

Strom zu Gas

Wenn Atom- und Kohlekraftwerke in Deutschland abgeschaltet werden, muss die schwankende Erneuerbaren-Einspeisung besser austariert werden. Power-to-Gas-Anlagen böten eine Lösung, doch der energiewirtschaftliche Rahmen bremst ihre Entwicklung. *Von Sascha Rentzing*

Solaranlagen und Windturbinen werden bei der Energiewende die Hauptrolle spielen, heißt es. Doch auch die Biogas-Technologie könnte als Stütze des Energiesystems eine entscheidende Funktion übernehmen. Denn die Anlagen sind nicht nur in der Lage, kontinuierlich Strom zu produzieren und damit Schwankungen in der Solar- und Windenergieproduktion auszugleichen. Sie können auch Kohlendioxid bereitstellen, das bei der Verbrennung des Biogases in Blockheizkraftwerken anfällt. Dieses kann in sogenannten Power-to-Gas-Anlagen eingesetzt werden, die mit Strom zunächst Wasserstoff herstellen, der mit Hilfe des CO₂ dann in Methan umgewandelt wird. Das Gas lässt sich schließlich ins bestehende Erdgasnetz einspeisen, das Heizungen, Kraftwerke und Tankstellen versorgt.

Experten sehen in Verfahren wie Power-to-Gas einen Schlüssel zum Gelingen der Energiewende. Denn die Anlagen können immer dann aktiviert werden, wenn bei Starkwind oder viel Sonnenschein Stromüberschüsse die Netzstabilität gefährden. „Sie übernehmen die Funktion von Speichern, die bei steigender Ökostromproduktion immer wichtiger werden“, sagt Stefan Brühl vom Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (Bet) in Aachen. Abgesehen davon, können die Anlagen helfen, die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen. Bei der Wärme, vor allem aber beim Verkehr hinkt sie hinter ihrer eigenen Zielsetzung her. Power-to-Gas kann Abhilfe schaffen, denn die in den Anlagen mit Ökostrom hergestellten Brenn- und Kraftstoffe können fossile ersetzen.

Direkte Methanisierung

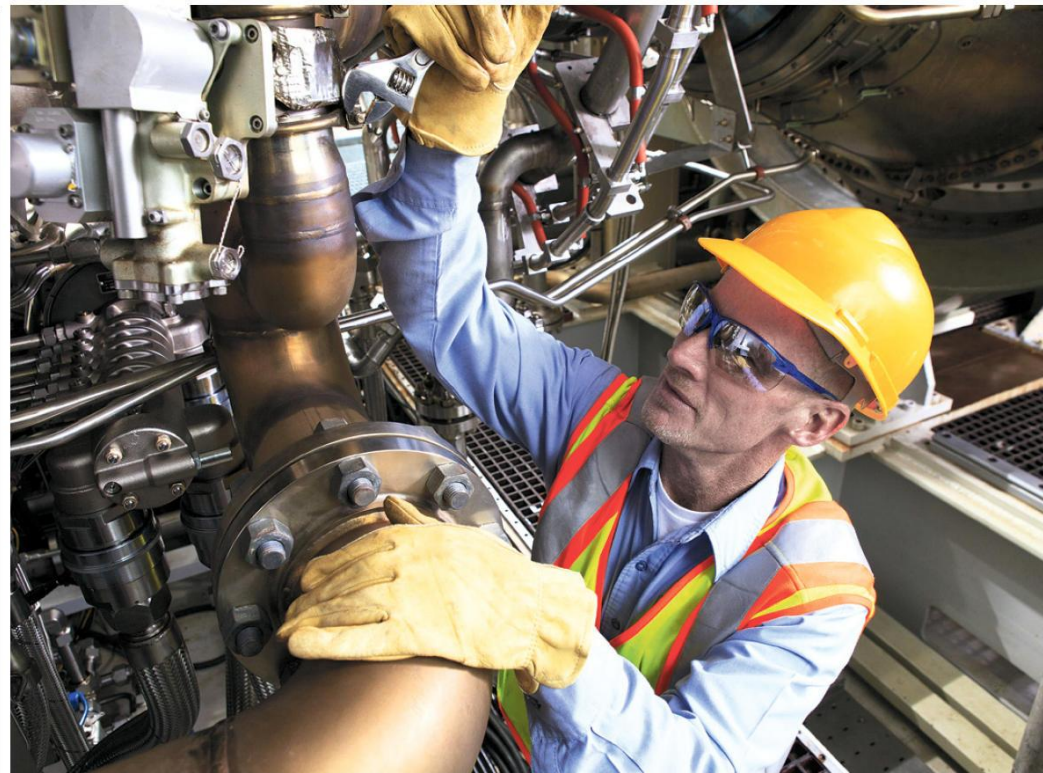
In Deutschland laufen daher zahlreiche Projekte zur Erprobung der Technologie, auch in Kombination mit Biogasanlagen. Zu den neuesten zählt eine Power-to-Gas-Anlage des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) in Kas-

sel, die in eine Versuchsbiogasanlage des Hessischen Biogasforschungszentrums in Bad Hersfeld integriert wird. Die Power-to-Gas-Anlage mit einer Leistung von 50 Kilowatt soll 2017 in Betrieb gehen und besonders wirtschaftlich arbeiten, da das CO₂ aus dem Biogas im Gegensatz zu gängigen Verfahren direkt methanisiert wird. „Bisher wird das CO₂ durch Aminwäsche oder Membranverfahren aufwendig abgetrennt. Bei unserem Verfahren der Direktmethanisierung wird das Biogas ohne vorherige CO₂-Abtrennung in der Methanisierung eingesetzt“, sagt IWES-Projektleiterin Ramona Schröder. Dadurch entfalle ein aufwendiger Prozessschritt, und das Verfahren könne auch in kleinen Biogasanlagen zum Einsatz kommen, bei der sich eine zusätzliche teure Gasaufbereitung nicht lohnen würde. So könne das neue Verfahren die Kosten der noch recht teuren Power-to-Gas-Technologie erheblich senken und ihre Markteinführung beschleunigen, sagt Schröder.

