. AquaVentus: Hintergrund und Projektbeschreibung	3
2. Flächensicherung für sonstige Energiegewinnungsanlagen	4
2.1. Nachrangigen Netzanschluss in sonstige Energiegewinnungsbereiche integrieren	4
2.2. Technologiedifferenzierte Vorfestlegung pro Ausschreibung	5
2.3. Vorschläge für Vergabekriterien	6
2.3.1. Zweistufige Ausgestaltung des Vergabeverfahrens	6
2.3.2. Phase I - Mindestanforderungen	7
2.3.3. Phase II - Bewertungskriterien zur Gewichtung der abgegebenen Gebote	7
2.4. Verbindliches nationales und europäisches Ausbauziel für H ₂ -Offshore	9
2.5. Vorrangflächen für Windenergie im nächsten Flächenentwicklungsplan festlegen	9
3. Transport	10
3.1. Änderungen im FEP/ Sammelpipeline ermöglichen	10
3.2. Trasse in Raumordnung frühzeitig festlegen	11
3.3. Regulierungsrahmen für H ₂ -Offshore-Netze etablieren	11
3.4. Frühzeitig Cross-Border-Anbindungen regeln	12
4. Genehmigungsvoraussetzungen für Elektrolyseure konkretisieren	12
5. Pilotstandorte im Küstenmeer schaffen	12
6. AquaPortus	14
7. Importinfrastruktur mitplanen	14
8. Markthochlauf regulatorisch absichern	14
8.1. EEG-Umlage-Befreiung für Grünen Wasserstoff – Ein Schritt in die richtige Richtung	15
8.2. Nachfrage nach Grünem Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen stärken	15

1. AquaVentus: Hintergrund und Projektbeschreibung

Die international verbindlich vereinbarten Pariser Klimaschutzziele erfordern **weltweit Nettonull-Emissionen innerhalb der kommenden zwanzig Jahre** - und zwar in allen Sektoren des gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Lebens. Der Übergang von fossilen Brennstoffen hin zu erneuerbaren Energien ist dabei ein wesentlicher Faktor, eine direkte Elektrifizierung jedoch nicht in allen Anwendungen technisch oder wirtschaftlich machbar. Synthetische Energieträger auf Basis erneuerbarer Energien (Power-to-X) sind vor diesem Hintergrund ein unverzichtbares Element zur vollständigen Dekarbonisierung. Der durch erneuerbaren Strom im Wege der Elektrolyse hergestellte Wasserstoff ist vielseitig verwendbar und Ausgangsstoff für weitere synthetische Energieträger und Grundstoffe, die etwa in der Industrie oder im Schwerlastverkehr emissionsfrei zum Einsatz kommen können.

Möchte die Bundesregierung ihre im novellierten Klimaschutzgesetz nunmehr verschärften Klimaschutzziele erreichen, so wird eine großskalige Ausweitung der offshore Wasserstoffherzeugung unausweichlich. Ein besonderer Fokus liegt insofern auf der AquaVentus Initiative, deren Ziel es ist, dem Aufbau einer bundesweiten Wasserstoffwirtschaft, wie sie auch von der Nationalen Wasserstoffstrategie vorgesehen ist, Aufwind zu verleihen. Mit Strom aus Offshore-Windkraftanlagen wollen wir ebenfalls auf See installierte Elektrolyseure im industriellen Maßstab betreiben und so **bis 2035 Elektrolyseanlagen mit einem Gesamtvolumen von 10 Gigawatt** errichten – dies entspricht einer Erzeugungskapazität von jährlich bis zu **1 Million Tonnen Grünen Wasserstoffs**.

Dabei erfolgt die Realisierung unserer Projektfamilie in mehreren **konkreten Schritten**: Am Anfang steht die Errichtung und Erprobung eines als Prototyp konzipierten dezentralen Offshore Elektrolyseurs (Aqua-Primus) im Hafen Mukran (Rügen). Der zweite Schritt zur Serienreife soll im schleswig-holsteinischen Küstenmeer der Nordsee durchgeführt werden, wo auf zwei neuartigen Offshore Wasserstoff-Windturbinen der erzeugte Wasserstoff über ein erstes Pipeline-Segment (AquaDuctus) nach Helgoland transportiert wird und dort als LOHC für eine dezentrale Versorgungskette entlang der Nordseeküste weiteren Endnutzern zur Verfügung steht (AquaPortus). Auf Basis des dadurch erzielten technologischen Durchbruchs soll dann bis 2028 im Rahmen von SEN-1 der erste großskalige Offshore-Wasserstoff-Park (AquaSector) mit knapp 300 MW entstehen. Im späteren Verlauf der Initiative können schließlich im Jahr 2035 bis zu 1 Mio. t an Grünem Wasserstoff in der AWZ erzeugt und diese Energie per Sammelpipeline kosteneffizient und diskriminierungsfrei an Land transportiert werden (AquaSector+).

Im Folgenden soll dargelegt werden, welcher regulatorischen Eingriffe es bedarf, um die AquaVentus Vision Wirklichkeit werden zu lassen.

2. Flächensicherung für sonstige Energiegewinnungsanlagen

Dreh- und Angelpunkt für die Realisierung von AquaVentus ist die erfolgreiche Umsetzung des **weltweit ersten Offshore-Wasserstoff-Parks bis zum Jahr 2028**. Dabei begrüßen wir sehr, dass der im Dezember 2020 bekanntgemachte Flächenentwicklungsplan 2020 erstmals sogenannte sonstige Energiegewinnungsbereiche festlegt, hier explizit SEN-1 in der Nordsee.

