

auf klimafreundliche Zwecke sinnvoll, wie die aktuelle Debatte um die Programme im KTF zeigt.

Es kommt jetzt darauf an, das ETS II möglichst effektiv zu nutzen. So sollte bessere Planbarkeit geschaffen werden durch eine frühzeitige Anhebung des nEHS-Preispfads und einen nationalen Mindestpreis. Gleichzeitig sollten fossile Abhängigkeiten besonders betroffener Gruppen frühzeitig gezielt angegangen werden, um diese nachhaltig zu entlasten. Dafür sind investive Maßnahmen entscheidend. Ein geeignetes Maßnahmenprogramm für den KSF im Klima-Sozialplan muss möglichst schnell entworfen werden. Dafür muss

die Bestimmung und auch die Erreichbarkeit von vulnerablen Gruppen frühzeitig geklärt werden – insbesondere im Bereich Verkehr.

Inwiefern kurzfristige finanzielle Entlastungen über die vulnerablen Gruppen hinaus sinnvoll und nötig sein werden, hängt vom CO₂-Preisniveau und auch von der Akzeptanz von Klimaschutzmaßnahmen in der Bevölkerung ab. Inwieweit dies mit ETS-Einnahmen möglich wäre (bspw. in Form eines Klimageldes), geht aus den aktuellen EU-Vorgaben zu deren Verwendung noch nicht hervor. Die EU-Kommission sollte diese möglichst schnell konkretisieren. ■

Fachbeiträge

Dr. Benjamin Baur, Robert Seehawer, Berlin*

Offshore-Wasserstoff-Produktion im Spannungsbogen internationaler Politik und nationaler Ausbaupfade

Der erfolgreiche Hochlauf der Offshore-Wasserstoff-Produktion ist eine notwendige Bedingung zur Transformation nationaler Energiegesamtsysteme hin zu Klimaneutralität, Versorgungssicherheit und Resilienz. Dies gilt im besonderen Maße für Deutschland und die EU mit ihren energieintensiven Volkswirtschaften. Die Analyse des Nordseeraums zeigt, welche herausragende Rolle die Offshore-Wasserstoff-Produktion in einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft für die Volkswirtschaften Europas einnehmen kann. Nicht nur die wirtschaftliche, sondern auch die sicherheitspolitische Dimension der Offshore-Wasserstoff-Produktion im Nordseeraum wird über eine geoenergetische und geostrategische Einordnung untersucht.

Um die Herausforderungen und Ziele für den Hochlauf der Offshore-Wasserstoff-Produktion zu meistern, hat sich der AquaVentus Förderverein mit seinen rund 100 Mitgliedern als notwendiges Bindeglied zwischen Wirtschaft, Politik und Forschungsgemeinschaft etabliert.

I. Nationale Ausbaupfade im Kontext internationaler Politik

1. Erzeugung- und Bedarf: Bestandsaufnahme des nationalen Wasserstoff-Hochlaufs

Deutschland produziert bereits heute jährlich etwa 55 Terawattstunden (TWh) Wasserstoff nahezu vollständig aus Erdgas.¹ Für das Jahr 2030 prognostiziert der Nationale Wasserstoffrat (NWR) einen Wasserstoffbedarf zwischen 94 und 125 TWh beziehungsweise bereits etwa 166 TWh im Jahr 2035.² Dies entspricht ungefähr 5 Millionen Tonnen Wasserstoff.

Die Schätzung für das Jahr 2030 stimmt mit den Zahlen der im Juli 2023 aktualisierten Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) überein, die einen Bedarf von 95 bis 130 TWh vorhersagt.

Weiterhin wurde in der NWS ein Elektrolyseziel von 10 Gigawatt (GW) für das Jahr 2030 ausgerufen – und 1 GW soll explizit Offshore realisiert werden. Diese 10 GW würden bei 70 % Wirkungsgrad und 4.000 Volllaststunden eine Energiemenge von circa 28 TWh produzieren. Bei einem vollständigen Wechsel des nationalen Bedarfs zu grünem Wasserstoff³ würde ein Delta von ungefähr 67 bis 102 TWh zu den Werten der NWS bestehen.

