

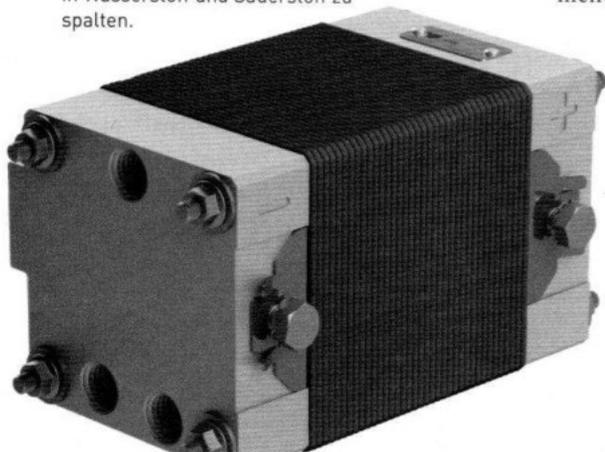
Allrounder im Wartestand

Langzeitspeicher, Regelenergie-Erzeuger und Ökosprit-Lieferant – Power-to-Gas-Anlagen könnten bei der Energiewende eine zentrale Rolle übernehmen. Doch noch ist die Technik zu teuer.

Von Sascha Rentzing



Gestapelte Trennwände: PEM-Elektrolyseure verwenden spezielle protonenleitende Membranen, um Wasser mittels Strom in Wasserstoff und Sauerstoff zu spalten.



Auf guten Wind folgt bei Windradbetreibern in Schleswig-Holstein oft der Frust. Immer häufiger regeln Netzbetreiber ihre Turbinen ab, weil sonst zu viel Strom in die Leitungen drängen und die Balance im Netz gefährden würde. Allein im ersten Halbjahr 2015 konnten laut Bundesnetzagentur in Deutschland durch das sogenannte Einspeisemanagement fast 1500 Gigawattstunden

Strom aus Erneuerbaren-Anlagen und Blockheizkraftwerken (BHKW) nicht produziert werden – das entspricht etwa dem Halbjahresverbrauch einer Metropole wie Hamburg. „Die Planung von Windenergieanlagen im Norden wird schwieriger, da der

Absatz nicht gesichert ist“, erklärt Ove Petersen, Geschäftsführer des Erneuerbaren-Projektierers GP Joule aus dem nordfriesischen Reußenköge.

Ein neues Kombikraftwerk der Firma könnte Abhilfe schaffen. Herzstück ist eine Biogasanlage, die um einen sogenannten Elektrolyseur erweitert ist. Immer dann, wenn Windräder in der Umgebung zu viel Strom produzieren, wandelt dieser die Überschüsse per Elektrolyse in Wasserstoff (H_2) um, der in Tanks gespeichert wird. Die dabei entstehende Wärme wird ins Fernwärmenetz eingespeist. Steigt der Strombedarf wieder, wird der Wasserstoff mit dem Biogas im BHKW der Anlage verbrannt. „Auf diese Weise kann eine dezentrale Biogasanlage als Regelkraftwerk fungieren“, sagt Petersen. Soeben hat GP Joule den Elektrolyseur der Anlage in der letzten Ausbaustufe auf eine Gesamtleistung von 200 Kilowatt aufgestockt. Er besteht aus 40 einzelnen Einheiten (Stacks) mit jeweils fünf Kilowatt Leistung. Ab 2017 soll der „Stromlücken-



Power im Kasten: Der PEM-Elektrolyseur der Firma H-Tec Systems ist in einem Schranksystem untergebracht.

füller“ dann auch als Industrieanlage mit deutlich leistungsstärkeren Ein-Megawatt-Stacks verfügbar sein.

