

Wasserstoffwirtschaft

In Japan und in Deutschland

Ob in der Industrie, im Verkehr oder zum Heizen: Saubere Energie ist überall nötig, um die Klimaziele zu erreichen und den Übergang zur Kohlenstoffneutralität zu gewähren. Wasserstoff gilt dabei als Alternative zu fossilen Brennstoffen und stößt weltweit auf Interesse und Investitionen.

Japan war im Jahr 2017 das erste Land der Welt, das eine nationale Wasserstoffstrategie veröffentlicht hat. Auf dem Weg zu einer Wasserstoffgesellschaft will das Land seine CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 um 46 Prozent senken und bis 2050 klimaneutral sein. Andere Länder zogen nach mit ihren nationalen Wasserstoffstrategien, darunter Deutschland im Juni 2020. Die Bundesrepublik will ihre Abhängigkeit von Lieferanten fossiler Energieträger beenden und setzt auf grünen Wasserstoff, der in sonnen- und windreichen Weltregionen produziert und nach Deutschland importiert werden soll.

Fukushima: ein Wasserstoffstandort in Japan

Japan erzeugte im Jahr 2020 etwa 18,65 Mrd. Terajoule Energie – etwa ein Drittel mehr als Deutschland. Die meisten japanischen Kernreaktoren wurden im Jahr 2013 abgeschaltet, dem Jahr der Re-

aktorkatastrophe in Fukushima. Der Selbstversorgungsgrad beim Erzeugen elektrischer Energie sank damit von etwa 20 Prozent im Jahr 2010 auf 11 Prozent 2020. Für Japans Energiewende mit Kohlenstoffneutralität im Jahr 2050 sind Photovoltaik (PV), Biomasse und Wasserstoff zentral.

Der Inselstaat gehört zu den ersten Ländern, die mit nationalen Projekten Wasserstoff gegenüber Erdgas wettbewerbsfähig machen wollten. Bis zum Jahr 2030 sollen 800 000 Brennstoffzellenfahrzeuge und mehr als fünf Millionen Brennstoffzellen in Haushalten stehen und eine internationale Wasserstoffversorgungskette aufgebaut werden. Das Land experimentiert zudem mit groß angelegter Stromerzeugung auf Wasserstoffgrundlage. Eine zentrale Einheit dabei ist das Wasserstoffversuchsfeld in Fukushima.¹⁻³⁾

Dort ging das Wasserstoffforschungsareal Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R) im März 2020 in Betrieb (Foto rechts).^{4,5)} Das japanische Unternehmen Sangyo hat die Versuchsanlage gebaut, und Toshiba Energy Systems sowie Tohoku Electric Power betreiben sie. Sie liefert derzeit mit einer 20-Megawatt(MW)-Photovoltaikanlage auf 180 000 Quadratmetern und mit Überschussenergie aus dem Netz jährlich etwa 900 Tonnen H₂.⁶⁾

Der vom japanischen Unternehmen Asahi Kasei stammende 10-MW-Elektrolyseur erzeugt mit einer Schwankung von 0,5 Mega-

watt pro Sekunde 27 bis 180 Kilogramm Wasserstoff pro Stunde – je nach Schaltung der 170 Einzelzellen. Kompressoren verdichten ihn auf acht Bar. Die Wasserstoffreinheit liegt bei 99,97 Prozent und entspricht der Norm ISO14687-2. Die Menge reicht aus, um ungefähr 150 Haushalte in der benachbarten Ortschaft Namie mit Elektrizität zu versorgen und – theoretisch – 560 Brennstoffzellenfahrzeuge vollzutanken. Das Energiemanagementsystem (Power2Gas Control System) von Toshiba berücksichtigt Stromerzeugung und -bedarf und steuert die Wasserstoffbildung im Elektrolyseur je nach Stromabfluss. Die dabei gewonnenen Daten gehen in ein H₂-Bedarfsvorhersagesystem.

