

Der Dreh mit den Kosten

Teil 2: Wie viele Trassen müssen sein?

Von Sascha Rentzing

Die Überlegung der Stromnetzbetreiber ist nachvollziehbar: Während in Süddeutschland die Erzeugungskapazität sinkt, weil Atommeiler bis 2022 schrittweise vom Netz gehen, nimmt die Windstromproduktion im Norden kontinuierlich zu. Schon heute müssen Windturbinen an stürmischen Tagen gedrosselt oder ganz abgeschaltet werden, weil die vorhandenen Leitungen für den Abtransport nicht ausreichen. Deshalb sollen neue Stromtrassen gebaut werden, die die Energie vom Norden in den Süden bringen – und so für einen deutschlandweiten Ausgleich und Versorgungssicherheit sorgen. Doch die große Frage ist: Wie viele neue Leitungen werden für den Umstieg auf erneuerbare Energien tatsächlich gebraucht? Der Streit darüber hält seit Jahren an.

Während in der Bevölkerung der Widerstand gegen die geplanten Trassen wächst, gibt es für die vier verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber Tennet, Amprion, 50 Hertz und TransnetBW an ihrem Bau nichts zu rütteln.

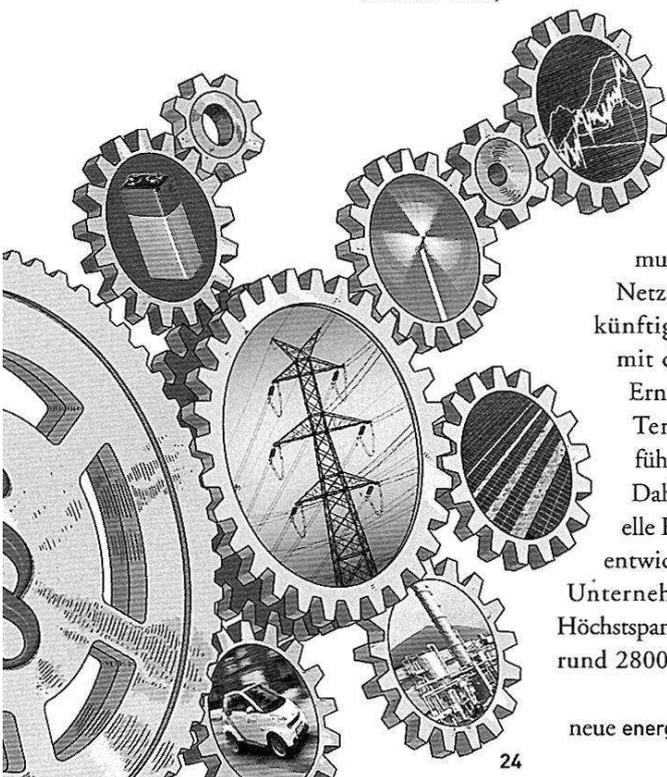
„Damit der auf See erzeugte Strom auch dahin kommt, wo er gebraucht wird,

samtlänge vor. Als sogenannte HGÜ-Leitungen (Hochspannung-Gleichstrom-Übertragung) sollen die Stromautobahnen künftig bis zu acht Gigawatt Strom quer durch Deutschland in den Süden leiten. Zusätzlich zum Neubau soll noch einmal die gleiche Länge im bestehenden Netz optimiert werden. Veranschlagte Gesamtkosten: 22 bis 25 Milliarden Euro.

Das offizielle Planungs- und Genehmigungsverfahren für die als Aorta der Energiewende gedachte „SuedLink“-Verbindung hat bereits begonnen. Sie soll über zwei Leitungen bis zu vier Gigawatt Windstrom von Schleswig-Holstein zu den Endpunkten Bergheinfeld nahe Schweinfurt und nach Großgartach bei Heilbronn in Baden-Württemberg transportieren. Zwei weitere Gleichstromtrassen mit jeweils zwei Gigawatt Transportkapazität sollen parallel zur 800 Kilometer langen SuedLink-Trasse verlaufen. Im Westen ist eine als Ultraset bezeichnete Leitung von Osterath im rheinischen Braunkohlerevier nach Philippsburg bei Karlsruhe geplant, im Osten soll die sogenannte Süd-Ost-Passage Magdeburg und Gundremmingen verbinden.

