

PROCESS

Chemie · Pharma · Verfahrenstechnik

Sponsored by



AUFBRUCH INS WASSERSTOFF- ZEITALTER

Was braucht die H₂-Wirtschaft?

Grünes Kerosin oder klimafreundlicher Zement, kaum eine Defossilierungs-Vision kommt ohne Wasserstoff aus. Doch woher soll das Gas kommen? Wie gelangt es zum Verbraucher und wo speichern wir es? In diesem Dossier nehmen wir Projekte und Entwicklungen einer der dynamischsten Branchen der Welt unter die Lupe. Wir beleuchten Verfahren und Anlagen von Finnland bis Namibia, untersuchen den Speicher der Zukunft und schauen beim Thema Brennstoffzelle genau hin.

Die Industrie ist auf Wasserstoff-Kurs – kommen Sie mit!
Ihre PROCESS-Redaktion

Markthochlauf

Wasserstoff zwischen Euphorie und Ernüchterung

S. 2

H₂-Hoffnung Namibia

Wächst unter der Sonne Afrikas die Defossilierung?

S. 6

Brennstoffzellen

Schichtarbeit für den optimalen Wasserstoffantrieb

S. 10

Wasserstoffspeicher

Besser als Tank oder Batterie? Speicher der Zukunft

S. 16

Chemieindustrie

Wird H₂ zum Rettungsanker für die Chemie-Industrie?

S. 21

PEM-ELEKTROLYSE

Der schwere Weg zur Marktversorgung

Grüner Wasserstoff soll die Energiewende retten. Die Gasehersteller überbieten sich mit Investitionsankündigungen. Aber es kommen weltweit betrachtet lediglich homöopathische Mengen zusammen. Mit welchen Problemen die Hersteller kämpfen und warum der Markthochlauf so schwierig ist.

Grüner Wasserstoff soll die Welt retten und die Wasserstoffwirtschaft ist deshalb ein wichtiger Baustein der Energiewende. Doch der Markthochlauf für klimaneutral erzeugten Wasserstoff ist noch mit einigen Hindernissen gespickt und davon sind die Investitionskosten in die Elektrolyseure sowie die hohen Strompreise und die Infrastruktur nur einige von vielen. Auch die Zulieferketten sind bei weitem noch nicht so ausgefeilt, wie bei lange etablierten Verfahren. Anders als bei der alkalischen Elektrolyse konzentriere

sich bei der PEM-Elektrolyse das Know-how auf wenige Akteure, analysierten die Autoren einer am Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme erstellten Studie. Auch seien die momentan hergestellten Elektrolyseure Manufakturware mit Lieferzeiten von bis zu zwei Jahren.

Hinzu kommt: Langzeiterfahrungen mit den PEM-Elektrolyseuren fehlen, denn bislang hat keine der installierten Anlagen die beispielsweise für Chlor-Alkaly-Elektrolysen übliche Lebensdauer von 30 Jahren erreicht.

So könnte die Zukunft aussehen: Dezentrale Wasserstoffproduktion mit regenerativen Energien.



CO₂ - und damit klimaneutral wird der Wasserstoff erst durch die Wasserelektrolyse mit Strom aus Wasserkraft, Windenergie oder Photovoltaik.

Es wird einfach nicht genug produziert

Momentan ist der Anteil an PEM-Elektrolysewasserstoff der sprichwörtliche Tropfen auf den heißen Stein. Die auf dem Markt verfügbare Menge des begehrten Gases reicht vorne und hinten nicht aus. Auch wenn die Leistung der geplanten und in Bau befindlichen PEM-Elektrolyseure ständig größer wird und mittlerweile sogar Anlagen im Gigawatt-Bereich im Gespräch sind. Das untermauern Zahlen der Internationalen Energieagentur IEA: 2022 listete die Projektdatenbank eine installierte Leistung von 322 Megawatt. In der Hochrechnung für 2023 kommen die Energieexperten auf eine Leistung von 1125. Hier sind alle geplanten bzw. gerade im Bau befindlichen Anlagen erfasst. Doch selbst wenn alle angekündigten Projekte bis 2030 umgesetzt würden, reiche die Wasserstoff-Menge für das angestrebte „Net-Zero-Szenario“ nicht aus, kritisiert die IEA in ihrer Studie.

Linde habe viele Nachfragen nach grünem Wasserstoff, sagte Dr. Günter Westner, bei Linde für die Energiebeschaffung zuständig, im letzten Herbst auf einem Kopernikus-Pressvormittag. „Wir können die Anfragen momentan nicht bedienen.“

Wie der Löwenanteil des weltweit hergestellten Wasserstoffs, stammt auch der von Linde aus der Dampfreformierung von Erdgas. Auch Biomethan könne als Rohstoff eingesetzt werden, sagt Linde-Mann Westner. Doch grün und damit klimaneutral wird der Wasserstoff erst durch die Wasserelektrolyse mit Strom aus Windenergie oder Photovoltaik. Hier ist neben der alkalischen Elektrolyse, die PEM (Proton Exchange Membrane)-Elektrolyse die am häufigsten eingesetzte Technologie. Neue Elektrolyse-Verfahren wie die Hochtemperatur-Elektrolyse mit Festoxidzellen (SOEC) von Sunfire erreichen zwar einen hohen Wirkungsgrad aber erst einen verschwindend geringen Marktanteil.

Platzhirsch auf dem Markt für grünen Wasserstoff

Linde selbst investiert seit vielen Jahren in die PEM-Elektrolyse und ist seit 2020 in einem Joint Venture bei ITM Power im Boot. In Sheffield/UK produziert eine Fabrik von ITM Elektrolyseanlagen mit einer Jahresleistung von einem Gigawatt. Eine davon steht in Leuna, wo eine 24-Megawatt-PEM-Elektrolyse gerade die Probeläufe absolviert, die der Inbetriebnahme vorausgehen. Die Anlage ist übrigens momentan die größte PEM-Anlage der Welt. Auch in den USA investiert der Gasehersteller: Im September 2025 soll ein 35-Megawatt-PEM-Elektrolyseur ans Netz gehen, der die Produktionskapazität für grünen Flüssigwasserstoff in den Vereinigten Staaten mehr als verdoppeln wird.

Linde ist auch der einzige Betreiber, der über einen längeren Zeitraum Erfahrung mit der PEM-Elektrolyse

hat – genauer gesagt seit 2015. Die Anlage im Energiepark Mainz war damals, laut Konzernangaben, mit einer Maximalleistung von sechs Megawatt der weltgrößte PEM-Elektrolyseur. Pressemeldungen zufolge, läuft die Anlage seit Mitte 2017 im Probetrieb und seit 2018 im Regelbetrieb. In der Halle stehen drei Siemens-Elektrolyseure vom Typ Silyzer 200, die laut Siemens 3,75 Megawatt Leistung liefern.

Doch momentan, vier Jahre später, kämpft Linde mit der Technik der PEM-Elektrolyseure, berichtet Westner. Und offenbar weiß keiner so recht, wo der Hase im Pfeffer liegt. Auch die Stadtwerke Mainz halten sich bedeckt und sprechen wagen von „technischen Problemen“. Man wisse nicht, wann der Energiepark wieder den Regelbetrieb aufnehmen könne, erklärt Pressesprecher Michael Theurer auf Anfrage.

Schwachstelle Membran: Was tun gegen die Alterung

Die PEM-Elektrolyse sei eine noch sehr neue Technologie und Erfahrungen mit längeren Laufzeiten fehlten bisher, sagt Westner. Die technischen Vorteile der PEM-Zellen, nämlich höhere Stromdichten und hohe Flexibilität bei Lastschwankungen, sind erkauft mit einem sauren Milieu, das entsprechend robuste Materialien erfordert. Für die Katalysatoren benötigt man deshalb Edelmetalle wie Platin und Iridium, für die Zellen Titan oder sogar platiniertes Titan.

Experten des Helmholtz-Institut Erlangen-Nürnberg für Erneuerbare Energien am Forschungszentrum Jülich halten vor allem die Membran für eine kritische Komponente. Sie altere schnell und verringere dadurch die Effizienz der Wasserstoffherzeugung, sagen die Wissenschaftler. Woran das liegt und welche Faktoren den Prozess beeinflussen – darüber wissen Entwickler und Betreiber wenig. Dass hier noch echte Grundlagenforschung nötig ist, hat auch das BMBF erkannt und 2021 das Forschungsprojekt Powermem angestoßen.

Auch das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) errichten gemeinsam ein Testzentrum für die Wasserelektrolyse. Das „Eylab“ soll Test- und Prüfkapazitäten für Hersteller und Anwender anbieten. Nötig sei das, weil Erfahrung in der neutralen Bewertung von Elektrolyseuren fehlten und anerkannte Testverfahren zur Alterung, erklärt Prof. Dr. K. Andreas Friedrich, Abteilungsleiter Elektrochemische Energietechnik am DLR.

Ansätze wie diese zeigen: Für die Entwickler gibt es bei der PEM-Elektrolyse noch allerhand zu tun. (agk)

IEA-Prognose der installierten Elektrolysekapazitäten bis zum Jahr 2050 in Megawatt

Jahr	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse	andere Elektrolyse-Technologien	Gesamtmenge
2019	164	65	13	242
2020	197	93	14	304
2021	354	126	33	513
2022	727	366	306	1398
2023	1459	1125	2933	5517
2030 - NZE				720000

Quelle: IEA Hydrogen Projekts Database. Die Prognosen 2022 und 2023 summieren die in Bau befindlichen und geplanten Anlagenkapazitäten. NZE: Net Zero Emissions bis 2050

PILOTPROJEKTE FÜR DIE WASSERSTOFFWIRTSCHAFT

Zusammen, was zusammen gehört

Die Wasserstoffwirtschaft hat ein Henne-Ei-Problem. Wer den gordischen Knoten der Dekarbonisierung durchtrennen will, muss gleichzeitig Erzeugung, Infrastruktur, Verteilung und Nutzung angehen. Wie das aussehen kann, erproben Gasexperten in Ostdeutschland. Entsteht hier der Nukleus der H₂-Revolution?

Die derzeitige politische Situation und Energiekrise stellen die Industrie vor große Herausforderungen. Seit Beginn der Energiepreiskrise Ende 2021 als Folge des sprunghaften Anstiegs der Großhandelspreise nach dem Corona-Tief, unternimmt die Energiewirtschaft beachtliche Anstrengungen für die Versorgungssicherheit. Dabei rücken zunehmend Alternativen für fossile Energieträger in den Fokus, um neben der Gewährleistung der Versorgung, die Ziele der Bundesregierung für eine erfolgreiche Energiewende zu unterstützen.

Gashandelsgesellschaften sind dabei besonders gefordert: So hat die VNG AG im Jahr 2017 den konzernübergreifenden Strategieprozess VNG 2030+ angestoßen, der die Rolle des Unternehmens in der Energiewende definieren und Aufgaben und Portfolio der Gruppe diversifizieren soll. Dazu gehört auch eine Reihe konkreter Projekte, an denen die VNG beteiligt ist und von denen einige die erste Umsetzungsphase erreicht haben.

I Rostock wird H₂-Hafen

Auch in Zukunft wird Deutschland mit Blick auf die Versorgungssicherheit und Dekarbonisierung auf Importe zurückgreifen müssen – auch die VNG und ihre Handels- & Vertriebsgesellschaft, die VNG Handel & Vertrieb (VNG H&V), will sich daher bei Import und Produktion grüner Energieträger beteiligen.

So wurde gemeinsam mit Equinor das deutsch-norwegische Wasserstoff-Projekt H₂GE Rostock auf den Weg gebracht, das auf den Erdgastransport aus Norwegen nach Rostock und der Wasserstoffversorgung Ostdeutschlands abzielt. Dabei wird blauer Wasserstoff aus Erdgas gewonnen, indem Methan in Wasserstoff und Kohlendioxid gespalten wird.

Das Ziel ist jetzt, Technologien zur Abscheidung und Nutzung von CO₂ bzw. zum Transport und zur sicheren On- und Offshore-

Rostock soll nicht nur zum Wasserstoff-Hafen werden, sondern auch per CCS abgeschiedenes CO₂ nach Norwegen verschiffen.



Zu den Herausforderungen der Wasserstoffwirtschaft gehört die notwendige Verteilinfrastruktur in Form von Pipelines.

Speicherung des Gases im industriellen Maßstab zu nutzen. In Rostock soll eine Anlage mit einer Zielleistung von 1,3 Gigawatt und einer jährlichen Wasserstoff-Produktionskapazität von bis zu 230.000 Tonnen errichtet werden. Das entspricht fast 20 Prozent des derzeitigen deutschen Wasserstoffmarktes.

Die Abtrennung und Verflüssigung von jährlich fast zwei Millionen Tonnen Kohlendioxid aus der Wasserstoffproduktion sowie die Verschiffung des verflüssigten CO₂ nach Norwegen stellen wichtige Projektelemente dar. Aktuell sprechen die Projektpartner mit der Politik vor Ort zur Standortfrage und entwickeln eine Roadmap, um die Hansestadt künftig zum Hub für dekarbonisierte Gase zu machen.

Dabei konzentriert sich der Gaskonzern aus Leipzig nicht alleine auf blauen Wasserstoff, sondern arbeitet an verschiedenen Quellen emissionsfreien Gases: So wird ebenfalls über Rostock gleichzeitig der Import großer Mengen „grünen“ Elektrolyse-Wasserstoffs mittels Ammoniak Schiffen vorbereitet: Dabei kooperiert die VNG mit dem Projektentwickler Total Eren, welcher in Chile eine durch 10 GW Onshore-Wind gespeiste 8-GW-Elektrolyse-Anlage und die entsprechende Ammoniaktransportinfrastruktur errichtet. Die VNG H&V beschäftigt sich dabei mit der Übernahme des Ammoniaks in Deutschland sowie den Vertriebsaussichten im Osten Deutschlands.

