

Zukunft Erneuerbarer Energie

Serie auf utopia.de, Frühjahr 2010

| | |
|---|----|
| Virtuelle Kraftwerke: Symphonie aus neuen Quellen ... | 2 |
| Leben mit dem Energiebutler | 5 |
| Offshore-Windparks: Volle Kraft voraus? | 8 |
| Desertec: Debatte um Wüstenstrom | 11 |
| Klingelnde Kassen im Dorf | 14 |
| Was passiert, wenn der Wind nicht weht? | 16 |
| CO2 einfach in die Erde pressen? | 19 |

Teil 1

Virtuelle Kraftwerke: Symphonie aus neuen Quellen

Virtuelle Kraftwerke oder intelligente Stromnetze – diese Stichworte tauchen auf, wenn es in der öffentlichen Diskussion um Erneuerbare Energie geht. Wie diese Technologien funktionieren, und welche Rolle Meereswindparks und das Projekt „Desertec“ spielen – das ist Inhalt dieser Serie, mit der Utopia den Aufbruch aus dem fossilen Zeitalter beschreibt. Teil 1: Virtuelle Kraftwerke.

So einfach war das fossile Zeitalter: „Kohle kann ich auf einen Berg packen und verbrennen, wann ich will“, erklärt der Physiker Dr. Wolfram Krause. Und Energie aus Wind und Sonne? „Mal herrscht Überfluss, mal Mangel“, so der Physiker. Wolken schieben sich vor die Sonne, Wind gibt es als Sturm oder laues Lüftchen. Die Folge: Es ist schwierig, aus Erneuerbarer Energie genau so viel Strom zur Verfügung zu stellen, wie im Moment verbraucht wird. „Ein bilanzielles Problem“, wie Krause sagt. Und: „Die Einspeiser der Erneuerbaren Energie machen in kurzer Zeit große Sprünge.“ Das gefährde die Stabilität des gesamten Systems. Es sei denn ... ein virtuelles Kraftwerk löst dieses Problem.

Mit diesem Lösungsansatz beschäftigt sich seit November 2008 das Projekt „eTelligence“, das Krause leitet. Er arbeitet für den Versorger EWE Oldenburg, der federführend in dem Projekt ist, an dem weitere fünf Partnern beteiligt sind. Dazu gehört auch das „Öko-Institut“.

Virtuelles Kraftwerk? „Wir wollen kleine Erzeuger koordiniert Strom produzieren lassen“, sagt Krause. Zu seinem Projekt in Cuxhaven gehören eine Biogas-, eine Photovoltaik-, eine Windkraftanlage – und zwei Kühlhäuser. Sie sind der Dreh- und Angelpunkt des virtuellen Kraftwerks: Die Kühlhäuser werden als Verbraucher einbezogen, um die Stromproduktion zu steuern. „Im Sommer ist ein Bier aus dem Kühlschrank auch nicht sofort warm“, erklärt Krause. Das bedeutet: Läuft die Windenergie-Anlage auf voller Kraft, schöpft das Kühlhaus den überschüssigen Strom ab, um Fleisch und Fisch stärker zu kühlen. Die Temperatur im Kühlhaus sinkt. Auf diese Weise entsteht ein Energiespeicher, bei schwachem Wind kommt das Kühlhaus mit weniger Strom aus. Denn für eine gewisse Zeit kann die Temperatur wieder steigen, ohne dass die Qualität der Kühlung leidet – so wie es auch beim kalten Bier im Sommer der Fall ist. „Mit diesem Verfahren lassen sich Prognosefehler ausregeln“, sagt Krause. Angebot und Nachfrage passen besser zusammen, „Lastverschiebung“ nennen das die Experten. „Virtuelles Kraftwerk“ heißt diese Technologie, weil mehrere kleine Erzeuger und Verbraucher

koordiniert arbeiten: „Wir haben dafür eine zentrale Computersteuerung, die über das Internet funktioniert“, erklärt Krause.

Warum sollte sich aber ein Kühlhausbetreiber an einem solchen System beteiligen?

Krause: „Das Lastverschiebungspotential kann er verkaufen.“ Diese Dienstleistung bringt Geld ein, weil ein Windmüller daran interessiert ist, mögliche Prognosefehler beim Windaufkommen auszugleichen. Das ist der nächste Schritt im Projekt „eTelligence“, das einen regionalen Marktplatz für Erneuerbare Energie schaffen will.

Ein virtuelles Kraftwerk anderer Art lief 2006 und 2007 in Kassel, wo das „Institut für Solare Energieversorgungstechnik“ (ISET) zu Hause ist. In der Steuerwarte stand der ISET-Wissenschaftler Reinhard Mackensen – die Firmen „Enercon“, „Schmack Biogas“ und „Solarworld“ hatten das Pilotprojekt ins Leben gerufen. Sein Name: „Regeneratives Kombikraftwerk“. „Bei ihm kombinierten wir ausschließlich erneuerbare Energieformen“, erklärt Mackensen, „wir wollten zeigen, dass wir auf diese Weise Deutschland mit Elektrizität versorgen können.“

Wie hat das „Regenerative Kombikraftwerk“ gearbeitet? Es hat Strom für 12.000 Haushalte produziert, den Bedarf einer Stadt wie Schwäbisch Hall. Dazu wurden elf Windenergie- und vier Biogasanlagen sowie 20 Solaranlagen zusammengeschaltet, ihre Standorte waren über ganz Deutschland verteilt. Hinzu kam noch ein Pumpspeicherkraftwerk. „Im ersten Schritt wurden für die nächsten 48 Stunden Einspeiseprognosen für Windenergie und Photovoltaik erstellt“, erklärt Mackensen. Der Deutsche Wetterdienst hat die nötigen Daten geliefert. „Im zweiten Schritt stellten wir Fahrpläne für die Biogasanlagen und das Pumpspeicherkraftwerk auf“, sagt der Bauingenieur, „das wurde so geregelt, dass die prognostizierte Bedarfskurve gedeckt ist.“ Spannend war die Frage, was bei Abweichungen von dieser Planung geschieht. Zwei Möglichkeiten waren denkbar:

- Zu viel Strom: Die Windräder und Photovoltaikanlagen liefern Strom im Überschuss. Dann springt das Pumpspeicherkraftwerk an; der überschüssige Strom treibt Pumpen an, die Wasser auf ein höheres Niveau befördern. So speichert man die Energie, bis sie gebraucht wird.
- Zu wenig Strom: Jetzt arbeitet das Pumpspeicherkraftwerk, es ist die Reserve im System. Das gespeicherte Wasser läuft zurück, um Turbinen mit Generatoren anzutreiben. Der zusätzliche Strom fließt in das Netz. Außerdem lassen sich die Biogasanlagen schnell hochfahren, weil sie immer verfügbar sind (das Biogas lässt sich leicht lagern).

