

Wasserstoff – ein neuer Markt entsteht

Weltweit entwickelt sich aktuell ein neuer Markt rund um die Produktion, den Transport, das Speichern und das Nutzen von Wasserstoff als alternativem Energieträger. Welche Geschäftschancen entstehen dadurch europa- und weltweit für mittelständische Technologieanbieter? Verschaffen Sie sich einen Überblick und nehmen Sie eine Bewertung für Ihr Unternehmen vor. Wir unterstützen Sie gerne dabei.

von Matthias Kruse und Calin Ursachi

Mittlerweile scheint sich abzuzeichnen: Wasserstoff (H_2) wird der Durchbruch als neuer Energieträger gelingen – und vermutlich sogar dem auf Basis erneuerbarer Energien produzierten grünen Wasserstoff.

Großprojekte als Geburtshelfer

Was für den Marktdurchbruch spricht? Die kritische Masse, die es entlang einer Wertschöpfungskette für das Entstehen eines funktionierenden Marktes braucht, scheint erreicht zu werden. Dies legt die hohe Zahl der inzwischen angekündigten und teilweise bereits in Umsetzung befindlichen Großprojekte nahe. Laut der Hydrogen Council-Initiative sind weltweit 228 Großprojekte entlang der Wasserstoff-Wertschöpfungskette angekündigt worden. 85 Prozent davon sollen in Europa, Asien und Australien entstehen. Sie reichen von Großprojekten in der Wasserstoffproduktion, über den Transport, die Speicherung bis hin zu seiner letztendlichen Nutzung als Energiequelle in der industriellen Fertigung, beispielsweise bei Stahl und Chemie, sowie im Verkehr, von Personen- und Lastkraftwagen über Busse und Züge bis hin zu Schiffen und Flugzeugen.

Werden all die bisher angekündigten Projekte auch realisiert, ergäbe sich laut Hydrogen Council bis 2030 ein Investitionsvolumen von über 300 Milliarden US-Dollar (rund 250 Milliarden Euro). Von diesen Investments gelten solche in Höhe von 80 Milliarden US-Dollar als „ausgereift“ – im Sinne von mindestens in der Planungsphase oder bereits weiter fortgeschritten. Schon diese Summen deuten auf sich gerade in den drei genannten Weltregionen ergebende neue Geschäftschancen für Zulieferer hin.

Warum sind diese Großprojekte wichtig für den Marktdurchbruch und besonders interessant für Zulieferer? Wegen ihrer Skalierungseffekte und der damit verbundenen Kostendegression. Die Degression der Gestehungskosten in der Wasserstoffproduktion sowie in seinem Transport sind von enormer Bedeutung. Technologieanbieter, welche zur Kostenreduktion bei diesen beiden Wertschöpfungsstufen beitragen können, bieten sich dementsprechend besondere Geschäftschancen. Denn bisher führen zu hohe Produktions- und Transportkosten insbesondere beim CO_2 -freundlichen grünen Wasserstoff zu nicht wettbewerbsfähigen Preisen.

Marktsegment: H_2 -Produktion

Gemäß neuesten Berechnungen von McKinsey dürfte sich dieser Umstand laut Hydrogen Council jedoch zumindest bezogen auf die Produktionskosten von grünem Wasserstoff ändern: Betragen die Produktionskosten pro Kilogramm Wasserstoff (H_2 kg) in einem gerade neuinstallierten Elektrolyseur 2020 zwischen 3,7 – 6,1 US-Dollar/ H_2 kg, werden diese den Berechnungen zufolge bis 2030 auf 1,8 – 2,7 US-Dollar/ H_2 kg und bis 2050 sogar auf 0,8 – 1,9 US-Dollar/ H_2 kg fallen. Die gleichzeitig durch zunehmende CO_2 -Abgaben steigenden Preise für fossile Energieträger werden selbst die grüne Wasserstoffproduktion mit der Zeit marktfähig werden lassen.