Diese Hydrogen Gap zwischen dem nationalen Bedarf und dem Ausbaupfad an erneuerbarem grünen Wasserstoff muss über Importe gedeckt werden, von Beginn an mit einem möglichst großen Anteil grünen Wasserstoffs. Die aktualisierte NWS geht für das Jahr 2030 von einer Importquote von 50 bis 70 % aus. In den Langfristszenarien wird die Importquote für das Jahr 2045 zwischen 46 % und 58 % taxiert.⁴ Für den Import von Wasserstoff von außerhalb Europas schwanken die Szenarien zwischen 0 % und 33 %.⁵

Die politisch, wissenschaftlich und wirtschaftlich zu diskutierende Frage wird sein, woher diese Importe kommen sollen und welche Faktoren für oder gegen einzelne Importpfade sprechen.

2. Geografie und Energie: Geoenergetische Betrachtung

Für Deutschland und die EU bergen die geografischen Gegebenheiten mit der Landverbindung nach Asien über den Nahen und Mittleren Osten und Russland einerseits und der Nähe zum afrikanischen Kontinent andererseits viele Herausforderungen aber auch Chancen.

Die größte Herausforderung für Deutschland und die EU ist, dass sie weiterhin auf unbestimmte Zeit Nettoenergieimporteur sein werden. Im Jahr 2022 lag diese Quote für Deutschland bei 69 % und für die EU bei 63 %.⁶ Dies liegt zum einen an den begrenzten und verhältnismäßig teuer zu gewinnen-

* Dr. Benjamin Baur ist Hauptstadtreferent, Robert Seehawer ist Geschäftsführer bei AquaVentus.

1 Wasserstoff-Kompass, <https://www.wasserstoff-kompass.de/handlungsfelder/#/das-wichtigste-in-kuerze>.

2 Nationale Wasserstoffrat, Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland, 2024, S. 12. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024-05-03_NWR-Grundlagenpapier_Update_2024_Wasserstoffbedarfe.pdf.

3 Grüner Wasserstoff wird in diesem Artikel als Wasserstoff umschrieben, der im Einklang mit den in Art. 2 Nr. 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) dargelegten Methoden aus erneuerbaren Energien gewonnen wurde.

4 Langfristszenarien, https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Webinar_Feb_2024_Dezentral_final_presented.pdf.

5 Langfristszenarien (Fn. 4).

6 Statistisches Bundesamt, <https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Umwelt-Energie/Energieabhaengigkeit.html>.

den Ressourcen und Reserven bei Kohle, Öl und Gas; zum anderen am hohen Energieverbrauch.

Auf der Kehrseite ermöglicht die geografische Nähe zu öl- und gasreichen Regionen den kosteneffizienten Import via Pipeline. Der Kostenvorteil einer Pipeline gegenüber dem Import via Schiff wird in verschiedenen Publikationen bis zu einer Länge von 4.000 km veranschlagt.

Diesen Weg des kosteneffizienten Imports via Pipeline ist vor allem Deutschland mit seinen weit über dem europäischen Durchschnitt liegenden Importquoten aus Russland gegangen – so ist Deutschland durch den Angriffskrieg auf die Ukraine aus geoenergetischer Betrachtung stärker als andere Länder der EU betroffen.⁷

3. Geostrategische Einordnung

Mit dem Angriffskrieg auf die Ukraine wurde auf einer systemischen Ebene ein Prozess in Europa und der EU forciert, der durch die Energiewende getrieben wird und als „fuel-switch“ umschrieben werden kann. „Fuel-switch“, also die Umstellung von etablierten, auf Öl und Gas basierenden Wirtschaftsstrukturen auf defossilisierte, integrierte Energiekonzepte stellt eine beispiellose Herausforderung für Zivilgesellschaften, Produzenten, Konsumenten und Distributoren dar.

Auf einer operativen außen-, sicherheits- und energiepolitischen Ebene gilt es bis heute, die hohen Energieimporte aus Russland – rechtlich getragen durch ein breites Sanktionsregime – möglichst schnell und vollständig herunterzufahren.

Die Herausforderung ist zu evaluieren, welche alternativen Energiepartnerschaften und -korridore angestrebt werden sollen, um den „fuel-switch“ ökonomisch, sicherheitspolitisch als auch sozialverträglich umsetzen zu können.