Auf diese Weise hat das Projekt gezeigt: Ein virtuelles Kraftwerk kann die natürlichen Schwankungen der Wind- und Sonnenenergie ausgleichen. So stellten Mackensen und seine Kollegen in ihrem Abschlussbericht 2008 fest: „Das Projekt hat eindrucksvoll untermauert, dass es prinzipiell möglich ist, Deutschland aus 100% Erneuerbaren Energien zu versorgen.“

Ingo Leipner

utopia.de, 05.01.2010

Teil 2

Leben mit dem Energiebutler

Das Stromnetz der Zukunft ist ein „Internet der Energie“. Keine Einbahnstraßen, keine Einheitstarife. Was zählt, ist die Kommunikation zwischen Verbraucher und Versorger: „Intelligente Zähler“ werden zum wichtigen Baustein, um Deutschland mit Erneuerbarer Energie zu versorgen. Teil 2 unserer Serie „Erneuerbare Energie“: intelligente Stromnetze.

In 200 Mannheimer Haushalten nimmt dieses Frühjahr ein dienstbarer Geist seine Tätigkeit auf: der „Energiebutler“. Was nach Queen Victoria klingt, ist die Zukunft der Stromversorgung: „Die Abstimmung von Stromangebot und -nachfrage ist ein wichtiger Faktor“, erklärt Frieder Schmitt, Leiter der Konzernabteilung Technologie und Innovation bei der MVV Energie AG. Das Unternehmen ist Konsortialführer im Projekt „Modellstadt Mannheim“ (moma), wobei der „Energiebutler“ im Haushalt der Kunden eine entscheidende Rolle spielt.

Das Problem: Je mehr Strom aus Erneuerbarer Energie im Angebot ist, desto größere Schwankungen muss das Stromnetz verkraften. Mal weht der Wind, mal nicht – und vor die Sonne schieben sich immer wieder Wolken. Eine Lösung ist es, die elektrische Energie zu speichern, etwa in Pumpspeicherkraftwerken, wie sie in virtuellen Kraftwerken vorgesehen sind (siehe 1. Teil der Serie: virtuelle Kraftwerke). Doch die Geographie setzt dabei in Deutschland enge Grenzen. „Andere Möglichkeiten sind noch nicht wirtschaftlich“, sagt Schmitt. Zum Beispiel Batterie- oder Druckluftspeicher. Daher geht die MVV Energie AG einen neuen Weg, zusammen mit ihren Partnern aus Wissenschaft und Wirtschaft: „Wir verschieben die Verbrauchslasten“, so Schmitt. Und dazu wurde der „Energiebutler“ erfunden: Er ist eine „intelligente Energiesteuerung“, die das Energiemanagement in einem Haushalt übernimmt.

Grundlage ist ein flexibler Tarif: Bei geringer Nachfrage ist der Preis pro Kilowattstunde niedrig, in Zeiten hoher Nachfrage entsprechend teurer. Hintergrund ist das Geschehen an den Strombörsen: Stößt eine geringe Nachfrage auf ein großes Angebot, kann der Preis auf Null sinken – in der gegenteiligen Situation schnellert er bis auf 2 Euro pro Kilowattstunde hoch.

Dieses Marktgeschehen spiegelt sich in der neuen Tarifstruktur wider, die ein Anreizsystem für den Verbraucher ist. Er muss darüber nicht selbst nachdenken, weil der „Energiebutler“ alles regelt: Er bekommt über das Internet die Tarifstruktur des nächsten Tages mitgeteilt – und plant darauf automatisch den Einsatz der Großverbraucher im

Haushalt: Waschmaschine, Trockner, Geschirrspüler sowie Kühl- und Gefriergeräte. Sie springen an, wenn der Strom am günstigsten ist. „Wir haben festgestellt, dass sich 10 bis 15 Prozent des Stromverbrauchs verschieben lassen“, sagt Schmitt. Diese „Lastverschiebung“ bringt einen Kostenvorteil für die Kunden – und sorgt dafür, dass die Stromnachfrage gleichmäßiger wird, und die Spitzenlast im Netz zurückgeht. „Schwarmintelligenz“ lautet das Stichwort: Wenn Millionen Haushalte internetgesteuert ihren Stromverbrauch verstetigen, würde die Stabilität im Netz zunehmen. Schmitt: „Die Anpassung zwischen Erzeugung und Lastgängen ist für uns die große Herausforderung.“

So macht der „Energiebutler“ ein besseres Netz-Management möglich, welches eine intelligente Steuerung des Stromnetzes einschließt. Das ist eine Bedingung, um Erneuerbare Energie erfolgreich zu nutzen, etwa in der Kombination mit virtuellen Kraftwerken. Je besser sich die Stromnachfrage nach dem Angebot richtet, desto leichter lässt sich Energie aus Wind oder Sonne ins Netz einspeisen. Daher ist diese Technologie ein wichtiger Baustein, um Deutschland mit Erneuerbarer Energie zu versorgen.

„Intelligente Steuerungen“ wie der „Energiebutler“ lassen sich mit digitalen Stromzählern kombinieren: Diese „Intelligenten Zähler“ erfassen den Stromverbrauch digital und senden die Daten an den Stromversorger – entweder über ein Mobilfunknetz, Internet oder „Powerline“, eine Online-Verbindung über Stromkabel. Das nennt man „automatische Fernablesung“, weil die Daten alle 15 Minuten aktualisiert werden. Diese Daten nutzen die Stromversorger, um ihre Rechnungen zu schreiben – und die Kunden können sich zeitnah über ihren Stromverbrauch informieren. Dazu gehen sie auf die Internetseite ihres Stromlieferanten, wo sie in einem geschützten Kundenbereich alle Informationen abrufen können. So kommen Kunden Stromfressern auf die Spur; eine monatliche Abrechnung verhindert überhöhte Abschläge oder kostspielige Nachzahlungen.

Schöne neue Welt? Datenschützer sehen das kritisch: Sie befürchten einen „gläsernen Kunden“. Denn die Lastkurven des Stromverbrauchs geben Auskunft über die Lebensgewohnheiten eines Menschen - etwa welche Elektrogeräte er besitzt, oder wann er aus dem Haus geht und abends das Licht ausmacht. Dieser Gefahr will man in Mannheim vorbeugen: „Der Kunde bestimmt selbst, wer welche Daten bekommen kann“, sagt Schmitt. Der Datenschutz habe höchste Priorität, zumal sich das ganze Projekt nur „zusammen mit den Kunden“ entwickeln ließe. Daher sind Befragungen ein wichtiger Teil der „Modellstadt Mannheim“, um die Akzeptanz des Projekts zu prüfen.