So soll die Chemie grün(er) werden

Ebenfalls auf dem Weg in die Umsetzung weit fortgeschritten ist das Reallabor Energiepark Bad Lauchstädt, bei dem VNG mit Partnern (Terrawatt, Uniper, VNG Gasspeicher, Ontras, DBI) daran arbeitet, ein Joint Venture für die Wasserstoff-Erzeugung und -Vermarktung auf den Weg zu bringen. Im Energiepark Bad Lauchstädt soll mithilfe des Elektrolyseurs und grünem Strom aus einem nahegelegenen Windpark grüner Wasserstoff produziert werden.

Das Gas soll anschließend über eine umzuwidmende ca. 20 Kilometer lange Gasleitung der Ontras Gastransport an die chemische Industrie im benachbarten Leuna geliefert werden. In einer zweiten Phase des Projektes soll der hergestellte grüne Wasserstoff in einer eigens dafür ausgestatteten 180 Meter hohen Salzkaverne der



Bild: VNG

VERFASST VON
Konstantin von Oldenburg

Geschäftsführer
VNG Handel & Vertrieb GmbH

Wie die grüne Wasserstoffinfrastruktur aussehen kann, untersuchen VNG und HyCC in dem gemeinsamen Projekt Green Root.

Bild: VNG

VNG-Gasinfrastruktur unter der Lupe

TRANSPORT

Ontras Gastransport



7.700 km

Hochdruckleitungsnetz

450

Netzkopplungspunkte

Ontras betreut als unabhängiger Fernleitungsnetzbetreiber Deutschlands **zweitlängstes** Ferngasnetz.

SPEICHER

VNG Gasspeicher



2,2 Mrd. m³

Speicherkapazitäten

Drittgrößter

Speicherbetreiber in Deutschland

4

Untergrundgasspeicher (Bad Lauchstädt, Bernburg, Etzek, Jemgum)

VNG Gasspeicher zwischengespeichert werden. In Anbetracht dieser hervorragenden infrastrukturellen Voraussetzungen ist Bad Lauchstädt ein idealer Nukleus, um die komplette Wasserstoff-Wertschöpfungskette im industriellen „Reallabor-Status“ umzusetzen und den inländischen Markthochlauf aktiv mitzugestalten.

Warm dank Wasserstoff

Wie diese grüne Wasserstoffinfrastruktur aussehen kann, untersucht auch das Projekt Green Root zwischen der VNG AG und HyCC, einem Joint Venture aus Nobian und der Macquarie Asset Management's Green Investment Group, bei dem eine Studie über die technische Machbarkeit und das Potenzial der Erzeugung von grünem Wasserstoff zur Dekarbonisierung der Industrie mit dem Bau einer oder mehrerer Elektrolyseanlagen im dreistelligen MW-Bereich kombiniert wird. Projektstandort soll Mitteldeutschland mit seiner Chemieindustrie werden.

Allerdings ist es nicht mit der Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff getan: Das Gas muss verteilt und natürlich auch in geeigneten Prozessen genutzt werden. Zu diesem Zweck will das Verbundprojekt LHyVE („Leipzig Hydrogen Value Chain for Europe“) exemplarisch die gesamte Wasserstoffwertschöpfungskette in und um Leipzig abbilden. Zu den Partnern im Projekt gehören die L-Gruppe, der Anlagenbauer EDL Anlagengenehmigung und die VNG-Tochter Ontras Gastransport, die gemeinsam das Heizkraftwerk Süd auf die Wasserstoffnutzung umstellen wollen. Tatsächlich ist das Gasturbinenkraftwerk bereits weitgehend H₂ready, erklären die Partnerunternehmen. VNG wird in Zukunft die Wertschöpfungskette komplementieren und mit dem Teilvorhaben LHyVE Flexibilisierungen für Speicherung, Handel und Import von grünem Wasserstoff sorgen.

VNG bündelt also die H₂-Kompetenzen unter einem Dach und kann damit den Weg entlang der gesamten Wertschöpfungskette in eine dekarbonisierte Welt tatkräftig mitgestalten. (dst)



Bild: Pierre Vincent - stock.adobe.com

WASSERSTOFF-IMPORTE

Wasserstoff unter der Sonne Afrikas

Woher kommt das Gas? Aus Deutschland nicht, da sind sich eigentlich alle einig. Auch in der neuen Welt grüner Energien wird die Bundesrepublik auf Importe angewiesen sein. Daher bringen sich wind- und sonnenreiche Länder in Stellung, Europa mit dem begehrtem Wasserstoff zu liefern. Eine Schlüsselrolle könnte dabei Namibia zukommen ...

Ob Energiespeicher für Wohnhäuser und Gewerbe, grüne Kraftstoffe oder Basischemikalien aus Abgas: Kaum eine Defossilierungsvision kommt ohne das leichteste Element des Periodensystems aus. Wasserstoff könnte nahezu alle unsere Defossilierungsprobleme lösen – wenn wir ihn denn hätten. Doch woher soll so viel Gas für all die großen Pläne kommen? Den begehrten Stoff einfach wie bisher aus Erdgas zu gewinnen, verbietet sich, angesichts der CO₂-Bilanz – zumindest, wenn wir über „grünen“ Wasserstoff reden. Und genügend Elektrolysegas aus Grünstrom in Deutschland zu erzeugen, hält eigentlich auch niemand wirklich für realistisch – zu groß ist der Bedarf nach „grüner“ Energie aller anderen Sektoren.

Es führt wohl kein Weg daran vorbei, auch in Zukunft erhebliche Mengen an Energie, Rohstoffen und Energie-

trägern zu importieren. Wenn zeitgleich alle Sektoren auf fossile Rohstoffe wie auch Energien verzichten sollen und „nebenbei“ die deutsche Kohle-, Gas- und Ölförderung (unbedeutend wie letztere sein mag) wegfällt, werden es die im Land erzeugten Erneuerbaren schwer haben, den gewaltigen Bedarf zu decken. Zur Erinnerung: 2020 prognostizierte die Chemie einen Bedarf von über 600 Terawattstunden grüner Energie pro Jahr – mehr, als Deutschland derzeit insgesamt über alle Energien hinweg an Strom erzeugt. Und das nur für einen einzigen Industriesektor.

Also Energie ins Land schaffen – aber wie? Eben in Form von Wasserstoff. Die Vision, das Gas in sonnenreichen Ländern mit viel Platz und windreichen Küsten per Elektrolyse mittels Grünstrom zu erzeugen und per Pipeline oder Schiff zu Abnehmern im Ausland zu trans-



VERFASST VON
Dominik Stephan

Redakteur
PROCESS

portieren, ist nicht neu. Neben Australien drängt sich ein neuer Partner in den Vordergrund: Namibia.

Das afrikanische Land ist nach Ansicht von Experten prädestiniert für die Produktion erneuerbarer Energien. Rund 3.500 Sonnenstunden pro Jahr bedeuten das dreifache dessen, was an den besten deutschen Standorten möglich ist. Und der Wind in dem Küstenland ist kräftig und beständig. Dazu kommt eine weite, spärlich besiedelte Fläche, geprägt durch die Wüsten Namib und Kalahari.

Wasserstoff aus Afrika für die alte Welt?

Ab 2025, so plant die namibische Regierung, soll deshalb das Land grünen Wasserstoff produzieren und in alle Welt verkaufen – auch an Abnehmer in Deutschland. Denn die Bundesrepublik, nicht mit der Sonne, Weite und Wind der afrikanischen Atlantikküste gesegnet, braucht dringend grünes Gas. Auch das Bundesministerium für Bildung und Forschung hat sich bei der namibischen Regierung ins Gespräch gebracht und als (übrigens erster) Regierungspartner Namibias eine staatliche Kooperationsvereinbarung zu Grünem Wasserstoff getroffen.

Die Aufteilung ist klar: Aus Deutschland kommt Geld für die Entwicklung einer nationalen Wasserstoffstrategie und ein Capacity Building (Kapazitätsaufbau) zur Aus- und Weiterbildung lokaler Fachkräfte in Namibia ebenso wie Stipendien für Studenten aus Namibia, von deutschen Technologieunternehmen (hoffentlich) das nötige Verfahrenstechnik-Know-how sowie die Ausrüstung und aus Namibia schließlich das begehrte grüne Gas. Dafür hat das BMBF schon einmal 40 Millionen Euro in Aussicht gestellt.

300.000 Tonnen H₂ aus Sonnenstrom

Konkret sollen vier Projekte (aus ursprünglich 26 eingereichten) weiterverfolgt und entsprechende Förderanträge gestellt werden, darunter zwei im Hafen der Walvis Bay (wasserstoffbetriebene Schwerlastfahrzeuge und eine mobile Wasserstoffbetankungslösung). Dazu kommen H₂-Dual-Fuel-Technologie für Lokomotiven sowie Use-Cases für Wasserstoff-Anwendungen in Solar- und Windenergie sowie Entsalzungs- und Elektrolyseprojekten.

Ganz konkret wird das Joint-Venture Hyphen Hydrogen Energy einer Enertrag-Tochter aus Südafrika und der Nicolas-Holding, die eine Produktion von jährlich 300.000 Tonnen Elektrolysewasserstoff planen. Budgetiert sind dafür rund zehn Milliarden Dollar – viel Geld in einem Land, dessen BIP bei rund 12 Milliarden liegt. Investoren werden daher weltweit gesucht, wobei der Staat auch gezielte Wasserstoffanleihen ins Auge fasst. Übrigens hofft auch Namibia auf Erlöse aus dem potenziellen grünen Gold: So könnte Wasserstoff bis zu sechs Milliarden US-Dollar (oder etwa ein Drittel) zum Bruttoinlandsprodukt beisteuern, hofft die Regierung.

Wie kommt das Gas nach Deutschland?

Nach Deutschland käme das Gas wohl am ehesten per Schiff – doch auch das ist gar nicht so einfach: So lässt sich Wasserstoff tiefkalt (bei -253 °C) verflüssigt per Gastanker in alle Welt verschiffen, doch wären dafür selbst erhebliche Energiemengen nötig. Gelöscht werden

könnten H₂-Tanker perspektivisch in umgerüstete Gas-terminals an der Nordsee, etwa Zeebrügge (von hier besteht eine Pipeline nach Aachen) oder Rotterdam, das sich langsam zum Wasserstoffhub mausert und selbst Elektrolysekapazitäten im Tonnenmaßstab aufbaut.

Eine Alternative wäre die Produktion von „grünem“ Ammoniak, welches sich schon bei lediglich etwa 10 bar als Flüssigmedium transportieren lässt. NH₃ könnte, in Europa angekommen, verbrannt werden oder zurück in Wasserstoff und Stickstoff gespalten werden. Natürlich werden auch hunderte Millionen Ammoniak in der Düngemittelproduktion benötigt. Neben dem einfachen Handling hat Ammon den großen Vorteil, keine fossilen Rohstoffe oder Kohlenstoffquellen zu benötigen (lediglich Luftstickstoff) und sich so auch in einer post-fossilen Welt, ohne leicht verfügbare kohlenstoffhaltige Abgase, herstellen zu lassen. Bis 2026 plant daher auch die RWE in Brunsbüttel, ein dediziertes Ammoniak-Umschlagsterminal in Betrieb nehmen zu können.

Löst Namibia unser Wasserstoff-Problem?

Wächst unter der Sonne Afrikas die Hoffnung für die deutsche Defossilierung heran? Oder sind H₂-Träume doch nur Schäume? Dieser Frage ist die Dechema zusammen mit dem Institut für sozial-ökologische Forschung ISOE nachgegangen. Und die gießen etwas Wasser in den Wein der H₂-Propheten. Denn Namibia sei zwar wie kaum ein anderes Land geeignet, um Wind- und Solarenergie zu erzeugen. Doch für die Wasserstoffproduktion braucht es auch – der Name verrät es – Wasser. „Auch wenn nach Ansicht vieler Experten und Expertinnen Namibia eines der vielversprechendsten Länder für die günstige Produktion von Grünem Wasserstoff ist, so ist es gleichzeitig auch das trockenste Land der Subsahara-Region. Ausreichend erneuerbare Energien allein reichen für die Wasserstoffproduktion nicht aus. Wasser, das ebenfalls benötigt wird, muss vor Ort deshalb kostengünstig aus Meerwasserentsalzungsanlagen gewonnen werden. Nur dann wird sich das Vorhaben rentieren“, erklärt Dr. Daniel Frank, Koordinator des Vorhabens bei der Dechema. Natürlich wird diese Wasser- und Landnutzung nicht ohne Konflikte mit anderen Interessenten verlaufen – darauf heißt es, sich einstellen und soziale und ökologische Risiken einzubeziehen.

Das Potenzial sei durchaus da, so die Forscher. Nicht zuletzt, da eine erfolgreiche Zusammenarbeit über Länder und Kontinente hinweg Vorbildcharakter für andere ähnliche Projekte in aller Welt hätte – und irgendwo muss das Gas ja herkommen. Schon in zehn Jahren könnte die Bundesrepublik nämlich das Äquivalent von 50 TWh an „grünem“ Gas benötigen, bis 2050 sollen es sagenhafte 500 TWh sein – zum Vergleich: Derzeit importiert Deutschland pro Jahr rund 83 Millionen Tonnen Rohöl. (dst)

Ab 2025 plant die namibische Regierung soll deshalb das Land grünen Wasserstoff produzieren und in alle Welt verkaufen – auch an Abnehmer in Deutschland

AMMONIAK AUS WASSERSTOFF

Warum Wasserstoff Ursache und Lösung des CO₂-Problems ist

Ammoniak ist eine der wichtigsten Chemikalien der Welt. Die Produktion ist jedoch mit enormen CO₂-Emissionen verbunden, insbesondere durch die Wasserstofferzeugung im Dampfreformer. Dass es anders ginge, zeigt eine Studie: Packt man den Ammoniak-Stier bei den Wasserstoff-Hörnern, ließen sich 19 Prozent der Emissionen einsparen.