2.1. Nachrangigen Netzanchluss in sonstige Energiegewinnungsbereiche integrieren

Das WindSeeG definiert "sonstige Energiegewinnungsbereiche" in § 3 Abs. 8 als „Bereiche außerhalb von Gebieten [des WindSeeG], auf denen Windenergieanlagen auf See und sonstige Energiegewinnungsanlagen, die jeweils nicht an das Netz angeschlossen werden, in räumlichem Zusammenhang errichtet werden können". Dabei fällt unter Netzanbindung auch der sog. "nachrangige Netzanchluss". Dieses neuartige Konzept sieht vor, dass der Elektrolyseur auch Strom von benachbarten Windparks beziehen darf, die jeweils an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen sind. In diesem Fall müssen die Projektierer für ihre Kabelverbindung an den benachbarten Park oder Konverter aufkommen. Ein direkter, dedizierter Anschluss an das öffentliche Netz ist hierbei nicht vorgesehen. Andersherum soll der eigens produzierte Grünstrom in das öffentliche Netz eingespeist werden dürfen, sofern durch die Einspeisung keine Netzengpässe entstehen und auch die Auslastung des Exportkabels dies gestattet. Für den eingespeisten Strom sollen weder EEG-Förderung noch entsprechende Privilegien in Anspruch genommen werden, um dem Doppelvermarktungsverbot zu genügen.

Aus unserer Sicht stellt der nachrangige Netzanschluss ein betriebs- und volkswirtschaftlich sinnvolles Instrument für den Aufbau einer großskaligen Wasserstoffproduktion und den weiteren Ausbau der Offshore-Energie dar. Zudem ermöglicht das Konzept eine erhöhte Flexibilität und Auslastung des Elektrolyseurs bei gleichzeitiger Entlastung des Stromnetzes.

AquaVentus fordert daher eine Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen, hier insbesondere des WindSeeG, die es erlauben, auch nachrangig angebundene Anlagen in den Ausschreibungen für sonstige Energiegewinnungsbereiche zu berücksichtigen. Dass dies ohne größere Veränderungen am bestehenden Rechtsrahmen möglich sowie zulässig wäre, zeigt ein bislang noch unveröffentlichtes Kurzgutachten des Instituts für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM).¹

¹ IKEM, Rechtliche Ausgestaltung einer (nachrangigen) Netzanbindung für sonstige Energiegewinnungsbereiche, Februar 2021.

- In einem ersten Schritt müsste dazu die **Legaldefinition von sonstigen Energiegewinnungsanlagen geändert** werden, wobei der **modifizierte § 3 Nr. 8 WindSeeG** dann wie folgt lauten könnte: „Bereiche außerhalb von Gebieten, auf denen Windenergieanlagen auf See und sonstige Energiegewinnungsanlagen, die jeweils nicht **oder nur nachrangig** an das Netz angeschlossen werden, in räumlichem Zusammenhang errichtet werden können.“
- Zweitens müsste der **nachrangige Netzanschluss legal definiert** werden, wobei hier weniger die technisch-physische Anknüpfung, als vielmehr die Nutzung der Anbindungskapazität maßgeblich wäre. Über einen **neu einzuführenden § 3 Nr. 8a WindSeeG** könnte der nachrangige Netzanschluss folgendermaßen definiert werden: „Nachrangiger Netzanschluss: der mittelbare oder unmittelbare Anschluss von Windenergieanlagen auf See oder sonstigen Energiegewinnungsanlagen, die in sonstigen Energiegewinnungsbereichen errichtet werden, an Offshore-Anbindungsleitungen mit dem Ziel einer nachrangigen Einspeisung von Strom im Fall freier Kapazitäten der Offshore-Anbindungsleitungen bzw. Stromentnahme im Fall von andernfalls abzuregelnden Überschüssen“.
- Schließlich bedarf es folgender **Änderungen des § 71 Nr. 5 WindSeeG**, der die Ausschreibungen von sonstigen Energiegewinnungsbereichen regelt: „[...] zur Ausschreibung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen oder deren Teilbereichen und zur Sicherstellung der Errichtung von Windenergieanlagen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen, die jeweils in den sonstigen Energiegewinnungsbereichen errichtet werden, die jeweils nicht oder nur nachrangig an das Netz angeschlossen werden, ein Verfahren für die Vergabe nach objektiven, nachvollziehbaren, diskriminierungsfreien und effizienten Kriterien, wobei insbesondere Mindestanforderungen an die Eignung der Teilnehmer und den Nachweis der Erfüllung der Anforderungen zu regeln sind, und [...]“

2.2. Technologiedifferenzierte Vorfestlegung pro Ausschreibung

Gem. § 71 Nr. 5 WindSeeG legt das Bundeswirtschaftsministerium in einer noch zu erlassenden Verordnung Kriterien fest, nach denen Bereiche der "sonstigen Energiegewinnung" im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens an die Bieter vergeben werden. Im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens werden ausschließlich sonstige Energiegewinnungsanlagen berücksichtigt. Diese werden in § 3 Nr. 7 WindSeeG definiert als Anlagen zur Erzeugung von Strom aus anderen erneuerbaren Energien als Wind, oder zur Erzeugung anderer Energieträger, insbesondere Gas oder anderer Energieformen, insbesondere thermischer Energie. Die Elektrolyse ist damit eine unter vielen möglichen Ausschreibungsgegenständen, wobei eine Einengung durch gewählte Begrifflichkeiten laut der Gesetzesbegründung bewusst vermieden werden sollte.