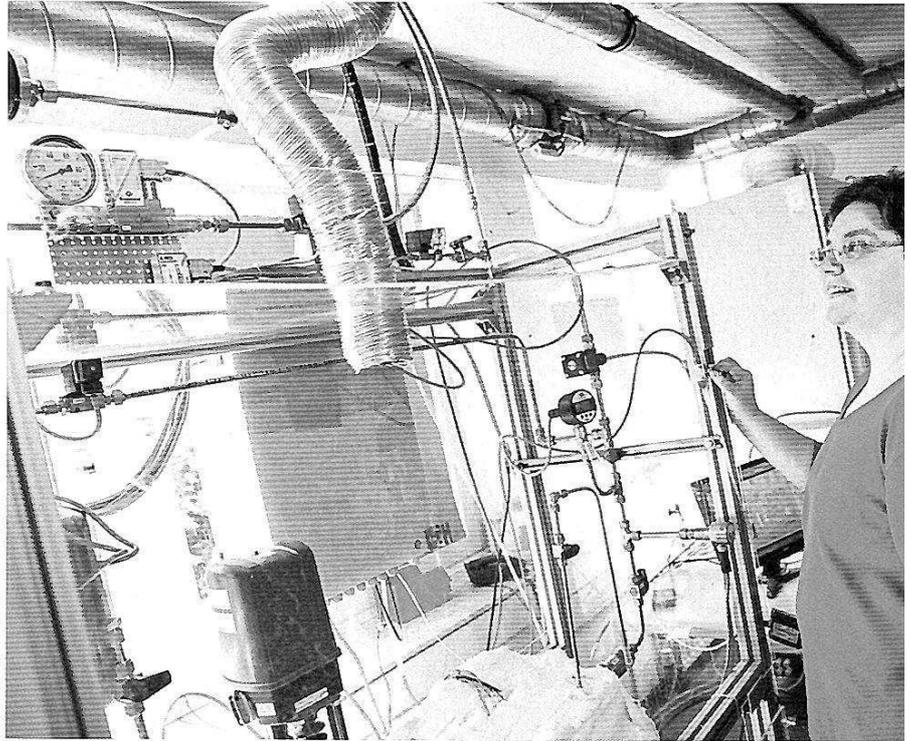
Doch hinter dem gewaltigen Infrastrukturprojekt stehen große Fragezeichen. Denn ob die gemeinschaftlichen Planungen von Bundesnetzagentur und Netzbetreibern den eigentlichen Bedarf abbilden, ist völlig unklar. Sie basieren einerseits auf der voraussichtlichen Entwicklung der erneuerbaren Energien, der konventionellen Energien und auf der anderen Seite dem Verbrauch, also der Last, in Deutschland bis 2025. Bis dahin soll der Anteil der Erneuerbaren am Stromverbrauch von aktuell rund 33 Prozent auf 40 bis 45 Prozent steigen, vor allem mithilfe der Photovoltaik und der Windenergie. Allerdings verläuft der Erneuerbaren-Ausbau hierzulande alles andere als konsequent und planvoll. „Keiner kann heute seriös beantworten, wie sich der Zubau entwickelt und wo die Anlagen in zehn Jahren stehen werden. Möglicherweise werden komplett andere Netze nötig sein“, sagt Energieexperte Volker Quaschnig von der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin.

muss der Netzausbau an Land künftig Schritt halten mit dem Ausbau der Erneuerbaren“, sagt Tennet-Geschäftsführer Lex Hartman. Daher sieht der aktuelle Entwurf des Netzentwicklungsplans der Unternehmen drei neue Höchstspannungstrassen mit rund 2800 Kilometern Ge-



Abschwung bei Wind und Sonne
Unwägbarkeiten bei der technologischen Entwicklung und den schnellen Änderungen unterworfenen politischen Rahmenbedingungen gehen Hand in Hand, bedingen sich zum Teil auch gegenseitig. So hat sich die Bundesregierung etwa entschlossen, den Windkraft-Ausbau im Norden wegen akuter Netzengpässe massiv zu bremsen (Seite 28). Nach einer Verordnung der Bundesnetzagentur sollen Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein, Bremen und Hamburg sowie der nördliche Teil Niedersachsens künftig nur noch mit etwas mehr als der Hälfte des bisherigen Zubaus auskommen. In Bayern ist der Windkraft-Ausbau durch die umstrittene sogenannte 10-H-Regel sogar fast komplett zum Erliegen gekommen. Danach sind neue Windräder nur zulässig, wenn sie einen Mindestabstand vom Zehnfachen ihrer Höhe zu allen Wohngebieten einhalten. Aus welchen Quellen und Regionen Bayern seinen Strom künftig beziehen will, bleibt derweil unbeantwortet. Und damit die Frage, wie der Freistaat netztechnisch angebunden werden muss.