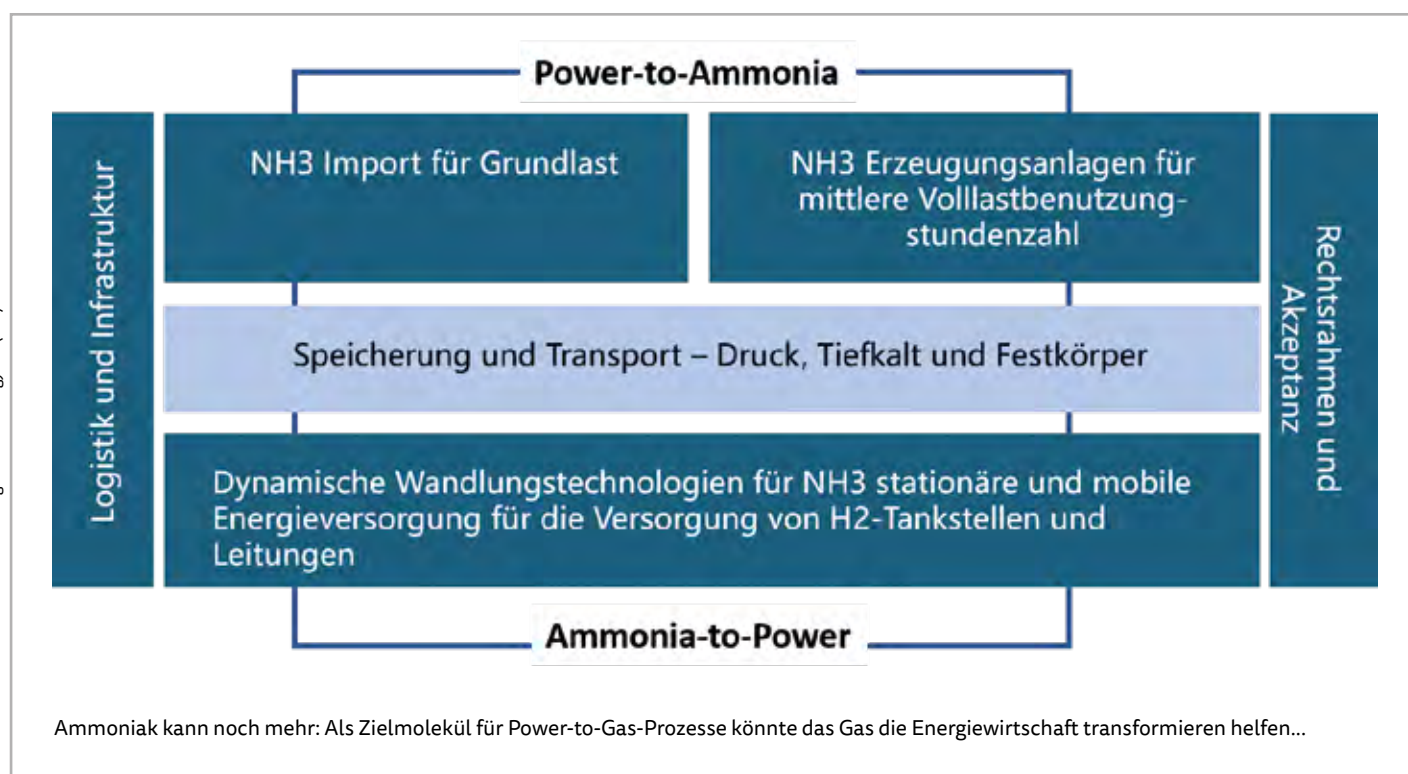


Bild: Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technology e.V. (INP)

Die Produktion von Ammoniak ist eine der größten Quellen für Kohlendioxid-Emissionen im Industrie-Sektor. Dafür verantwortlich ist zu einem nicht unerheblichen Teil, ausgerechnet das Gas, das anderswo als Wunderstoff der Defossilierung gehandelt wird: Wasserstoff. Stammt dieser nämlich wie bisher aus fossilen Quellen, entstehen (wie bei der Dampfeformierung, also der Wasserstofferezeugung aus Erdgas) schnell pro erzeugter rund zehn Tonnen CO₂. Doch das müsste nicht so sein: Mit neuen Wasserstofftechnologien könnten die Emissionen aus der Ammoniakproduktion bis zum Jahr 2030 um 4.900 kt reduziert werden, so die Autorinnen und Autoren der Studie.

Im Vergleich zu heute, ließen sich damit fast 19 Prozent der bei der Ammoniakproduktion entstehenden Emissionen einsparen, wie die Studie der Dechema (im Auftrag von Fertilizers Europe) zeigt.

Blau machen für das grüne Ammoniak?

So wäre es möglich, Wasserstoff konventionell zu erzeugen und das dabei entstehende Kohlendioxid zu speichern (so genanntes Carbon Capture and Storage oder CCS, als blauer Wasserstoff). Wasserstoff könnte zudem mittels Wasser-Elektrolyse gewonnen werden und dafür konventioneller Strom (gelber Wasserstoff)

oder Ökostrom genutzt werden (grüner Wasserstoff), wobei der grüne Wasserstoff entweder vor Ort erzeugt wird oder aus der Pipeline kommt. In Betracht gezogen wurde zudem, Wasserstoff durch Methanpyrolyse zu gewinnen (türkisfarbener Wasserstoff).

Dabei zeigt sich, dass die Kohlendioxidemissionen im Jahr 2030 aus der Ammoniakproduktion massiv sinken würden, wenn dabei blauer (statt wie bisher grauer) Wasserstoff genutzt wird (minus 3.000 kt CO₂-Emissionen pro Jahr).

Noch größere Einsparungen wären möglich, wenn konventionell hergestellter Wasserstoff teilweise (10 %) durch grünen oder gelben Wasserstoff, der vor Ort produziert wird, ersetzt wird. Damit würden 900 kt beziehungsweise 200 kt Kohlendioxid pro Jahr weniger emittiert. Der Einsatz grünen Wasserstoffs, der per Pipeline kommt, würde den Ausstoß des Treibhausgases zusätzlich um 500 kt und der Einsatz von türkisfarbenem Wasserstoff um 300 kt pro Jahr verringern.

Wasserstoff-Produktion ist der Schlüssel

Allerdings ist der Einsatz neuer Wasserstofftechnologien auch mit höheren Produktionskosten für Ammoniak verbunden. Dabei erwartet die Dechema, dass die Produktion von Ammoniak mittels blauem Wasserstoff im Jahr 2030 in etwa gleich viel kosten könnte wie heu-

„Unsere Studie zeigt hier, dass die europäischen Düngemittelhersteller mit dem Einsatz neuer Wasserstofftechnologien dazu beitragen könnten, den CO₂-Ausstoß bis 2030 zu reduzieren.“

Dr. Florian Ausfelder, Dechema



te übliche Verfahren. Die Verwendung von vor Ort erzeugten gelben und grünem Wasserstoff sowie grünem Wasserstoff aus der Pipeline und türkisfarbenem Wasserstoff würde im Gegensatz dazu, erheblich höhere Produktionskosten nach sich ziehen.

Angesichts des Pariser Klimaabkommens, müsse dennoch jeder Sektor seine Treibhausgasemissionen in naher Zukunft senken, erklären die Forscher: „Wir müssen uns daher grundlegend fragen, welches realistische Potenzial in den derzeit betriebenen Anlagen steckt, weniger Treibhausgase freizusetzen. Unsere Studie zeigt hier, dass die europäischen Düngemittelhersteller mit dem Einsatz neuer Wasserstofftechnologien signifikant dazu beitragen könnten, den CO₂-Ausstoß bis 2030 zu reduzieren“, bilanziert Dr. Florian Ausfelder, der Hauptautor der Studie. (dst)

BRENNSTOFFZELLEN

Schichtarbeit: Das Potenzial von Brennstoffzellen

Wer Wasserstoff sagt, meint Brennstoffzellen meist mit – aber bisher stehen die teuren Materialien, die Lebensdauer und die vergleichsweise geringe Leistungsdichte dem Durchbruch der Technologie im Weg. Geht da noch mehr? Und wenn ja, wie?



Fahren, fliegen oder Strom speichern mit Wasserstoff: Die Brennstoffzelle soll es möglich machen.

VERFASST VON
Ed Fontes

Chief Technology
Officer
Comsol Gruppe

Henrik Ekström

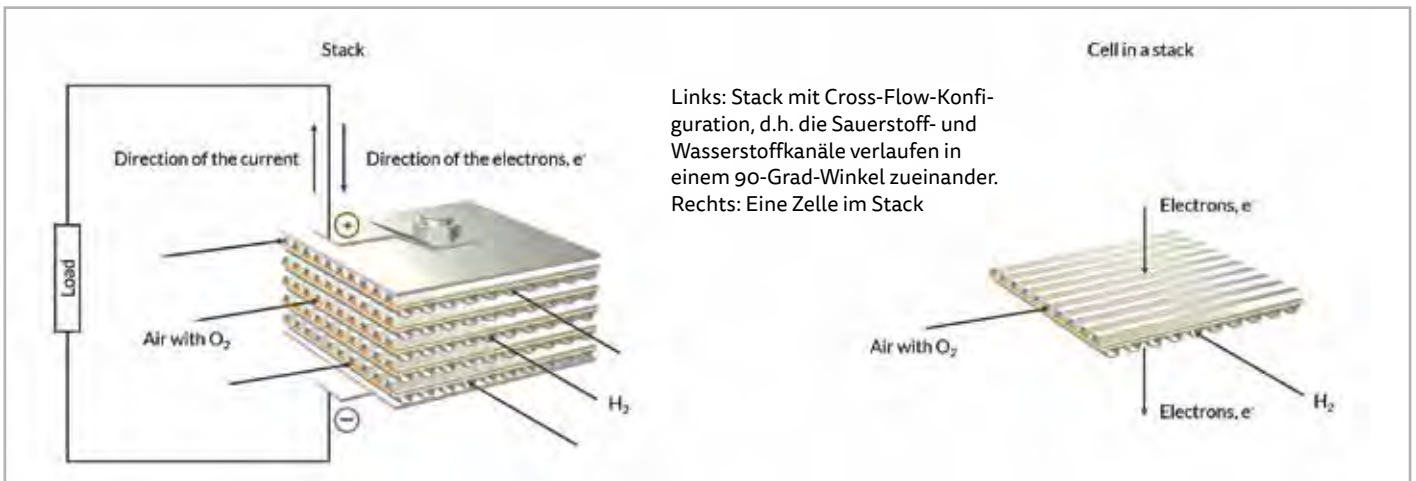
Technology Manager for
Electrochemistry
Comsol Gruppe

Mit Brennstoffzellen betriebene Elektrofahrzeuge haben gegenüber batteriebetriebenen Fahrzeugen mehrere Vorteile. Sie können eine höhere Energiedichte erreichen (vor allem bei schweren Fahrzeugen), haben einen höheren Wirkungsgrad, wenn der Strom zum Aufladen der Batterien aus Wasserstoff gewonnen wird, und können im Vergleich zu Batterien ohne großen Leistungsbedarf aus dem Stromnetz betankt werden. Die Hauptnachteile von Brennstoffzellen für Elektrofahrzeuge sind ihre Herstellungskosten, ihre begrenzte

Lebensdauer und ihre relativ geringe Leistungsdichte im Vergleich zu batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen. Modellierung und Simulation bieten die Möglichkeit, diese Nachteile besser zu verstehen und zu überwinden.

Die Kosten müssen runter – aber wie?

Die drei oben genannten Nachteile betreffen alle das mikroskopische Design der aktiven Schicht in den sauerstoffreduzierenden Gasdiffusionselektroden: der Katho-



Links: Stack mit Cross-Flow-Konfiguration, d.h. die Sauerstoff- und Wasserstoffkanäle verlaufen in einem 90-Grad-Winkel zueinander. Rechts: Eine Zelle im Stack

de in der Brennstoffzelle. Auch wenn andere Designaspekte wichtig sind, ist das Design der aktiven Schicht ein Schlüsselaspekt für die Leistung der Brennstoffzelle.

Die Minimierung der Herstellungskosten von Brennstoffzellen wird durch die Kosten des in der aktiven Schicht verwendeten Katalysators erschwert: Platin. Während die Herstellungskosten für fast alles andere in der Brennstoffzelle gesenkt werden können, ist es schwierig, die Kosten für Platin zu senken. Um die Herstellungskosten zu minimieren, ist es daher entscheidend, aktive Schichten zu entwickeln, die mit einer sehr geringen Katalysatorbeladung auskommen, ohne die Leistung zu beeinträchtigen.

Die Lebensdauer wird durch verschiedene Degradationsmechanismen wie Protonenreduktion, Platinauflösung, Kohlenstoffkorrosion, Bildung von Radikalen, die den Porenelektrolyten in der aktiven Schicht angreifen, Adsorption von Verunreinigungen an den Katalysatorstellen und Ansammlung von Verunreinigungen im Porenelektrolyten begrenzt.

Die Begrenzung der Leistungsdichte wird hauptsächlich durch die begrenzte katalytische Aktivität der Kathode, der Sauerstoffelektrode, verursacht. Diese Aktivität kann durch eine höhere Katalysatorbeladung erhöht werden. Dies bedeutet jedoch höhere Kosten und eine kürzere Lebensdauer, da eine höhere Beladung eine höhere Stromdichte erfordert. (Ein Teil dieser Einschränkung kann durch den parallelen Einsatz mehrerer Brennstoffzellenstapel umgangen werden).