Auch wenn sich der Gesetzgeber bewusst gegen eine Einengung durch gewählte Begrifflichkeiten entschieden hat, ist eine **frühzeitige „Widmung“ dieser sonstigen Energiegewinnungsbereiche für bestimmte Anlagenarten unseres Erachtens aus folgenden Gründen dennoch von Vorteil:**

- Durch Vorauswahl der Technologie kann die Effizienz der Raumordnung verbessert werden, indem größere Flächen für Technologien höheren Reifegrads genutzt werden und kleinere Flächen für Technologien, die in einem frühen Erprobungsstadium sind.
- Die Vergleichbarkeit der Gebote wird erhöht.

Für die **rechtliche Zulässigkeit einer Technologiedifferenzierung** pro Ausschreibung verweisen wir auf ein juristische Kurzgutachten der Anwaltskanzlei Becker Büttner Held (BBH) vom 15.04.2021, welches wir bei Bedarf gerne zur Verfügung stellen.

2.3. Vorschläge für Vergabekriterien

Das Vergabeverfahren muss nach objektiven, nachvollziehbaren, diskriminierungsfreien und effizienten Kriterien geregelt werden. Ebenfalls zu regeln sind die Mindestanforderungen an die Eignung der Teilnehmer. Das schließt gemäß § 71 Nr. 5 WindSeeG auch den Nachweis der Teilnehmer mit ein, die gegebenen Anforderungen erfüllen zu können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sonstige Energiegewinnungsanlagen nach § 67a WindSeeG erst beantragt und errichtet werden können, wenn der Betreiber für die nötige Fläche vom BSH im Vergabeverfahren den Zuschlag erhalten hat. Um den Ablauf zu beschleunigen, sollte das BSH daher für das bereits festgelegte sonstige Energiegewinnungsgebiet SEN1 nach Verordnungserlass unverzüglich das Ausschreibungsverfahren beginnen. Um ausreichend Zeit für die Planung und für das durchzuführende Planfeststellungsverfahren zu haben, **muss 2022 die Antragsberechtigung feststehen.**

Die zeitnahe Durchführung des Ausschreibungsverfahrens setzt voraus, dass die konkretisierende Verordnung zügig durch das Bundeswirtschaftsministerium erlassen wird. Unsere Vorschläge lauten dabei wie folgt:

2.3.1. Zweistufige Ausgestaltung des Vergabeverfahrens

Nach unserem Dafürhalten sollte das Vergabeverfahren zweistufig erfolgen, in dem zunächst die Mindestanforderungen an die Bieter als einfache Ja/Nein-Kriterien abgefragt werden. In diesem Stadium ist behördlicherseits noch keine qualitative Überprüfung der Gebotsinhalte erforderlich. Sodann erfolgt in Phase II eine qualitative Bewertung der Gebote anhand eines nach Punkten gestaffelten Kriterienkatalogs, wobei sich die Bewertungskriterien im Groben an der Realisierungsdauer der Projekte, ihrer Klimafreundlichkeit und in diesem Sinne auch ihrer Skalierbarkeit orientieren sollen.

2.3.2. Phase I - Mindestanforderungen

Zu den von jedem Bieter zu erfüllenden Mindestanforderungen gehören aus unserer Sicht:

- Das Vorlegen einer **Projektbeschreibung** bestehend aus Plänen, Zeichnungen, Berechnungen und Listen sowie technischen Modellierungen. Auch ein Meilensteinplan sollte enthalten sein - siehe dazu auch Punkt 4
- Darüber hinaus ist als Mindestanforderung eine Aufschlüsselung des **Finanzierungsbedarfs** ("funding gap") einzureichen,
- sowie ferner eine **Bestätigung des behördlicherseits festgelegten, spätesten Fertigstellungstermins**.
- Neben den projektbezogenen Anforderungen hat jeder Bieter schließlich Unterlagen vorzulegen, aus denen sich **seine Kompetenzen zur Vorhabenrealisierung** ergeben. Geeignet sind insbesondere Referenzen, die Erfahrungen im Bereich der Entwicklung und Umsetzung von Offshore-Anlagen sowie bezüglich der jeweiligen Technologie ("track record") zeigen.³

Die Gewichtung der so abgegebenen Gebote erfolgt anhand eines im Folgenden näher zu beleuchtenden Punktesystems.

2.3.3. Phase II - Bewertungskriterien zur Gewichtung der abgegebenen Gebote

Wie bereits erwähnt sollten primär solche Projekte den Zuschlag erhalten, die langfristig einen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Dies ist v. a. für solche Vorhaben anzunehmen, deren großskalige Realisierung langfristig zu erwarten ist. Vor diesem Hintergrund ergeben sich folgende Bewertungskriterien:

- **Projektkonzeption und Planungsfortschritt (max. 20 Punkte)**
Aus unserer Sicht ist die Realisierungswahrscheinlichkeit eines Projektes umso höher, je mehr Projektaspekte von den Planern bereits durchdacht und konzeptualisiert wurden. Aus diesem Grund sollten Projektkonzeption und Planungsfortschritt unbedingt Bewertungskriterien sein, wobei bei einer Maximalpunktzahl von 20 Punkten je eingereichtem Dokument beispielsweise 0,5 Punkte vergeben werden könnten. Zur Zertifizierung der eingereichten Unterlagen schlagen wir die Einschaltung eines technischen Gutachters vor.
Die Begutachtung kann entweder im Vorfeld des Gebots erfolgen oder es findet eine Überprüfung nur des Ausschreibungsgewinners - bzw. der drei besten Gebote - statt. In jedem Fall muss die Überprüfung zeitlich vor der finalen Bezuschlagung erfolgen. Bei dann noch auftretenden Unstimmigkeiten ist ein Nachrückverfahren durchzuführen. Im Anhang dieses Schreibens befindet sich unser Vorschlag für die Liste der einzureichenden Unterlagen.

