

Positionspapier

des

Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO)

Power-to-X und Offshore Wind

30. Juni 2020

Deutschland und die EU streben CO₂-Neutralität ihrer Volkswirtschaften bis 2050 an. Da eine direkte Elektrifizierung nicht in allen Anwendungen technisch oder wirtschaftlich darstellbar ist, sind synthetische Energieträger auf Basis erneuerbarer Energien (*Power-to-X*) ein unverzichtbares Element zur vollständigen Dekarbonisierung. Wasserstoff ist hierfür vielseitig verwendbar und Ausgangsstoff für weitere synthetische Energieträger und Grundstoffe. Beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland sollte der Fokus von Beginn an auf grünem Wasserstoff liegen, der aus erneuerbaren Energien gewonnen wird, da sonst Lock-In-Effekte drohen.

Der BWO begrüßt ausdrücklich die Initiative einer *Nationalen Wasserstoffstrategie* und den damit verbundenen Ansatz, eine umfassende energiewirtschaftliche und industriepolitische Strategie zu entwickeln, die die gesamte Wertschöpfungskette (Technologien, Komponenten, Erzeugung, Speicherung, Infrastruktur und Logistik) in den Blick nimmt. Als Branchenverband Offshore Wind möchten wir daher zu einer weiteren konzeptionellen Ausarbeitung der Maßnahmen beitragen, da sowohl nachfrage- als auch angebotsbezogene Maßnahmen in einem zukunftsgerichteten Ordnungsrahmen kohärent ineinandergreifen müssen.

Wir sehen dabei folgende Kernpunkte:

- Klarer Fokus auf grünen Wasserstoff
- Gewährleistung der systemischen Zusätzlichkeit von grünem Wasserstoff
- Fokus auf industriellen Erzeugungsmaßstab in Deutschland
- Level-Playing-Field für grünen Wasserstoff
- Wettbewerbliche Ausschreibungen als Brücke in die Zukunft
- Gezielte Ausschreibungen von Offshore-Wind zur heimischen Wasserstoffherzeugung

Klarer Fokus auf grünem Wasserstoff

Die Festlegung, welche Art von Wasserstoff bei der Etablierung einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft zum Zuge kommen soll, bildet die wesentliche Ausgangsgröße für strategische Maßnahmen und ordnungspolitischen Festlegungen.

Wir betonen, dass nur CO₂-freier Wasserstoff, der auf Basis erneuerbarer Energien hergestellt wurde (*grüner Wasserstoff*), nachhaltig ist. Blauer Wasserstoff basiert auf einer fossilen Grundlage und kann daher nie vollständig CO₂-frei sein. Darüber hinaus haben langwierige Debatten in der Vergangenheit gezeigt, dass das dafür erforderliche Abscheiden und langfristige Verwahren von CO₂ in Untergrundgesteinsschichten (Carbon Capture and Storage, kurz: CCS) in Deutschland nicht mehrheitsfähig ist.

Gewährleistung der systemischen Zusätzlichkeit von grünem Wasserstoff

Die unverzichtbare regulatorische Grundlage für alle Anwendungen von grünem Wasserstoff besteht in einer klaren Zertifizierung der *grünen Eigenschaft*, deren anschließende Übertragung entlang der Wertschöpfungsketten z. B. für die Vermarktung von Folgeprodukten ermöglicht werden muss. Hierfür bietet sich das bereits auf europäischer Ebene verankerte System der *Guarantees of Origin* (zu Deutsch: Herkunftsnachweise) an.

In der überarbeiteten Erneuerbaren-Energien-Richtlinie der EU (RED II) finden sich einige weitere Kriterien, die oft als Referenz für die Definition von grünem Wasserstoff herangezogen werden. Mit Blick

auf den Einsatz erneuerbarer Energien werden in diesem Zusammenhang insbesondere die Anforderungen der *Gleichzeitigkeit*, der *Zusätzlichkeit* und der *geografischen Korrelation* diskutiert. Diese Kriterien zielen auf energiewirtschaftlich berechnete Aspekte ab, sollten jedoch nicht zu einer pauschalen, sachfremden Verengung der Eigenschaft von grünem Wasserstoff führen.