Simulation der aktiven Schicht

Um das Design der aktiven Schicht einer Brennstoffzelle zu verbessern, müssen Ingenieure und Wissenschaftler die grundlegenden Transportphänomene, die Elektro-

Mehr als Ideenfindung: Modellierung und Simulation können auch dazu verwendet werden, Design und Betriebsparameter zu optimieren.

denkinetik, die Thermodynamik, die Elektrolytchemie und die katalytische Oberflächenaktivität verstehen, die an den Ladungstransferreaktionen in dieser Schicht beteiligt sind. Diese Faktoren müssen auf mikroskopischer Ebene verstanden werden.

Modellierung und Simulation bieten eine sehr effektive und einzigartige Möglichkeit, die relevanten Prozesse zu untersuchen. Obwohl es sehr schwierig ist, die während des Betriebs in der aktiven Schicht auftretenden Phänomene zu messen, können diese Phänomene detailliert modelliert und ihre Auswirkungen auf makroskopischer Ebene in so genannten Multiskalenmodellen modelliert werden. Experimente können entworfen werden, um die Auswirkungen des Mikrodesigns zu überprüfen. Ein Beispiel ist die Verknüpfung von physikalisch basierten Modellen für die Impedanzspektroskopie mit Messungen, wie in Abbildung 1 dargestellt. Dies ermöglicht es Wissenschaftlern und Ingenieuren, Prozesse auf verschiedenen Zeitskalen zu trennen, z. B. Diffusion (langsam) und Stromleitung (schnell). Die Untersuchung der Faktoren, die die Reaktion auf Störungen auf verschiedenen Zeitskalen begrenzen, kann Aufschluss darüber geben, welcher Prozess die Leistung auf der Mikroskala begrenzt.

Mehr Leistung bedeutet nicht mehr Platin

Sobald diese Prozesse verstanden sind, können direktere Methoden eingesetzt werden. Ein Beispiel ist die Innovation, geordnete poröse Strukturen in der aktiven Schicht zu verwenden, um die Tortuosität zu verringern. Geordnete Strukturen können den Transport von Reaktanten erhöhen, den Zugang zur Katalysatoroberfläche verbessern und zu einer gleichmäßigen Stromdichteverteilung in der aktiven Schicht führen.

Das Ergebnis kann eine verbesserte Leistung sein, ohne dass eine höhere Platinbeladung erforderlich ist oder sich Wasser oder schädliche Nebenprodukte ansammeln, die die Leistung der aktiven Schicht im Laufe der Zeit beeinträchtigen können.

Modellierung und Simulation können nicht nur zur Erforschung neuer Ideen eingesetzt werden. Sobald ein gutes Design entwickelt wurde, können mathematische Modelle verwendet werden, um das Design und die Betriebsparameter weiter zu optimieren. Dieser Prozess ist

iterativ und kann durch das Sammeln von Betriebsdaten weitgehend automatisiert werden.

Einheitszellen und Stacks

Jeder mikroskopische Teil einer Brennstoffzelle in einem Brennstoffzellenstapel wird von der Konfiguration der einzelnen Zellen und des gesamten Stapels beeinflusst. Das bedeutet, dass die mikroskopischen Details nicht isoliert untersucht werden können, sondern mit den makroskopischen Faktoren, die eine Zelle beeinflussen können, gekoppelt werden müssen. Die Simulation einer Brennstoffzellen-Einzelzelle umfasst einen Wasserstoffkanal und einen Sauerstoffkanal, dazwischen die Elektroden und die Membran.

Jede Einzelzelle kann Teil eines Stapels sein, der an einen externen Stromkreis angeschlossen ist. Die Einheiten können mit geraden parallelen Kanälen oder mit gewundenen Kanälen ausgestattet sein. Moderne Brennstoffzellen, wie die des Toyota Mirai, können auch eine komplexere Struktur für die Sauerstoff- (Luft-) Gaszufuhr aufweisen. Hier sorgt eine lamellenartige Struktur dafür, dass das Wasser aufgrund der Schwerkraft nach unten, weg von der Kathode, fließt, während der Sauerstoff nach oben strömen kann.

Auf diese Weise wird der Transport von flüssigem Wasser in der Sauerstoffschelektrode verbessert, was auch den Transport von Sauerstoff zur aktiven Schicht verbessert. Flüssiges Wasser in der porösen Elektrode behindert den Sauerstofftransport. Mit diesem Design konnte Toyota die Leistung seiner Brennstoffzelle deutlich steigern. Die Abbildung rechts zeigt schematisch, wie diese Lamellenstruktur aussehen könnte.

Wie die Simulation die H₂-Wende befeuert

Die Entwicklung von Brennstoffzellen und das Design der aktiven Schicht werden weiterhin zu einer geringeren Platinbelastung, einer längeren Lebensdauer und einer höheren Leistungsdichte führen. Diese Fortschritte sind zu einem großen Teil dem Verständnis, der Inno-

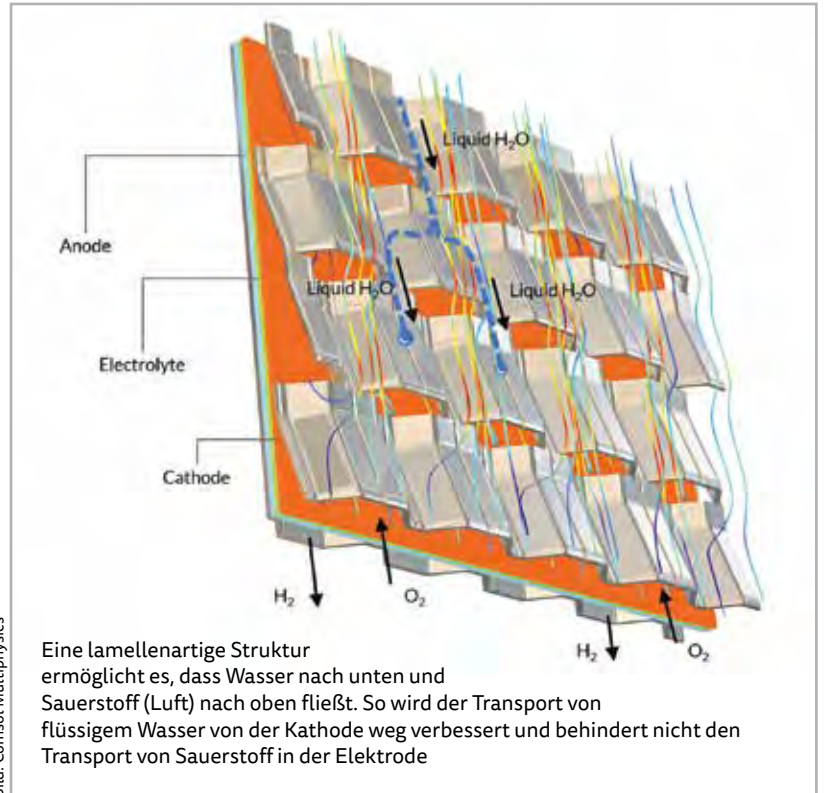


Bild: Comsol Multiphysics

vation und den Optimierungswerkzeugen der Modellierung und Simulation zu verdanken. Diese Werkzeuge ermöglichen auch die optimale Kombination von Brennstoffzellen, Batterien und Superkondensatoren, um Energie und Leistungsdichte zu niedrigen Kosten und mit maximaler Lebensdauer bereitzustellen. Bei der Verringerung der Treibhausgasemissionen und anderer Schadstoffe von Pkw, Bussen und Lkw werden Modellierung und Simulation auch in Zukunft eine wichtige Rolle spielen. (dst)

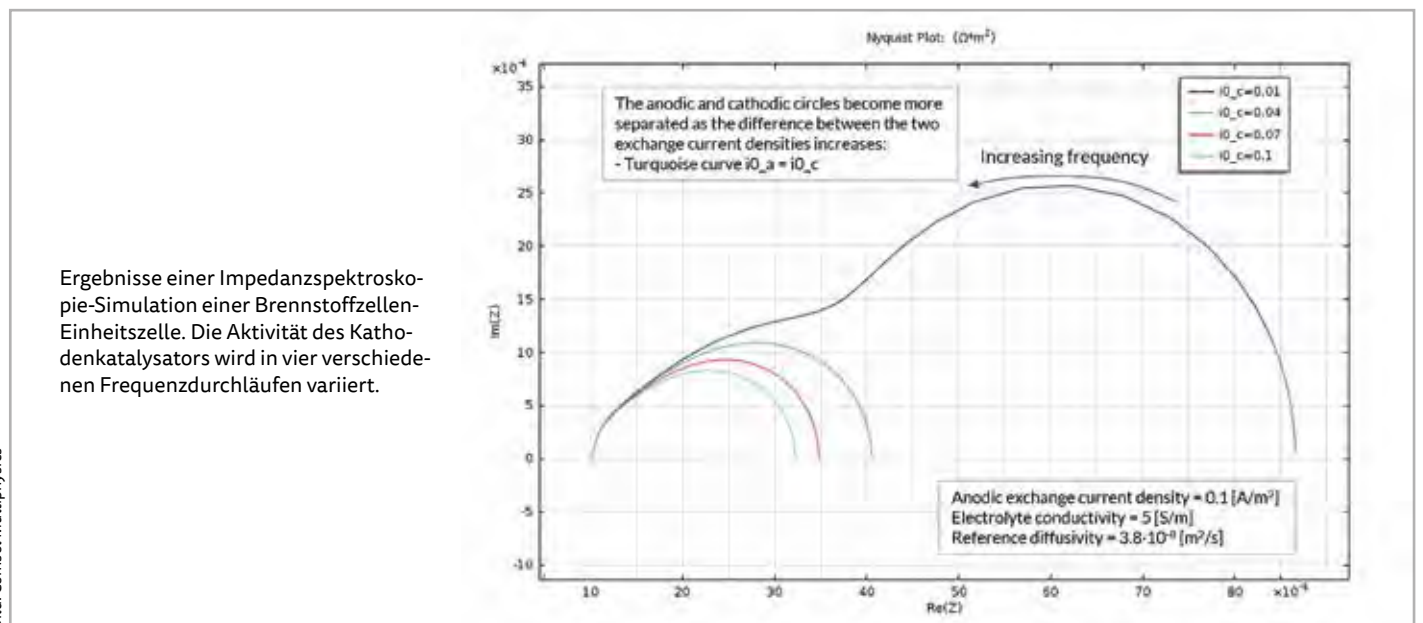


Bild: Comsol Multiphysics



WASSERSTOFFWIRTSCHAFT

Alleskönner oder Energiefresser? Wasserstoff unter der Lupe

Geht es um die Defossilierung von Energie- und industrieller Wertschöpfung kann Wasserstoff (fast) alles – oder? Während die einen von grünem Gas träumen, verdammen die anderen Elektrolyse-Wasserstoff als Verschwendung wertvoller Energie. Was kann der Wunderstoff der Energiewende – und was vielleicht nicht?

Ein Gespenst geht um in Europa: Das des Blackouts, der Dunkelflaute und der Energiearmut. Geschieht ihnen ganz Recht, mögen die einen sagen (hätten Sie doch das Thema Energiewende nur schneller und engagierter verfolgt) – aber die sozialen, ökonomischen oder politischen Folgen wären heftig und unvorhersagbar. Nicht erst seit Ukraine-Krieg und Gaskrise sind Energiespeicher gefragt.

Zuletzt schien es ja, als sei die Angst vor der Dunkelflaute, die jahrelang die Diskussion um erneuerbare Energien bestimmte, unbegründet: Die grüne neue Welt werde es richten, Energie sei überhaupt zu sparen, Strom

könne gegebenenfalls im Netz gespeichert werden und aller schlimmstenfalls gäbe es ja noch die Gaskraftwerke.

Dass es mit dem Gas nicht ganz so einfach ist, muss spätestens nach der Zerstörung der Nordstream-Pipeline niemandem mehr erklärt werden. Jetzt ist guter Rat teuer – und ein alter Bekannter wieder groß im Kommen. Wasserstoff hätte als Energiespeicher großes Potenzial betont dementsprechend Prof. Dr. Fritz Pörnbacher, Präsident der Hochschule Landshut im Rahmen der Landshuter Energiegespräche. Die Idee ist nicht neu: Statt Speicherseen oder Batterien, mit regenerativer Energie Elektrolysegas erzeugen und wenn nötig, rück-

verstromen oder sauber verbrennen – in jedem Fall bliebe nichts als klimaneutraler Wasserstoff zurück. Alternativ kann Wasserstoff natürlich auch in Power-to-X-Prozessen als Basis für Brenn- und Kraftstoffe oder Kohlenwasserstoffe in der Chemie dienen.

Energie-Sekt oder Power-to-Selters? Die schwierige Rolle des Wunderstoffs

Was könnte man nicht alles erreichen, wenn man nur genügend H_2 hätte ... Solange, so meint es zumindest Prof. Dr. Josef Hofmann, Chemiker und Professor für Energie- und Umwelttechnik sowie Sprecher des Forschungsschwerpunkts Energie der Hochschule, seien die effiziente Nutzung und Einsparung von Energie „unbedingt notwendig“. Das Risiko für einen flächendeckenden Blackout im deutschen Stromnetz habe sich leider mit dem Ukraine-Krieg und der daraus entstandenen Energiekrise deutlich erhöht, so der Wissenschaftler. Auch das 1,5-Grad-Klimaziel hält der Forscher für „nicht mehr zu halten“ – immerhin, beim Thema Wasserstoff erlaubt sich Prof. Hofmann ein bisschen mehr Optimismus.

„Wenn wir regenerative Energien in Deutschland stemmen wollen, müssen wir die Erzeugung von Wasserstoff aus regenerativen Quellen und dessen Nutzung enorm ausbauen“, ist der Energiespezialist überzeugt – und stellt dann doch das vielzitierte Beispiel vom „Champagner der Energiewende“ (ein Zitat von Energieexperten Prof. Dr. Claudia Kemfert) hinten an. Wo und wann aber ist dann der Einsatz von Wasserstoff sinnvoll? Es ist die alte Sekt- oder Selters-Frage: Wasserstoff soll zwar (mit der Einschränkung „wo nötig“) auch kleine Probleme (etwa der Kohlenwasserstoff-Gewinnung für Basischemikalien lösen), zugleich aber so wertvoll sein, dass seine befürchtete „Verschwendung“ unwirtschaftlich sei.

