

Wasserstoff marsch!

Die **Elektrolyse** ist ein attraktiver Partner für die Offshore-Windenergie. Doch an kommerzielle Projekte ist erst dann zu denken, wenn die regulatorischen Bedingungen stimmen. VON RALPH DIERMANN

Auf halber Strecke zwischen England und Dänemark, inmitten der Nordsee, ist fester Boden unter den Füßen näher, als das offene Meer vermuten lässt. Nur ein paar Meter unter der Wasseroberfläche erstreckt sich die Dogger Bank, eine Sandbank von der Größe Mecklenburg-Vorpommerns. Trotz der hohen Entfernung zur Küste ein hervorragender Standort für Offshore-Windenergie – Investoren wollen hier Windparks mit einer Leistung von insgesamt bis zu 9.000 MW errichten. Und auch Netzbetreiber haben ein Auge auf die Dogger Bank geworfen: Der North Sea Windpower Hub, ein Zusammenschluss von Tennet, der dänischen Energinet, dem niederländischen Fernleitungsnetzbetreiber Gasunie und der Rotterdamer Hafengesellschaft, haben die Sandbank als möglichen Standort für Windstromverteilkreuzen im Visier.

Zentrale Konverterplattformen mit Anbindung an mehrere Nordseeanrainer könnten hier entstehen – und auf lange Sicht auch Power-to-Gas-Anlagen, die mit dem Windstrom Wasserstoff erzeugen, heißt es in einer Machbarkeitsstudie des Konsortiums. Wie Letztere aussehen könnten, zeigen das Engineering-Unternehmen Tractebel und sein auf Offshore-Aufgaben spezialisiertes Tochterunternehmen Overdick. Dessen Ingenieure haben ein modulares Konzept für eine Hochseeelektrolyse mit bis zu 400 MW Leistung entwickelt: Auf einer 50 mal 50 Meter messenden Plattform mit bis zu zehn Stockwerken sind 5-MW-Elektrolyseure gestapelt; ergänzt um eine Anlage zur Meerwasserentsalzung, die das für die Elektrolyse nötige Süßwasser liefert. Pipelines bringen den Wasserstoff an Land.

Für eine solche Plattform könnten Elektrolyseure verwendet werden, die heute bereits am Markt verfügbar sind, meint Felix Knicker, Projektingenieur bei Tractebel. Die rauen Bedingungen auf See seien für die Technik kein Problem. „Die Elektrolyseure lassen sich mit Einhausungen und einer kontrollierten Umgebungsluftzufuhr vor dem Salzwasser schützen, so wie es auf Konverterplattformen bereits Stand der Technik ist“, erklärt der Experte.

Bei der Betriebsweise sieht Knicker mehrere Optionen. Die Elektrolyseure könnten zum Beispiel so gefahren werden, dass sie die Erzeugungsspitzen der Windenergieanlagen kappen. Das erlaubt es, die Netzanschlusskapazität der Windparks zu reduzieren. „Auch für das zukünftige Repowering ist das Konzept sehr interessant. Denn die Leistung der neuen Anlagen übersteigt die Anschlussleistung des bestehenden Windparks. Wird der überschüssige Strom für Power-to-Gas eingesetzt, spart das den Ausbau des Netz-

anschlusses“, sagt Knicker. Zudem wäre es möglich, mit den Anlagen auf Marktsignale zu reagieren: Bei niedrigen oder negativen Börsenpreisen erzeugen sie mit den Elektrolyseuren Wasserstoff, bei hohen Preisen speisen sie Strom ins Netz. Auch ließen sich Netzdienstleistungen erbringen. „Und nicht zuletzt könnten Investoren mit den Elektrolyseuren unabhängig von Ausschreibungen Offshore-Windparks ohne Netzanschluss errichten“, so Knicker.