- **THG-Minderungspotenzial (max. 20 Punkte)**

Mit Blick auf die angestrebte Klimaschutzwirkung ist das THG-Einsparungspotenzial ein weiteres Kriterium, das aus unserer Sicht in der Bewertung der abgegebenen Gebote nicht fehlen sollte. Selbstredend sollte dabei das Projekt mit der größten Brutto-THG-Minderung die maximale Punktzahl erhalten, wobei die Berechnung dem vom BMWi vorgeschlagenen System folgt. Als Systemgrenze ist die Kaikante bzw. ein Anlandepunkt an der Küste anzugeben.

- **Skalierbarkeit, Übertragbarkeit und Marktreife des Konzepts (max. 60 Punkte)**

Im Sinne eines nachhaltig wirksamen Beitrags zur Energiewende sollten die Vorhaben schließlich auch Wachstumspotenzial aufweisen, also andernorts skalierbar sein oder die Möglichkeit bieten, in darauf folgenden Projekten auf das erworbene technische und praktische Wissen zurückgreifen zu können. Dieser Punkt ist in mehrerer Hinsicht voraussetzungsreich: Zunächst sollte eine gewisse Diversität des Konsortiums gewährleistet sein, wobei bestenfalls die gesamte Wertschöpfungskette, von der H₂-Produktion bis zur Lieferung an die Abnehmer, abgedeckt sein sollte. Je vielfältiger der Projektzusammenschluss, desto höher der Erfahrungsschatz und die Wissensdiffusion innerhalb der Branche. Hier spielen auch etwaige Vorverträge mit H₂-Abnehmern eine Rolle, wenn es um die Fähigkeit geht, den produzierten Wasserstoff in den Markt zu integrieren.

Mit der Diversität sollte zudem eine gewisse Finanzkraft des Konsortiums einhergehen, um weitere Projekte finanzieren zu können. Ebenso von Bedeutung können die installierten Kapazitäten an Offshore-WEA sowie Erfahrungen im Gasbereich sein, wenn es um die Effektivierung von Verfahrensabläufen bzw. die Reduzierung von Verzögerungen in der Projektumsetzung geht. Schließlich sollten primär solche Projekte bezuschlagt werden, die bereits eine gewisse Marktreife erreicht haben. Maßgebliches Kriterium ist hier die Höhe des funding gaps, denn: Je geringer der funding gap, desto geringer der Förderbedarf und desto marktreifer das Projekt. Die Marktreife wiederum erhöht die schnelle Übertragbarkeit auf Folgeprojekte und beschleunigt so den Markthochlauf. Um die Vergleichbarkeit zwischen den Projekten herstellen zu können, sollte die Berechnung des funding gaps auf Basis einer festgelegten H₂-Vergütung als unverbindliche Annahme zur Vergleichbarkeit der Wirtschaftlichkeitsberechnungen erfolgen. Die maximale Punktzahl erhält das Projekt mit dem geringsten funding gap.

Wie das BBH-Gutachten (s.o.) belegt, entsprechen diese Kriterien auch den Anforderungen an ein objektiv nachvollziehbares, diskriminierungsfreies und effizientes Auswahlverfahren und sind somit rechtlich zulässig.

2.4. Verbindliches nationales und europäisches Ausbauziel für H₂-Offshore

Aktuell sieht die Nationale Wasserstoffstrategie in Deutschland lediglich vor, bis zum Jahr 2030 Erzeugungsanlagen für Grünen Wasserstoff mit einer Gesamtleistung von fünf Gigawatt entstehen zu lassen. Das schließt den dafür erforderlichen Ausbau der Offshore- und Onshore-Energiegewinnung mit ein. Ein konkretes und verbindliches Mengenziel zur Erzeugung von Grünem Wasserstoff aus Offshore-Wind ist jedoch **unverzichtbare Grundlage für eine industrielle Investitionsperspektive**. Die Europäische Wasserstoffstrategie sieht vor, bis 2030 mindestens 40 Gigawatt Elektrolyseleistung für die Erzeugung von Grünem Wasserstoff zu installieren. Bis 2024 soll ein Zwischenziel von mindestens sechs Gigawatt installierter Leistung erreicht sein.

Allein die AquaVentus-Initiative will bis zur zweiten Hälfte der 2030er-Jahre ein Offshore-Erzeugungspotential von zehn Gigawatt Grünem Wasserstoff realisieren. Die Erzeugungsanlagen (Offshore-Windturbinen und Elektrolyseure) sollen an die zentrale Sammelpipeline AquaDuctus länderübergreifend angeschlossen werden und müssen deshalb nicht zwingend nur in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) installiert sein. Bis 2030 kann eine Erzeugungskapazität von einem Gigawatt umgesetzt werden. Verbindliche und ehrgeizige Ausbauziele für Wasserstoff auf See unterstützen diese Entwicklung.