Die Technik könnte für die Energiewende unverzichtbar werden. Denn mit Power to Gas können große Speicherkapazitäten erschlossen werden, ohne die sich die steigende Zahl der fluktuierenden erneuerbaren Quellen in Zukunft nicht mehr in den Griff bekommen ließe. Die Kapazität der zum Austarieren von Stromerzeugung

und Verbrauch bisher eingesetzten Pumpspeicherkraftwerke ist begrenzt, Batterien wiederum können Stromüberschüsse nur vorübergehend aufnehmen. Wasserstoff hingegen kann elektrische Energie langfristig speichern und bringt nicht nur dem Stromsektor Nutzen. Er lässt sich auch als Rohstoff in der chemischen Industrie einsetzen, etwa zur Entschwefelung von Kraftstoff, als Sprit für Brennstoffzellenfahrzeuge verwenden oder in Methan umwandeln, den ►



Vorratslager: Der Erdgasspeicher des Energiekonzerns Eon im Hamburger Stadtteil Reitbrook hat ein Volumen von rund 350 Millionen Kubikmetern.

”

Wenn die Energiewende im Wärmemarkt und in der Mobilität Fahrt aufnehmen soll, werden wir Power to Gas schon bald brauchen.“

Michael Specht, ZSW

Hauptbestandteil von natürlichem Erdgas. Das Methan könnte problemlos in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden, das Heizungen, Kraftwerke und Tankstellen versorgt. „Die Frage ist, was wollen wir erreichen? Wenn die Energiewende im Wärmemarkt und in der Mobilität Fahrt aufnehmen soll, werden wir Power to Gas schon bald brauchen“, sagt Michael Specht von Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) in Stuttgart.

1000 Megawatt bis 2022

Auch die Deutsche Energie-Agentur (Dena) fordert in ihrer Roadmap für Power to Gas deshalb eine schnelle Entwicklung der Technik. Ab 2022 soll das Verfahren großtechnisch und wirtschaftlich tragfähig eingesetzt werden können, heißt es. Um das Ziel zu erreichen, sollen bis dahin in Deutschland Pilot- und Demonstrationselek-

trolyseure mit einer Gesamtleistung von 1000 Megawatt errichtet werden. Das ist ein ehrgeiziges Vorhaben, wenn man bedenkt, dass hierzulande erst 20 Power-to-Gas-Anlagen mit insgesamt 30 Megawatt Leistung in Betrieb sind und noch viele technische Fragen zu lösen sind. Da die Ökostromproduktion witterungsbedingt stark schwankt, müssen die Anlagen auf ständige Lastwechsel reagieren. Die herkömmlichen alkalischen Elektrolyseure eignen sich hierfür nur bedingt, da sie für einen relativ konstanten Lastbereich ausgelegt sind. Neuartige PEM-Elektrolyseure (PEM steht für Polymer Electrolyte Membrane) können Schwankungen schneller folgen. Beim PEM-Verfahren wird statt Alkalilauge destilliertes Wasser als Elektrolyt verwendet und über eine spezielle, protonenleitende Membran durch Strom in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten – das geschieht dank der sehr guten Leitfähigkeit der Membran in Millisekunden.

Allerdings muss die Technik für den großtechnischen Einsatz noch kompakter und langlebiger werden. Ein weiteres Manko ist die Effizienz des Power-to-Gas-Verfahrens. Elektrolyseure wandeln Strom mit einem Wirkungsgrad von maximal 80 Prozent in Wasserstoff um. Schaltet man die Methanisierung nach, fällt der Wert auf 50 Prozent. Wird am Ende wieder elektrische Energie erzeugt, sinkt die Effizienz auf weniger als 40 Prozent.