Wasserstoff ist (und bleibt) eine Notwendigkeit

Halten wir fest: Für viele Produkte und die Industrie in Deutschland ist Wasserstoff eine notwendige Grundchemikalie, etwa bei der Verfahrenstechnik zur Herstellung von Düngemitteln, Kunststoffen, Pharmazeutika, Solarzellen und Wafern für die Chipproduktion. Alles Anwendungen, auf die man – Energiewende hin oder her – schlecht verzichten will oder sogar kann bzw. die für die Erzeugungsanlagen vom Windkraftwerk bis zum PV-Panel dringend benötigt werden. Aber Wasserstoff ist eben auch ein Gas mit einer geringen Dichte (und daher großem Volumen in der Gasphase) einem Siedepunkt von Minus 253 °C. Soll der begehrte Stoff etwa für den Transport flüssig werden, muss er bis nahe an den absoluten Nullpunkt gekühlt oder stark verdichtet werden.

Wasserstoff gibt es schon heute: So wird in Deutschland derzeit pro Jahr eine H_2 -Menge produziert, die einem Energiegehalt von rund 57 Terrawattstunden entspricht, erklärt eine Fraunhofer-Metastudie (zum Vergleich: Der jährliche Gesamtstrombedarf der Bundesrepublik liegt derzeit bei rund 580 Terrawattstunden). Aber: Es droht nach Erdgas auch beim Thema Wasserstoff eine Gaslücke, so die Fraunhofer-Institute: Ab 2030 übersteige der Bedarf (Prognose bis zu 80 Terrawattstunden) die Erzeugerkapazitäten deutlich. 2040 würde schon das Äquivalent von 100 bis 300 Terrawattstunden, 2050 Gas für zwischen 400 und 800 Terrawattstunden



Bild: Hochschule Landshut

Grüner Sekt oder trübe Aussichten? Das Alleskönner-Gas Wasserstoff hätte das Potenzial, (fast) alle Probleme der Energiewende zu lösen – wenn man es denn hätte.

benötigt. Da bleibt zu hoffen, dass die Energiewende-Sektorkeller gut gefüllt sind.

Grün, grau oder bio? Woher soll der Wasserstoff kommen

Aber woher kommt das Gas eigentlich? Derzeit ist Wasserstoff relativ selten „grün“ – der Löwenanteil ist mit Erdgas erzeugter sog. Grauer Wasserstoff, bei dessen Produktion große Mengen Kohlendioxid frei werden. Klimafreundlich ist das nicht, gibt Hofmann zu Bedenken. Es brauche also Elektrolysegas, am besten mittels regenerativer Energie erzeugtes (sog. Grüner Wasserstoff) aber zumindest emissionsneutral gewonnenes Gas. Allerdings ist schon der theoretische Strombedarf mit etwa 53 kWh pro Kilo H_2 erheblich (dazu kommen Wirkungsgradverluste). So beträgt der Wirkungsgrad großer Elektrolyseure derzeit rund 74 Prozent.

Natürlich gäbe es zur Elektrolyse Alternativrouten, etwa über die Vergasung von Biogas mit Wasser – doch das sei „energetisch unsinnig“ so Hoffmann, und Biogas daher besser direkt zu nutzen. „Spannend“ sei eher die Wasserstoffgewinnung auf einer Kläranlage, da das Koprodukt Sauerstoff direkt in der Abwasserreinigung eingesetzt werden könnte. Also kein H_2 vom Landwirt – aber woher dann? Geht es nach Hoffmann, würde Wasserstoff dort erzeugt, wo Strom aus regenerativen Energiequellen kostengünstig produziert werden kann. Soweit, so gut. Der Professor rechnet vor, dass in Küstengebieten Windstrom für 4 Cent/kWh, in Bayern etwa über Photovoltaik für 6 Cent/kWh hergestellt werden. Die tatsächlichen Kosten seien aber wegen des teuren Stromtransport, der Anschaffung von Elektrolyseuren und der Vergütungsmodelle wesentlich höher.

H_2 -Importweltmeister? Wasserstoff aus aller Welt

Wenn also die H_2 -Gewinnung in Deutschland schwierig und teuer ist und zudem mit der Stromerzeugung kon-

„Wenn wir regenerative Energien in Deutschland stemmen wollen, müssen wir die Erzeugung von Wasserstoff aus regenerativen Quellen und dessen Nutzung enorm ausbauen.“

Prof. Dr. Josef Hofmann, Hochschule Landshut

kurriert, warum nicht einfach Wasserstoffgas importieren? Etwa aus dem sonnigen Australien, per Schiff bis an die Waterkant. Auch dafür müsste das Gas auf unter -253°C abgekühlt werden – kein Ding der Unmöglichkeit, allerdings würde rund 30 Prozent des Energieinhalts auf diese Weise „verloren“ gehen. Nach der Verflüssigung läge der Gesamtwirkungsgrad bei etwa 50 Prozent.

Eine andere Möglichkeit wäre es, Wasserstoff unter Druck zu speichern, was den Wirkungsgrad um ca. 15 Prozent senken würde. Diese Option wird gerne für Anwendungen im Verkehrssektor ins Gespräch gebracht, da sie große Reichweiten und schnelle, einfache und komfortable Betankungsvorgänge ermöglicht. Allerdings wären die Kosten für Infrastruktur und Tankstellen mit entsprechender Sicherheitstechnik relativ hoch. Bleiben Power-to-X-Prozesse, bei denen aus Wasserstoff und CO_2 etwa Methan (Power-to-Gas) gewonnen wird. Dieses lässt sich (analog LNG) bei rund -164°C zu flüssigem Methan verdichten oder als Ersatz für Erdgas direkt ins Erdgasnetz einspeichern.

H₂-Speicher gesucht: Was ist mit Ammoniak und Methanol?

Eine Alternative (und in Hofmans Augen eine zukunftsfähige Lösung) wäre es, Wasserstoff als Flüssigkeit zu speichern, etwa in Form von Methanol oder Ammoniak. Dazu bräuchte es allerdings CO_2 in hoher Konzentration (etwa aus Biogas- und Klärgasanlagen). Dem Professor schwebt etwa vor, in Island zu Weltmarktpreisen Methanol aus regenerativem Wasserstoff und Kohlendioxid aus Vulkanismus zu produzieren und dieses als Flüssigkeit zu speichern. Ein großer Vorteil dabei ist der höhere Siedegrad von $64,7^{\circ}\text{C}$ sowie die Zündtemperatur von 440°C . Methanol ist darüber drucklos speicherbar und der Umgang etwa aus Anwendung im Motorsport vertraut. Außerdem ist der Alkohol als Kraftstoffersatz ver-



Bild: Hochschule Landshut

wendbar, etwa in (umgerüsteten) Ottomotoren. Nicht verschwiegen werden sollte allerdings ein Energieverlust von ca. 25 Prozent bei der Methanol-Herstellung.

Wasserstoff könnte so viel – wann man das begehrte Gas denn hätte. Und so bleiben die Landshuter beim alten Gedanken vom Energie-Champagner. Sinn mache der Einsatz von Wasserstoff für Hofmann nur dort, wo der CO_2 -Ausstoß am

meisten verringert werden kann und wo Strom aus erneuerbaren Quellen im Überschuss vorhanden ist. Als wäre das nicht genug, sollten natürlich durch den Gasimport nicht noch neue Abhängigkeiten von Ländern mit problematischen Menschenrechtssituationen oder diktatorischen Regimen entstehen. Und der Ausbau von Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Energiequellen sei ohnehin zwingend erforderlich.

Zwischen Euphorie und Ernüchterung: Wasserstoff auf dem Prüfstand

Eine Idee laute auch, im Sommer mit Photovoltaik erzeugten Strom, mithilfe von grünem Wasserstoff für das Winterhalbjahr im Wohngebäudebereich zu speichern und unter Einsatz in Brennstoffzellen für die Strom- und Wärmeversorgung zu nutzen. Allerdings seien Elektrolyseure sowie Brennstoffzellen für diesen Anwendungsbereich derzeit noch zu teuer. Durch Fördermaßnahmen des Staates sei auch Photovoltaik in den Markt gekommen, das wäre evtl. auch in diesem Bereich wünschenswert und notwendig.

Daher klingt manches Plädoyer etwas gespalten: Einerseits sollte die effiziente Nutzung von Energie und CO_2 -Einsparung Vorrang haben – also vermeiden, sparen und direkt nutzen – andererseits die Politik bürokratische Hürden und Denkverbote bei der Wasserstoffnutzung aus dem Weg räumen. Dann wäre die schöne neue Welt mit dezentralen Speicherstrukturen, etwa mit Elektrolyseuren bei Kläranlagen und resilienten kommunalen Energiesystemen fast schon da. Im Verkehrsbereich sei Wasserstoff (des Gesamtwirkungsgrades wegen) für die private Nutzung schlicht verboten, für LKW, Bus oder als Kerosinersatz im Flugzeug jedoch diskutabel. Es bleibt nicht ohne Widersprüche. Aber so ist das vielleicht, wenn man alle Probleme der Welt auf einmal lösen möchte. (dst)



Bild: Hystoc project

Erfolgreicher Abschluss des EU Projects Hystoc, das die patentierte LOHC-Technologie und Demonstrator-Anlagensysteme von Hydrogenious einsetzt.

WASSERSTOFF SPEICHERN/LOHC

Flüssig bleiben: Wasserstoff so einfach wie Benzin?

Wasserstoff ist die Lösung aller Defossilierungsversprechen – doch der Umgang mit dem leichten Gas ist aufgrund der geringen Dichte überraschend schwer. Einfacher wäre es, den Stoff in eine Flüssigkeit einzuspeichern, wie es so genannte Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs) versprechen.

Mit dem Wasserstoff ist es so eine Sache: Einerseits kommt das leichte Gas als Lösung für nahezu jede Herausforderung der Defossilierung in Frage, andererseits ist das Handling und die Speicherung von Wasserstoff notorisch schwierig. Egal ob unter hohem Druck oder tiefkalt, die Prozesse sind aufwändig und energieintensiv. Auch ist noch gar nicht klar, ob und bis zu welchen Grenzen die bestehende Infrastruktur für den Einsatz mit Wasserstoff geeignet ist.

Was aber, wenn der Wasserstoff am Ort der Erzeugung in einem Trägermedium gebunden werden könnte? Eine Möglichkeit dafür ist die Reaktion zu Ammoniak oder Methanol. Allerdings ist die Energiedichte dieser Stoffe niedriger als bei reinem H_2 und der Trägerstoff müsste gegebenenfalls erst wieder unter Energieeinsatz zersetzt werden. Einfacher wäre es, einen „Träger“ zu finden, der Wasserstoff aufnehmen und abgeben kann. Das versprechen Liquid Organic Hydrogen Carriers, kurz LOHCs. Diese organischen Substanzen binden Wasserstoff che-

misch und wären kaum schwieriger als etwa Diesel, Benzin oder Heizöl zu handhaben. Auch vorhandene Infrastrukturen ließen sich vergleichsweise einfach nutzen, hoffen die Entwickler. Natürlich geht auch das nicht ohne Energieeinsatz, doch durch eine geschickte Reaktionsführung lässt sich dieser auf ein vertretbares Maß begrenzen. Wie das geht – und welche Rolle die Speicherung in der Wasserstoffwirtschaft der Zukunft haben könnte – erforscht etwa das EU-Projekt Hystoc (kurz für „Hydrogen Supply and Transportation using liquid Organic Hydrogen Carriers“) in Finnland. Das Ziel: Eine effiziente Wasserstoff-Wertschöpfungskette von der Erzeugung bis zur Nutzung unter Anwendung von LOHC-Technologien aufzubauen und zu testen.

Der H_2 -Speicher kommt aus Deutschland

Mit dabei: Wasserstoffspeicher aus Deutschland. Die Firma Hydrogenious aus Erlangen gehört zu den bekann-

Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs) binden Wasserstoff chemisch und kommen daher als Gasspeicher in Frage, der kaum schwieriger als etwa Diesel, Benzin oder Heizöl zu handhaben wäre.

testen Namen, wenn es um LOHCs geht. Die containerbasierten Wasserstoffspeicher der Erlanger wurden in Langzeitversuchen zum Teil über zwölf Monate und bei lokalen zweistelligen Minusgraden genutzt, um Gas zu speichern und mit einer Reinheit gemäß ISO 14687:2-2019 für die Verwendung in Brennstoffzellen freizusetzen. Dafür wurde eine Hydrogenious-Storagebox-10 im finnischen Kokkola von der Firma Woikoski eingesetzt. Das Unternehmen produzierte den Wasserstoff für den Test und war Betreiber der Storage und der Releasebox. Die Firma speicherte das Gas für den Transport in das flüssige organische Trägermaterial ein und gab den Wasserstoff anschließend in der Releasebox für weitere Tests des VTT frei.