Doch dieses Projekt hat noch weitere Ziele, die Schmitt im Moment noch als „visionär“ bezeichnet: Ein regionaler Marktplatz für Energie soll entstehen, „wo man seine

Energieproduktion an den Nachbarn verkaufen kann". Der „Prosumer“ ist gefragt: In Zukunft produzieren und konsumieren die Menschen gleichzeitig Energie, zum Beispiel mit einer Solaranlage auf dem Dach. Überschüsse speisen sie ins Netz ein – und eine dezentrale Versorgungsstruktur sorgt für kurze Wege beim Energietransport. Zukunftsmusik? In Mannheim machen sich die ersten Bürger auf den Weg.

Ingo Leipner

utopia.de, 20.01.2010

Teil 3

Offshore-Windparks: Volle Kraft voraus?

Eine steife Brise weht auf Nord- und Ostsee. Ein guter Grund, Windenergie-Anlagen offshore zu errichten. Bis 2030 will Deutschland auf See Windräder installieren, die eine Leistung von 25.000 Megawatt haben. Das sind 15 Prozent des deutschen Strombedarfs. Doch bis dieses Ziel erreicht ist, wird noch mancher Sturm über das Meer toben ... Teil 3 unserer Serie „Zukunft erneuerbarer Energie“: Windenergie auf Nord- und Ostsee.

„Drei Zahlen machen unser Projekt einmalig auf der Welt“, erklärt Lutz Wiese, Pressesprecher von „alpha ventus“, dem ersten deutschen Offshore-Windpark. „Die Windräder stehen 45 Kilometer vor Borkum in der Nordsee, 30 Meter beträgt die Wassertiefe – und jede Turbine hat eine Leistung von 5 Megawatt“. Diesen Testwindpark haben die Energieversorger EWE, E.ON und Vattenfall gebaut, die sich dazu in einem Konsortium zusammengeschlossen haben. Im November 2009 montierten Techniker das letzte von 12 Windrädern – in der Ausbaustufe wird „alpha ventus“ Strom für 50.000 Haushalte liefern. Entstanden sind gewaltige Anlagen, die bis zu 155 Meter aus dem Wasser ragen, etwa die Höhe des Kölner Doms. Ein Ärgernis für den Tourismus auf Borkum? Eher nicht. Wiese: „Auch vom Leuchtturm auf Borkum sind die Windräder nicht zusehen“. Das liegt an der Erdkrümmung, die Windräder verschwinden hinter dem Horizont.

250 Millionen Euro kostete der Windpark: „Bei einer Laufzeit von 20 Jahren erreichen wir eine schwarze Null“, sagt Wiese. Das sei eine Rechnung mit vielen Unbekannten, entscheidend wird der Wartungsaufwand sein. Ursprünglich waren für „alpha ventus“ 190 Millionen Euro vorgesehen – und der Windpark sollte schon 2008 zur Hälfte stehen. Aber die raue Nordsee hatte einen Strich durch die Rechnung gemacht: „Wenn wir Gardasee-Bedingungen gehabt hätten, wäre das möglich gewesen“, sagt Wiese. So musste das Konsortium erst neue Errichtungsschiffe chartern – und hat letztes Jahr in sieben Monaten alle 12 Windräder errichtet. „Wir können auch Nordsee“, freut sich der Pressesprecher.

Doch „alpha ventus“ wird nicht alleine auf der Nordsee bleiben: Es gibt bereits Genehmigungen für mehr als 20 weitere Offshore-Windparks, die eine Leistung von 8.000 Megawatt bringen. Dazu zählt auch der erste Windpark, den das Emdener Unternehmen „BARD Engineering“ bauen will: „BARD Offshore 1“. Diese Anlage hat eine Leistung von 400 Megawatt. Aber diese Investitionen können auf wackligen Beinen stehen, für die großen Energiekonzerne sind es „Risikoinvestments“. Der Grund ist ein

„Ei-Henne-Problem“: Per Gesetz sind die Netzbetreiber an der Küste verpflichtet, die Offshore-Anlagen an ihr Netz anzuschließen. Dazu müssen sie viele Kilometer Kabel durch die Nord- und Ostsee verlegen. Doch viele Netzbetreiber zögern, dafür Garantien auszusprechen. Sie fordern, dass erst die Finanzierung des Windprojektes stehen muss. Gleichzeitig verlangen Banken aber eine Anschlussgarantie, wenn sie Geld bereitstellen sollen ... So kann es für Investoren schwer werden, überhaupt Geld für einen Offshore-Windpark aufzutreiben.

Ein weiteres Problem: Je mehr die Versorger Strom aus Windenergie einspeisen, desto instabiler wird das Netz. Bei Sturm laufen die Windmühlen auf vollen Touren, bei Flaute passiert gar nichts. Laut Netzbetreiber „Vattenfall Europe“ kam es 2009 an 197 Tagen zu „kritischen Netzsituationen“, 2006 geschah das nur an 80 Tagen. Ein besonderer Tag war der 26.12.2009: Fast alle deutschen Windräder liefen mit voller Kraft – und eine ökonomisch paradoxe Situation trat auf: Das Stromangebot übertraf die Nachfrage, an der Börse EEX wurde Windstrom zu „negativen Preisen“ gehandelt. Das bedeutete: Rund 400.000 Megawattstunden Windstrom waren auf dem Markt; für jede Megawattstunde musste der Verkäufer 35 Euro an den Käufer bezahlen – insgesamt waren das 14 Millionen Euro. Hintergrund: Die Anbieter zahlen lieber drauf, als dass sie Atomkraft- oder Kohlekraftwerke runterfahren. Das wäre nämlich viel teurer.

Daher sagt Hermann Albers, Präsident des „Bundesverbandes WindEnergie“: „Längere Laufzeiten von Kernkraftwerken blockieren die Windenergie in Deutschland.“ Und er argumentiert weiter: "Eine Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken steuert direkt in die energiepolitische Sackgasse.“ Sie verhindere „Innovationen in der regenerativen Energiewirtschaft“ und zementiere „bestehende Oligopole einer grundlastorientierten Energieerzeugung.“ Er denkt an virtuelle Kraftwerke und intelligente Stromnetze, um die Einspeisung von Windstrom zu verstetigen. Stichwort „Demand Side Management“: Lastverschiebungen auf der Stromabnehmerseite machen es möglich, die Nachfrage nach Strom zu stabilisieren. Albers: „Regenerative Kombikraftwerke, neue Speichertechnologien und Demand Side Management sind die Lösung für eine klimaschützende Energieversorgung.“

Seine Schlussfolgerung: „Kernkraft- und Kohlekraftwerke werden in Zukunft nicht mehr gebraucht. Sie sind Dinosaurier einer überholten, zentralen Energieerzeugung.“ Und die Ökologie? Das „Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie“ (BSH) koordiniert die ökologische Begleitforschung bei „alpha ventus“: Wie reagieren Meeressäuger und Rastvögel auf den Windpark? Gehen Lebensräume verloren? Wie wirken sich Bau- und Betriebsgeräusche auf Säugetiere und Fische aus? Kommt es zu

Kollisionen mit Zugvögeln? Alles zu klärende Fragen, wenn Offshore-Windparks einen Beitrag zur Energieversorgung leisten sollen, der wirklich nachhaltig ist.