Investoren fehlen Anreize

Nach Angaben des IWES liegen die Kosten heute marktverfügbarer Systeme bei rund sechs Millionen Euro pro Megawatt. „Unser Ansatz kann dazu beitragen, die Kosten auf drei Millionen Euro pro Megawatt zu halbieren. Perspektivisch sind Gesamtkosten von etwa einer Million Euro denkbar“, sagt Schröder. Das lässt nicht nur auf Fortschritte bei der Energiewende hoffen, sondern das sind auch gute Nachrichten für die Gaswirtschaft. Der Absatz fossiler Brennstoffe droht langfristig zu sinken, weil Haushalte aufgrund effizienterer Wärmedämmung sowie Technologien wie Wärmepumpen und Sonnenkollektoren immer weniger Gas zum Heizen benötigen. Über Power-to-Gas könnte die Gasinfrastruktur inklusive Erdgasnetz und Gasspeicher auch weiterhin ausgelastet werden.

Allerdings ist der Durchbruch der Technologie schwieriger, als es den Anschein hat. Das Problem ist, dass Investoren die Anreize fehlen, derartige Anlagen zu errichten.



Schwankende Erneuerbare-Energien-Einspeisung: Experten sehen in Verfahren wie Power-to-Gas einen Schlüssel zum Gelingen der Energiewende.

FOTO HUNTSOCK/
THINKSTOCK

Speicher werden hierzulande als sogenannte Letztverbraucher eingestuft und daher mit zusätzlichen Abgaben und Umlagen für den Strombezug belastet – das erschwert den wirtschaftlichen Betrieb. Die Strategieplattform Power-to-Gas der Deutschen Energie-Agentur fordert deshalb, die Anlagen von den Letztverbraucherabgaben zu befreien. Daneben sieht sie Handlungsbedarf in weiteren Punkten, unter anderem müsse die nach

derzeitigem Stand Ende des Jahres 2018 auslaufende Energiesteuerermäßigung für Erdgas- und Autogaskraftstoffe verlängert und Wasserstoff und Methan als Biokraftstoffe anerkannt werden, sofern diese mit Ökostrom hergestellt werden. Das würde ihre Vermarktung erleichtern, da Verbraucher von steuerlichen Anreizen profitieren.

Trotz der ungelösten regulatorischen Probleme treiben Industrie und Forschung

die Entwicklung der Power-to-Gas-Technologie bereits mit hohem Einsatz voran und entwickeln neue Geschäftsmodelle zur Vermarktung überschüssiger Ökostrommengen oder daraus erzeugter Wärme und Gase. Neben der Einbindung von Biogasanlagen besteht ihr Augenmerk darin, Wege für einen flexibleren Einsatz der volatilen Windenergie zu erproben. So haben die Städtischen Betriebe Haßfurt und der Hamburger

Ökoenergieanbieter Greenpeace Energy Anfang September in Haßfurt den Testbetrieb eines sogenannten Windgas-Elektrolyseurs gestartet, der vorwiegend überschüssigen Strom aus dem nahen Bürgerwindpark Sailerhäuser Wald in erneuerbaren Wasserstoff umwandeln soll. Die Anlage soll pro Jahr eine Million Kilowattstunden des Öko-Gases für die 14.000 Prowindgas-Kunden von Greenpeace in das Erdgasnetz einspeisen. Mit dem Windgas ließen sich selbst in einem vollständig erneuerbaren Energiesystem längere windstille und sonnenarme Phasen von bis zu drei Monaten überbrücken, heißt es bei Greenpeace.

Die Firma Sunfire aus Dresden wiederum zielt mit ihrem Produkt „Blue Crude“ auf Abnehmer in der Auto- und Flugzeugindustrie. Dabei handelt es sich um einen flüssigen Kohlenwasserstoff, aus dem sich nach Unternehmensangaben Benzin, Diesel und Kerosin herstellen lassen. Auch bei dem Sunfire-Verfahren steht die Elektrolyse im Fokus: Auf diese Art wird in einem ersten Schritt Wasserdampf mit Ökostrom bei 800 Celsius gespalten, danach reduziert sich ein Teil des Wasserstoffs mit Kohlendioxid, das von außen zugeführt wird, zu Kohlenmonoxid. Dieses bildet das Grundelement für das sogenannte Fischer-Tropsch-Verfahren, bei dem schließlich das energiereiche Blue Crude entsteht. Der neue synthetische Kraftstoff hat jedoch einen entscheidenden Nachteil: Die aufwendige Produktion treibt die Kosten des Ökosprits auf 1,20 Euro – damit ist er fast doppelt so teuer wie Rohdiesel. Geschäftsführer Christian von Olshausen sieht dennoch großes Marktpotential für das Sunfire-Produkt. Durch Skalierung der Technik, größere Anlagen und Skaleneffekte bei der Produktion der Elektrolyse-Stacks könnten die Kosten weiter gesenkt werden. Zum anderen hofft von Olshausen auf einen Anschub der Politik. „Wir bräuchten ein Gesetz, das festlegt, dass synthetische Kraftstoffe nicht so versteuert werden müssen wie fossile. Das fehlt bisher.“