Die Produktion grünen Wasserstoffs dürfte als erstes an Standorten mit besten Voraussetzungen für das Gewinnen von Solar- und Windenergie wettbewerbsfähig werden, weil der

zur Elektrolyse von Wasser in Wasserstoff notwendige Strom laut Hydrogen Council 60 bis 70 Prozent der gesamten Gesteungskosten ausmacht. Zur Ländergruppe mit besonders vorteilhaften Standortbedingungen für die Solarstromproduktion zählen vor allem Algerien, Australien, Chile mit seiner Atacama-Wüste, Saudi-Arabien und auch Spanien und für die Windenergie insbesondere Marokko und die Ukraine.

Marktsegment H₂-Transport

Ein weiterer zentraler Kostenblock sind die Transportkosten. Es bestehen grundsätzlich zwei Transportoptionen – per Gaspipeline oder per Tankschiff.

Besonders teuer ist der H₂-Transport per Schiff. Der Wasserstoff muss für diesen Transport verflüssigt werden. Die Verflüssigung erfordert jedoch einen hohen Energieaufwand, so dass ein Transport per Schiff aktuell noch unrentabel ist. Das verschlechtert zunächst die Ausgangsposition für auf diesen Transportweg angewiesene potenzielle Produktionsländer wie Australien. Aber es führt natürlich auch zu Geschäftschancen für Technologieanbieter, die mit ihren Produkten und Verfahren dazu beitragen können, die Verflüssigung von Wasserstoff günstiger werden zu lassen.

Deutlich aussichtsreicher ist der kostengünstigere Transport per Gas-Pipeline. Das ist ein klares Plus für mögliche Wasserstoff-Produzentenländer mit hohem Produktionsüberschusspotenzial und bestehenden Pipelineverbindungen in designierte H₂-Importländer wie zum Beispiel nach Deutschland. Zu dieser Ländergruppe zählen nordafrikanische Länder wie etwa Algerien, das über die Maghreb-Europa-Gaspipeline mit Spanien verbunden ist. Aber auch die Ukraine und Russland mit den transkontinentalen Pipelines Sojus-beziehungsweise Bruderschaft/Transgas und zusätzlich Russland durch die Jamal-Europa-Pipeline und Nord Stream I. Natürlich müssen derartige Pipelines für den Wasserstofftransport in der Regel zunächst noch ertüchtigt werden. Denn Wasserstoff ist besonders flüchtig. Die Pipelines müssen deshalb anders abgedichtet werden und vor allem durch Kompressoren verdichtet oder der Druck erhöht werden. Ein attraktives Geschäftsfeld für Rohrsanierer, Industriedienstleister und Kompressoren-Hersteller.

Europäisches Pipeline-Projekt

Das vielleicht größte Projekt zum Aufbau eines H₂-Pipeline-Netzes ist das von elf Netzbetreibern in zehn europäischen Ländern vorangetriebene „European Hydrogen Backbone“-Projekt. Von Beginn an im Juli 2020 mit dabei: Enagás (Spanien), Energinet (Dänemark), Fluxys Belgium, Gasunie (Niederlande), GRTGaz und Teréga (beide Frankreich), OGE sowie Ontras (beide Deutschland), Snam (Italien), Swedegas (Schweden).

Ziel ist der Aufbau eines H₂-Pipeline-Netzes von 23.000 Kilometer Länge bis 2040. Die dazu notwendigen Investitionen schätzt das Unternehmensnetzwerk auf 27 bis 64 Milliarden Euro. Die große Spanne liegt vor allem in der Höhe von noch nicht abschätzbaren Kostendegressionen beim zentralen Kostenpunkt der Kompression. Ein klarer Hinweis, dass sich für Anbieter von Kompressoren, denen es gelingt, kostengünstige Lösungen anzubieten, europa- und auch weltweit im Pipelinebereich in den nächsten zwanzig Jahren sehr interessante Geschäftschancen bieten dürften.