Ingo Leipner

utopia.de, 02.02.2010

Teil 4

Desertec: Debatte um Wüstenstrom

Am Projekt „Desertec“ scheiden sich die Geister: Zwar leuchtet es auf den ersten Blick ein, Solarstrom in der Wüste zu produzieren. Sauber, effizient und nachhaltig. Kritiker sehen darin aber den Versuch großer Konzerne, sich Monopole für die Zukunft zu sichern – und an der Nachhaltigkeit des Projekts wird auch gezweifelt. Teil 4 unserer Serie „Zukunft Erneuerbarer Energie“: das Projekt „Desertec“.

„Ich würde mein Geld in die Sonne und Solarenergie stecken, was für eine Energiequelle!“, jubelte schon Thomas A. Edison, „Hoffentlich nehmen wir das in Angriff, bevor Öl und Gas ausgegangen sind.“ Der Erfinder der Glühbirne lebte von 1847 bis 1931. Würde er heute in das Projekt „Desertec“ investieren?

Eine gewaltige Summe steht im Raum: 400 Milliarden Euro. Um dieses Finanzvolumen zu stemmen, haben sich große Konzerne verbündet: „Münchener Rück“, „Deutsche Bank“, „Siemens“, ABB, E.ON und RWE. Sie kooperieren mit „Abengoa Solar“, „Cevital“, „HSN Nordbank“, „M+W Zander Holding“, „MAN Solar Millenium“ und „Schott Solar“. Diese Unternehmen haben im Herbst 2009 mit der „DESERTEC Foundation“ die "Desertec Industrial Initiative" (DII) gegründet – eine GmbH, die bis 2012 „konkrete Geschäftspläne und darauf aufbauende Finanzierungskonzepte“ entwickeln soll, wie es in einer Pressemitteilung der „Desertec Foundation“ heißt. Das bedeutet: Die DII muss erst noch herausfinden, wo die 400 Milliarden Euro herkommen.

Übrigens: Die „Desertec Foundation“ geht auf den „Club of Rome“ zurück, der sich 2003 mit dem „Hamburger Klimaschutz-Fonds“ und dem „Jordanischen Nationalen Energieforschungszentrum“ (NERC) zusammengetan hat. Die drei Organisationen riefen eine Initiative ins Leben, um Solar- und Windstrom aus Wüsten nach Europa zu übertragen. 2008 erhielt die „Desertec Foundation“ zwei „Utopia Awards“ in der Kategorie Ideen.

Um welche Ideen geht es bei diesem Projekt? Die „Desertec Foundation“ rechnet vor: „Um den heutigen globalen Strombedarf von 18.000 TWh/Jahr zu decken, würde es reichen, drei Tausendstel der weltweit ca. 40 Millionen Quadratkilometer an Wüstenflächen mit Spiegel- oder Kollektorfeldern solarthermischer Kraftwerke auszustatten.“ Und: „Das DESERTEC Konzept ermöglicht mehr als 90 Prozent der Weltbevölkerung effizienten Zugang zu Solar- und Windstrom aus den energiereichen

Wüstengebieten der Erde – und damit auch eine günstige Ergänzung des jeweiligen regionalen regenerativen Energiemixes.“

Solarthermische Kraftwerke? Eine erprobte Technik: Seit 1985 arbeitet ein solches Kraftwerk in Cramer Junction, Kalifornien. Und das größte Kraftwerk dieser Bauart ging 2008 ans Netz – „Andasol 1“ in der spanischen Provinz Granada. Dort bündeln 209.664 Parabolspiegel das Licht der Sonne, das Solarfeld ist über 500.000 Quadratmeter groß. Durch Absorberrohre fließt ein Öl, das sich durch das konzentrierte Sonnenlicht auf 400 °C erhitzt. Ein Wärmeüberträger kommt hinzu – und mit seiner Hilfe wird Dampf erzeugt, der die Turbinen eines konventionellen Kraftwerks antreibt. Dieses Kraftwerk hat eine Leistung von rund 50 Megawatt, 180 GWh Strom soll es im Jahr produzieren. Und es arbeitet auch nachts, weil das erhitzte Öl durch einen thermischen Speicher geleitet wird: 28.500 Tonnen Salz in geschmolzener Form können genug Wärme aufnehmen, um fast acht Stunden lang Strom zu produzieren. Allerdings braucht das Kraftwerk 870.000 Kubikmeter Wasser im Jahr, um den Dampf im Generatorkreislauf zu kühlen – das ist der Bedarf einer Stadt von 20.000 Einwohnern. Gebaut hat das Kraftwerk „MAN Solar Millenium“, die Investitionskosten werden auf 300 Millionen Euro geschätzt.

Das zweite Element im Projekt „Desertec“ sind Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ): Sie transportieren Strom über weite Entfernungen, und zwar mit Verlusten, die unter drei Prozent auf 1.000 Kilometer liegen sollen. Die „Desertec Foundation“ schreibt: „Durch die zwei- bis dreifach höhere Sonneneinstrahlung und die geringeren saisonalen Schwankungen, kann die Übertragung von Wüstenstrom mittels HGÜ über mehrere tausend Kilometer wirtschaftlich sein.“ So würde die EUMENA-Region mit Strom zu versorgen sein – EUMENA steht für „Europe“, „Middle East“ und „North Africa“. Das Ziel des Projektes ist es, 2050 15 Prozent des europäischen Strombedarfs zu decken.

Doch ob dieser Plan aufgeht, bezweifeln Kritiker: Eine „Fata Morgana“ nennt Hermann Scheer die Initiative der Großkonzerne. In einem Gespräch mit manager-magazin.de zerpfückt der Präsident von „Eurosolar“ das „Desertec“-Konzept: „Die Investitionskosten bei Desertec sind absurd“, argumentiert Scheer, „der Aufbau der Anlagen und des Transportnetzes ist ein so gigantisches Unterfangen mit so vielen Beteiligten, dass die Kosten kaum planbar sind.“ Der SPD-Politiker befürchtet, dass die Transitstaaten taktieren werden, „um das Beste für sich rauszuholen.“ Das würde Zeit und Geld kosten. Hinzu kommt: „Die Leitungsverluste über die große Strecke nach Europa wären immens, die technische wie politische Zuverlässigkeit kritisch.“ Die Kraftwerke würden unter „Extrembedingungen“ wie Sandstürme betrieben, die Wartungskosten seien nicht vergleichbar mit bekannten Anlagen.