Neben dem FH2R-Versuchsfeld steht auf 78 000 Quadratmetern das Fukushima Renewable Energy Research Institute. Betreiber ist wie für das FH2R die Agency of Industrial Science and Technology, der Technologiearm des Wirtschaftsministeriums Meti. Dazu gehören zwei PV-Demonstratoren mit 750 Kilowatt, ein Windkraftdemonstrator mit 300 Kilowatt, eine Ammoniakturbinen-, eine 620 Quadratmetergroße Erdwärmeversuchsanlage, eine Wasserstoffversuchsanlage und eine Kontrollstation, die diese Energien mischt.

Das Versuchsfeld von Fukushima liefert grünen Wasserstoff für die Industrie. Sumitomo Rubber Industries hat neben dem FH2R-Versuchsfeld eine Pilotanlage zur kon-



Der Beitrag entstand aus einer Ideeninitiative der VCW – Vereinigung für Wirtschaft und Chemie. Verfasst haben ihn Adam W. Franz (Foto), BASF Inhouse Consulting Ludwigshafen, Tobias Kirchoff, Geschäftsführer BCNP Consultants, Alexander Möller, Projektmanager Forschungs- und Projektkoordination, Dechema, Rolf Schmid, Gründer des Beratungsunternehmens Bio4Business Stuttgart und Experte für Technologieentwicklungen in Japan und China, sowie Christopher Zimbardi, VCW-Vorstandsmitglied.



Das Wasserstoffforschungsareal FH2R in Fukushima. Foto: FH2R

tinuierlichen Autoreifenproduktion erstellt und versorgt sich mit Energie aus der Versuchsanlage. Das Energiemanagement des Betriebs soll herausfinden, wie sich die Mischung von grüner Energie mit Stadtgas unter Produktionsbedingungen optimieren lässt.

Das Fukushima Advanced Laminated Wood Manufacturing Center stellt so laminierte Spanplatten her und nutzt ein ähnliches Energiemanagementsystem.

Zudem wurde ein Flugfeld am Südrand des FH2R-Versuchsfelds in ein „Fukushima Robot Testfield“ umgewidmet, um Drohnen zu entwickeln.

Wasserstoff in Leuna

In Deutschland gehören Chemie-parks zu den größten Wasserstoffverbraucher. Bisher gewinnen sie Wasserstoff durch Dampfreformierung, also aus fossilen Quellen. Für große Elektrolyseurprojekte bietet die Nähe zu solchen Großverbraucher eine Verteilinfrastruktur. In Leuna baut Linde den mit 24 Megawatt dann weltweit größten Polymerelektrolytmembran(PEM)-Elektrolyseur (Grafik).⁷⁾ Die Anlage soll dieses Jahr in Betrieb gehen; H₂ daraus wird aber trotz hoher Erdgaspreise preislich nicht mit dem aus fossilen Quellen mithalten können.

Dass grüner Wasserstoff die CO₂-Emissionen der Industrie reduzieren kann, aber der Weg bis zur CO₂-Neutralität weit bleibt, zeigt ein zweites Projekt in Leuna. Ein 1-MW-Hochtemperatur-Elektrolyseur von Sunfire erzeugt dort Wasserstoff für das französische Energieunternehmen Total, das damit CO₂ zu Methanol hydriert. Das CO₂ dafür kommt aus der Raffinerie, in der Total weiterhin Methanol nach klassischem, fossilbasiertem Verfahren herstellt. Diese Verknüpfung ist pragmatisch: Solange klassische Chemieprozesse CO₂ emittieren, ist das aufwendige und energieintensive Direct-Air-Capture-Verfahren, das CO₂ aus der Umgebungsluft zieht, nicht notwendig.

Wesseling, Lingen und Höchst

Dass fossile Energieträger noch lange in unserem Energiemix enthalten sein werden, selbst wenn es preiswerten grünen Wasserstoff gibt, zeigt ein Projekt in Wesseling. Dort nahm der Londoner Mineralöl- und Erdgaskonzern Shell in einer Raffinerie im Jahr 2021 einen 10-MW-Elektrolyseur in Betrieb. Der Wasserstoff dient dort dem Raffinerieprozess, verarbeitet also fossile Energieträger.⁸⁾ ►