Ein anderer Kostenpunkt wird insbesondere der Neubau, aber auch das Retrofitting von Bestands-Gaspipelines zur Nutzung für Wasserstoff sein. Das Unternehmensnetzwerk rechnet mit der Möglichkeit, den Netzwerkaufbau zu 75 Prozent durch Umwidmung von Bestands-Gaspipelines und 25 Prozent neu gebauter Leitungen erreichen zu können. Das hilft Kosten zu sparen. Insgesamt rechnet das Netzwerk mit Betriebskosten in Höhe von etwa 2 Prozent des Gesamtpreises des transportierten Wasserstoffs (etwa 0,09 – 0,17 H₂/kg pro 1.000 km).

Diese relativ geringen Kosten tragen ihrerseits zur künftigen Wettbewerbsfähigkeit des Wasserstoffs als Energieträger bei.

Aufbauend auf einem bereits existierenden, mit 1.600 Kilometer Umfang noch relativ kleinem Bestandsnetz wird ab Mitte der 2020er mit dem Aufbau eines Kernnetzes gestartet. Es soll bis 2030 zu einem 6.800 Kilometer H₂-Pipeline-Netz anwachsen. Dieses Kernnetz wird zunächst „Hydrogen Valleys“ in Europa mit Wasserstoff versorgen; also Schwerpunkte der Wasserstoffproduktion mit Schwerpunkten der Wasserstoffnutzung verknüpfen. Der Aufbau wird folglich voraussichtlich zunächst in Teilen Belgiens, den Niederlanden und Nord-West-Deutschlands sowie Jütland (Dänemark) und rund um Göteborg (Schweden), in Teilen Spaniens (Baskenland, Barcelona-Valencia sowie Zentralspanien um den Großraum Madrid) und Frankreichs sowie Südtaliens erfolgen. Beim Aufbau des Netzes wird der bis 2030 erwartete Nachfragerückgang nach Erdgas helfen. Er führt mit der Zeit zu freiwerdenden Pipeline-Kapazitäten, die zu H₂-Pipelines umgerüstet werden können.

H₂Global – Angebot und Nachfrage zusammenführen

In den nächsten Jahren wird an Standorten wie Deutschland eine Differenz bleiben zwischen dem Lieferpreis, den H₂-Anbieter aufgrund der Gesteigungs- und Transportkosten erwirtschaften müssen und dem Abnahmepreis, den Nutzer zu zahlen bereit sind. Und so lange funktioniert der Markt noch nicht. Er braucht daher eine Initialzündung, damit Angebot und Nachfrage in dieser Anfangsphase zusammenkommen. Das hat auch der deutsche Staat erkannt und das Projekt H₂Global ins Leben gerufen. Das Funktionsprinzip des Anschubprojekts ist ein Doppelauktionsmechanismus: Auf der Anbieterseite gewinnt, wer für die Produktion und Lieferung des grünen Wasserstoffs den niedrigsten Angebotspreis verlangt. Auf der Abnehmerseite erhält den Zuschlag, der den höchsten Abnahmepreis zu zahlen bereit ist. Die verbleibende Differenz zwischen immer noch höherem Angebots- und niedrigerem Abnahmepreis gleicht der Staat durch „Contracts of Difference“ aus, in denen er sich zur Zahlung des notwendigen Differenzbetrags an den Lieferanten für die Dauer der Vertragslaufzeit verpflichtet. Dabei sollen langfristige Lieferverträge zwischen Produzenten und Abnehmern zusammengebracht werden. Der Name H₂Global ist Programm. Denn vor allem aus Kosten- aber auch aus Kapazitätsgründen wird die Produktion des gemakelten Wasserstoffs in aller Regel an für erneuerbare Energien günstigen Standorten im Ausland stattfinden. Die im Rahmen von H₂Global für die Erzeugung des Wasserstoffs in Frage kommenden Länder und Regionen werden von einer „DWV Fachkommission H₂Global“ unter der Leitung des Deutschen Wasser- und Brennstoffzellenverbands e.V. (DWV) ermittelt werden.