Was bedeutet dies für Deutschland?

Für die bestehenden Abhängigkeiten gegenüber Russland und den ad hoc zu substituierenden Energieträgern Kohl, Gas und Öl wurde unter großen Anstrengungen auf dem Weltmarkt alternative Energiemengen erworben.

Für den in der Frühphase des Markthochlaufs befindlichen globalen (grünen) Wasserstoffmarkt bestehen andere Vorzeichen und leiten sich andere Handlungsoptionen und -maxime ab. Aus diesem Grund hat die Bundesregierung in der Fortführung der NWS eine Importstrategie für Wasserstoff angekündigt, die bereits im Jahr 2023 veröffentlicht hätte werden sollen.

Aufgrund der erwartbaren Nachfrage und Struktur des Wasserstoffmarktes misst der NWR dem pipelinegebundenen Import besondere Relevanz zu.⁸ Gleichzeitig kommt das Partner-Leitprojekt HyPat zur Erstellung einer globalen Potentialanalyse zur Erzeugung und zum Export von grünem Wasserstoff zu dem Ergebnis, dass „Bei Wasserstoffimporten sich Deutschland auf die EU und EU-Anrainerstaaten konzentrieren.“ sollte.⁹ Dies deckt sich mit den Ergebnissen einer großen Stakeholder-Umfrage, die Nordeuropa und die MENA-Region, also per Pipeline anbindbare Regionen, als primäre Regionen für den zukünftigen Import von (grünen) Wasserstoff definierten.¹⁰

NWR und HyPat argumentieren jeweils auch aus Gründen der Verfügbarkeit, Skalierbarkeit und Realisierbarkeit – Schlüsselfaktoren für eine resiliente und versorgungssichere (Wasserstoff-) Wirtschaft. Die Einbindung in eine europäische Sicherheitsarchitektur ist ebenfalls zwingend erforderlich. Denn man ist sich der Verwundbarkeit der kritischen

(Nordsee-) Infrastruktur bewusst. Daher war die vereinbarte Sicherheitskooperation am 09. April 2024 durch die 6 Nordseeanrainer Belgien, Dänemark, Großbritannien, Niederlande, Norwegen und Deutschland zum Schutze der kritischen Infrastruktur ein folgerichtiger Schritt.

Gleichzeitig ist aus staatlicher Sicht die Diversifizierung von zukünftigen Wasserstoffimporten, um alte Fehler nicht zu wiederholen, als auch das Wissen um das Wertschöpfungspotential von Wasserstoffkooperationen als Instrument der Außenpolitik, von hoher Bedeutung.

Ein weiterer Vorteil beim Import aus Europa ist, dass über den Acquis Communautaire und den Rechtsrahmen, den der Europäische Wirtschaftsraum (EWR) vorgibt, Rechtssicherheit für die Unternehmen abgeleitet werden kann. Dem gegenüber stehen Regionen mit günstigeren Strom- und Wasserstoffgestehungskosten, in denen aber Risikoauflagen für rechtsstaatliche, regulatorische und juristische Defizite in Kauf genommen werden müssten.

II. Offshore-Wasserstoff-Produktion und die Nordsee

1. Nordsee als Energy-Hub

Für das Erreichen der Klimaziele und der Transformation zu defossilisierten Energiegesamtsystemen ist der Ausbau der Offshore-Energie eine notwendige als auch vielversprechende Option. Die Nordsee als „grünes Kraftwerk“ bietet hierfür ideale Bedingungen. Besonders in der sogenannten Doggerbank, die zentral in der Mitte der Nordsee liegt und auch durch das Ende der Deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) läuft. Diese – bis vor etwa 10.000 Jahren noch Teil des europäischen Festlands – bietet als natürliche Erhebung mit Meerestiefen von etwa 20 bis 40 Metern und hohen jährlichen Windstunden von bis zu 3.900 Volllaststunden ideale Bedingungen für die Offshore-Wasserstoff-Produktion.¹¹

Auch aus diesem Grund wurde durch die Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetz im Sommer 2022 in § 1 Abs. 2 WindSeeG die Mindest-Ausbauziele für das Jahr 2030 auf 30 GW, für das Jahr 2035 auf 40 GW und für das Jahr 2045 auf 70 GW massiv erhöht. Zum Vergleich: Bis im Sommer 2023 waren in Deutschland 1.563 Offshore-Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 8,4 GW in Betrieb.¹²