2.5. Vorrangflächen für Windenergie im nächsten Flächenentwicklungsplan festlegen

Der Flächenentwicklungsplan von 2020 legt für die Nordsee den sonstigen Energiegewinnungsbereich SEN-1 fest. Die Fläche ist rund 27,5 Quadratkilometer groß und bietet Platz für knapp 300 Megawatt installierter Stromerzeugungskapazität. Das sind gute Voraussetzungen, die Wasserstoffherzeugung nach Serienreife der AquaPrimus Pilotanlagen im Rahmen eines Heimatmarktes so hochzufahren, dass mit den erzeugten Mengen große Teile der Industrie versorgt werden können.

Um langfristig Wasserstoff offshore im industriellen Maßstab erzeugen zu können, sind allerdings weit- aus größere Flächen vonnöten. In der Raumordnung für die AWZ (Entwurfsstand September 2020) gibt es dazu bereits erste Ansätze. In gewissen Zonen sind größere Flächen als Vorbehaltsgebiete für die Windenergie vorgesehen. Das verhindert grundsätzlich konkurrierende Nutzungen, reicht allerdings in der Fläche nicht aus. Um die von der europäischen Wasserstoffstrategie geforderten 40 Gigawatt Windenergie bis 2030 realisieren zu können und Planungssicherheit zu schaffen, **müssen noch mehr Gebiete als Vorranggebiete für Windenergie auf See ausgewiesen werden – auch in der Ostsee.**

Wir sehen dabei durchaus die von einigen Akteuren des **Naturschutzes** geäußerten Bedenken, die jedoch durch eine naturschutzfachliche sowie eine juristische Stellungnahme deutlich entschärft werden konnten.² Um noch mehr Raum für die Windenergie zur Verfügung zu stellen, gilt es, die **Nutzungsansprüche anderer Akteure, wie zum Beispiel der Fischerei und Schifffahrt abzuwägen und im Rahmen einer Klimaschutz bejahenden Regelung zu lösen**. Damit nicht das 65 Prozent-Ausbauziel an erneuerbaren Energien bis 2030 der Bundesregierung gefährdet wird, ist gleichzeitig darauf zu achten, dass die Flächen zur herkömmlichen Offshore-Stromerzeugung nicht die Flächen zur Wasserstoffherzeugung auf See kannelalisieren.

3. Transport

Das visionäre Vorhaben und einer der wesentlichen Vorteile der AquaVentus-Vision ist der Transport des offshore produzierten Wasserstoffs an Land mithilfe einer Sammelpipeline, die perspektivisch den Bau von **fünf Offshore-HGÜ-Anbindungen ersetzen** kann. Das Teilprojekt AquaDuctus verfolgt hier das Ziel, die für den Abtransport offshore produzierten grünen Wasserstoffmengen zu bündeln und über eine Pipeline durch die deutsche Nordsee über Helgoland bis zum Festland zu transportieren. Planung, Bau und Betrieb der Offshore-Wasserstoffleitung, die in mehreren Stufen bis Ende 2035 erfolgen soll, erfordern entsprechende Änderungen im geltenden Rechtsrahmen.

3.1. Änderungen im FEP/ Sammelpipeline ermöglichen

Aktuell untersagt der Flächenentwicklungsplan 2020 die Errichtung eigener Kabel oder Pipelines zur Abführung von Energie aus einem sonstigen Energiegewinnungsbereich innerhalb der SEN1-Zone. Begründet wird dies mit der begrenzten Anzahl möglicher Trassenkorridore in der Nordsee, die zur Erreichung des 65%-Ausbauziels der leitungsgebundenen Windenergie vorbehalten sein sollten.

Wir von AquaVentus fordern eine Aufweichung dieses starren Verbotes hin zu einer flexibleren Einzelfallbetrachtung, auch unter Berücksichtigung volkswirtschaftlicher Aspekte. AquaDuctus ist dabei aus zwei Gründen der leitungsgebundenen Windenergie vorzuziehen: zum einen wegen der signifikanten Kostenersparnis gegenüber den alternativ benötigten fünf 2-GW-HGÜ-Anbindungen.³

² BioConsult, Entwurf Raumordnungsplan für die deutsche AWZ in der Nord- und Ostsee. Fachliche Einschätzung einiger Sachverhalte in den Stellungnahmen von NABU und BfN zur marinen Raumordnung, 08. Januar 2021; BBH, Ausgewählte Umweltbelange in der Raumplanung für die AWZ unter besonderer Berücksichtigung des Vorsorgeprinzips, 11. Januar 2021.

³ Erste interne Abschätzungen deuten auf ein Kostenverhältnis von 5:1 bis zu 7:1 zugunsten der Pipelinelösung. Eine entsprechende Machbarkeitsstudie zur Konkretisierung der Zahlen ist in Arbeit.

Zum anderen bringt die Reduzierung auf nur eine Wattenmeer-Kreuzung deutliche Vorteile in Sachen Naturschutz und Raumplanung. Dies sollte das BSH berücksichtigen und die aufgezeigte Änderung im FEP zeitnah vornehmen.

3.2. Trasse in Raumordnung frühzeitig festlegen

Wie bei jeder linienhaften Infrastruktur läuft eine hinzutretende Trasse Gefahr, auf bereits vorhandene Nutzungen oder Pläne zu stoßen. Dies kann in der Konsequenz zu erhöhten Kosten führen. Je früher eine Trasse im Raumordnungsplan also festgelegt wird, desto eher lassen sich potenzielle Konflikte vermeiden, weil dann auch andere Trassen und Projekte sich daran gesamtplanerisch ausrichten können und Optimierungen möglich sind.