In Lingen baut der Essener Energiekonzern RWE eine Elektrolyse und testet dabei zwei Techniken parallel: einen Druckkalkalielektrolyseur mit einer Leistung von zehn Megawatt (Sunfire) und einen PEM-Elektrolyseur mit vier Megawatt (Linde). Der Wasserstoff soll in ein öffentliches Wasserstoffnetz eingespeist und dem Brennstoff der Gasturbine eines Gaskraftwerks beigemischt werden. Die Betriebserfahrungen könnten bis zum Jahr 2024 zu 100 Megawatt Elektrolyseleistung führen. Mit der dann gebauten wasserstofffähigen Gasturbine sollen bis zum Jahr 2026 etwa 300 Megawatt erreicht werden.⁹⁾

Einen anderen Ansatz verfolgt der Industriepark Höchst in Frankfurt.¹⁰⁾ Dort fällt Wasserstoff bei chemischen Produktionsprozessen in einem Umfang an, der sich für die nichtchemische Weiterverarbeitung nutzen lässt. Zudem ist der Bau eines Elektrolyseurs angekündigt. Diesen derzeit noch fossilbasierten – deshalb als „grau“ bezeichneten – Wasserstoff bietet seit dem Jahr 2006 eine Industrieparktankstelle Brennstoffzellenfahrzeugen an, darunter den Werksbussen.

Der Chemiestandort Frankfurt-Höchst betreibt seit mehr als 100 Jahren eine Wasserstoffinfrastruktur mit Druckstufen zwischen 70 Millibar und 100 Bar. Jetzt soll für einen mittleren, einstelligen Millionenbetrag eine zweite Wasser-

	AEL	PEM	AEM
Reifegrad	ausgereift	kommerziell erhältlich	in Forschung und Entwicklung
Stromdichte	gering	hoch	hoch
Ansprüche an Materialien und Katalysatoren	mittel	hoch (saures Medium)	mittel
aktuelle Herstellkosten [Euro pro kg H ₂]	~ 5	~ 5	~ 9
prognostizierte Herstellkosten [Euro pro kg H ₂]	~ 2	~ 2	< 2

Vergleich von Wasserelektrolysen zur Wasserstoffherzeugung.

AEL: alkalische Wasserelektrolyse; PEM: mit Protonenaustauschmembran;

AEM: mit Anionenaustauschmembran.

stofftankstelle hinzukommen.¹¹⁾ Dort sollen 27 wasserstoffbetriebene Regionalzüge für den Nahverkehr betankt werden. Ein einzelner Zug kann dabei 260 Kilogramm Wasserstoff in zwei Tanks (Nenndruck 350 Bar) aufnehmen, mit denen er bis zu 160 Fahrgäste transportiert, maximal 1000 Kilometer weit bei einer Höchstgeschwindigkeit von 140 Kilometern pro Stunde. Trotz grauen Wasserstoffs sind die Vorteile der lokal emissionsfreien und geräuscharmen Betriebsweise erkennbar. Darüber hinaus kann in Zukunft – bei einer Änderung der Rohstoff- und Energiequellen – auch grüner Wasserstoff in einer bereits etablierten Infrastruktur angeboten werden.

Anionenaustauschermembranen

Asahi Kasei setzt mit seinem Elektrolyseur auf die seit Jahrzehnten bewährte alkalische Elektrolyse (AEL). Diese hat eine hohe industrielle Reife; die Prozesse laufen stabil über lange Betriebszeiten.¹²⁾ Infolge geringer Stromdichten sind die Kosten für die Herstellung eines Kilogramms Wasserstoff allerdings relativ hoch (Tabelle).

Die von Linde genutzte Protonenaustauschmembran-Wasserelektrolyse (PEMWE) hat sich neben der AEL etabliert. Die PEMWE hat eine höhere Stromdichte und lässt sich ohne großen Leistungsverlust diskontinuierlich betreiben. Wegen

des sauren Mediums besteht allerdings ein hoher Anspruch an die Materialien, und die Edelmetallkatalysatoren erhöhen die Investitionskosten.¹²⁾

Die Anionenaustauschmembran-Wasserelektrolyse (AEMWE) soll die Vorteile der beiden anderen Wasserelektrolysearten verbinden. Mit Feststoffmembranen im alkalischen Milieu lässt sich bei hohen Drücken und mit hohen Stromdichten elektrolysieren; Materialien wie Edelmetallkatalysatoren oder Titanverbindungen sind verzichtbar. Damit sinken die Investitionskosten bei steigender Leistung.¹³⁾

Bei der AEMWE-Technik fehlen der Nachweis von Robustheit und langen Laufzeiten für größere Elektrolyseure im MW-Bereich noch. Die Versuchsanlagen haben Optimierungspotenzial, etwa bei Stabilität und Membranskalierung.