Auf europäischer Ebene ist die Ostende-Deklaration maßgeblich: In dieser einigten sich die Nordseeanrainer am 24. April 2023 darauf, die Offshore-Windkapazitäten bis 2030 auf 120 GW und bis 2050 auf 300 GW zu erhöhen.¹³

2. Nordsee als zukünftiger europäische Wasserstoff-Versorgungshub

Wie auch der Ausbau der Offshore-Stromkapazitäten ist auch der Ausbau der Offshore-Wasserstoff-Produktion als

7 Die EU bezog im Jahr 2021 circa 25 % der Ölimporte aus Russland, Deutschland hingegen 34 %. Bei Gas waren es bei der EU im Jahr 2021 circa 40 %, Deutschland hingegen 55 %. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-dependence-imported-fossil-fuels#three>.

8 Nationale Wasserstoffrat, Stellungnahme zur Erarbeitung der Wasserstoff-Importstrategie der Bundesregierung, 2024, S. 3.

9 HyPat, Impulspapier – Was wissen wir über Importe von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten und was lässt sich daraus für eine deutsche Importstrategie ableiten?, 2024, S. 20.

10 Wasserstoff-Kompass, Resultate der Stakeholder*innen-Befragung auf dem Weg in die Wasserstoffwirtschaft, 2023, S. 35.

11 Kopernikus-Projekt Ariadne, Ariadne-Report, Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045, 2021, S. 161.

12 Stiftung Offshore Windenergie, <https://www.offshore-stiftung.de/offshore-windenergie>.

13 Ostend Declaration of Energy Ministers on The North Seas as Europe's Green Power Plant. https://kefm.dk/Media/638179241345565422/Declaration%20ENERGY_FINAL_21042023.pdf.

ein pan-europäisches Konzept zu verstehen. Dieses Verständnis gewann nach dem Angriff Russlands auf die Ukraine massiv an Bedeutung. Im REPowerEU-Plan zur Reduzierung der Abhängigkeit der EU von russischen Energieträgern sind unter anderem drei Wasserstoff-Korridore vorgesehen, um bereits im Jahr 2030 bis zu 10 Millionen Tonnen grünen Wasserstoff in die EU zu importieren.¹⁴ Einer der drei ist der Nordsee-Korridor.

Aufbauend und ergänzend zum REPowerEU-Plan präsentierten die European-Hydrogen-Backbone-Initiative (EHB), bestehend aus 33 Fernleitungsnetzbetreibern, ihre überarbeiteten Entwicklungspläne. Diese Pläne beinhalten unter anderem 5 Korridore zur Versorgung Europas mit Wasserstoff, inklusive dem bereits von der Europäischen Kommission genannten Nordsee-Korridor.

Die EHB-Initiative prognostiziert, dass bis 2030 über den Nordseekorridor ein Wasserstoffüberschuss von 70 Terawattstunden pro Jahr verfügbar sein wird.¹⁵ Zu den Hauptproduzenten zählen das Vereinigte Königreich und hierbei insbesondere Schottland, Norwegen und Dänemark, die bereits Wasserstoffkooperationsabkommen mit Deutschland geschlossen haben.

3. Offshore-Wasserstoff als tragende Säule zukünftiger Versorgungssicherheit und Resilienz

Weil Wasserstoff zukünftig in Kavernenspeichern lange vorgehalten und einspeichert werden kann, wird er insbesondere für die Überbrückung von Dunkelflauten und Kälteperioden im Winter für die sichere Energieversorgung eine zentrale Rolle einnehmen. In der deutschen Kraftwerksstrategie, die eine Leistung von 10 GW ausschreibt, sollen von Beginn an grundlastfähige H₂-ready-Kraftwerke als sogenannte „Peaker“ ans Netz gehen, die zwischen 2035 und 2040 vollständig auf Wasserstoff umgestellt werden sollen.