Länderfokus Russland

Gerade Länder, die ihr Geschäftsmodell bislang stark auf Förderung und Export fossiler Energieträger aufgebaut haben, denken aktuell weltweit um. Die Ländergruppe ist lang und umfasst sowohl Kohle-Fördernationen wie Australien und Südafrika als auch Öl- und Gasförderländer wie Algerien, Norwegen, Russland und Saudi-Arabien. Und es kommen neue Player hinzu, die über sehr gute Standortbedingungen für Erneuerbare Energien verfügen.

Russland ist vor diesem Hintergrund gleich mehrfach mit dabei. Russlands Öl- und Gas-Exporte steuern über 60 Prozent zu seinen Gesamtexporten bei. Sie bilden die Devisen-Einnahmequelle des Landes und haben zentrale Bedeutung für den Staatshaushalt. Russland muss bei den gerade in seinen Hauptabsatzmärkten in den nächsten Jahren zu erwartenden Nachfragerückgängen nach fossilen Brennstoffen sein Geschäftsmodell umbauen. Und Russland hat das Potenzial dazu, sogar für die Produktion von grünem Wasserstoff. Johann Saathoff, Koordinator der Bundesregierung in der Zusammenarbeit mit Russland und Zentralasien äußerte sich so: „Die Voraussetzungen könnten in Russland besser kaum sein: Die rechnerische Kapazität für die Onshore-Windkraft liegt bei mindestens dem Tausendfa-

chen der heute in Deutschland installierten Windenergie. Und zwischen Russland, Zentralasien, dem Südkaukasus und der EU existiert schon heute die Transport-Infrastruktur: Die Pipelines, durch die heute Öl und Gas zu uns strömen, können auf Wasserstoff umgestellt werden.“

Bis diese Potenziale aber tatsächlich nutzbar sind, wird Russland primär auf blauen Wasserstoff als Brückentechnologie setzen. Blauer Wasserstoff ist grauer, also auf Einsatz fossiler Energieträger wie Gas basierender Wasserstoff, bei dem jedoch das bei seiner Herstellung produzierte CO₂ durch Carbon Capture Storage (CCS) abgeschieden und gespeichert wird.

Blauer Wasserstoff wird als erstes von Russland aus durch die bestehenden Pipelines nach Westeuropa und Deutschland fließen. Die Kapazitäten der Röhren von Nord Stream I könnten dafür zu sieben Prozent für die Beimischung von H₂ genutzt werden.

Laut GTAI will Russland auch zum Technologieanbieter werden. Die wichtigsten industriellen Treiber der Entwicklung der Wasserstoffherstellung in Russland sind die Staatsholdings Rosatom und Gazprom. Rosatom arbeitet seit Januar 2020 am Forschungsprogramm „Atomnaja Nauka, Technika I Technologii“, um bis 2025 die kommerzielle H₂-Erzeugung in Kernkraftwerken voranzutreiben/umzusetzen. Gazprom hat das KIT (Karlsruhe Institut für Technologie) mit einer Machbarkeitsstudie für die industrielle Produktion von Wasserstoff auf Basis von Erdgas betraut. Darüber hinaus laufen Projekte zur Nutzung von Wasserstoff-Brennstoffzellen in Straßenbahnen, Flugzeugen und Lokomotiven.

Online-Konferenz

Wasserstoff als neue Kundenbranche – Geschäftschancen around the world

am 16. März 2021, online

Möchten Sie sich über den sich entwickelnden Markt für Wasserstoff weiter informieren? Die H₂-Online-Konferenz der baden-württembergischen IHKs bietet dazu eine perfekte Gelegenheit. AHK-Geschäftsführer vermitteln Ihnen weltweit kompakte Überblicke zu für den Marktaufbau zentralen Ländern: von Australien über Saudi-Arabien, Südafrika und Marokko bis nach Norwegen, Spanien, der Ukraine und Russland.

Gewinnen Sie zudem eine genauere Vorstellung zentraler Großprojekte, die dem Markt zum Durchbruch verhelfen können; über ihren Umfang, ihre Realisierungswahrscheinlichkeiten und die sich für Zulieferer ergebenden Geschäftschancen.

Programm und Anmeldung:

www.rhein-neckar.ihk24.de/event/153147267