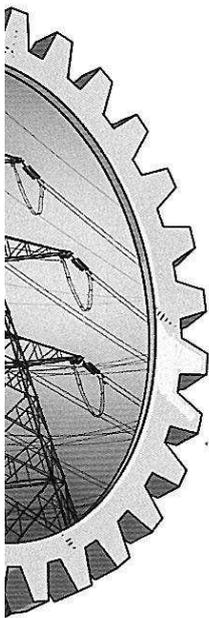
Auch bei der Photovoltaik wird der von der Bundesregierung vorgegebene Zubau von 2500 Megawatt pro Jahr wahrscheinlich erneut deutlich verfehlt: 2015 wurde nur eine Solarstromleistung von 1500 Megawatt installiert, im ersten Halbjahr dieses Jahres sind mit rund 514 Megawatt nochmals 100 Megawatt weniger aufgestellt worden als im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Wenn viel weniger Solaranlagen an die Verteilnetze angeschlossen werden als geplant – wozu dann noch viele Milliarden in neue regionale Leitungen investieren? Unklar ist auch, wie es hierzulande mit der Kohle weitergeht. „Die Planung der Ultranet-Trasse im Westen und der Süd-Ost-Passage im Osten basiert darauf, dass Kohlemeiler auch bei starkem Wind weiterlaufen“, sagt der Infrastrukturexperte Christian von Hirschhausen von der TU Ber-



Kostensenkung als Ziel: Ramona Schröder vom Fraunhofer Iwes forscht zu Power-to-Gas.

lin. Entschließt sich die Bundesregierung hingegen zum Kohleausstieg und wird in den Braunkohlerevieren somit künftig weniger Strom produziert, sind die geplanten Trassen überdimensioniert. Der Erneuerbaren-Ausbau könnte nach Quaschnings Meinung aber auch eine ganz andere Wendung nehmen. „Wenn die Bundesregierung die in Paris gefassten Klimaschutzziele ernst nimmt, braucht Deutschland 100 Prozent erneuerbare Energie bis 2040. Dann müssen wir die Wind- und Solarenergie drei bis sechs Mal schneller ausbauen als bisher geplant.“ Damit wären dann auch die bisherigen Netzplanungen obsolet – besonders wenn der Ausbau dezentral erfolgt und großdimensionierte Stromspeicher in das Gesamtsystem integriert werden.

Dennoch sehen Energieexperten einen Ausweg aus dem Netzdilemma. Um auch künftig die nötige Versorgungssicherheit zu gewährleisten, bieten aus ihrer Sicht vor allem Speicher eine Alternative zum unsicheren Netzausbau. „Ergänzend dazu müsste Langzeitspeichern wie Power-to-Gas- oder Power-to-Heat-Anlagen eine wichtige Rolle zugeordnet werden“, sagt Hans-Christian Gils vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt. Power-to-Gas-Anlagen erzeugen aus überschüssigem Windstrom Wasserstoff



oder Methan, die im vorhandenen Gasnetz gespeichert und bei Bedarf rückverstromt oder für Brennstoffzellenfahrzeuge genutzt werden können. Power-to-Heat-Anlagen wiederum nutzen Stromüberschüsse zur Wärmeproduktion. Durch diese sogenannte Sektorenkopplung können Schwankungen in der Stromproduktion regional austariert werden – somit muss zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch weniger Energie über weite Strecken transportiert werden, der Bedarf an neuen Netzen, die von langer Hand geplant werden müssen, reduziert sich.

Allerdings drängt nach Quaschnings Ansicht die Zeit, vor allem wenn Deutschland seinem Klimaversprechen nachkommt und eine CO₂-neutrale Energieversorgung bis 2040 anstrebt. Hierfür sei eine Erneuerbaren-Gesamtleistung von 700 Gigawatt nötig – und analog eine Power-to-Gas-Kapazität von 80 Gigawatt, um dann anfallende Stromüberschüsse sicher aufnehmen zu können, so die Berechnungen der HTW. Das Problem: Die technische Entwicklung steht bei den Langzeitspeichern erst relativ am Anfang, weil die zur Umwandlung des Stroms in Wasserstoff benötigten Elektrolyseure noch nicht ausgereift sind und die klassische Methanproduktion zu aufwendig ist.

Methan von Mikroorganismen

Forschung und Industrie haben den Bedarf erkannt und arbeiten mit Hochdruck an der Erprobung kostengünstigerer Verfahren. Nach einer Übersicht der Deutschen Energie-Agentur sind in Deutschland aktuell 26 Power-to-Gas-Projekte in Planung, Bau oder Betrieb.