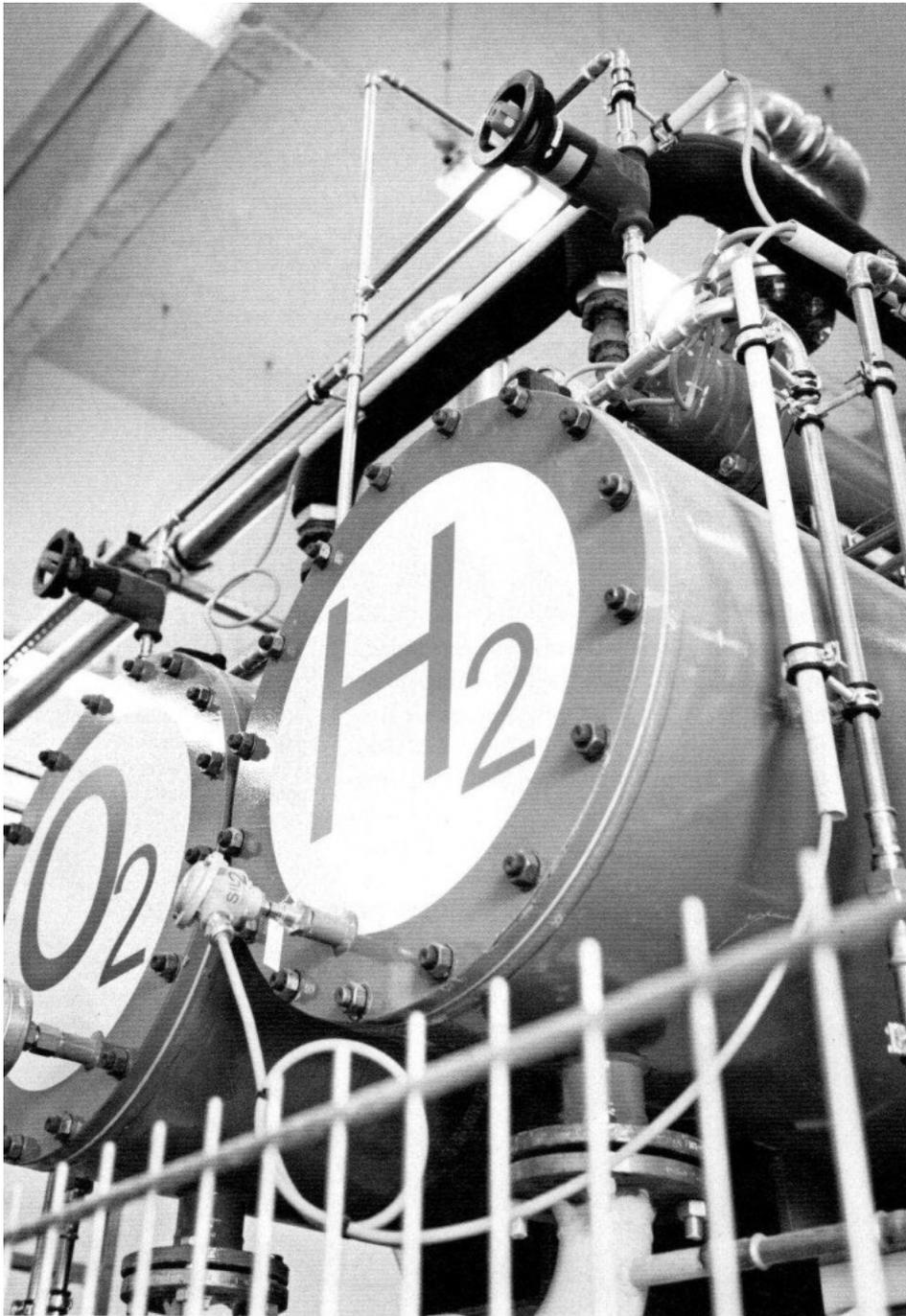
Ein weiteres Problem dabei: Die Methanisierung funktioniert nur mit Kohlendioxid, das mit Wasserstoff im sogenannten Sabatier-Prozess in Methan und Wasser umgewandelt wird. Bei einigen Pilotprojekten wird das CO₂ noch in Flaschen angeliefert. Doch wenn das Verfahren künftig im großen Stil Anwendung finden soll, sind weitaus größere Mengen nötig. Nur woher sollen diese kommen? Das CO₂ aus Kohlekraftwerken zu verwenden wäre eine Möglichkeit, wird aber aus ökologischen Gründen kritisch gesehen. Erwogen wird deshalb unter anderem, das Gas direkt vor Ort aus der Luft zu gewinnen. Bei dem Verfahren der Schweizer Firma Climeworks

etwa wird es in einen Filter mit speziellen Molekülen gesogen, an denen sich die CO₂-Moleküle sammeln können. Allerdings benötigt auch dieser Prozess Energie, etwa um das CO₂ aus dem Filter zu lösen und für die Methanisierung nutzbar zu machen.