3.3. Regulierungsrahmen für H₂-Offshore-Netze etablieren

Um den Aufbau einer nationalen Wasserstoffinfrastruktur gewährleisten zu können, bedarf es zeitnah eines **eindeutigen Regulierungsrahmens, der zum einen Investitions- und Planungssicherheit schafft und zum anderen einen diskriminierungsfreien Netzzugang gewährleistet**. Die Bundesregierung strebt in ihrer Nationalen Wasserstoffstrategie den Aufbau eines Wasserstoffnetzes an, wobei gegenwärtig noch umstritten ist, wie dieses konkret auszugestalten ist. Diese Unsicherheiten machen Investitionen in Wasserstoffnetze derzeit risikoreich und sollten daher schnellstmöglich behoben werden.

Für die Ausgestaltung des zukünftigen H₂-Offshore-Regulierungsrahmens macht AquaVentus folgende Vorschläge:

- Offshore-Wasserstoffleitungen sollten als Teil des integrierten Energiesystems und Energienetzes definiert werden.
- Die Anbindung von Offshore-Elektrolyseuren über H₂-Pipelines muss grundsätzlich möglich und im maritimen Raumordnungsplan vorgesehen sein.
- Auch auf europäischer Ebene sollten Offshore-Wasserstoffnetze grundsätzlich im Legislativrahmen und darüber hinaus in der „Offshore-Grid Planning Procedure“ berücksichtigt werden (unter anderem im Rahmen der Anpassung der TEN-Verordnung).
- Es braucht einen zuverlässigen Rechtsrahmen, der langfristige Investitionen in die Offshore-Wasserstoffinfrastruktur sowie eine angemessene Refinanzierung ermöglicht. Außerdem sollten Fernleitungsnetzbetreiber die Offshore Wasserstoffnetze nicht nur bauen, sondern auch besitzen und betreiben können.

Offshore-Leitungen bringen sowohl für die Netznutzer als auch für die Netzbetreiber gewisse Risiken mit sich. Daher sollten auch Offshore-Windparks zur Wasserstoffherzeugung im Regulierungsrahmen wie Windparks mit HGÜ-Leitungen behandelt werden und die Offshore-(Haftungs-) Umlage bei Ausfällen in Anspruch nehmen dürfen.

3.4. Frühzeitig Cross-Border-Anbindungen regeln

Ein enorm wichtiger Punkt für die europäische Wasserstoffnetzregulierung ist eine frühzeitige Festlegung von sog. Cross-Border-Anbindungen. So wie Windparks außerhalb der deutschen Gewässer zur Erreichung einer hohen Erzeugungskapazität langfristig eingebunden werden müssen, sollte dies auch für die Sammelpipeline gelten. Perspektivisch muss hier ein **Anschluss an ein entstehendes europäisches Wasserstoffnetz** gewährleistet sein (sog. Cross-Border-Anbindungen). Noch gibt es europaweit keine einheitlichen Rahmenbedingungen hierfür. Um Planungssicherheit zu schaffen, bedarf es einer integrierten **europäischen Netzentwicklungsplanung für On- und Offshore-Wasserstoffnetze**, die zu einer besseren Vernetzung unter den Mitgliedstaaten und damit zu einer koordinierten Umsetzung der nationalen und europäischen Wasserstoffstrategien beiträgt.

4. Genehmigungsvoraussetzungen für Elektrolyseure konkretisieren

Das Regime für die Zulassung von Offshore-Elektrolyseuren ist noch nicht etabliert. Es gibt noch keine Normen, nach denen sich die Hersteller oder die Genehmigungsbehörden richten können. Die technischen Herausforderungen, wie der Korrosionsschutz der Anlagen im Salzwasser, sind beherrschbar. Eine „freihändige“ Prüfung ohne Grundlage einer Norm birgt für die Betreiber jedoch große **Haftungsrisiken**. Daher sollte zügig ein technisches Regelwerk geschaffen werden, das die Genehmigungsvoraussetzungen für Elektrolyseure konkretisiert.

5. Pilotstandorte im Küstenmeer schaffen

Mit einem unserer ersten Pilotprojekte – AquaPrimus – ist zunächst die Installation zweier innovativer Offshore-Wind Wasserstoff-Turbinen im Küstenmeer vor Helgoland geplant. Dabei wird der Elektrolyseur am Fuße des Windrades installiert. Die 2x14-Megawatt-Anlagen werden per Pipeline angebunden. Der Probetrieb dient zur Vorbereitung der Serienreife, im späteren Regelbetrieb versorgen diese Anlagen Helgoland mit Wasserstoff.

Anders als noch im Landesentwicklungsplan (LEP) Schleswig-Holstein von 2010, sind nach dem derzeitigen zweiten Entwurf des LEP 2020 Windenergieanlagen im Küstenmeer nicht mehr von vorneherein ausgeschlossen. Andererseits gibt es aber keine Festlegung oder Aussage zur Zulässigkeit, aus der sich der landesplanerische Rahmen für die Realisierung der von uns geplanten Pilotanlagen positiv ergäbe. Hier sollte nachgebessert werden.