Warum lassen sich dann gewinnorientierte Konzerne auf ein solches Projekt ein? Scheer: „Diese Konzerne verfolgen das Ziel, die Strukturen der heutigen Energieversorgung in das Zeitalter der erneuerbaren Energien zu verlängern.“ „Desertec“ bedeute Strom von einem einzelnen Konsortium, „das Produktionsanlagen wie Transportleitungen kontrolliert.“ Scheers Fazit: „Es ist ein Weg, auch Solarstrom unter Monopolbedingungen herzustellen.“

Scheer ist nicht allein mit seiner Position: „Ein Solarprojekt, das nicht nachhaltig sein soll?“ – diese Frage stellt sich Franz Garnreiter vom „Institut für sozial-ökologische Wirtschaftsforschung“ (isw). Der Titel seiner Kritik am Wüstenstrom lautet: „Desertec – Der Anschlag der Konzerne auf die Solarenergie“. Garnreiter fragt sich, „ob man mit einer solchen Solarstrategie nicht einfach nur den Raubbau an endlichen Öl- und Gasvorräten durch den Raubbau an endlichen Metallvorräten und Mineralien ersetzt.“ Sein Argument: Ein konventionelles Großkraftwerk produziert im Dauerbetrieb rund 8.000 GWh im Jahr, „Andasol 1“ soll auf ca. 180 GWh im Jahr kommen – damit liegt die Stromerzeugung im konventionellen Kraftwerk beim 45fachen des solarthermischen Kraftwerks. Wer also nur ein Großkraftwerk ersetzen will, braucht ein Vielfaches der Ressourcen, die für „Andasol 1“ nötig waren. Garnreiter rechnet mit einem Platzbedarf von 90 Quadratkilometern – ein Drittel der Fläche von München. Und: 25 Quadratkilometer müssten mit Spiegelglas bedeckt sein. Das Hightech-Spezialglas ist 4 Millimeter dick und silberbeschichtet, über 250.000 Tonnen wären nötig. Garnreiter: „Das zeigt, dass Solarenergie nicht einfach verfügbar ist, sondern eine gigantische Materialschlacht voraussetzt.“

Tera-, Giga- oder Megawatt?

1 Terawattstunde (TWh) = 1.000 Gigawattstunden (GWh)

1.000 GWh = 1.000.000 Megawattstunden (MWh)

1.000.000 MWh = 1.000.000.000 Kilowattstunden (kWh)

Der Stromverbrauch in Deutschland beträgt im Moment rund 600 TWh im Jahr.

utopia.de, 15.02.2010

Teil 5

Klingelnde Kassen im Dorf

Erneuerbare Energie hat einen guten Ruf: Sie entlastet das Klima, hinterlässt keinen strahlenden Müll und geht niemals zur Neige. Doch damit nicht genug: Energie aus Wind und Sonne lässt die Kassen klingeln, weil sie die regionale Wertschöpfung stärkt. Um diesen ökonomischen Aspekt dreht sich der 5. Teil unserer Serie „Zukunft Erneuerbarer Energie“.

Ein Dorf in Baden-Württemberg: Mauenheim hat 430 Einwohner und kaufte früher für 300.000 Euro Energie ein – das waren im Jahr 300.000 Liter Heizöl und 500.000 Kilowattstunden Strom. Heute ist Energie kein Kostenfaktor mehr, im Gegenteil: Mauenheim verdient jetzt 600.000 Euro, weil es Strom verkauft. Was war geschehen? Ein örtliches Unternehmen baute am Ortsrand eine Biogasanlage, die jährlich vier Millionen Kilowattstunden Strom produziert. Mit doppeltem Nutzen: Die Anlage arbeitet mit Kraft-Wärme-Kopplung, so dass die Mauenheimer ihre Heizenergie über ein lokales Wärmenetz beziehen. Falls es im Winter besonders kalt wird, schalten sie einfach eine Holzhackschnitzel-Anlage dazu. Eine Photovoltaik-Anlage rundet das Angebot an Erneuerbarer Energie ab – und unterm Strich produziert Mauenheim viel mehr Strom, als es selbst verbraucht. Und: Der Wärmebedarf ist völlig gedeckt. Außerdem stammen alle Rohstoffe zum Betrieb der Anlagen aus der eigenen Umgebung: Landwirte bauen Energiepflanzen an, der Kuhmist von 150 Rindern wird in der Biogasanlage verwertet. Und die Holzhackschnitzel kommen aus dem kommunalen Wald.

„Die Energieversorgung für die Regionen wird von einem Kostenpunkt zu einer wichtigen Einnahmequelle“, stellen Florian Witzler und Gregor Dilger fest. Sie haben im Auftrag der „Agentur für Erneuerbare Energien“ beschrieben, welche ökonomische Bedeutung regenerative Energiequellen haben, und zwar auf lokaler Ebene („Regionale Wertschöpfung durch die Nutzung Erneuerbarer Energie“). Die Autoren des Hintergrundpapiers wählen die „regionale Wertschöpfung“ als zentralen Begriff: Sie umfasst alle wirtschaftlichen Leistungen einer Region (inklusive des Nutzens für die Kommunen). Davon sind alle Vorleistungen abzuziehen, die außerhalb der Region erbracht werden. „Regionale Wertschöpfung vereint den privatwirtschaftlichen und kommunalpolitischen Nutzen aus dem Umstieg auf Erneuerbare Energie“, so Witzler und Dilger, „je größer die privatwirtschaftliche Wertschöpfung ist, desto mehr nehmen die kommunalen Gebietskörperschaften über Steuern und Abgaben ein.“ Die beiden Autoren nennen den Landkreis Steinfurt als Beispiel: Um die 445.000 Einwohner mit Energie zu versorgen, fallen im Jahr 1,4 Milliarden Euro Kosten an. Rund die Hälfte des Geldes fließt ab – das sind außerhalb der Region erbrachte Vorleistungen. Würde Steinfurt Kohle und

Öl durch Erneuerbare Energie ersetzen, ließe sich die Wertschöpfung in der Region um bis zu 700 Millionen Euro steigern. Der „Bundesverband Erneuerbare Energie“ hat berechnet: 2008 wurden bereits 7,8 Milliarden Euro Kosten vermieden, weil regenerative Energie zum Einsatz kam, statt fossile Energieträger nach Deutschland einzuführen.