Soeben in Betrieb gegangen ist etwa eine Anlage mit einer Leistung von 300 Kilowatt am Unternehmenssitz des Heiztechnikspezialisten Viessmann im hessischen Allendorf. Sie wurde im Rahmen des Forschungsprojekts „BioPower2Gas“ der Bundesregierung errichtet und soll als weltweit erste Anlage ein biologisches Verfah-

ren zur Methanisierung im industriellen Maßstab nutzen. Bisher wird Methan im sogenannten Sabatier-Prozess aufwendig auf chemisch-katalytischem Weg gewonnen, in der Viessmann-Anlage übernehmen hingegen winzige Mikroorganismen diese Aufgabe. Sie nehmen den per Elektrolyse erzeugten und in Flüssigkeit gelösten Wasserstoff sowie das Kohlendioxid aus einer angeschlossenen Biogasanlage durch ihre Zellwand auf und wandeln es in Methan um – übrig bleibt hierbei lediglich Wasser. Die biologische Methanisierung zeichne sich durch hohe Flexibilität aus und sei damit ideal geeignet, fluktuierende Energie aufzunehmen, heißt es bei Viessmann. Außerdem könnten durch die Nutzung vorhandener Biogas- und Klärgasanlagen die Investitionen für Power-to-Gas deutlich gesenkt werden, da Transformatoren sowie Strom- und Gasnetzanschlüsse oftmals bereits vorhanden seien. Autohersteller Audi nimmt das Methan aus der Viessmann-Anlage ab, um es als Kraftstoff für seine Erdgasfahrzeuge anzubieten. In einer eigenen Power-to-Gas-Anlage im niedersächsischen Werlte stellt das Unternehmen „E-Gas“ bereits seit 2013 auf konventionellem Weg her.

Das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Iwes) in Kassel will in einer neuen Power-to-Gas-Anlage in Bad Hersfeld ab 2017 einen anderen Ansatz zur Gewinnung von Methan testen. Die Anlage mit einer Leistung von 50 Kilowatt wird an die Versuchsbogasanlage des Hessischen Biogasforschungszentrums angeschlossen. Der Unterschied zu bisherigen Projekten: Das CO₂ aus dem Biogas wird dort direkt methanisiert. „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 Schröer. Dadurch entfällt 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



Auf Schraubensuche: Arbeiter beim Bau der Thüringer Strombrücke.

neue Verfahren die Kosten der noch recht teuren Power-to-Gas-Technik erheblich senken und ihre Markteinführung beschleunigen, sagt Schröer. Nach Iwes-Berechnungen 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 Schröer.

Neben derartigen Einzelprojekten werden neue Techniken zur Flexibilisierung des Energiesystems auch in länderübergreifenden Großprojekten getestet. Ein Beispiel hierfür liefert das Vorhaben New 4.0, das im Dezember mit 60 Partnern aus Industrie und Forschung aus Hamburg und Schleswig-Holstein starten soll. Im Rahmen dessen soll demonstriert werden, wie die Region mit 4,5 Millionen Einwohnern bereits 2035 zu 100 Prozent regenerativ versorgt werden kann. Ein Schlüsselaspekt soll dabei die Sektorenkopplung sein: Erneuerbarer Strom soll auch sukzessive für die Wärmeversorgung und industrielle Prozesse, die bisher mit fossilen Energien wie Gas betrieben wurden, verwen-

det werden. Das ist gerade im windreichen Norden mit extremen und wachsenden Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch eine immense Herausforderung. Deshalb sollen in einem virtuellem Großkraftwerk, das Akteure der Erzeugung, Transport, Verteilung, Speicherung und Verbrauch intelligent miteinander verknüpft, alle Flexibilisierungsoptionen zum Einsatz kommen: Power-to-Gas- und Power-to-Heat-Anlagen, Last-Management, neueste Kommunikationstechnik und modernste Windturbinen, die über innovative Regelungs- und Kontrolltechnik verfügen und sich damit den Windverhältnissen optimal anpassen. Insgesamt 90 Millionen Euro wollen die Partner in den kommenden vier Jahren in das Vorhaben investieren, der Bund beteiligt sich mit weiteren 44 Millionen Euro. Das ist eine große Summe – die sich jedoch im Vergleich zu den milliardenschweren Netzausbauplänen relativiert. ◀

”

In zehn Jahren werden möglicherweise komplett andere Netze nötig sein als heute geplant.“

Volker Quaschnig, HTW