

# SAND, SALZ UND BETON

**Thermische Solarkraftwerke werden künftig mit mächtigen Wärmespeichern bestückt sein, damit sie auch nachts und unter wolkigem Himmel Strom aus Sonnenwärme liefern können.**

*von Andrea Hoferichter*

Wie gerne würde Cristiano Boura wieder mal am Strand spazieren gehen und seine Füße in den sonnengewärmten Sand stecken. Der Urlaubstraum kommt nicht von ungefähr, denn warmer Sand gehört zum Tagesgeschäft des Ingenieurs. In einem Labor des Solar-Instituts Jülich der Fachhochschule Aachen arbeitet er an einem Wärmespeicher, in dem künftig tonnenweise Sandkörner die Wärme aus Solarkraftwerken speichern sollen – für den Betrieb in der Nacht oder während Schlechtwetterphasen. „Sand ist billig und an den Standorten der Kraftwerke meist sogar im Überfluss vorhanden“, sagt Boura. In einem stählernen Laborbehälter lässt er die Sandkörner wie in einer Sanduhr von oben nach unten durch einen heißen Luftstrom rieseln. Dabei heizen sie sich auf. „Bei Bedarf kann dem Sand die Wärme mit einem kalten Luftstrom wieder entzogen werden“, erklärt Boura.

Die Sandspeicher sind eine patentierte Idee von Forschern des Instituts für Technische Thermodynamik am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) in Stuttgart und eines der jüngsten dort entwickelten Konzepte zur Wärmespeicherung. „Die Nachfrage nach regenerativ erzeugtem Strom, der rund um die Uhr verfügbar ist, steigt“, sagt Rainer Tamme, Leiter der DLR-Abteilung Thermische Prozesstechnik. Denn Solarkraftwerke, wie sie schon seit rund 30 Jahren in Kalifornien ihren Dienst tun, liegen nachts praktisch brach, während sie zur Mittagszeit besonders mächtige Stromportionen produzieren. „Diese Einspeiseschwankungen können die Stabilität der Stromnetze gefährden“, nennt Tamme das Problem. Es wird sich verschärfen, wenn mehr Solarkraftwerke ans Netz gehen.

## **Kombination aus Solarkraft**

Eine Kombination aus Solarkraftwerk und Wärmebunker kann dagegen wie ein konventionelles Kraftwerk Energie kontrolliert ins Netz speisen. Aus Sicht der New York Times ist damit sogar der „heilige Gral der erneuerbaren Energien“ gefunden. „In jedem Fall ist es ein riesiger Wettbewerbsvorteil“, meint Tamme. Denn der Strom aus Photovoltaikkraftwerken oder Windparks lässt sich nicht so leicht zähmen. Das bestätigt Greg Glatzmaier vom National Renewable Energy Laboratory (NREL) in Golden im US-Staat Colorado. „Mit Salzschnmelzen etwa, der am besten erprobten Methode zur Speicherung von Solarwärme, bleiben nach sechs Stunden weit über 90 Prozent der eingesetzten Energie erhalten“, berichtet er. Weniger als 10 Prozent der Wärme gehen verloren. Die Verluste beim Speichern von Strom liegen dagegen zwischen 20 und 50 Prozent – egal ob in konventionellen Pumpspeicherkraftwerken oder neuartigen Druckluftspeichern. Der Knackpunkt: Die elektrische Energie muss zum Speichern zunächst in eine andere Energieform verwandelt werden – und später zurück in elektrischen Strom. Der speichergestützte Betrieb eines Solarkraftwerks rechnet sich laut Glatzmaier auch deshalb schnell, weil die Turbinen besser ausgelastet sind. Die Jahresleistung lässt sich damit verdoppeln.

Allerdings ist das Interesse der Wirtschaft an den Speichern erst in den letzten Jahren spürbar gewachsen. Daher sind bislang nur wenige Technologien marktreif, geschweige denn in Betrieb. „Zurzeit gibt es bloß einen kommerziell genutzten Speichertyp“, sagt Tamme. Er speichert Sonnenwärme in geschmolzenem Salz, das in zwei unterschiedlich temperierten Tanks lagert. Solche tortenförmigen Tankkessel, jeder 14 Meter hoch und etwa doppelt so breit, thronen auf kargem Terrain in der Nähe der andalusischen Metropole Granada. Daneben stehen in kilometerlangen Reihen die Parabolspiegel der Solarkraftwerke Andasol 1 und 2. Das Erste der beiden 50-Megawatt-Kraftwerke hat das Unternehmen Solar Millennium aus Erlangen entwickelt

und mit Partnern vor Ort in Spanien 2008 in Betrieb genommen. Mit den Parabolspiegeln wird dort tagsüber Sonnenlicht auf Rohre konzentriert, durch die ein Thermoöl strömt. Das Öl erhitzt sich dabei auf etwa 400 Grad Celsius und erzeugt Wasserdampf, der eine Turbine zum Rotieren bringt. Ein Generator verwandelt die Drehbewegung in Strom.