Der BWO spricht sich daher dafür aus, dass die grüne Eigenschaft von in Elektrolyseuren hergestelltem Wasserstoff analog zu Grünstromprodukten auf einer eindeutigen und diskriminierungsfreien Zuordnung von Strom aus Erneuerbaren Energien erfolgen sollte. Dies sollte über Herkunftsnachweise erfolgen. Diese können nur generiert werden, wenn der erzeugte Strom nicht gleichzeitig über das EEG vergütet wird. Eine Doppelverwertung der grünen Eigenschaft ist somit ausgeschlossen. Die in der RED II geforderte Gleichzeitigkeit hat u.E. Vorteile, da sie eine zeitliche Synchronisation von Angebot und Nachfrage befördert, und kann ebenfalls analog zu bereits bestehenden Zertifizierungen im Grünstrombereich implementiert werden. Eine geographische Korrelation wird implizit dadurch gewährleistet, dass eine zeitliche Übereinstimmung von Produktion und Verbrauch nur dann geschehen kann, wenn ein Transport vom Erzeuger zum Abnehmer funktioniert und Stromproduktion und Elektrolyseur sich auf der gleichen Seite eines Netzengpasses befinden. Unterstützung hierfür kann über Anreize für eine netzdienliche Verortung und Betriebsweise der Elektrolyse erreicht werden.

Die geforderte Zusätzlichkeit des erneuerbaren Stroms in Bezug auf die formulierten Zielsetzungen zum Ausbau Erneuerbare Energien sollte auf Systemebene sichergestellt werden. So muss der Gesetzgeber im Rahmen des EEG dafür sorgen, dass entsprechende Erhöhungen der Ausbaukorridore und Ausschreibungsvolumina den erwarteten bzw. geplanten Zusatzbedarf an Strom aus Erneuerbaren Energien für die heimische Wasserstoffherzeugung (und andere Nachfragesteigerungen) abdecken. Eine direkte Zuordnung auf Anlagenebene zur Strom- bzw. Wasserstoffproduktion ist dabei möglich, aber nicht generelle Voraussetzung. Mit Blick auf Offshore-Wind bedeutet dies, dass zusätzliche Erzeugungskapazitäten geschaffen werden, die bislang im Ausbaupfad von 20 GW bis 2030 bzw. 40 GW bis 2040 für Offshore-Wind nicht enthalten sind.

Fokus auf industriellem Erzeugungsmaßstab in Deutschland

Aus unserer Sicht sollte der Fokus der deutschen Wasserstoffherzeugung auf dem Heimatmarkt liegen, um eine effektive Entwicklung und Markteinführung von Technologien entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette zu ermöglichen. Dies soll bereits kurzfristig eine Wasserstoffherzeugung in Anlagen von großindustriellem Maßstab umfassen, um auch die Nachfrageseite entwickeln zu können. Mit einem verlässlichen Grundstock (*kritische Masse*) würde ausreichend grüner Wasserstoff für die Umstellung erster Anwendungsbereiche zur Verfügung stehen. Der Fokus auf den Heimatmarkt verringert dabei die Importabhängigkeit und stärkt die heimische Wirtschaft.

Der BWO begrüßt daher ausdrücklich die Forderung, bis zum Jahr 2030 in Deutschland eine Wasserstoffproduktion aus Onshore- und Offshore-Windenergie in Höhe von 5 GW aufzubauen.

Der BWO schlägt vor, für den Markthochlauf auf der Angebotsseite, eine Mindestmenge an grünem Wasserstoff bereitzustellen. Dieses Angebotsvolumen sollte so bemessen sein, dass folgende vier Ziele erreicht werden:

1. Ermöglichung substantieller Skalen- und Lerneffekte zur Kostendegression durch Elektrolyseure im industriellen Maßstab (>100 MW);

2. Sicherung der industriepolitisch angestrebten Technologieführerschaft auf Ausrüsterseite durch Patente etc.;
3. verlässliche, regelmäßige Ausschreibung für grünen Wasserstoff zur Schaffung einer kritischen Kapazität für den Markthochlauf.
4. Ambitionierter und planbarer Zielkorridor mit 3-5 GW Elektrolyseleistung aus Offshore-Wind bis 2030.

Level-Playing-Field für grünen Wasserstoff

Eine langfristig volkswirtschaftlich effiziente Dekarbonisierung erfordert einen abgestimmten Ordnungsrahmen innerhalb und zwischen den Sektoren. Um eine Chancengleichheit bei gleichzeitiger Dekarbonisierung zu ermöglichen, gilt es, grünen Wasserstoff zu fördern und damit auf dasselbe Kosten-niveau wie fossilen Wasserstoff zu bringen.