„Trotz der Herausforderungen, die in der fünfjährigen Projektlaufzeit auftraten – nicht nur die Pandemie, sondern auch der Verkauf der Geschäftseinheit, in der die direkte Wasserstofftankstellenanwendung bei Projektpartner Woikoski stattfinden sollte, ist das Gemeinschaftsprojekt Hystoc ein sehr erfolgreiches geworden“, erklärt Stefan Naser, Chief Operating Officer von Hydrogenious LOHC Technologies. „Aus unserem LOHC-Material wurde Wasserstoff in einer Menge von rund zwei Tonnen gespeichert und freigesetzt. Damit profitieren

wir für unsere laufenden Upscaling-Implementierungen ganz klar durch dieses Demonstrationsprojekt.“

Wasserstoffspeicher mit Potenzial für mehr

Auch das beteiligte VTT Technical Research Centre of Finland in Espoo, das die Wasserstofffreisetzungsanlage betrieb und die Qualität des freigesetzten Wasserstoffs über mehrere Monate analysierte, war mit den Reinheitsanforderungen und dem Anlagenbetrieb zufrieden: So wurde Wasserstoff in der LOHC-Flüssigkeit über eine Entfernung von 500 km zwischen den Teststandorten Kokkola und Espoo transportiert.

An den Versuchen beteiligt war auch die Erlanger Friedrich-Alexander-Universität bzw. das dortige Institut für Chemische Reaktionstechnik CRT. Die Forscher sind besonders von dem neuen LOHC-Material, das sich noch besser für kalte Umgebungen eignet und eine verbesserte Wasserstofffreisetzungsrate aufweist, angetan.

Auch konnte durch die Integration eines elektrochemischen Wasserstoffkompressors (EHC) das aus dem LOHC freigesetzte Wasserstoffgas in einer einzigen Einheit gereinigt und verdichtet werden. Auch die Möglichkeit, mit dem EHC ein Vakuum im Reaktor zu erzeugen, verbessert die Freisetzungsreaktion und ermöglicht aus thermodynamischer Sicht, niedrigere Reaktionstemperaturen aufgrund der Verschiebung des chemischen Reaktionsgleichgewichts.

Generell sind LOHC-Verfahren aufgrund der nötigen Energie-Einsätze dort sinnvoll, wo die bei der Hydrierung, also der Einlagerung von Wasserstoff, entstehende Wärme genutzt und die bei der Dehydrierung benötigte Wärme verfügbar ist – etwa an großen Industriestandorten mit ihren umfangreichen Energiekreisläufen. Kann beispielsweise niederkalorische Abwärme aus einem anderen Prozess genutzt werden und sind die Wege vergleichsweise kurz, steht LOHC wenig im Wege. (dst)

PROCESS-INFO

Wasserstoffspeicher im Vergleich

- Unter Druck: Wie andere Gase kann auch H_2 unter Druck gespeichert werden – etwa bei Mobilitätsanwendungen oder in Kavernenspeichern. Bei 700 bar beträgt die Dichte ca. 40 kg/m^3 (24 kg/m^3 bei 350 bar). Der Energie-Einsatz ist allerdings erheblich.
- Tiefkalt: Wasserstoff wird bei -253 °C flüssig, wodurch das Volumen auf etwa ein Fünftel schrumpft. Allerdings muss etwa ein Drittel der speicherbaren Energiemenge bereits für die Verflüssigung aufgewendet werden.
- Metallhydride: Durch das Einpressen in ein Metall oder eine Legierung kann Wasserstoff in Form eines Metallhydrids gespeichert werden. Das Austreiben erfolgt durch Druckerniedrigung und Wärmezufuhr. Ein Nachteil ist die hohe Masse und die Dauer der Einspeise-/Abgabevorgänge, trotzdem kommen Metallhydridspeicher etwa auf U-Booten zum Einsatz.
- LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier sind organische Substanzen, die Wasserstoff chemisch binden können. Das trifft im Prinzip auf jede ungesättigte organische Verbindung (C-C-Doppel- oder Dreifachbindung) zu, in der (experimentellen) Praxis werden meist Thermalöle eingesetzt, die einfach zu handhaben sind. Ein Nachteil ist auch hier das Wärmemanagement und die vergleichsweise große Menge an Trägerstoff.
- Methanol: Auch Methanol, der einfachste Vertreter der Alkohole, eignet sich als Wasserstoffspeicher, indem Wasserstoff mit Kohlendioxid oder -Monoxid aus der Luft oder Abgasen umgesetzt wird. Auch Methanol lässt sich einfach transportieren, weiterverarbeiten oder Kraftstoffen beimischen, ist aber auf eine Kohlenstoffquelle angewiesen.
- Ammoniak: Ammoniak gilt als heißer Kandidat für das Speichern und Transportieren von Wasserstoff, nicht zuletzt, da aufgrund der geringen Entflammbarkeit die Explosionsgefahr deutlich niedriger als bei elementarem H_2 ist. Ammoniak hat im Gegensatz zum anspruchsvollen Wasserstoffgas bei 20 °C einen Dampfdruck von lediglich 8,6 bar und wird bei -33 °C flüssig. Zudem braucht NH_3 keine Kohlenstoffquelle.

WASSERSTOFFLOGISTIK

Wo Europas Wasserstoffherkommen könnte

Um seinen Bedarf zu decken, wird Europa Wasserstoff importieren müssen. Wo wird der Wasserstoff herkommen und auf welchem Weg erreicht er Europa? Der Tüv Nord hat die Exportländer, Handelsrouten und mögliche Trägersubstanzen unter die Lupe genommen.



Kanada steht aktuell im Fokus als möglicher Lieferant von Wasserstoff für die deutsche Energie- und Industrielandschaft. „In der Tat werden Deutschland und Europa große Mengen Wasserstoff importieren müssen, um den Bedarf der hiesigen Wirtschaft zu decken. Auch kleinere und mittlere Unternehmen werden sich fragen müssen, wie sie an ihren Wasserstoff kommen und wie dieser auf dem Werksgelände ankommen wird“, betont Carsten Gelhard, Leiter des Hydrohub, der Wasserstoffinitiative von Unternehmen der Tüv Nord Group.

Mit Blick auf die globalen Handelsrouten kristallisieren sich bei Wasserstoff einige Schwerpunkte heraus: Für den Transport über weite Strecken wird der Seeweg die einzige Option bleiben – das gilt beispielsweise für Herstellerländer mit Exportüberschuss wie Kanada, Chile, Australien oder auch Saudi-Arabien.

Chile hat großes Potenzial: Es herrschen optimale Bedingungen für erneuerbare Energien, die sich in niedrigen Strompreisen niederschlagen. Sobald Wasserstoff in Chile zu wettbewerbsfähigen Konditionen hergestellt werden kann oder sein Import in den Bedarfsländern bis dahin subventioniert würde, könnte die Produktion in Chile sehr schnell hochgefahren werden.

Für kürzere Strecken, kommen für den Transport Landwege oder Pipelines in Betracht: Dänemark, das Wasserstoff hauptsächlich aus Windenergie und Elektrolyse erzeugen wird, sieht den Transport des Wasserstoffs via Pipeline als beste Alternative; ebenso Norwegen. In Spanien und Marokko wiederum gilt Elektrolyse in Kombination mit Photovoltaik als aussichtsreich – bei überschaubaren Transportstrecken.

Unterschiedliche Trägersubstanzen stehen für den effizienten Import zur Verfügung, erläutert Carsten Gelhard weiter: „Die Trägermaterialien mit dem größten Potenzial sind neben Ammoniak auch Methanol, flüssige organische Wasserstoffträger – die so genannten LOHC – oder flüssiger Wasserstoff, LH₂.“ Saudi-Arabien zum Beispiel fokussiere sich für den Transport auf Ammoniak als Trägermaterial, das auch vermehrt als nachhaltiger Schiffstreibstoff diskutiert werde.

Innerhalb der europäischen Binnenmärkte sollen zur Kosteneffizienz soweit wie möglich bestehende Speicher- und Transport-Infrastrukturen umgewidmet werden, betont Gelhard: „H₂-Readiness in allen aktuellen Planungen zu berücksichtigen, ist deshalb entscheidend wichtig – beispielsweise auch bei der Wasserstoff- und Ammoniaktauglichkeit neuer LNG-Terminals.“ (dst)

Grün heißt nicht autark: Mitteleuropa wäre auch im post-fossilen Zeitalter auf Energie- und Rohstoff-Importe angewiesen.

KOOPERATION FÜR SOLARFUELS

Flugbenzin aus Licht und Luft

Weil Batterien zu schwer für die benötigte Energiedichte sind, setzt die Fliegerei große Hoffnungen auf „grünes“ Kerosin. Wie das erzeugt werden kann, ist wohlbekannt – doch kommt die Kombination aus grünem Syngas und Fischer-Tropsch nicht in Gang. Bringt eine Kooperation zweier Power-to-X-Pioniere zusammen, was zusammen gehört?

Pack die Sonne in den Tank: Die Vision, aus grünem Strom (Power) Kraft- und Brennstoffe, aber auch Basischemikalien und Rohstoffe zu gewinnen (X), ist bestechend: Power-to-X-Prozesse würden es ermöglichen, nicht nur emissionsneutrale Autos oder Lastwagen zu betreiben, sondern auch „grünes“ Kerosin für die notorisch energiehungrige Luftfahrt zur Verfügung zu stellen. Ganz nebenbei würden diese Verfahren einen Weg aufzeigen, die Produktion von Stahl und Zement aus dem Klammergriff der Kohle zu lösen.

Und was ist mit der Batterie? Was im Elektro-Auto funktioniert, wäre für ein Elektro-Flugzeug wortwört-

lich ein Riesenproblem: Die enorme Energiedichte flüssiger Kraftstoffe ist mit Batterien nicht zu haben. Eine Boeing 747, vollgepackt mit Urlaubern, Fracht und natürlich Kraftstoff, braucht satte 90 Megawatt Energie, um mit 400 Tonnen Takeoff-Weight abzuheben. Eine entsprechende Lithium-Ionen-Batterie wie die australische 150-MW-Hornsedale Power Reserve könnte diese Leistung gerade einmal für zwei Stunden und fünfzehn Minuten liefern.

Abgesehen davon ist der Megaspeicher Down-Under um ein Vielfaches schwerer als das Flugzeug, das er antreiben müsste und groß genug, auf der Fläche mehrere



Ineratec bietet modulare chemische Anlagen für Power-to-X- und Gas-to-Liquid-Anwendungen an und liefert nachhaltige Kraftstoffe sowie chemische Produkte: Wasserstoff aus erneuerbarem Strom und Treibhausgas wie CO₂ werden in E-Kerosin, CO₂-neutrales Benzin, sauberen Diesel oder synthetische Wachse, Methanol oder SNG umgewandelt.

Jumbos zu parken. Selbst wenn künftige Batteriegenerationen erheblich kleiner oder leichter wären, kämen sie spätestens bei Interkontinentalflügen ins Schwitzen.

Warum der Batterie-Jumbo nichts wird

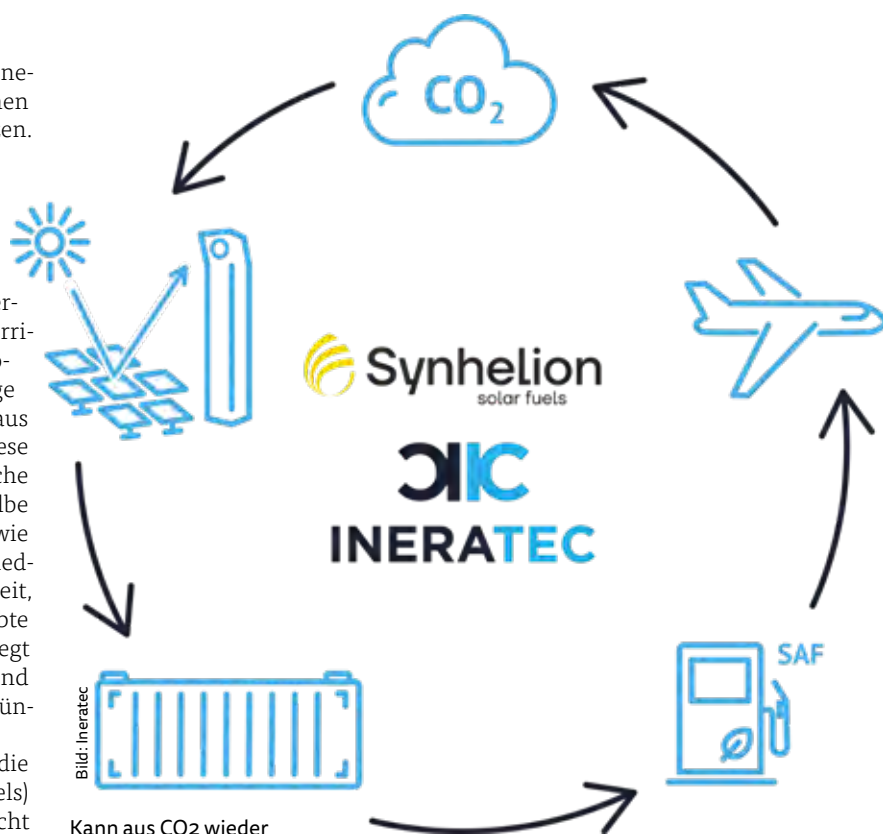
Es braucht also eine Alternative zu Batterie und Erdöl, wenn der Luftverkehr defossiliert werden soll. Eine Möglichkeit wäre die Verwendung von Wasserstoff – allerdings ist das leichte Wundergas ein störrischer Partner, der tiefkalt verflüssigt oder unter hohem Druck getankt werden müsste. Doch es ginge auch anders: Mit synthetischem Kerosin, hergestellt aus Kohlenmonoxid, Kohlendioxid und Wasserstoff. Diese Rezeptur klingt bekannt – tatsächlich haben klassische Synthesegase aus der Kohlechemie praktisch dieselbe Zusammensetzung. Das hat verschiedene Vorteile wie etwa die universelle Nutzbarkeit für ganz unterschiedliche organische Zielmoleküle sowie die Möglichkeit, bewährte und im großindustriellen Maßstab erprobte Produktionsprozesse zu nutzen. Die Schwierigkeit liegt also darin, die Syngas-Bestandteile nachhaltig (und nicht aus Kohle, Öl oder Gas) zu gewinnen – dann stünde dem „grünen“ Benzin nichts im Wege.