Thema Arbeitsplätze: „Untersuchungen zeigen, dass je Megawatt Leistung einer Biogasanlage ca. drei Vollarbeitsplätze entstehen“, schreiben Witzler und Dilger. Das geht bei der Planung los, Beispiel Mecklenburg-Vorpommern: Die Hälfte aller Anlagen wird von Planungs- und Ingenieurbüros entwickelt, die ihren Sitz in diesem Bundesland haben. Wer eine Biogasanlage errichtet, schafft beim Bau weitere Arbeitsplätze – und der Betrieb sorgt ebenfalls für Nachfrage auf dem Arbeitsmarkt. Denn die Anlagen sind regelmäßig zu warten, außerdem werden Rohstoffe benötigt, was Arbeitskräfte für Ernte und Transport erfordert. Auf diese Weise bauen sich Landwirte ein „zweites Standbein“ auf: „Bereits 2008 wurden 10,5 Prozent der landwirtschaftlichen Nutzfläche Deutschlands für die Strom-, Wärme- und Kraftstoffproduktion genutzt“, so Witzler und Dilger.

Die beiden Autoren legen daher diese denkbare Kalkulation vor: Ein Landkreis hat eine Ackerfläche von 30.000 Hektar. Davon werden 6.000 Hektar für den Anbau von Biomasse genutzt (20 Prozent), wobei eine 500 kW-Biogas-Anlage eine Fläche von 200 Hektar beansprucht. Eine solche Anlage bringt eine regionale Wertschöpfung von 300.000 Euro. Wenn die Bürger des Landkreises 30 Anlagen betreiben, würden sie neun Millionen Euro erwirtschaften. Ein Betrag, über den sich auch Kommunalpolitiker freuen: Sie entlasten durch steigende Einnahmen aus der Gewerbesteuer ihren Haushalt. Witzler und Dilger zitieren eine Studie der „Prognos AG“: Geht man von einer Betriebszeit von 20 Jahren aus, fallen pro installiertem Megawatt Windenergie erhebliche Einnahmen an Gewerbesteuer an – rund 100.000 Euro. Der „Bürgerwindpark Druiberg“ in Dardesheim hat eine Leistung von 62 Megawatt; für die Kommune wären das Einnahmen in Höhe von 6,2 Millionen Euro. Das sind 310.000 Euro pro Jahr. Zusätzlich kann eine Kommune Pachteinnahmen erzielen, wenn sie ungenutzte Grundstücke Erneuerbarer Energie zur Verfügung stellt.

Gewerbesteuer, Arbeitsplätze, Wertschöpfung – die wirtschaftlichen Vorteile sind groß, wenn Regionen auf Erneuerbare Energie setzen. Wer regionale Wirtschaftskreisläufe stärken will, baut Windparks und Biogas-Anlagen. Ökonomie und Ökologie gehen Hand in Hand; Wohlstand und Klimaschutz sind kein Widerspruch.

Ingo Leipner

utopia.de, 03.03.2010

Teil 6

Was passiert, wenn der Wind nicht weht?

Die Schildbürger haben auch schon an Energiespeichern gearbeitet: Sie wollten Licht in ihr fensterloses Rathaus bringen – und packten es dazu in Säcke. Kein Wunder, „dass es dafür keine Forschungsgelder mehr gibt“, scherzt Prof. Dr. Ingo Stadler, Direktor am Institut für Elektrische Energietechnik (Fachhochschule Köln). Sein Thema: Speichertechnologien für Erneuerbare Energie. Teil 6 unserer Serie „Zukunft Erneuerbarer Energie“.

Ein positiver Trend: 16 Prozent betrug der Anteil, den Erneuerbare Energien 2009 an der Stromversorgung hatten. Bis 2020 sollen es laut Bundesregierung 30 Prozent sein. Aber: Je mehr Sonne und Wind als Energiequelle dienen, desto größer werden die Schwankungen im Stromnetz. Bei Flaute stehen die Windräder still, oder Wolken schieben sich vor die Sonne – und schon entsteht eine Situation wie in diesem Januar: An manchen Tagen waren nur 500 MW Windenergie am Netz, bei einer deutschen Gesamtleistung von 25.000 MW. Solche Schwankungen gleicht „Regelenergie“ aus: Zum Beispiel lassen sich Kraftwerke mit Gasturbinen schnell hochfahren, um Angebotslücken zu schließen. Weitere Ansätze sehen so aus: Ein virtuelles Kraftwerk sorgt für einen Ausgleich, oder intelligente Stromnetze steuern die Nachfrage, damit sie besser zum Energieangebot passt.

Einen dritten Weg stellen Technologien dar, um Energie zu speichern: Sie dienen als „Energiesenke“, wenn Wind und Sonne zu viel Strom liefern – und als „Energiequelle“, wenn ein Mangel besteht. Dabei favorisiert Ingo Stadler Lösungen, bei denen keine Rückumwandlung der Energie stattfindet: „Wir speichern die Energie, nachdem wir den Strom verbraucht haben.“ Sein Beispiel: Bei einem Überschuss an Strom lässt sich ein Kühlhaus ein paar Grad tiefer kühlen. Steigt die Nachfrage wieder, geht das Kühlaggregat vom Netz – und es dauert eine Weile, bis die alte Temperatur wieder erreicht ist. In dieser Zeit fragt das Kühlhaus weniger Strom nach – und trägt dazu bei, das Stromnetz stabil zu halten. Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen können ähnliche Aufgaben übernehmen.

Doch es gibt noch eine Reihe weiterer Technologien, die unterschiedlich effizient Strom speichern. Hier eine Auswahl:

Pumpspeicherkraftwerke: Sie sind eine „etablierte Technologie, die einigermaßen günstig ist“, sagt Stadler. Das Prinzip: Mit billigem Strom wird Wasser in ein höheres Becken gepumpt. Steigt die Stromnachfrage, fließt es durch Turbinen zurück, die

Generatoren antreiben – und Strom wird als „Regelenergie“ verfügbar. „Ein idealer Langzeitspeicher“, wie Stadler findet. Der Wirkungsgrad ist hoch, er liegt zwischen 65 und 85 Prozent. Das bedeutet: Bis zu 85 Prozent der gespeicherten Energie geben Pumpspeicherkraftwerke wieder ab. 15 Prozent gehen verloren. Ein Beispiel ist das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal im Thüringer Schiefergebirge, das seit 2003 am Netz ist: Es handelt sich um das größte Pumpspeicherkraftwerk in Deutschland und hat eine Leistung von 1.060 MW, was in etwa der Leistung eines Atomreaktors entspricht. Der Stausee fasst in 880 Metern Höhe rund 12 Millionen Kubikmeter Wasser – eine Speicherkapazität von 8.460 MWh. Mit dieser Energie ließe sich Thüringen acht Stunden vollständig mit Strom versorgen. „Doch die Verfügbarkeit in Deutschland ist erschöpft“, sagt Stadler. Ein Potential für Pumpspeicherkraftwerke sieht er im Alpenraum und in Skandinavien: „Dann müssten aber die Stromnetze in Europa besser ausgebaut werden“, so der Fachmann für Speichertechnologie.