Für eine effiziente Sektorenkopplung müssten daher alle CO₂-Emissionen mit dem gleichen effektiven Preis belastet werden. Dabei gilt zu beachten, dass energienutzungsbezogene Steuern und Umlagen wie die EEG-Umlage oder Netzentgelte wie implizite CO₂-Preise wirken. Als Konsequenz ist die explizite und implizite CO₂-Bepreisung im Stromsektor deutlich höher als in den anderen Sektoren wie Wärme oder Verkehr. So hat die EEG-Umlage ihre heutige Höhe v. a. aufgrund historischer Kosten und bildet nicht die „Grenzkosten“ eines zusätzlichen Ausbaus erneuerbarer Energien zu heutigen Kosten ab. Grüner Wasserstoff wird dadurch zusätzlich schlechter gestellt.

Die im Klimaschutzprogramm 2030 eingeleitete CO₂-Bepreisung in den Sektoren Verkehr und Wärme bei gleichzeitiger Reduktion oder Umschichtung der EEG-Umlage ist ein Schritt in die richtige Richtung, um das Ungleichgewicht zu verringern. Wir ermutigen die Bundesregierung darin, hier noch konsequenter und ambitionierter vorzugehen.

Bereits heute können Elektrolyseure unter bestimmten Bedingungen für systemdienliches Verhalten Mehrerlöse erwirtschaften. So können Elektrolyseure Flexibilität bereitstellen, die entlohnt wird (z. B. über die Teilnahme an den Regelenergiemärkten, reduzierte Netzentgelte im Falle atypischer Netznutzung). Zusätzlich wäre eine Vergütung als zuschaltbare Last im Netzausbaubereich analog zu Power-to-Heat zu ermöglichen.

Weiterhin gilt zu prüfen, ob Elektrolyseure in der Phase des Markthochlaufs im begrenzten Umfang auch erleichternde Rahmenbedingungen gewährt werden. So könnte eine Aufnahme der Elektrolyse in den Katalog besonders energieintensiver Tätigkeiten der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) sinnvoll sein. In diesem Fall könnte die Herstellung von grünem Wasserstoff durch eine reduzierte EEG-Umlage entlastet werden, wie es auch der Koalitionsausschuss bereits vorgeschlagen hat.

Elektrolyseure sind derzeit pauschal von der Zahlung von Netzentgelten befreit. Dies stellt zwar eine deutliche Entlastung für die Markteinführung dar, ist jedoch mit Blick auf eine netzdienliche Verortung von Elektrolyseuren nicht unproblematisch. Energiewirtschaftlich sinnvoller wäre es, den Betrieb von Elektrolyseuren einem Knappheitssignal des Netzes auszusetzen. Nimmt man die bestehende nicht differenzierende Netzentgeltstruktur (mit pauschaler Befreiung) als gegeben an, lässt sich dies hilfsweise über eine Bonus-/Malus-Regelung in möglichen Ausschreibungen für grünen Wasserstoff implementieren (siehe Folgeabschnitt).

Wettbewerbliche Ausschreibungen als Brücke in die Zukunft

Je nach Ausgestaltung können die oben genannten Instrumente dazu beitragen, dass langfristig Chancengleichheit für die Erzeugung von grünem Wasserstoff entsteht. Dies allein ist jedoch aus unserer Sicht vor allem kurz- bis mittelfristig bei weitem nicht ausreichend, um verlässliche und attraktive Rahmenbedingungen für Investitionen zu gewährleisten. Insbesondere Pilotanlagen benötigen eine finanzielle Förderung, die über eine Privilegierung hinaus geht. Aus diesem Grund schlagen wir wettbewerbliche Ausschreibungen mit einer Vergütung pro Kilogramm erzeugten grünen Wasserstoff vor. Wenn der Markthochlauf vollzogen wurde ist, kann eine solche Förderung durch Mechanismen, wie z.B. die zu erwartende Kostendegression von Elektrolyseuren und steigenden CO₂-Preisen reduziert werden.