Unsere Empfehlung ist daher die **ausdrückliche Zulassung von zwei Windenergieanlagen im Bereich nordwestlich von Helgoland**. In diesem Cluster sind schon heute insgesamt 208 Windenergieanlagen in Betrieb und weitere planfestgestellt. Außerdem ergibt eine Betrachtung des Suchraums, dass eine ausschließende Konkurrenz zu anderen Nutzungsansprüchen nicht besteht. Dies trifft insbesondere auf den **Naturschutz** zu: Aus den Ausführungen von Oktober 2020 zur Fortschreibung des LEP SH 2010 ergeben sich naturschutzfachliche Bedenken zum einen in Hinblick auf den Nationalpark Wattenmeer und auf das Vogelschutzgebiet. Diese Schutzgebiete würden in dem von uns vorgeschlagenen Suchraum jedoch gemieden. Darüber hinaus wird – pauschal – auf die außerordentliche avifaunistische Bedeutung der Flächen westlich und südlich von Helgoland hingewiesen. Auch diese Bereiche wären nicht Teil des Suchraums. Schließlich würde der für Jungvögel einiger Arten bedeutsame Nahbereich zu Helgoland vermieden. Insgesamt geht es dem Naturschutz weniger darum, im einschlägigen Bereich jedwede Windenergienutzung zu unterbinden, sondern vielmehr um die betriebliche Optimierung, insbesondere zum Schutz des Vogelzugs. Dies aber ist von der Frage der Flächensicherung unabhängig und wäre Gegenstand konkreter Zulassungsverfahren, wie sie selbstverständlich durchgeführt werden sollen. Insofern wäre in jedem Fall klarzustellen, dass ein Raumordnungsverfahren durchzuführen ist. Ein Genehmigungsverfahren, in dem die Zulässigkeit detailliert abgeprüft wird, ist selbstverständlich ohnehin durchzuführen.

Die von uns angeregte Empfehlung könnte als Ergänzung im Kapitel 4.5.4 des LEP 2020 umgesetzt werden. Dieses Kapitel ist im 2. Entwurf des LEP SH 2020 überschrieben mit „Energiespeicher, Sektorenkopplung und Power-to-X-Technologien“; die beiden letzteren wurden für den 2. Entwurf hinzugefügt. In den zugehörigen Grundsätzen und Zielen finden sich jedoch keine Ergänzungen; sie befassen sich weiterhin ausschließlich mit Speichermöglichkeiten. Eine (probeweise) Erzeugung von Wasserstoff, der in LOHC gespeichert wird und der Wärmebereitstellung und Mobilität dient, wäre eine hervorragende Ergänzung des Katalogs in diesem Kapitel und würde die Überschrift inhaltlich-programmatisch unterfüttern.

Alternativ zu diesem Vorschlag wäre zur Realisierung von AquaPrimus an die **Festlegung eines Vorbehaltsgebiets als Grundsatz der Raumordnung**, das räumlich grob eingegrenzt wird und als Suchraum für zwei Windenergieanlagen bestimmter Zwecksetzung definiert wird, zu denken. Hierdurch würde ein besonderes Gewicht in Abwägungsprozessen entstehen.

Wegen des bereits fortgeschrittenen Verfahrensstands ist dieses Vorgehen jedoch weniger gut geeignet, unserem Anliegen Rechnung zu tragen. Außerdem wäre die hiermit verbundene Prüfung des konkretisierten Gebiets sehr zeitaufwendig und angesichts der geringen Anzahl der Windenergieanlagen (zwei Anlagen) auch nicht notwendig.

6. AquaPortus

Bis 2030 wollen wir im Vorhafen Helgolands mit AquaPortus eine Infrastruktur zur Versorgung regionaler Abnehmer im Bereich der Deutschen Nordseeküste aufbauen. Mit der Errichtung dieses zentralen Wasserstoff-Hubs ist darüber hinaus eine vollständige Dekarbonisierung ganz Helgolands einschließlich des zugehörigen maritimen Verkehrs möglich. Schließlich soll AquaPortus als Knotenpunkt für ein europaweites H₂-Netzwerk dienen. **Für die Realisierung dieses Projekts bedarf es einer Herrichtung der für AquaPortus geplanten, derzeitigen Wasser-Flächen, die im Eigentum der BRD stehen.** Der Bund sollte hier den enormen volkswirtschaftlichen Nutzen einer H₂-Hafeninfrastruktur erkennen und bei der Herrichtung dieser Flächen unterstützen.

7. Importinfrastruktur mitplanen

Um den Aufbau einer nationalen Wasserstoffinfrastruktur realisieren zu können, bedarf es nicht nur einer integrierten Betrachtung zwischen der Erdgas- und Wasserstoffnetzentwicklung, sondern analog dem Elektrizitätsbereich auch einer integrierten Betrachtung von Offshore- und Onshore-Netzen.

Offshore-Wasserstoffleitungen müssen daher zwingend als Teil des integrierten Energiesystems berücksichtigt sowie in eine entsprechende Netzentwicklungsplanung für das nationale Wasserstoffnetz integriert werden.

8. Markthochlauf regulatorisch absichern

Der Einsatz von Grünem Wasserstoff ist ein zentrales Element der Energiewende und zur Erreichung der Klimaschutzziele unabdingbar. Allerdings verlangt seine Erzeugung **derzeit noch hohe Investitionskosten**. Damit sich diese langfristig rentieren und bereits getätigte Investitionen nicht zu „stranded investments“ werden, muss auf der Produktions- und Abnehmerseite ein Markthochlauf stattfinden, mit dem Ziel, einen nationalen und europäischen Wasserstoffmarkt zu etablieren. Dafür muss zeitnah ein **regulatorischer Rahmen geschaffen werden, der sowohl auf Angebots- als auch auf Nachfrageseite Anreize setzt**. Insbesondere mit Blick auf die für den Elektrolyse-Strom zu entrichtenden staatlich induzierten Preisbestandteile (SIP), wie Steuern, Abgaben und Umlagen, sind gravierende Änderungen erforderlich. Der hohe Strompreis hat zur Folge, dass Grüner Wasserstoff derzeit nicht zu wettbewerbsfähigen Kosten gegenüber fossilen Energiequellen produziert und genutzt werden kann.