Für die Resilienz der europäischen Energiegesamtsysteme, also die Fähigkeit nach Teilausfällen der Energieversorgung wieder in den Ausgangszustand zu gelangen, wird Wasserstoff einen wichtigen Beitrag liefern. Denn da Gaskraftwerke grundsätzlich auch für den Schwarzstart geeignet sind, werden die zukünftigen H₂-ready Gaskraftwerke diese Systemleistung für ein resilientes und integriertes Energiegesamtsystem liefern können.

Gleichzeitig rücken die Nord- und Ostsee seit dem Ausbruch des Angriffskrieges auf die Ukraine wieder verstärkt in den sicherheitspolitischen Fokus. Umso mehr, da diese Meeresgebiete nicht nur unverzichtbare Verkehrswege darstellen, sondern auch für die Energieversorgung für Deutschland und Europa von herausragender Bedeutung sind. Verstärkte maritime Kooperationen mit Nordseeanrainern wie beispielsweise mit Norwegen sind ein Hebel, um Synergien zu heben und um die Nordsee besser überwachen zu können.

Ebenso ist die Subsumierung der Offshore-Energiegewinnung als Teil der Energieinfrastruktur unter die Verordnung zur Bestimmung Kritischer Infrastrukturen nach dem BSI-Gesetz (BSI-KritisV) folgerichtig.

III. Status Quo der deutschen Offshore-Wasserstoff-Wirtschaft

1. Genese der deutschen Offshore-Wasserstoff-Wirtschaft

Das Fundament der (deutschen) Offshore-Wasserstoff-Wirtschaft ist das Zusammenspiel von Wasserstoff als wichtigem

Baustein für die Energiewende und den unternehmerischen Chancen für innovative Akteure am Markt, die die zukünftige Wasserstoff-Wirtschaft bietet.

Es ist wissenschaftlicher Konsens, dass ohne den großvolumigen Einsatz von grünem Wasserstoff die Defossilisierung von Volkswirtschaften und ehrgeizige Klimaziele nicht zu erreichen sind. Die großvolumige Bereitstellung ist nur durch eine Vielzahl von grünen Wasserstoffprojekten zu erreichen, die auch unterschiedliche Erzeugungspfade einnehmen können oder sogar müssen. Dieser grüne Wasserstoff kann neben der Onshore-Produktion auch mit Windenergie aus der Nordsee produziert werden, der dann über Pipelines an Land transportiert wird.¹⁶ Angelandet erfolgt der direkte Einsatz des Wasserstoffs in Industriezentren als Grund- und Rohstoff. Ferner wird Wasserstoff als hochwertiges energetisches Speichermedium dienen, um in grundlastfähigen H₂-ready Gaskraftwerken wieder verstromt zu werden.

Ebenso wie Konsens über die Bedeutung von Wasserstoff als wichtigem Baustein für die Energiewende herrscht Konsens darüber, dass mit verlässlichen regulatorischen Rahmenbedingungen die Offshore-Wasserstoff-Produktion in Deutschland und Europa grünen Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen herstellen kann und somit einen rentablen „business case“ darstellt.

Politisch wird dieses Zusammenspiel durch die NWS gestützt. Auch wenn in der ursprünglichen NWS keine konkreten Zahlen für die Offshore-Wasserstoff-Produktion genannt wurden – dies erfolgte wie beschrieben erst mit der Aktualisierung im Juli 2023 mit 1 GW Offshore-Wasserstoff-Produktion – war dieses politische Strategiepapier ein starkes Signal an den Markt.

2. Die Projektfamilie des nationalen Offshore-Wasserstoff-Pioniers AquaVentus

a) AquaPrimus – ein Demonstrator für die notwendige Skalierung und den stufenweisen Hochlauf

Das Demonstrator-Konzept AquaPrimus ist vor Helgoland mit Windkraftanlagen inklusive On-Site Elektrolyseuren geplant. AquaPrimus soll beweisen, dass die Offshore-Wasserstoff-Produktion kein technologisches Hirngespinnst, sondern einen alternativen Wasserstofferzeugungspfad darstellt. Dieses Konzept kann an Rahmenbedingungen und externe Faktoren angepasst werden, um den Hochlauf kosteneffizient und risikoadäquat zu gestalten.