Trotz der Hürden glauben die Experten an einen Erfolg von Power to Gas. Es gebe noch großes Entwicklungspotenzial, sagt Wissenschaftler Specht. So können nach der Studie „Development of Water Electrolysis in the European Union“ der Beratungsunternehmen E4tech und Element Energy die Kosten für PEM-Systeme bis 2020 auf rund 1000 Euro pro Kilowatt installierte Leistung halbiert werden und bis 2030 sogar auf 720 Euro sinken. Maßgeblich hierfür seien Skaleneffekte durch die zunehmende Größe der Elektrolyseure. Liegt ihre Leistung heute meistens noch unter einem ▶



Offen für neue Energiekonzepte? Hessens Wirtschaftsminister Tarek Al-Wazir und seine rheinland-pfälzische Amtskollegin Eveline Lemke (beide Bündnis 90/Die Grünen) vor dem PEM-Elektrolyseur einer Power-to-Gas-Demonstrationsanlage in Frankfurt.



System-Baustein: Der Elektrolyseur gehört zu einem Hybridkraftwerk der Firma Enertrag in Prenzlau, zu dem auch drei Windräder, zwei Blockheizkraftwerke und eine Biogasanlage gehören.

Megawatt, könne ab 2020 mit Multimegawatt-Systemen gerechnet werden. Außerdem steige durch optimierte Elektrolysezellen die Effizienz des Verfahrens. Schließlich ist davon auszugehen, dass dank technischer Fortschritte bei den Erneuerbaren auch die Kosten für Solar- und Windstrom weiter sinken werden. Wird die Elektrolyse günstiger, dürften auch die Wasserstoffpreise nachgeben. Abgesehen davon lässt sich der Gesamtwirkungsgrad von Power to Gas durch geschickte Anlagenkonfiguration deutlich erhöhen. Wird zum Beispiel die Abwärme der Elektrolyse

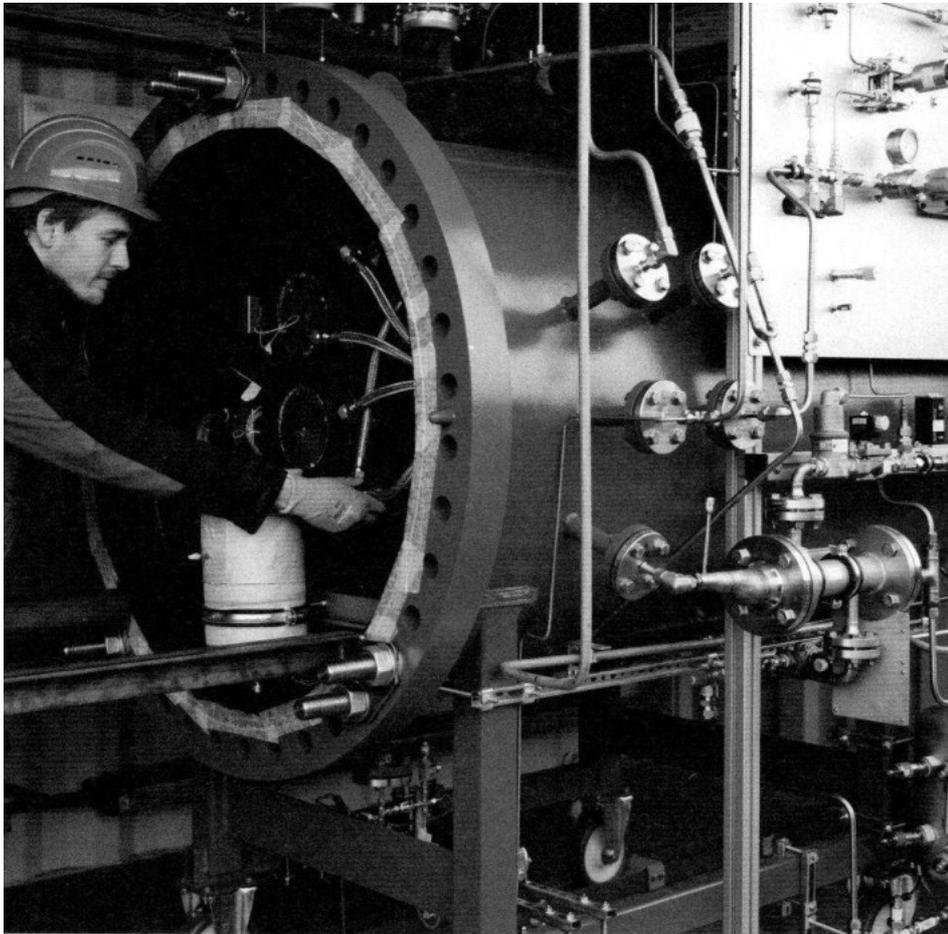
und der Methanisierung für die Heizung oder die Prozesswärme genutzt, steigt die Effizienz, weil die Wärme nicht wirkungslos verpufft.