Die Branche jedenfalls setzt große Hoffnungen auf die so genannten SAFs (kurz für Sustainable Aviation Fuels) und unter Herstellern und Anlagenbauern herrscht Goldgräberstimmung. Allerdings braucht es dafür mehr als „nur“ einen Elektrolyseur oder eine Fischer-Tropsch-Synthese: Es braucht ganz neue Wertschöpfungsketten. Deswegen klingt es einleuchtend, dass mit Ineratec und Synhelion zwei Power-to-X-Pioniere gemeinsam an einer SAF-Valuechain arbeiten wollen, um den „grünen“ Retortensprit schnell in den Markt zu bekommen.

Power-to-X soll grünes Kerosin bringen

Beginnen wir mit Sonnenlicht: Hier kommt die technologische Expertise von Synhelion ins Spiel, die einen einzigartigen Prozess nutzen, um Sonnenlicht zu bündeln und als Prozesswärme zu nutzen. Das Spin-off der Eidgenössischen Technischen Hochschule Zürich will diese, zusammen mit CO₂ und Wasserdampf aus der Luft nutzen, um eine Art Synthesegas zu erzeugen. Daraus soll anschließend mit der modularen Mikroreaktionstechnik von Ineratec flüssiges SAF erzeugt werden.

„Unsere Technologie ist darauf ausgelegt, Synthesegas mithilfe von Sonnenwärme zu erzeugen“, erklärt Philipp Good, Chief Technology Officer bei Synhelion. „Ineratec



Kann aus CO₂ wieder Brennstoff werden? Gemeinsam wollen die Power-to-X-Pioniere Synhelion und Ineratec eine Wertschöpfungskette für grünes Kerosin aufbauen.

tecs modulare Fischer-Tropsch-Synthesereaktoren sind die perfekte Lösung für uns, um Solartreibstoffe in industriellem Maßstab zu produzieren und in den Markt für synthetische Treibstoffe einzusteigen.“

Airlines fliegen auf Synfuels

Derzeit bauen die Eidgenossen die weltweit erste industrielle Anlage zur Herstellung von nachhaltigem Kerosin aus Solarenergie im nordrhein-westfälischen Jülich. Mithilfe der modularen und kosteneffizienten Technologien soll die Wirtschaftlichkeit und Skalierbarkeit der Produktion von solaren Treibstoffen demonstriert werden. Danach planen beide Partner, die Treibstoffproduktion mit Unterstützung von Industriepartnern wie Swiss International Air Lines und der Lufthansa-Gruppe schnell auszubauen.

„Unsere Kooperation zeigt, was wir erreichen können, wenn Partner mit derselben Vision zusammenarbeiten. Gemeinsam produzieren wir nachhaltige Kraftstoffe, um den Verkehr klimafreundlicher zu gestalten“, meint auch Tim Böltkén, Geschäftsführer und Gründer von Ineratec. Das junge Unternehmen aus Karlsruhe – entstanden am KIT – hatte erst kürzlich wichtige Finanziern und Partner für die E-Fuels-Produktion gewinnen können, darunter der Luft- und Raumfahrtkonzern Safran aus Frankreich (Nachfolgeunternehmen des französischen Triebwerksbauers Snecma).

Ob das schon die Startfreigabe für SAF ist? Vielleicht – aber bis Urlaubs- Fracht und Geschäftsflüge wirklich „grün“ werden, könnte noch einige Zeit ins Land gehen. Die Marktforscher bei Roland Berger rechnen nicht vor 2035 damit, dass nachhaltig produziertes Flugbenzin in nennenswerter Menge auf den Markt kommt. (dst)

PROCESS-INFO

Grünes Benzin unter der Lupe

„Grünes“ Benzin kann prinzipiell auf verschiedene Arten und Weisen gewonnen werden: Ob als Biokraftstoff, bei dem biogene Kohlenstoffquellen genutzt werden, als E-Fuel (mittels Elektrolyse-Wasserstoff) oder dediziertes Solar Fuel (eine Synhelion-Begriff, der mittels Solarwärme erzeugten Kraftstoff bezeichnet). In jedem Fall wird Synthesegas (ein H₂/CO-Gemisch) in Gas-to-Liquid-Verfahren in flüssige Kraftstoffe umgewandelt.

CHLORCHEMIE IN DER ENERGIEKRISE

Sind sie noch zu retten?

Kein Gas und trotzdem in der Krise: Auch die Chlorchemie ächzt unter den enormen Energiekosten. Die Produktion in Europa ist rückläufig und die Wettbewerbsfähigkeit bedroht, diagnostiziert Eurochlor. Gut, dass in Europa Chlor meist da produziert wird, wo er verbraucht wird. Aber wie lange noch?



VERFASST VON

Dominik StephanRedakteur
PROCESS

Industrieverbände mahnen, drohen und klagen – daran hat man sich gewöhnt. Sich für ihre Branchen, mit zum Teil sicher auch einmal übertriebenem Pathos, in die Bresche zu werfen, gehört zum Geschäft der Interessenvertreter. Und doch klingen in Zeiten von Ukrainekrieg und Gaskrise die Stimmen anders, dramatischer: „Unsere Wettbewerbsfähigkeit ist in der Tat bedroht“, erklärt Wouter Bleukx, von 2020 bis 2022 Chairman von Euro Chlor, dem Verband der Betreiber von Chloralkali-Anlagen in Europa (einer Sektorgruppe des europäischen Chemieverbands Cefic). Verlöschen die Lichter in Europas Industrieanlagen?

Dass es ausgerechnet die Chlorchemie ist, die mit drastischen Worten vor dem Winter der Unzufriedenheit warnt, überrascht vielleicht: Schließlich steht mit der

Chloralkali-Elektrolyse ein elektrochemisches Verfahren im Mittelpunkt, das weder fossile Energien, noch Erdgas oder Naphtha als Rohstoff nutzt und sich – emissionsneutral erzeugten Strom vorausgesetzt – auch relativ leicht defossilieren lassen würde.

Wer soll das bezahlen, wer hat soviel Geld?

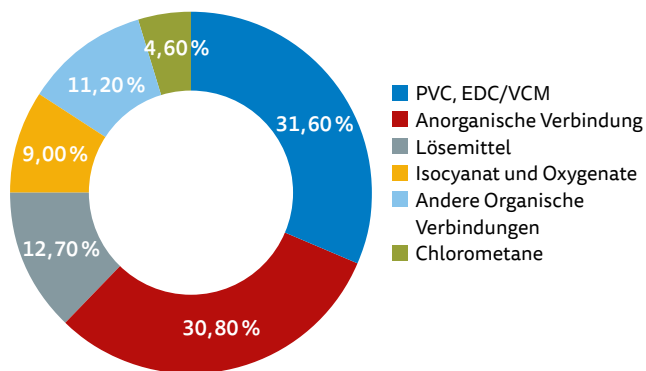
Trotzdem stehen die Zeichen auf Sturm: Auch wenn der wichtigste Rohstoff für die Chlorgewinnung – Salz – auf absehbare Zeit nicht knapp wird, Strom ist es schon jetzt. Und wo er nicht knapp ist, ist er teuer. Es ist daher fraglich, ob es den Firmen möglich sein wird, diese Kostensteigerungen zumindest zum Teil an die Kunden weiter zu reichen, oder ob die Preiselastizität hier an Grenzen

Dunkle Wolken ziehen über der Industrie auf: Die Energiekrise bedroht die Chlorchemie wie hier am Vynova-Standort Tessenderlo, Belgien.

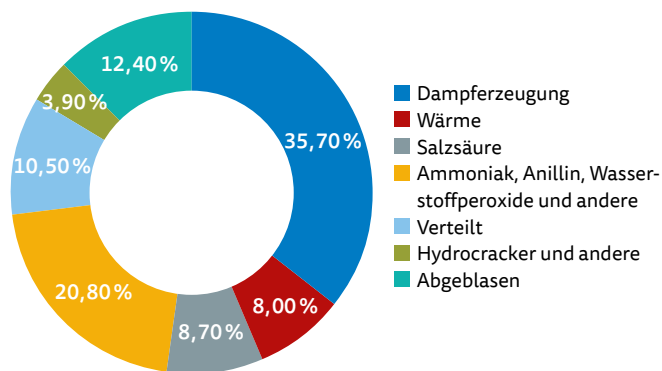
Bild: Vynova



Dafür wird Chlor in Europa genutzt:



Was geschieht mit dem Wasserstoff der Chlorchemie?



9.662.000 Tonnen Chlor wurden 2021 in Europa zu verschiedensten Chemieprodukten wie etwa PVC verarbeitet.

Quelle: Eurochlor

stößt. Zum ersten Mal übersteigen die Importe in die EU die Menge der Ausfuhren – und das sowohl bezogen auf das schiefe Produktvolumen als auch auf den Wert.

Entsprechend zwiegespalten blickte der scheidende Eurochlor-Vorsitzende (dessen Amtszeit exakt auf die Corona-Jahre 2020-22 fiel) auf seine letzte Eurochlor-Generalversammlung: „Die Chlorproduktion hat sich nach der Covid-19-Krise erholt und intensive Bemühungen helfen, den Zugang zu Energie zu wettbewerbsfähigen Kosten zu sichern“, erklärte Bleukx. Zwar habe der Verband trotz Pandemie viel erreicht – was sich unter anderem daran zeige, dass es in den vergangenen zehn Jahren keinen Unfall beim Transport von Chlor mehr gab – doch sei seit Mitte 2022 zum ersten Mal ein endgültiges Ende der Industrie vorstellbar.



Bild: Michel@Wiegandt.be/Vynova

In unruhigen Zeiten: Vynova-Manager Johan Van Den Broeck übernimmt den Euro-Chlor-Vorsitz.

rund 9.645.000 Tonnen Chlor, 4,6 Prozent mehr als im Corona-Jahr 2020. Das Membranverfahren hat sich mit 84,5 Prozent Marktanteil zur dominierenden Technologie vor dem Diaphragma (11,5 Prozent der Produktion) und der quecksilberhaltige Chlor-Alkoholat-Elektrolyse (weniger als vier Prozent, nur noch bis 2027) gemausert. Dazu kommt die Gewinnung aus Salzsäure oder Chlorwasserstoff.

Großes vor: Die Chemie will sich wandeln

Dabei hätte man eigentlich gerne über Nachhaltigkeit geredet, hatte sich Eurochlor doch erst 2021 ein neues Sustainability-Programm für das nächste Jahrzehnt gegeben. Dazu gehören auch neue KPIs, die nicht nur wirtschaftliche und technologische Aspekte messbar machen sollen, sondern auch etwa den Beitrag zum Netzlastausgleich oder den Carbon-Footprint der Chemie umfassen.

Ein Lichtblick für die Branche ist ausgerechnet ein

Koppelprodukt, das bisher keine allzu große Rolle spielte – aber derzeit in aller Munde ist: Wasserstoff. Das leichte Gas fällt bei der Chlor-Elektrolyse quasi nebenbei an (genau wie Natronlauge). Die Chlorchemie selbst hat dafür keine Verwendung, doch für die Energiewirtschaft sowie als Rohstoff für die Chemie

ist das Molekül eine begehrte Ressource. Jede ungenutzte Tonne Wasserstoff aus der Chlorproduktion schmerzt daher die Betreiber mehr und mehr.

Wie der Krieg die Zukunft frisst

Europa verliert in rasender Geschwindigkeit an Wettbewerbsfähigkeit und ein Ende ist nicht absehbar: Spätestens mit dem Repower-EU-Programm ist die Zeit der Rohstoff- und Energielieferungen aus Russland gezählt – auf echte Alternativen warten Verbraucher und Gewerbe aber weiterhin, auch wenn nach und nach erste Flüssiggasterminals ans Netz gehen. Kein Wunder, dass die Eurochlor-Kommission bereits im April 2022 Energie als Achillesferse der Industrie definiert hat. Dementsprechend ist der Bedarf nach erneuerbarer und flexibler Energie gewaltig.

Denn der Idee, doch einfach die Produktion und damit den Verbrauch zu drosseln, erteilt die Branche erwartungsgemäß eine Absage: Die Chemie sei entscheidend und integraler Bestandteil zahlreicher Wertschöpfungsketten, weiß auch die EU und versichert, die Meister der Moleküle mit als Letzte vom Netz abzuklemmen.

Wie es aber weiter gehen kann und soll, weiß naturgemäß niemand. Zum Glück für die europäischen Chlorproduzenten ist die Industrie kleinteilig und in der Fläche verteilt: Anders als etwa in den USA spielt der Transport von Chlor in größeren Volumina in Europa kaum eine Rolle. Chlor wird meist in integrierten Industriestandorten für den lokalen Verbrauch produziert. Insgesamt 62 Werke in der EU produzierten im Jahr 2021

62 Standorte in der EU produzierten 2021 rund 9.645.000 Tonnen Chlor, 4,6 Prozent mehr als im Corona-Jahr 2020.

Chlorproduktion bedeutet auch Wasserstoff

Derzeit produzieren die Eurochlor-Unternehmen rund drei Milliarden Kubikmeter Wasserstoff, von dem rund 85 Prozent genutzt werden, der Löwenanteil davon zur Dampferzeugung (35,7 Prozent) bzw. für die Produktion

von Ammoniak, Anilin, Wasserstoffperoxid oder anderen chemischen Bausteinen (20,8 Prozent). Nicht verschwiegen werden sollte in diesem Zusammenhang, dass rund 40.000 Tonnen Wasserstoff ungenutzt in die Atmosphäre abgeblasen werden. Zwar sind 40.000 angesichts einer europäischen Gesamtproduktion im Millionen-Tonnen-Maßstab nicht viel, aber eben doch 40.000 Tonnen eines der in Energiewende-Zeiten begehrtesten Moleküle.