Heute kostet ein Kilogramm mit AEMWE erzeugter Wasserstoff inklusive Investitions- und Betriebskosten etwa 5 bis 6 Euro; Experten und Marktteilnehmer erwarten mittel- bis langfristig 2 Euro oder weniger. Damit wäre der grüne Wasserstoff preiskompetitiv zur fossilen Alternative.^{14–16)} Diese Zahlen entsprechen in etwa den japanischer Szenarien, die für das Jahr 2030 Kosten von etwa 3 US-Dollar pro Kilogramm Wasserstoff angeben, für 2050 weniger als 2 US-Dollar. Entscheidend ist dabei der Preis für regenerativ erzeugten Strom.

AUF EINEN BLICK

Deutschland und Japan fördern beide den Aufbau einer Wirtschaft mit nicht fossilbasiertem Wasserstoff.

In Deutschland gehen Impulse von der Chemie- und Energiewirtschaft aus, die etwa in Industrieparks Elektrolyseverfahren verbessern.

Japan hat mit dem Versuchsfeld in Fukushima eine zentrale Einrichtung und geht mit öffentlich-privaten Projektpartnerschaften über diesen Ansatz hinaus.

Wasserstoff etablieren

Sowohl Japan als auch Deutschland wollen Wasserstoff für verschiedene Verwendungszwecke in einem Querschnittsansatz (cross-sectional approach) einsetzen. Dies zeigt eine Studie der International Energy Agency aus dem Jahr 2021 zu den Wasserstoffstrategien der Industrienationen.¹⁷⁾ Zur Schnittmenge gehören die Stromproduktion, Industrie, Schiffs- und Straßentransport. Deutschland weist darüber hinaus noch den Einsatz in der Luftfahrt aus: Bis zum Jahr 2030 sollen mindestens zwei Prozent der in der Luftfahrt genutzten Kraftstoffe regenerativen Ursprungs sein.

Der Wasserstoff soll dabei in Deutschland ausschließlich aus Elektrolysen kommen, in Japan zusätzlich aus fossilen Energieträgern mit CO₂-Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung (carbon capture, utilisation and storage, CCUS). Um die geplanten Kapazitäten aufbauen zu können, hat die öffentliche Hand in Deutschland Investitionen von zirka 10 Mrd. US-Dollar bis zum Jahr 2030 angekündigt, in Japan sind es umgerechnet 6,5 Mrd. US-Dollar. Damit sollen in Deutschland 5 Gigawatt Elektrolyseleistung entstehen; damit könnten zirka 800 000 Tonnen H₂ erzeugt werden. Japan weist in seiner nationalen Strategie bis 2030 ein Volumen von 3 Mio. Tonnen H₂ pro Jahr aus.

Weder Japan noch Deutschland werden ihren Wasserstoffbedarf aus eigener Produktion decken können. Beide Länder arbeiten deshalb an Partnerschaften, um grünen Wasserstoff in von der Sonne begünstigten Regionen zu erzeugen. Deutschland setzt dabei mit den Projekten Hysupply und Hygate auf Australien sowie auf Partnerschaften mit West- und Südafrika. Japan hat eine maritime Wasserstofflieferkette mit Brunei und Australien aufgebaut. Dem Transport dient Methylcyclohexan, das in den Lieferländern durch Hydrieren von Toluol entsteht und in Japan wieder dehydriert wird.