Forschung auf breiter Front

Um das Potenzial von Power to Gas zu heben, erproben Industrie und Forschung die Technik in zahlreichen Projekten und entwickeln neue Geschäftsmodelle in diesem Bereich. So will GP Joule die PEM-Technik als eines der ersten Unternehmen im großtechnischen Maßstab anbieten. Der hierfür vorgesehene Ein-Megawatt-Stack wird derzeit von Firmentochter H-Tec entwickelt. GP Joule-Specher Timo Bovi veranschaulicht den Vorteil der Neuentwicklung: Die Fünf-Kilowatt-Stacks der Pilotanlage in Reußenköge hätten jeweils die Größe eines Schuhkartons, die neue Ein-Megawatt-Einheit sei bei 200-facher Leistung nur etwa doppelt so groß. „Durch Materialeinsparungen und eine konsequente Weiterentwicklung der Technologie können wir so die PEM-Elektrolysestacks immer kompakter bauen und den Raumbedarf für die Anlagen damit sehr gering halten“, erklärt Bovi. Auch Eon und die Spezialfirmen Hydrogenics und Solvicore setzen in ihrem Gemeinschaftsprojekt „Windgas Hamburg“ bereits einen PEM-Elektrolyseur mit einem Megawatt Leistung ein. Die Anlagenoptimierung ist bei dem Vorhaben aber lediglich ein Aspekt. Die Akteure wollen außerdem testen, wie viel Wasserstoff das Erdgasnetz aufnehmen kann. Die Einspeisung von H₂ ist nur in bestimmten

Mengen möglich, da es eine wesentlich höhere Energiedichte und andere chemische Eigenschaften als Erdgas hat.

Energieversorger Thüga verfolgt mit seinem Power-to-Gas-Projekt in Frankfurt ein anderes Ziel. Im vergangenen Herbst hat er seinen Elektrolyseur virtuell in ein Smart Grid, ein intelligentes Stromnetz, integriert, das aus Windturbinen, Solaranlagen, einem BHKW und Stromverbrauchern besteht. Bis 2016 will das Unternehmen nun mit Hilfe einer im Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme in Freiburg entwickelten



Power to Liquid: In seiner Pilotanlage will das Dresdener Unternehmen Sunfire mit überschüssigem Strom einen Treibstoff-Ersatz aus Kohlendioxid und Wasserstoff herstellen.



Biogas als Puffer: Die Anlagen des „Biopower2gas“-Projekts sind so ausgelegt, dass sie ausgleichend wirken können.

”