Wird die Chlorchemie zur Keimzelle einer neuen Elektrolyse-Wertschöpfung? Erfahrung mit Anlagen, die deutlich größer als die typischen Container-Plants der H_2 -Start-ups sind, hätte die Branche schon einmal. Und nicht nur das: Da Elektrolyseanlagen relativ flexibel mit schwankenden Strommengen betrieben werden können, kann die Industrie zur Netzstabilisierung beitragen – ein Aspekt, der angesichts der fluktuierenden erneuerbaren Energien noch an Bedeutung gewinnen könnte. Die Schwierigkeiten dürften eher auf Seiten der Anwenderbranchen liegen, die sich an eine fluktuierende Versorgung gewöhnen müssten – für die durchintegrierten Chemiestandorte absolutes Neuland.

I Neuer Chairman in unruhigen Zeiten

Diese Perspektive dürfte allerdings Wouter Bleukx nicht mehr so sehr beschäftigen: Auf der Generalversammlung der europäischen Chlorchemie im September 2022 in München wurde Johan Van Den Broeck, Executive Vice President Commercial bei Vynova, einer Gruppe in der die Chlorchemie der ehemaligen Inovyn gebündelt wurde, zum neuen Chairman gewählt. In den nächsten zwei Jahren will der belgische Chemiemanager daran arbeiten, Eurochlor zu einem nachhaltigen und wettbewerbsfähigen Player in der internationalen Chemieindustrie zu machen und wirbt bei den Unternehmen dafür, mit einer Stimme zu sprechen.

Energie-Prozesse seien dafür ebenso entscheidend wie das Verständnis der Politik für die Rolle des Sektors

PROCESS-INFO

Durchblick in Sachen Chlor

- **Amalgam-Verfahren:** Chlorelektrolyse zwischen einer Anode aus Titan und einer Quecksilber-Kathode (an der sich durch das entstehende Natrium das namensgebende Natrium-Amalgam bildet). Entspricht aufgrund der Quecksilberemissionen und des hohen Energieverbrauchs nicht mehr der besten verfügbaren Technologie und durfte in der EU nur bis 2017 betrieben werden.
- **Membran-Elektrolyse:** Das Membranverfahren nutzt eine etwa 0,1 mm dünne chlorbeständige Kationentauscher-Membran, die eine hohe Produktreinheit bei geringerem Energieeinsatz ermöglicht. Etwa 2/3 der Chlorelektrolyse-Anlagen weltweit nutzen diese vergleichsweise neue Methode.
- **Diaphragma:** Beim Diaphragma-Verfahren findet die Elektrolyse entlang eines Asbest- oder PTFE-Diaphragmas statt. Die Verwendung von Asbest entspricht der BVT und auch die Reinheit der Natronlauge ist nur begrenzt. Das Verfahren spielt in der EU nur eine Nebenrolle, ist aber z. B. in den USA noch weit verbreitet.
- **Euro Chlor:** Euro Chlor ist der Verband der Chloralkali-Betreiber in Europa. 1969 gegründet hat der Verband mit Sitz in Brüssel heute 39 Mitgliedsfirmen, die zusammen 97 Prozent der europäischen Chlorchemie ausmachen. Dabei gehört Euro Chlor zum Europäischen Chemie-Industrie-Verband Cefic. Alle drei Jahre veranstaltet der Verband eine Technologie-Konferenz mit wechselndem Standort, zuletzt im Mai 2022 in Warschau.

als Lieferant für nahezu sämtliche Wertschöpfungsketten, so Van Den Broeck in München. All diese Pläne wären allerdings Makulatur, wenn es zum Schlimmsten kommen sollte. Wer sich wandeln will braucht Mut – vor allem muss er aber lang genug am Leben bleiben. (dst)

FESTOXID-BRENNSTOFFZELLEN

Hand in Hand zum Katalysator

Kommt jetzt der Brennstoffzellendurchbruch oder kommt er nicht? Das es mit der Wasserstoffverstromung so lange dauert, hat verschiedene Gründe – einer davon: Die fehlende Verfügbarkeit von Brennstoffzellen. Bringen neue Katalysatoren die ersehnte SOFC-Wende?



Prof. Dr. Christian Hulteberg, CEO und Gründer von Hulteberg Chemistry & Engineering: „Wir freuen uns, dass Heraeus den Wert, der von uns entwickelten Katalysator-technologie, erkannt hat und sehen einer langen und für beide Seiten vorteilhaften Zusammenarbeit in diesem Bereich entgegen.“

Bild: Heraeus

Brennstoffzellen sind bis heute eine Revolution im Konjunktiv geblieben: Prinzipiell könnten durch die „kalte“ Reaktion von Sauerstoff und Gas, etwa Wasserstoff, ganz ohne Verbrennung, elektrischer Strom mit enormen Wirkungsgraden gewonnen werden.

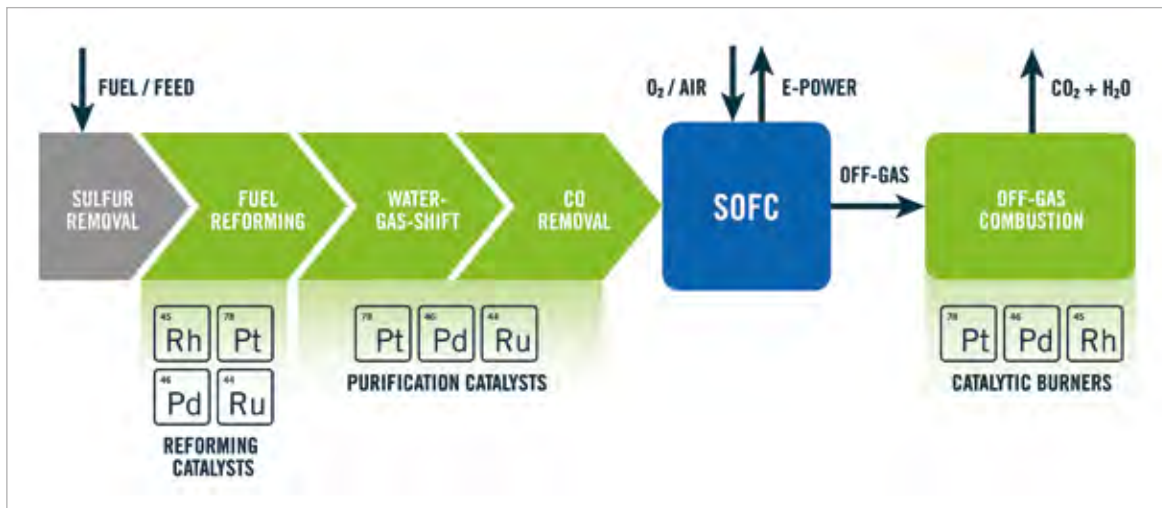
Praktisch setzt die Physik, insbesondere die unvermeidliche Vermischung von „Brenn-“ und Abgasen in der Zelle selbst, den Wirkungsgraden unvermeidliche Grenzen. Ein Mitschuldiger: Der flüssige Elektrolyt, also das meist flüssige Medium, das die Funktion des Ionenleiters übernimmt.

Doch es ginge – vielleicht – auch anders: Mit hohen Temperaturen und einem festen Elektrolyten aus einem nur wenige Hundertstel Millimeter starken Festoxid-

keramik-Material kommen Festoxid-Brennstoffzellen (auch SOFC oder Solid Oxide Fuel Cells genannt) auf enorme Wirkungsgrade. 60 Prozent und mehr rein elektrischer Wirkungsgrad, also ohne Nutzung der entstehenden Wärme, seien wohl machbar, sind nicht wenige Entwickler zuversichtlich. Kommt die Abwärmenutzung dazu, wären sogar Gesamtwirkungsgrade von über 80 Prozent machbar.

! Fehlt es an den passenden Katalysatoren?

Damit wären die SOFC-Zellen die so schmerzlich vermisse Enabler-Technologie für Power-to-Gas-Prozesse, die ja bisher häufig unter vergleichsweise geringen Wir-



Die neuen Edelmetallkatalysatoren werden im (Vor-) Reformierung, der Wasserstoffreinigung und der Abgasverbrennung eingesetzt.

Bild: Heraeus

kungsgraden leiden – in der Tat ist die Diskussion um die scheinbare Energieverschwendung der unvermeidlichen Umwandlungsverluste ein vielgebrauchtes Totschlagargument gegen Wasserstoff, E-Fuels oder synthetische Kraftstoffe. Mit Strom-zu-Strom-Wirkungsgraden von 70 Prozent und mehr würden reversible SOFC-Brennstoffzellen in einer Liga mit Pumpspeicherwerken spielen, hoffen die Experten.

Durch die Nutzung von Erdgas oder Propan könnten Festoxid-Brennstoffzellen übrigens schon jetzt eine entscheidende Rolle in der Energieversorgung spielen – wenn es sie denn schon in ausreichender Menge und Kapazität gäbe.

Doch bis die Technologie wirklich massentauglich ist, ist noch einige Entwicklungsarbeit zu leisten, nicht zuletzt bei den notwendigen Katalysatoren – das zumindest glauben die Entwickler bei Hulteberg Chemistry & Engineering. Die Schweden entwickeln und produzieren in Malmö heterogene Katalysatoren für eine Vielzahl von Branchen, von der Wasserstoffproduktion über die Elektronik bis zu erneuerbaren und recycelten Brennstoffen und Chemikalien.

Mit einiger Erfahrung im Bereich der Methanreformierung mit Dampf und der Vorformung von Katalysatorformulierungen sehen sich die Katalysator-Spezialisten gut für die Herausforderung SOFC gerüstet, betonen Firmensprecher.

! Kooperation mit Materialspezialisten

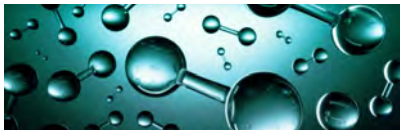
Das überzeugte auch die Metalltechnologie-Spezialisten Heraeus: Das Unternehmen mit Sitz in Hanau will zusammen mit Hulteberg Katalysatoren für Festoxid-Brennstoffzellen entwickeln und vermarkten, darunter auch solche für die Reformierung von Kohlenwasser-

Mit möglichen Gesamtwirkungsgraden von 80 Prozent wären SOFC-Zellen die Enabler-Technologie für Power-to-Gas-Prozesse, die bisher unter vergleichsweise geringen Wirkungsgraden leiden.

stoffen oder die Synthesegaserzeugung durch partielle Oxidation.

„Wir freuen uns, dass Heraeus den Wert, der von uns entwickelten Katalysator-Technologie, erkannt hat und sehen einer langen und für beide Seiten vorteilhaften Zusammenarbeit in diesem Bereich entgegen. Es ist eine ausgezeichnete strategische Ergänzung für beide Unternehmen“, erklärt Prof. Dr. Christian Hulteberg, CEO und Gründer des schwedischen Katalysatorspezialisten. Ebenfalls auf der Agenda: Die Reinigung von Synthesegas durch Wassergasverschiebung, präferentielle Oxidation (PROX) und selektive Methanisierungsreaktionen zur Gewinnung von reinem Wasserstoff (H₂). „Dadurch erhalten unsere Kunden Zugang zu bestehenden neuen Produktinnovationen für Katalysatorlösungen auf Edelmetall- und Basismetallbasis“, ergänzt Dominik Sperzel, Global Head of Sales Heterogeneous Catalysis von Heraeus Precious Metals. „Außerdem können wir die Innovationskraft von Hulteberg mit den bestehenden großtechnischen Fertigungsmöglichkeiten von Heraeus kombinieren“, so der Katalysator-Experte. Ob das den Durchbruch für die Technologie bedeutet? Ein erster Schritt scheint jedenfalls gemacht. (dst)

WASSER- STOFF FORUM



20.-21. November 2023
VCC Würzburg

Schwerpunkte des Wasserstoff-Forums:

- **Wasserstoffherzeugung:** Von der Baukasten-anlage im Container bis zur Mega-Elektrolyse
- **Transport, Infrastruktur und Werkstoffe:** Pumpen, Armaturen und Verdichter
- **Energieturbo für den Mittelstand:** So nutzen KMUs die H₂-Chance
- **Wasserstoffnutzung:** Brennstoffzelle, Power-to-X und Gasprozesse im Fokus
- **Schöne, neue Wasserstoffwelt:** Konsequenzen und Chancen der industriellen Defossilierung

Das Wasserstoff-Forum ist Teil der Förderprozess-Foren. Als Teilnehmer haben Sie die Möglichkeit, auch die Vorträge der anderen Foren und die gemeinsame Fachausstellung zu besuchen.

Jetzt Frühbucherticket sichern!

Das Wasserstoff-Forum ist die Plattform für Wasserstofftechnologien und -lösungen aus der Perspektive der Industrie: Erzeugen, Transportieren, Speichern und Nutzen stehen im Mittelpunkt der praxisorientierten Vorträge und Workshops. Freuen Sie sich auf Best-Practices, konkrete Lösungen sowie technologische Entwicklungen, mit denen Sie sich schon heute für die Wasserstoff-Infrastruktur der Zukunft fit machen.

www.foerderprozess-foren.de

BESUCHEN SIE UNS AUCH HIER



Facebook: facebook.com/process.de



Twitter: twitter.com/process_de



YouTube: youtube.com/user/ProcessDE



LinkedIn: linkedin.com/company/process-vogel



Impressum



VOGEL COMMUNICATIONS
GROUP

Vogel Communications Group GmbH & Co. KG

Max-Planck-Str. 7/9

97082 Würzburg

www.vogel.de

info@vogel.de

Registergericht Würzburg,

HRA 245, Komplementär GmbH:

Vogel Communications Group

Verwaltungs GmbH, HRB 10

Geschäftsführung:

Matthias Bauer (Vorsitz)

Günter Schürger

Redaktionell verantwortlich:

Dr. Jörg Kempf, V.i.S.d.P., Dominik Stephan (dst)