Druckluftspeicherkraftwerke: Sie pressen Luft in unterirdische Salzkavernen; die Kompressoren werden eingeschaltet, wenn der Strom günstig ist. Besteht Bedarf, leitet man die expandierende Luft durch Turbinen, die mit Generatoren kombiniert sind. Der Wirkungsgrad ist mit 45 bis 55 Prozent deutlich geringer als bei Pumpspeicherkraftwerken. Der Grund: Das Kraftwerk muss die komprimierte Luft kühlen, wenn sie eingelagert wird – und erwärmen, sobald sie durch die Turbinen strömen soll. Dafür ist zusätzliche Energie nötig, denn sonst würden die technischen Anlagen vereisen. Ein Beispiel ist das Kraftwerk in Huntorf (Niedersachsen): Es läuft seit 1978 und hat zwei Kavernen, um 310.000 Kubikmeter Luft zu speichern. Dieses Kraftwerk kann für zwei Stunden eine Leistung von 290 MW abgeben – und braucht etwa acht Stunden, um erneut seine Kavernen mit Druckluft zu füllen. Ein so genanntes adiabates Druckluftspeicherkraftwerk will der Energieversorger EnBW bauen: Es soll die Wärme speichern, die bei der Kompression der Luft entsteht. Und nutzt diese Energie, wenn die Luft erwärmt werden muss, um ohne Schaden durch die Turbinen zu strömen. So würde sich der Wirkungsgrad auf 70 Prozent erhöhen. Doch Stadler sieht bei dieser Technologie eine „Nutzungskonkurrenz“: „Ganz viele wollen unter die Erde.“ Denn Salzkavernen seien auch als Speicher für Wasserstoff, Erdgas oder CO₂ interessant.

Lithium-Ionen-Batterien: Sie hält Stadler nur im Zusammenhang mit E-Mobilität für einen praktikablen Speicher – „sonst sind diese Batterien zu teuer.“ Das Konzept heißt auf Englisch: „Vehicle to Grid“ (V2G). Eine Flotte von Elektroautos dient als „Energiesenke und -quelle“. Überschüssiger Strom ließe sich in den Lithium-Ionen-Batterien der Fahrzeuge speichern, bei Bedarf kann er dann wieder vom Netz (Grid) abgerufen werden. Stadler rechnet vor: Ein entsprechender Akku kommt auf ca. 10.000 Entladezyklen, die aber bei einer Lebenszeit von 10 Jahren nicht ausgeschöpft werden.

„Da ergibt sich eine überschüssige Kapazität, die sich für das Netzmanagement einsetzen lässt“, so Stadler. Der Wirkungsgrad liegt zwischen 90 und 95 Prozent. Beispiel Deleware in USA: Der Bundesstaat hat 2009 ein Gesetz verabschiedet, das V2G voranbringen soll. Wer sein Elektrofahrzeug in der Nacht mit billigem Strom lädt, kann diese Energie am Tag an das Netz zurückgeben – zum dann aktuellen Stromtarif. Möglich macht das ein intelligenter Stromzähler, der in beide Richtungen den Energiefluss erfasst.

Wasserstoff: Stationäre Wasserstoff-Speicher bieten ein „großes Potential“, um überschüssigen Strom aus erneuerbarer Energie aufzunehmen. Das stellt eine aktuelle Studie des „Verbands der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik“ (VDE) fest („Energiespeicher in der Stromversorgungssystemen: Trends, Perspektiven, Chancen“): „Dieser Wasserstoff könnte dann entweder bei Bedarf wieder rückverstromt oder aber in Hybrid-Elektrofahrzeugen für mehr Reichweite eingesetzt werden.“ Man könnte Strom aus Offshore-Windparks zur Elektrolyse nutzen, um Wasserstoff zu gewinnen, der dann unter Druck in unterirdischen Salzkavernen gespeichert wird. Er hat eine so hohe Energiedichte, dass sich 60mal mehr elektrische Energie aus den Kavernen entnehmen ließe, als wenn Luft hineingepresst wird. Der VDE schreibt: „Nur derartige Langzeitspeicher haben das Potenzial, thermische Kraftwerke für die Reservehaltung zu ersetzen.“ Der Nachteil des Wasserstoffs ist sein geringer Wirkungsgrad: Er liegt im Moment zwischen 20 und 40 Prozent.

Ob Druckluft, Wasser oder Wasserstoff – viele praktikable Ansätze sind in der Diskussion, um das Speicherproblem bei Erneuerbarer Energie zu lösen. Schließlich geht es nicht darum, Licht in Säcken zu transportieren, wie es die Schildbürger versucht haben.

Ingo Leipner

utopia.de, 16.03.2010

Teil 7

CO₂ einfach in die Erde pressen?

Wehen bald an den Schornsteinen deutscher Kohlekraftwerke Piratenflaggen? Vielleicht, wenn sich CCS durchsetzt: „Carbon Capture and Storage“. Das englische Wort „capture“ steht u. a. für die Kaperung von Schiffen auf hoher See – und meint hier: CO₂ wird eingefangen und anschließend gelagert (Storage). Eine Konkurrenz für Erneuerbare Energie? Teil 7 unserer Serie „Zukunft der Erneuerbaren Energie“.

CCS steckt noch in den Kinderschuhen: Im Ort Schwarze Pumpe (Niederlausitz) betreibt „Vattenfall Europe“ seit September 2008 eine Pilotanlage, um CO₂ aus Rauchgasen abzuscheiden. Dabei kommt das Oxyfuel-Verfahren zum Einsatz: Braunkohle wird mit reinem Sauerstoff statt Luft verbrannt – und das CO₂ abgeschieden und verflüssigt. Kosten der Anlage: 70 Millionen Euro. Doch wohin mit dem gewonnenen CO₂? Das wird in Ketzin (Havelland) erforscht: Dort läuft seit 2004 das Projekt „CO₂Sink“, Wissenschaftler wollen bis 2013 90.000 Tonnen CO₂ in die Tiefe pressen. Endstation sind in 700 Metern so genannte „saline Aquifere“ – poröse Gesteinsschichten, in denen sich Salzwasser befindet. Wichtigen Fragen sind die Wissenschaftler auf der Spur: Wie verhält sich das CO₂ unter der Erde? Welche chemischen Wechselwirkungen gibt es? Und bleibt das Gas tatsächlich in seiner Lagerstätte?