Wasserstoff könnte locker mit herkömmlichem Sprit konkurrieren.“

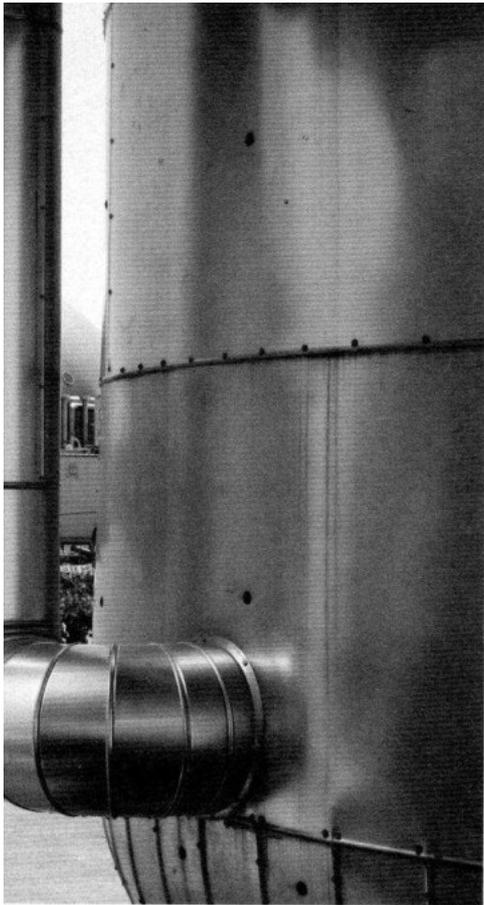
Jörg Müller, Enertrag

Steuerungssoftware herausfinden, ob die Technik Erzeugung und Verbrauch der Energielandschaft austarieren kann. Bei der Thüga ist man nach den ersten Eindrücken zuversichtlich, dass das klappt. Power to Gas könne Unterschiede auf die Minute genau automatisch aussteuern, heißt es. „Das haben wir bereits bewiesen“, entgegnet Jörg Müller vom Ökostromanbieter Enertrag. Das

Unternehmen betreibt in Prenzlau seit 2011 ein Hybridkraftwerk, das aus drei Windturbinen, zwei BHKW, einer Biogasanlage und einem Elektrolyseur besteht. Überschüssiger Strom dient der Produktion von H₂, das ins Erdgasnetz fließt. Bisher wird der Wasserstoff vom Ökoenergieanbieter Greenpeace Energy abgenommen, der es als Prowindgas verkauft. Müller hofft allerdings auch auf die Mobilitätsbranche – und auf stärkere politische Unterstützung. „Die

Wasserstofftechnologie ist ausgereift, Wasserstoff könnte locker mit herkömmlichem Sprit konkurrieren. Was fehlt, sind die Tankstellen und die Brennstoffzellenfahrzeuge, die das Gas nutzen könnten“, sagt Müller.

Auch die Firma Sunfire aus Dresden zielt mit ihrem Produkt „Blue Crude“ vorrangig auf den Kraftstoffmarkt. Dabei handelt es sich jedoch nicht um Wasserstoff, sondern um einen flüssigen Kohlenwasserstoff, aus dem sich nach Unternehmensangaben Benzin, Diesel, Kerosin und Wachse für die Industrie herstellen lassen. Sunfires Verfahren: Zunächst wird Wasserdampf mit Ökostrom bei 800 Grad Celsius in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Nach der Hochtemperatur-Elektrolyse wird ein Teil des Wasserstoffs mit CO₂, das von außen zugeführt wird, zu Kohlenmonoxid (CO) reduziert. Es wird mit dem restlichen Wasserstoff vermischt und bildet die Basis für das sogenannte Fischer-Tropsch-Verfahren, bei dem schließlich das energiereiche Blue Crude entsteht. Es sei sehr hochwertig und ermögliche gegenüber herkömmlichen Treib-



stofften deutliche CO₂-Einsparungen, heißt es bei Sunfire. Audi, das in einer Power-to-Gas-Anlage im emsländischen Werlte bereits synthetisches Methan für seine Erdgasflotte herstellt, beteiligt sich deshalb an dem Pilotprojekt. Der Nachteil: Die aufwendige Produktion treibt die Kosten des Ökosprits in die Höhe. Mit einem bis 1,20 Euro pro Liter ist es derzeit noch fast doppelt so teuer wie Rohdiesel.

Damit steht Sunfire vor dem gleichen Problem wie alle Power-to-Gas-Akteure in Deutschland: Die Technik ist auf den Weg gebracht, Innovationen laufen, Sprit aus Solar- und Windstrom ist verfügbar. Doch um die Kosten für die Langzeitspeicher Wasserstoff, Methan und Kohlenwasserstoff weiter senken zu können, sind Investitionen in neue und größere Anlagen notwendig. Die Frage ist nur: Wann steigen Investoren ein? ◀