Grundsätzlich stellen aus technologischer Sicht Demonstratoren einen logischen evolutionären und damit auch notwendigen Schritt zur Marktreife dar. Dies ist eine Erkenntnis, die durch die gesamte Offshore-Wasserstoff-Gemeinschaft in diesen Tagen wiederholt an die Politik kommuniziert wird. Nur der Test im Kleinen mit einer umso größeren Lernkurve ermöglicht es aus „De-Risking“ Gesichtspunkten Unternehmen, stufenweise eine Technologie und deren Marktdurchdringung zu skalieren.

Denn nicht nur aus technologischer Sicht, sondern auch aus Sicht der „Bankability“ sind Demonstratoren sinnvoll und wichtig. „Bankability“ bedeutet für die Offshore-Wasser-

14 Europäische Kommission COM (2022) 230 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022DC0230&from=EN>.

15 GTAI. <https://www.gtai.de/de/trade/europa-uebergreifend/branchen/wasserstoff-fuer-deutschland-1087256>.

16 So strebt AquaVentus die Bereitstellung von einer Million Tonnen grünen Wasserstoffs pro Jahr an. Dieser grüne Wasserstoff wird durch eine Erzeugungsleistung von 10 GW mit Windenergie aus der Nordsee produziert, der dann über Pipelines an Land transportiert wird.

stoff-Produktion, dass Hersteller einzelner System-Komponenten, wie beispielsweise des Elektrolyseurs, sich durch Lebenszyklus-Modellierungen Gewährleistungen zertifizieren und somit versichern lassen können und in der Folge Finanzierungskonzepte ohne Risikoaufschläge erhalten.

b) AquaSector und SEN-1

AquaSector markiert den ersten Schritt in der Umsetzung der ehrgeizigen 10 GW-Ambition der AquaVentus-Initiative.

Dieser erste Schritt erfolgt als "Proof of Concept" für das erste GW Offshore-Wasserstoff-Produktion im sogenannten „Sonstige-Energiegewinnungsbereich“, der SEN-1 Fläche. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) wird diese SEN-1 Flächen über die „Sonstige-Energiegewinnungsbereiche-Verordnung“ (SoEnergieV) aus-schreiben. Allerdings hängen alle für die Ausschreibungen notwendigen Schritte dem Zeitplan hinterher: Eine Konsultation für die Überarbeitung der SoEnergieV ist daher baldmöglichst erforderlich, um nicht noch mehr in Zeit-verzug zu geraten.

Die Erschließung des Windvorranggebiets SEN-1 mit einer Fläche von 102 km² in der AWZ hat das Potenzial einer Jahresproduktion von bis zu 100.000 Tonnen grünem Wasserstoff. Jedoch sind die technologischen Herausforderungen nicht zu unterschätzen, insbesondere das Zusammenspiel von Windkraft und Elektrolyseur in der rauen See. Die Offshore-Wasserstoff-Produktion ist ein technologisches Feld mit noch starkem Entwicklungscharakter.

Vor dem Hintergrund erwartbarer steiler Lernkurven ist dieses erste GW Offshore-Wasserstoff-Produktion als "Proof of Concept" deshalb von hoher Relevanz, weil in diesem frühen Stadium dieser neuen Technologie technische Lösungen gesucht werden, die zukünftig eine Erweiterung der Produktionskapazitäten entlang der gesamten Wertschöpfungskette möglichst effizient realisieren lassen.

c) AquaDuctus

Die Erkenntnis aus umfangreichen Studien, dass der pipelinegebundene Wasserstoff-Transport und Import an Land die kostengünstigste, schnellste und am wenigsten invasive Option darstellt, hat sich auch in der politischen Arena verfestigt.

AquaDuctus ist als einzige Offshore-Pipeline fester Bestandteil des Wasserstoff-Kernnetzes. Sie ist mit einer Kapazität von 20 GW geplant und könnte durch weitere Verdichtungsschritte auf bis zu 30 GW erweitert werden. Für die Pipeline wurde ein Bedarf von 480 GWh pro Tag ermittelt,¹⁷ was etwa 175 TWh pro Jahr entspricht und über die 20 GW-Pipeline gedeckt werden könnte. Zum Vergleich: Deutschland produzierte im Jahr 2022 insgesamt 254 TWh Strom aus erneuerbaren Energien. Somit könnte AquaDuctus bei maximaler Auslastung etwa 70 % dieser Menge zusätzlichen grünen Wasserstoff pro Jahr bereitstellen.