In einem solchen Wettbewerb sollten Anbieter einen Förderbetrag in €/kg Wasserstoff nennen, zu dem sie bereit sind, eine bestimmte Menge grünen Wasserstoffs zu erzeugen. Die Dekarbonisierung durch Wasserstoff würde demnach in den Bereichen beginnen, in denen es volkswirtschaftlich zu den geringsten Kosten möglich ist. Da bis auf weiteres, aufgrund fehlender, flächendeckender Wasserstoff-Pipelineinfrastruktur, kein liquider Markt für Wasserstoff angenommen werden kann, werden Anbieter in dieser Ausschreibung einen direkten Bezug zum Abnehmer haben. Darüber hinaus gilt es, die bestehende Infrastruktur anzupassen und ggf. in reine Wasserstoff-Leitungen umzuwandeln, damit der Wasserstoff zum Abnehmer gelangt.

Die Förderung der Erzeugung von Wasserstoff sollte grundsätzlich zeitlich und auf eine bestimmte Menge pro Jahr begrenzt sein. Wenn auf lange Sicht viele Industriestandorte an ein Wasserstoffnetz angeschlossen sind, wird sich ein liquider Markt entwickeln, der überdies den Bau von Speichern anreizt und somit eine Absicherung (Hedging) ermöglicht. Elektrolyse-Standorte, an denen die Einspeisung von Wasserstoff auf Basis von Offshore-Wind möglich ist, könnten besondere Berücksichtigung beim Anschluss an ein Wasserstoffnetz finden.

Zur Anreizung einer netzdienlichen Verortung von Elektrolyseuren könnten v.a. Netzengpass-Entlastungen entlohnt werden. Anknüpfend an das im Rahmen des EEG festgelegte Netzausbaug Gebiet würden Gebote für Standorte im Netzausbaug Gebiet einen nicht zahlungswirksamen Bonus für die Gebotsreihung erhalten, d.h. ihr Gebot pro kg H₂ würde zum Zwecke der Gebotsreihung um einen bestimmten Betrag verringert. Standorte außerhalb des Netzausbaug Gebiets würden keinen Bonus bekommen oder könnten alternativ mit einem Malus belastet werden. Standorten ohne Nutzung des öffentlichen Netzes könnte ggf. ein erhöhter Bonus gewährt werden.

Auch nachfrageseitige Förderinstrumente über Anreize, insbesondere in den Sektoren Industrie und Verkehr, sind notwendig. Dabei müssen neben den Kosten des grünen Wasserstoffs auch die Umrüstkosten in den Anwendungsbereichen berücksichtigt werden (z. B. alternative Anlagen zur Direktreduktion von Stahl). Eine ambitionierte Umsetzung der RED II Direktive mit entsprechenden Anreizen zur Nutzung des grünen Wasserstoffs ist hierfür notwendig, bspw. durch *Carbon Contracts for Difference*.

Gezielte Ausschreibungen von Offshore-Wind zur heimischen Wasserstofferzeugung

Die besondere Eignung der Offshore-Windenergie für die Wasserstofferzeugung liegt letztlich nicht nur in den hohen Volllaststunden, sondern auch in einem vergleichsweise gleichmäßigen Einspeiseprofil, welches günstig für die Elektrolyseurauslegung und Auslastung ist. Hierbei ist die Erzeugung von Wasserstoff an Land von der Erzeugung auf See zu unterscheiden.

Der BWO schlägt daher zwei verschiedene Modellansätze vor:

Modell 1 - Wasserstofferzeugung Onshore mit zusätzlicher Erzeugungskapazität Wind Offshore

In diesem Modell wird ein Offshore-Windpark an einen geplanten Konverter mit weiteren konventionellen Offshore-Windparks angeschlossen. Die Netzanbindung wird somit durch den ÜNB bereitgestellt und die Belieferung eines Elektrolyseurs an Land erfolgt über das öffentliche Netz und wird bilanziell mit Herkunftsnachweisen hinterlegt. Alternativ können Offshore-Windpark und Elektrolyse in einem Bilanzkreis zusammengefasst werden. Wichtig ist, dass eine maximale Flexibilität (Nutzung bestehender Infrastruktur, Netzbezug Strom) unter den gegebenen Einschränkungen des Netzengpasses gewährt wird, um die Nachteile einer Insellösung (wie bspw. bei Modell 2) zu kompensieren. Der BWO schlägt vor, die Ausschreibungen für Offshore-Windparks und für Elektrolyseure zu koppeln, um eine Verzahnung von Stromerzeugung und -abnahme bereits in der Planungsphase zu ermöglichen.