In den Niederlanden entsteht derzeit eine Power-to-Gas-Anlage auf See

Tractebel ist eigenen Angaben zufolge momentan mit verschiedenen Unternehmen in Gesprächen, Pilotanlagen zu errichten. Konkrete Projekte gibt es aber noch nicht. Anders dagegen in den Niederlanden, wo noch in diesem Jahr die weltweit erste, wenn auch um ein Vielfaches kleinere Power-to-Gas-Anlage auf See entstehen soll: Rund 13 Kilometer vor Scheveningen wollen Nextstep – ein Verbund von Unternehmen der Gas- und Ölindustrie – und das niederländische Forschungsinstitut TNO (Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek) auf einer ehemaligen Ölbohrplattform einen 1-MW-Elektrolyseur installieren, um Erfahrungen mit dem Konzept zu sammeln.

Hans Timmers, Vorsitzender der Nederlandse Wind-Energie Associatie (NWEA), sieht in der Produktion von Wasserstoff mit Offshore-Windstrom jedenfalls einen zentralen Baustein der künftigen Energieversorgung des Landes – auch vor dem Hintergrund, dass die heimische Gasförderung bis 2030 auslaufen soll. Zugleich macht Timmers aber deutlich: „Das Wichtigste ist für uns jetzt, dass wir zunächst einmal die Windenergieleistung auf See massiv ausbauen. Power-to-Gas ist dann der zweite Schritt.“

Neben den Niederlanden geht auch Dänemark bei der Koppelung von Offshore-Wind und Wasserstoff voran. Jesper Caruso, Sprecher des dänischen Ministeriums für Klima, Energie und Forschung, bestätigte auf E&M-Anfrage Medienberichte, dass bis zum Ende des Jahrzehnts vor den Küsten des Landes mehrere künstliche Inseln für Offshore-Windräder, Konverterstationen und auch Elektrolyseure geschaffen werden sollen. Eine Leistung von 10.000 MW könnte dort installiert werden, erklärte Caruso.

Schottland setzt ebenfalls große Erwartungen in die Produktion von Wasserstoff mit Offshore-Windstrom. Die Regierung in Edinburgh will

dafür im Laufe des Jahres einen Aktionsplan vorstellen.

Deutschland hinkt dagegen noch hinterher. Zwar sieht das Ende 2018 verabschiedete Energiesammelgesetz vor, Flächen für innovative Offshore-Konzepte ohne Netzanschluss mit einer Größe von insgesamt 40 bis 70 Quadratkilometern auszuweisen. Dort könnten kombinierte Windenergie-Wasserstoff-Anlagen mit zusammen mehreren 100 MW Leistung entstehen. Noch ist jedoch offen, wo diese Flächen liegen werden. Wann mit der Ausweisung zu rechnen ist, wollte das zuständige Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie auf E&M-Anfrage nicht mitteilen. Andreas Wagner, Geschäftsführer der Stiftung Offshore, warnt aber ohnehin davor, das Potenzial solcher Projekte zu überschätzen – sie seien unter den gegenwärtigen regulatorischen Bedingungen und angesichts der hohen Kosten auf absehbare Zeit wirtschaftlich nicht darstellbar. „Ich gehe davon aus, dass es wahrscheinlich noch mindestens zehn Jahre dauern wird, bis die ersten kommerziellen Wind-Wasserstoff-Anlagen ohne Netzanschluss in der deutschen Nord- und Ostsee in Betrieb gehen werden“, sagt Wagner.

Schneller könnte es mit der Koppelung von Offshore-Wind und Power-to-Gas gehen, wenn die Elektrolyseure nicht auf See, sondern küstennah an Land errichtet werden. Die nötigen Flächen sind verfügbar, Installation und Wartung viel einfacher, Meerwasserentsalzung und Wasserstoffpipelines entfallen.

So prüfen zum Beispiel RWE und Innogy derzeit, im niederländischen Eemshaven bei Groningen ein paar Schritte von der Küste entfernt eine Wasserstoffproduktion mit einer Leistung von bis zu 100 MW aufzubauen.

