

Power-to-Gas schürt Hoffnungen

Power-to-Gas-Anlagen, die überschüssigen Ökostrom in die speicherbaren Gase Wasserstoff und Methan umwandeln, könnten den Ausbau der erneuerbaren Energien erleichtern. Und sie böten eine Chance für die Gasbranche, auf deren Infrastruktur es mehr denn je ankommen würde. *Von Sascha Rentzing*

Die Bundesregierung hat sich beim Klimaschutz viel vorgenommen. Bis 2050 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von derzeit knapp 35 auf 100 Prozent verdreifacht werden. Experten halten sogar ein noch höheres Ausbautempo für nötig. „Wenn es die Bundesregierung mit ihrer auf dem Klimagipfel in Paris getroffenen Verpflichtung ernst meint, die Erderwärmung auf 1,5 Grad Celsius zu begrenzen, muss bis 2050 eine regenerative Vollversorgung auch in den Sektoren Mobilität und Wärme erreicht werden“, sagt der Berliner Energieprofessor Volker Quaschnig.

Die Schwierigkeit wird allerdings darin bestehen, die steigenden Ökostrommengen in den Stromleitungen unterzubringen. Die Produktion von Solar- und Windstrom unterliegt witterungsbedingten Schwankungen und muss an den Bedarf angepasst werden, um die Netzstabilität nicht zu gefährden.

Entlastung für das Netz

Speicher können das Problem lösen, indem sie Stromüberschüsse aufnehmen und bei Bedarf wieder zur Verfügung stellen. Die Kapazität der deutschen Pumpspeicherkraftwerke reicht jedoch nicht aus, und Batterien sind ungeeignet, um große Strommengen über eine längere Zeit zu speichern. Doch es könnte eine Alternative geben. Denn auch Power-to-Gas-Anlagen können das Netz entlasten.

Eine der technisch fortschrittlichsten ihrer Art wurde jüngst in Reußenköge bei Husum fertiggestellt. Immer dann, wenn Windräder in der Umgebung zu viel Strom produzieren, wandelt ein Elektrolyseur mit 200 Kilowatt Leistung die Überschüsse in Wasserstoff um. Das Gas wird in Tanks gespeichert; die bei der Elektrolyse entstehende Wärme ins Fernwärmenetz eingespeist. Steigt der Strombedarf wieder, wird der Wasserstoff in einer angeschlossenen Biogasanlage wieder verbrannt. Ab 2017 will die Betreiberfirma GP Joule den Pilotstatus beenden und große Industrieanlagen im Megawattmaßstab anbieten.

Die Technik könnte eine wichtige Rolle spielen, denn der Wasserstoff lässt sich nicht nur im Stromsektor einsetzen. Er bietet sich auch als Rohstoff für die Chemieindustrie oder als Sprit für Brennstoffzellenfahrzeuge an. Oder er kann in Methan umgewandelt und in das Erdgasnetz eingespeist werden, das Heizungen, Kraftwerke und Tankstellen versorgt.



Power-to-Gas-Pilotanlage im brandenburgischen Falkenhagen: Die Anlage kann in der Stunde zwei Megawatt Strom in 360 Kubikmeter Wasserstoff umwandeln, der in das Erdgasnetz eingespeichert wird.

FOTO DPA

Nicht nur die Energiewende könnte von Power-to-Gas profitieren – weil Haushalte dank effizienterer Wärmedämmung und Technologien wie Wärmepumpen und Sonnenkollektoren immer weniger Gas zum Heizen benötigen, droht der Absatz fossiler Brennstoffe langfristig zu sinken. Über Power-to-Gas könnte die Gasinfrastruktur inklusive Erdgasnetz und Gasspeicher auch weiterhin ausgelastet werden. Viele Firmen der Gasbranche beteiligen sich daher an Power-to-Gas-Projekten, die derzeit aufgelegt werden.

Allerdings bestehen noch viele technische Fragen. Durch die volatile Ökostrom-

produktion müssen die Anlagen auf ständige Lastwechsel reagieren. Die herkömmlichen alkalischen Elektrolyseure eignen sich hierfür kaum, 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.

Für den großtechnischen Einsatz müssen die Anlagen aber noch kompakter und langlebiger werden. Ein weiteres Manko ist ihre Effizienz. 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.

Außerdem funktioniert die Methanisierung nur mit Kohlendioxid (CO₂), das mit Wasserstoff in Methan und Wasser umgewandelt wird. Bei einigen Pilotprojekten

wird das CO₂ noch in Flaschen angeliefert. Doch industrielle Anlagen bräuchten künftig größere Mengen. Das CO₂ aus Kohlekraftwerken zu verwenden ist aus ökologischen Gründen keine Option. Erwogen wird deshalb, das Gas direkt vor Ort mit Adsorptionsanlagen aus der Luft zu filtern. Doch auch dieses Verfahren ist noch nicht ausgereift.

Trotz der Hürden glauben die Experten an einen Erfolg von Power-to-Gas. Es gebe großes Entwicklungspotential, sagt der Chemiker Michael Specht vom Forschungsinstitut ZSW in Stuttgart. So seien bei der Elektrolyse und den erneuerbaren Energien noch deutliche technische Fortschritte zu erwarten. 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 als Fernwärme genutzt, steigt die Effizienz.

Um das Potential von Power-to-Gas zu heben, erproben Industrie und Forschung die Technik in zahlreichen Projekten. GP-Joule-Tochter H-Tec entwickelt derzeit eine PEM-Elektrolyse-Einheit mit einem Megawatt Leistung. Diese sei kaum größer als die in der Pilotanlage in Reußenköge eingesetzten Fünf-Megawatt-Stacks, erreiche aber die 200fache Leistung, erklärt Firmensprecher Timo Bovi.

Investoren gesucht

Die Firma Sunfire aus Dresden geht noch einen Schritt weiter und prozessiert Wasserstoff zu Kohlenwasserstoff, einem Kraftstoff. Ihr Verfahren: Nach der Elektrolyse wird ein Teil des Wasserstoffs mit CO₂, das von außen zugeführt wird, zu Kohlenmonoxid (CO) reduziert. Dieses 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 könne fast ohne CO₂-Emissionen hergestellt werden, heißt es bei Sunfire.

Der Nachteil: Die aufwendige Produktion treibt die Kosten in die Höhe. Mit einem bis 1,20 Euro pro Liter ist Blue Crude derzeit noch fast doppelt so teuer wie Rohdiesel. Damit steht Sunfire vor dem gleichen Problem wie alle Power-to-Gas-Akteure: Die Technik ist vielversprechend, aber noch nicht konkurrenzfähig. Um die Kosten weiter senken zu können, wären Investitionen in neue und größere Anlagen notwendig. Die Frage ist nur: Wann steigen Investoren ein?