- Gemeinsame Ausschreibungen der Offshore-Windpark-Fläche und Elektrolyseure-Leistung an Land in einem eigenen Ausschreibungssegment im Rahmen des WindSeeG.
- Zuschlag nach niedrigster Förderung pro kg Wasserstoff, alle Bieter treten in Wettbewerb um zentrale Projekte (ähnlich der Ausschreibung von Offshore-Wind-Strom im zentralen Modell).
- Zur wirtschaftlichen Optimierung und zur Erhöhung der Systemdienlichkeit im Stromsektor kann die Elektrolyse auch ergänzend grünen Strom aus dem Markt beziehen.
- Entscheidend: Geographische Korrelation bzw. Verortung des Elektrolyseurs nah an den Netzanschlusspunkten, sodass Einspeisung und Abnahme des Stroms auf derselben Seite eines evtl. Netzengpasses stattfinden und zusätzlicher Netzausbaubedarf vermieden wird.

Modell 2 - Wasserstofferzeugung Offshore mit zusätzlicher Erzeugungskapazität Offshore

Gemäß WindSeeG kann das BSH aktuell *sonstige Energiegewinnungsbereiche* im Umfang von 40-70 km² im Flächenentwicklungsplan (FEP) ausweisen, um dort (realistischerweise) ohne Anschluss an das öffentliche Netz Energie zu erzeugen. Wasserstoff ist hierbei einer der naheliegendsten Nutzungspfade. Hierfür sollte zunächst möglichst frühzeitig der vorgesehene regulatorische Rahmen finalisiert werden, um den notwendigen zeitlichen Vorlauf für die ersten ein oder zwei Pilotprojekte zu gewährleisten. Langfristig gilt es in diesem Modell, ein skalentaugliches Ausschreibungsverfahren zu entwickeln. Dafür wären mehr Flächen nötig sowie ggf. eine Koordination mit bestehenden oder neu anzulegenden Gas-Pipelines.

- Gemeinsame Ausschreibung einer Fläche für Offshore-Erzeugung und Wasserstoffproduktion auf See in einem eigenen Ausschreibungssegment im Rahmen des WindSeeG.
- Zuschlag nach niedrigster Förderung pro kg Wasserstoff, alle Bieter treten in Wettbewerb um zentrale Projekte. (ähnlich der Ausschreibung von Offshore-Wind-Strom im zentralen Modell)

Strom wird in den sonstigen Energiegewinnungsgebieten normalerweise nicht über das öffentliche Netz eingespeist. Eine mögliche Variante für die Systemintegration wäre jedoch auch denkbar: Eine

vermaschte Lösung, d.h. der Park wird zusätzlich (ggf. mit einer Teilkapazität) an einen Konverter angeschlossen und darf nachrangig freie Übertragungskapazität marktlich nutzen, bei fehlender Netzkapazität wäre bspw. nur die Erzeugung von Wasserstoff möglich. Allerdings sollte eine verpflichtende Mindestproduktion von Wasserstoff gewährleistet werden.

Zusätzlich: Technologieneutraler Ansatz mit verschiedenen Stromerzeugungsquellen

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, weitere Ausschreibungen für Wasserstoff von der Ausschreibung für Erneuerbare-Energien-Projekte zu entkoppeln. Dabei kaufen die Projektierer von Elektrolyseuren Herkunftsnachweise für Strom aus Onshore-Wind, PV-Anlagen sowie bestehenden Offshore-Windparks z (z. B. über PPAs mit Herkunftsnachweisen). Da die Parks zur Generierung von Herkunftsnachweisen in die sonstige Direktvermarktung wechseln und auf die Marktprämie verzichten müssen, besteht diese Möglichkeit insbesondere für Parks, die in den Übergangsausschreibungen mit Nullgeboten einen Zuschlag bekommen haben, sowie für Parks, die im Rahmen des Stauchungsmodells auf die Grundvergütung zurückfallen. In diesem Modell würde die Zusätzlichkeit systemisch über einen verstärkten Ausbau von EE-Anlagen gewährleistet werden, ohne dies auf einzelne Projekte einzugrenzen.

Kontakt:

Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V.
Schiffbauerdamm 19
10117 Berlin

Tel.: +49 30 28 444650
E-Mail: info@bwo-offshorewind.de