Wir von AquaVentus fordern daher die Herstellung gleicher wirtschaftlicher Rahmenbedingungen im Sinne eines „Level Playing Fields“.

8.1. EEG-Umlage-Befreiung für Grünen Wasserstoff – Ein Schritt in die richtige Richtung

Die Einführung von **Privilegierungstatbeständen für die H₂-Erzeugung** im neuen EEG 2021, nach denen die EEG-Umlage für den Elektrolyse-Strom entweder begrenzt wird (§ 64a EEG 2021) oder ganz entfallen soll (§ 69b EEG 2021), ist dabei ein Schritt in die richtige Richtung. Allerdings greift die Vollbefreiung erst, wenn in einer noch zu erlassenden Rechtsverordnung die konkreten Anforderungen an den Grünen Wasserstoff festgelegt wurden. Nach **§ 93 Nr. 2 EGG 2021** können in der Verordnung inhaltliche, **räumliche oder zeitliche Anforderungen gestellt werden, um sicherzustellen, dass nur solcher Wasserstoff als grün gilt**, der glaubhaft mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Diese Einschränkung begrüßen wir sehr, da sie dem Ziel einer nachhaltigen Energieversorgung – wie auch AquaVentus sie einfordert – zuträglich ist. Um Planungssicherheit zu schaffen, sollte der Kriterienkatalog **zügig ausgestaltet** werden.

Im Stakeholder-Dialog zur EEG-Verordnung Grüner Wasserstoff wurden insofern bereits mögliche Kriterien diskutiert, zu denen u. a. eine **jährliche Begrenzung umlagefreier Volllaststunden** zwecks Gewährleistung einer systemdienlichen Fahrweise gehört. Aus unserer Sicht ist dieses Kriterium für die von AquaVentus geplanten Elektrolyseure, die Offshore dicht an den entsprechenden Stromerzeugungsanlagen verortet sind, **nicht zielführend**: Es steht außer Frage, dass die volks- wie betriebswirtschaftlich sinnlose Abregelung von EE-Anlagen wegen nicht vorhandener Einspeisemöglichkeiten des volatil erzeugten Stroms beendet werden muss. AquaVentus will diesen Missstand beheben, indem der durch eigene Anlagen Offshore erzeugte Strom vollständig direkt vor Ort in Wasserstoff umgewandelt und mittels einer großvolumigen Sammelpipeline effizient an Land transportiert wird. Die hierfür **benötigten Strommengen müssen dabei vollständig umlagefrei** sein. Eine Begrenzung der jährlichen Volllaststunden für den umlagefreien Betrieb, wie im Stakeholder Dialog vorgesehen, ist aus unserer Sicht für Offshore-Anlagen auch deshalb nicht sinnvoll, weil diese Elektrolyse-Projekte auf hoher See ihren eigenen, zusätzlichen Strom zur exklusiven Nutzung einbringen und somit die Anzahl an Volllaststunden deutlich schneller erreicht werden wird. Abgesehen davon **begünstigen höhere Volllaststunden den wirtschaftlichen Betrieb** solcher Anlagen. Sollte es also zu einer Begrenzung der umlagefreien Volllaststunden kommen, stellt dies für uns ein **Investitionshemmnis** dar und behindert damit letztendlich den im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie von der Bundesregierung geforderten großindustriellen Einsatz von Grünem Wasserstoff und seinen Folgeprodukten.

8.2. Nachfrage nach Grünem Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen stärken

Ebenso wichtig wie die Schaffung betriebswirtschaftlicher Produktionsbedingungen ist es, die Nachfrage nach CO₂-freien Energieträgern - besonders nach Grünem Wasserstoff – zu beleben und sie als nachhaltige Alternative zu fossilen Kraftstoffen zu verankern. Das kann über eine **ambitionierte Umsetzung der EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)** gelingen.



Eine Fördermöglichkeit für grünstrombasierte Technologien wie P2X könnte auch in der Einführung eines CO₂-basierten Innovationsbonus bestehen. Dieser würde an potenzielle Abnehmer CO₂-freier P2X-Produkte für im jeweiligen Zielsektor vermiedene Treibhausgasemissionen ausgezahlt werden. Die Neufassung der RED II macht deutlich, dass eine staatliche Förderung in diesem Bereich durchaus gewollt ist und auch mit Blick auf das europäische Beihilfenrecht bestehen keine grundlegenden Bedenken – Art. 107 Abs. 3 lit. b oder c AEUV ermöglichen insoweit staatliche Fördermaßnahmen zugunsten einer effektiven Klimaschutzpolitik bzw. zur Förderung der erneuerbaren Energien.

Insgesamt begrüßen wir die im Aktionsplan der Nationalen Wasserstoffstrategie vorgesehenen 38 notwendigen Schritte für den Erfolg der Nationalen Wasserstoffstrategie und den festgelegten Überprüfungsmechanismus als ein Schritt in die richtige Richtung. Diese müssen jetzt in den Gesetzgebungsverfahren konkret verankert und die Zielerreichung in jedem Sektor überprüft sowie wenn nötig nachgesteuert werden.

Ansprechpartnerin

Cäcilia Gätsch

Regulatory Expert

+49 (0) 4725 23199-97

gaetsch@aquaventus.org