Angelandet erfolgt der direkte Einsatz des Wasserstoffs in Industriezentren für Industrieprozesse, die auf absehbare Zeit nicht elektrifiziert werden können und wo der Einsatz von Wasserstoff als Molekül das einzige probate Mittel zur CO₂-Reduktion darstellt, wie beispielsweise in der Stahl-, Düngemittel-, Klinker-, Glas- oder Aluminiumproduktion. Die Energiewende als „fuel-switch“ wird nur über das smarte komplementäre Zusammenwirken von Elektronen und Molekülen gelingen.

Die weitreichende Dimensionierung der AquaDuctus-Pipeline über die deutschen Ausbauziele für die Offshore-Was-

serstoff-Produktion wird den Energiebinnenmarkt in Europa fortentwickeln. AquaDuctus wird den Grundstein für ein integratives Offshore-Backbone-Wasserstoffnetz im Nordseeraum legen, das allen Anrainern gleichermaßen zugänglich ist. Das Memorandum of Understanding zwischen Norwegen und Deutschland zum Import norwegischen Wasserstoffs ist ein erster wichtiger Schritt hierzu.¹⁸

IV. Schlussfolgerung

Um dem Klimawandel erfolgreich zu begegnen ist eine vorausschauende Energie(außen-)politik nötig. Nur eine integrierte Energiewende, die verschiedenen Märkte, Techniken und Sektoren aufeinander abstimmt und optimiert, kann die Erderwärmung aufhalten.

Aus diesem Grund muss der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und der Offshore-Wasserstoff-Produktion frühzeitig und umfänglich in das zukünftige Energiesystem integriert werden. Welche große Bedeutung die Offshore-Wasserstoff-Produktion als Teil der Wasserstoffwirtschaft einnehmen wird, konnte dargelegt werden. Für Deutschland gilt diese Maxime im Besonderen, weil es mit seiner Schwerindustrie und den nachgelagerten Industrieprozessen einen hohen Import-Bedarf an grünem Wasserstoff benötigen wird – dies hat unmittelbar auch einen hohen Speicherbedarf zur Folge.

Gleichzeitig eröffnen diese Bedarfspfade auch große volkswirtschaftliche Chancen für Deutschland und Europa. Der internationale Wettbewerb und das Rennen um Marktanteile in diesem faktisch neuen Wirtschaftszweig sind bereits im vollen Gange.

Der Hochlauf der Offshore-Wasserstoff-Produktion – hergestellt mit Technologien "Made in Germany" und EU – in den heimischen Gewässern muss das Ziel sein, also der Nordsee mit seinen vielversprechenden Voraussetzungen, als auch perspektivisch in der Ostsee. Die europäische Dimension um das „grüne Kraftwerk Nordsee“ als wesentlicher Baustein eines europäischen Wasserstoff-Marktes und als Fundament des benötigten Wasserstoff-Mengengerüsts kann nicht hoch genug bewertet werden.

Auf diese Weise kann die Diversifizierung des Wasserstoffimports als Gegenentwurf zu den starken Abhängigkeiten von Öl und Gas aus Russland als weiterer wichtiger Meilenstein zu einer smarten zukünftigen Energieversorgung umgesetzt werden.

All diese Punkte umfassen eine sicherheitspolitische Dimension, die bis vor kurzen noch unvorstellbar war. Das Denken in geoenergetischen und -strategischen Dimensionen muss von allen involvierten Stakeholdern gelebt werden – eine Fähigkeit, die es schnell und konsequent wieder zu erlernen gilt.

AquaVentus mit der Pipeline AquaDuctus als Rückgrat eines zukünftigen Nordsee-Pipelinenetzes zielt darauf ab, diese verschiedenen und in sich greifenden Ziele, Realität werden zu lassen und dabei die Versorgungssicherheit an grüner Energie für Deutschland und Kontinentaleuropa langfristig sicherzustellen. ■

17 FNB Gas: Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/Downloads/Antragsentwurf_FNB.pdf?__blob=publicationFile&cv=3.

18 BMWK, Pressemitteilung vom 23.4.2024. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/04/20240423-habeck-fortschritt-deutsch-norwegische-wasserstoff-task-force.html>.