Deutschland könnte mit den typisch regionalen und föderalen Strukturen für den Aufbau einer nationalen Wasserstoffwirtschaft koordinierter vorgehen als bisher. Japan bietet hier einige Vorbilder: Mehrere Industriezweige sind in ein zentral gesteuertes Projektmanagement eingebunden, die Stahlindustrie probt, Kohle durch Wasserstoff zu ersetzen, es gibt ein landesweites Wasserstofftankstellennetz, die Schiffbauindustrie baut Tankschiffe für den Transport von Wasserstoff und Wasserstoffträgern, und in Haushalten werden Heizsysteme auf Basis wasserstoffgespeicherter Brennstoffzellen staatlich subventioniert. Deutschland hat immerhin erfolgreiche Verbünde in Form regionaler Cluster. ■

- 1) nedo.go.jp/content/100939722.pdf
- 2) R. Schmid, Nachr. Chem. 2019, 67(10), 24
- 3) R. D. Schmid, Nachr. Chem. 2017, 65, 1004
- 4) jabf2021.com/doc/day1/koyama_meti_presentation.pdf

- 5) nedo.go.jp/english/news/AA5en_100422.html
- 6) nedo.go.jp/news/press/AA5_101007.html
- 7) linde-engineering.com/en/about-linde-engineering/success-stories/hydrogen-in-leuna-the-success-story-continues.html
- 8) energy4climate.nrw.themen/best-practice/refhyne
- 9) rwe.com/presse/rwe-generation/2022-05-03-rwe-erhaelt-foerderzusage-fuer-14-megawatt-elektrolyse-testanlage-in-lingen
- 10) fr.de/frankfurt/weitere-wasserstoff-tankstelle-im-industriepark-hoehchst-90971868.html
- 11) infraser.com/de/unternehmen/nachhaltigkeit/wasserstoff/
- 12) S. Virtanen, Corrosion, in: Encycl. Electrochem. Power Sources, Elsevier, 2009, 56
- 13) I. Vincent, E. C. Lee, H. M. Kim, scientific reports 2021, 11, 293
- 14) versogen.com/new-aem-electrolyzer-produces-low-cost-green-hydrogen/
- 15) evoloh.com/
- 16) Ionomr, Hydrogen Production Cost by AEM Water Electrolysis, 2020
- 17) iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/globalhydrogenreview2021.pdf

Kurz notiert

Gestörte Lieferketten | Die europäischen Volkswirtschaften könnten bis zum Jahr 2023 zusammen etwa 920 Mrd. Euro ihres Bruttoinlandsprodukts (BIP) aufgrund gestörter Lieferketten verlieren. Dies entspricht dem Beratungsunternehmen Accenture zufolge 7,7 Prozent des BIP der Eurozone. Die Studie untersucht drei Szenarien, wie sich der Krieg im kommenden Jahr entwickeln könnte, und modelliert die Auswirkungen auf die Kosten und die Zeit zur Erholung. Die Lieferkettenstörungen im Zusammenhang mit Covid-19 verringerten das BIP der Studie nach im Jahr 2021 um etwa 112,7 Mrd. Euro. Die Berater gehen davon aus, dass Lieferketten künftig widerstandsfähig und flexibel sein müssen, statt in erster Linie Kosten zu optimieren.

Zur Studie: accenture.com/us-en/insights/strategy/ukraine-future-supply-chains-europe

Die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) fördert mit ihrer französischen Part-

nerorganisation „Agence nationale de la recherche“ (ANR) ein neues Projekt unter der Leitung des Paderborner Chemikers Prof. Dr. Matthias Bauer (GDCh-Mitglied). Mit einer Fördersumme von knapp einer Million Euro sollen neue Verbindungen entwickelt werden, die die Nutzung von Sonnenlicht mit der Erzeugung von Wasserstoff kombinieren. <https://idw-online.de/de/news783188> bis 2024

AU// Neueste Ergebnisse lassen auf universellen Grippeimpfstoff hoffen Universität Innsbruck Monica Fernández-Quintero und Klaus Liedl vom Institut für Allgemeine, Anorganische und Theoretische Chemie der Uni Innsbruck haben zusammen mit Wissenschaftler*innen der University of Chicago, des Scripps Research Institute und der Icahn School of Medicine eine neue Klasse breit neutralisierender Antikörper gegen das Influenza-Virus identifiziert und so einen wesentlichen Fortschritt bei der Suche nach einem universellen Grippeimpfstoff