Zwar soll das Projekt im Falle einer Realisierung nicht mit Offshore-Windenergie, sondern mit Strom aus einem nahe gelegenen Onshore-Windpark betrieben werden. Doch das Modell ließe sich grundsätzlich auch auf Hochseewindparks übertragen. Eemshaven ist dafür nicht nur wegen der Lage am Meer ein guter Standort, sondern auch wegen der Nähe zum Gasfeld Groningen, das bis 2022 aufgegeben werden soll – die Gasinfrastruktur ist dort bestens ausgebaut.

Und hierzulande? Im Projekt „Westküste 100“ – einem vom Bundeswirtschaftsministerium geförderten „Reallabor der Energiewende“ – will der dänische Oersted-Konzern zusammen mit Partnern wie der Raffinerie Heide, EDF Deutschland, Open Grid Europe, dem Baustoffhersteller

Holcim und Thyssen Krupp erproben, wie eine küstennahe Elektrolyse mit Offshore-Wind zusammengeht. Im ersten Schritt planen die Partner, Elektrolyseure mit einer Leistung von insgesamt 30 MW zu installieren.

In dieser Projektphase werden die Anlagen allerdings nicht direkt an die Windturbinen angebunden, sondern ans allgemeine Stromnetz. Der eingesetzte Strom wird über Power Purchase Agreements aus Offshore-Windparks eingekauft. Der Wasserstoff soll zum einen in das lokale Gasnetz eingespeist werden. Zum anderen ist vorgesehen, ihn für die Produktion synthetischer Kraftstoffe zu nutzen. Auf lange Sicht wollen die Projektpartner die Elektrolyseleistung auf bis zu 700 MW ausweiten. „Voraussetzung dafür ist allerdings, dass die Bundesregierung bessere Bedingungen für Power-to-Gas schafft. Dazu gehört zum Beispiel, grünem Wasserstoff einen angemessenen Marktwert zu geben“, sagt Volker Malmen, Deutschland-Chef von Oersted.

Onshore-Elektrolyse ist gegenwärtig nicht rentabel

In diesem Zusammenhang moniert Malmen allerdings auch, dass bislang ungeklärt sei, wer überhaupt in die küstennahe Onshore-Elektrolyse investieren soll. Die Netzbetreiber sind aus dem Spiel, da die Bundesnetzagentur solche Anlagen derzeit nicht als Netzbetriebsmittel anerkennt. Die Betreiber der Offshore-Windparks wiederum stehen vor dem Problem, dass die Netzanbindung der Seewindturbinen nicht in ihren Händen liegt, sagt der Oersted-Manager. „Das ist eine hohe Hürde, weil wir die Verantwortung für den Netzbetrieb bis zum Netzanschlusspunkt brauchen, um die Wartung und Instandhaltung der Windenergie- und Power-to-Gas-Anlagen aufeinander abstimmen zu können“, erklärt Malmen.

Doch selbst wenn dieser Punkt geklärt ist, bleibt die Frage der Wirtschaftlichkeit – auch die Onshore-Elektrolyse ist unter den gegenwärtigen regulatorischen Bedingungen nicht rentabel. „Momentan wären nur Test- und Pilotanlagen bei entsprechender Förderung möglich. Für den Markthochlauf brauchen wir eine Befreiung des eingesetzten Stroms von Abgaben und Umlagen. Das könnte man zum Beispiel durch eine Experimentierklausel im Energiewirtschaftsgesetz einführen als Teil einer Strategie zur Markteinführung“, sagt Andreas Wagner. Auch die gemeinsame Ausschreibung von Offshore-Windenergie- und Elektrolyseleistung brächte Dynamik in den Markt, so der Geschäftsführer der Stiftung Offshore. Dabei hängt nun viel von der angekündigten Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung ab.