„Man kann die Technologie der CO₂-Abscheidung nicht von der Stange kaufen“, sagt Manfred Fishedick, Vizepräsident des „Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie“. Der Wissenschaftler sieht noch einen großen Forschungsbedarf: „Die Technologie steht erst 2020 bis 2025 zur Verfügung.“ Sein Institut hat mit anderen deutschen Forschungseinrichtungen untersucht, wie die Ökobilanz der CCS-Technologie im Vergleich zu Erneuerbarer Energie aussieht („Strukturell-ökonomischer-ökologischer Vergleich Regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS)“).

„Der Teufel steckt wie immer im Detail“, sagt Fishedick. Zum Beispiel ist es falsch, von einer CO₂-freien Stromerzeugung zu sprechen, wenn CCS zum Einsatz kommt. Je nach Verfahren und Brennstoff sind die Abscheideraten sehr unterschiedlich, wobei es für die Ökobilanz wichtig ist, die gesamte Vorkette zu erfassen. Das Oxyfuel-Verfahren erreicht zwar am Kraftwerk eine Abscheiderate von 99,5 Prozent. Werden aber alle Treibhausgase der Prozesskette berücksichtigt, schrumpft die Netto-CO₂-Reduktion auf 78 Prozent. Noch schlechter fallen die Zahlen beim zweiten Verfahren aus, das in der Entwicklung ist

- die Rauchwäsche. Sie entzieht das CO₂ den Rauchgasen eines Kraftwerks, das zum Beispiel Steinkohle verbrennt. Die Abscheiderate beträgt am Kraftwerk 88 Prozent. Netto sind es aber nur 72 bis 78 Prozent, weil der Steinkohlebergbau zusätzliche Energie verschlingt, und Methan als Grubengas in die Atmosphäre gelangt. Methan ist ein viel wirksameres Treibhausgas als CO₂. In der Studie heißt es dazu: „Bei der ganzheitlichen Betrachtung relativieren sich damit die erreichbaren Minderungseffekte durch CCS-Kraftwerke.“ Und weiter schreiben die Wissenschaftler: „In der Vergleichsanalyse weisen die betrachteten regenerativen Energieoptionen deutlich günstigere Werte auf als die fossilen Kraftwerke mit CO₂-Abtrennung.“ Zum Vergleich: Strom aus Solarthermie und Windkraft verursache „nur 2 bis 3 Prozent der CO₂-Emissionen, der Treibhausgase und des kumulierten Energieverbrauchs der fossilen Kraftwerke“.

Hinzu kommt: „Es gibt heute schon fossile Technologien, die in Größenordnungen vorstoßen, die man später bei CCS erwartet“, stellt Fishedick fest. Er denkt dabei an Blockheizkraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung oder Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke, kurz GuD-Kraftwerke genannt. Laut Studie sind das Technologien, „die schon jetzt so umweltfreundlich sind, wie es mit den CCS-Kraftwerken in 2020 erreicht werden soll.“

Ein weiterer Knackpunkt: „Mit CCS verschlechtern wir den Wirkungsgrad“, sagt Fishedick. Bis zu 1/3 mehr Energie sei nötig, um die gleiche Menge Strom wie in einem konventionellen Kraftwerk zu produzieren. Das macht sich proportional in der Ökobilanz bemerkbar: So steigt die Belastung durch Sommersmog um 524 Prozent (!), die Eutrophierung nimmt um 40 Prozent zu. Bei SO₂, NO₂ oder Staub ergeben sich aber positive Effekte, weil sie mit dem Lösungsmittel aus der Rauchgaswäsche reagieren.

Doch Kraftwerke stehen in der Regel nicht neben potentiellen Lagerstätten: CO₂-Pipelines sind zu bauen, etwa vom Ruhrgebiet zu den Salzstöcken in Norddeutschland. Das bedeutet einen „nicht zu vernachlässigenden zusätzlichen Energiebedarf“, wie es in der Studie heißt. Das liegt am Transport und der Notwendigkeit, das CO₂ in flüssige Form zu bringen. Außerdem sind durch den gesunkenen Wirkungsgrad größere Mengen an Kohle nötig. Die Folge: „Durch eine großmaßstäbliche Einführung von CCS würde sich diese Transportaufkommen in erheblichen Maße erhöhen.“

Und die Lagerung selbst? Bei ihr sieht Fishedick eine „grundsätzliche Unsicherheit“. Der Wissenschaftler sagt: „Man weiß zu wenig über das Wanderungsverhalten des CO₂.“ Darauf macht auch das Umweltbundesamt (UBA) aufmerksam: „Wirkungen auf dem Umwelt sind als Folge von Leckagen des Speichers möglich“, schreibt das UBA in seinem Papier „CCS – Rahmenbedingungen des Umweltschutzes für eine sich entwickelnde Technik“. Eine denkbare Möglichkeit: Das CO₂ verdrängt große Mengen salzigen

Grundwassers, wenn es in „salinen Aquiferen“ gespeichert wird. Dieses Wasser könnte „in Süßwasser führende Grundwasserschichten eindringen.“ Weiter schreibt das UBA: „Unter ungünstigen Bedingungen können die salzigen Grundwässer bis an die Erdoberfläche gelangen und dort zu Schäden (Versalzungen) von Böden und Oberflächengewässern führen.“ Generell ist noch zu klären: Bleibt das CO₂ wirklich in der Erde oder wandert es langsam zurück in die Atmosphäre? Dann wäre die Abscheidung am Kraftwerk sinnlos gewesen.

Ökonomisch fällt der Vergleich zwischen CCS und Erneuerbarer Energie so aus: Zwischen 40 und 70 Euro kostet es, eine Tonne CO₂ abzuscheiden und einzulagern. Fishedick rechnet mit steigenden Kosten, weil fossile Brennstoffe teurer werden. Bei den meisten Formen der Erneuerbaren Energie geht der Wissenschaftler von sinkenden Kosten aus: „Es gibt eine hohe Wahrscheinlichkeit, dass 2020 bis 2025 Erneuerbare Energie kostengünstiger ist als die CCS –Technologie.“

Aber auf der internationalen Ebene könnte CCS durchaus sinnvoll sein. Es sei zu erforschen, „ob diese Technik im großen Maßstab ökologisch, ökonomisch und gesellschaftlich verträglich eingesetzt werden kann.“ Für Fishedick ist das eine offene Frage. „ Die USA und China werden weiter auf Kohle setzen, auch wenn sie sich den Klimaschutz stärker auf die Fahnen geschrieben haben“, argumentiert der Wissenschaftler, „die Vereinigten Staaten hätten es politisch deutlich einfacher, wenn sie auf der Basis von Kohle und Kohletechnologie ihre Klimaschutzziele erreichen könnten.“

Ingo Leipner

utopia.de, 20.04.2010