### **Salz ALS DÜNGEMITTEL**

„Ein Teil des Öls wird zum Speicher gepumpt und heizt dort eine Salzschnmelze aus Natrium- und Kaliumnitrat auf“, erklärt Solar-Millennium-Sprecher Alexander Jacobsen. Diese Salze dienen auch als Düngemittel oder zum Konservieren von Lebensmitteln. Rund 28 500 Tonnen davon lagern in einem Tank-Paar. Im kälteren der Bunker herrschen 290 Grad Celsius. „Tagsüber wird die Salzschnmelze in den anderen Tank gepumpt“, beschreibt Jacobsen die Prozedur. „Dabei nimmt sie über einen Wärmetauscher Energie aus dem solar gewärmten Öl auf und erhitzt sich auf rund 380 Grad Celsius.“

Eine dicke Schicht Mineralwolle in den Metallwänden der Bunker hält die Salzmischung auf Temperatur. Über Nacht wird die Schnmelze dann vom wärmeren in den kälteren Tank zurückgeführt, die gespeicherte Energie über einen Wärmetauscher mit Öl wieder abgezapft und in den Kraftwerksbetrieb gespeist. Mit diesem Speicherkonzept lassen sich laut Jacobsen bis zu acht Stunden Dunkelheit überbrücken, selbst wenn der Speicher Energie für den Vollastbetrieb des Kraftwerks liefern muss. Doch die Wärmespeicherung in geschmolzenem Salz hat Tücken. „Schon wenn eine Woche lang keine Sonne scheint, können sich die Salze bis zum Schnmelzpunkt abkühlen“, nennt Nathan Siegel von den Sandia National Laboratories in Kalifornien das Dilemma. Dann müssen Leitungen und Behälter beheizt werden, damit das Salz darin nicht fest wird und irreparable Schäden anrichtet. Die Forscher suchen daher mit Hochdruck nach Salzmischungen, die bei deutlich niedrigeren Temperaturen schnmelzen und zugleich bezahlbar sind – bisher allerdings ohne durchschlagenden Erfolg. „Zwar lässt sich der Schnmelzpunkt der gängigen Salzmischung durch Zugabe von Lithiumnitrat von 221 auf 120 Grad Celsius und zusätzlich kombiniert mit Kalziumnitrat unter 100 Grad Celsius senken“, sagt Siegel. Doch das Lithiumsalz ist teuer. Und Langzeittests zur Stabilität der Mixturen stehen noch aus.

DLR-Forscher Tamme favorisiert deshalb eine Alternative zu den Salzspeichern, die ihre Feuertaufe im Pilotmaßstab bereits bestanden hat. „Gemeinsam mit dem Stuttgarter Bauunternehmen Züblin haben wir einen Speicher aus Spezialbeton entwickelt“, berichtet er. Da normaler Beton Wärme nur mäßig leitet, wurde die Materialmischung mit Stahlnadeln und Vulkangestein gespickt. Im Pilotspeicher, einem grauen Klotz vom Format eines Kleinlasters, stecken zig zentimeterdünne Rohre, durch die das solar gewärmte Thermoöl strömen und im Beton Wärme abgeben kann. Um etwa in der Nacht kaltes Öl wieder aufzuheizen, wird es einfach in umgekehrter Richtung durch die Rohre im Speicher geschickt. Ein solcher Speicher mit der Grundfläche eines Fußballfeldes oder größer könnte zwischen 5 und 15 Prozent weniger kosten als ein vergleichbarer Salzspeicher. Für gängige Kraftwerksgrößen bedeutet das eine Kostenersparnis von einigen Hunderttausend Euro.

### **Wärmekissen fürs Solarkraftwerk**

Ebenfalls im Pilotstadium ist ein zweites Verfahren der DLR-Forscher. In ihrem Labor steht, wie eine Rakete im Miniaturformat, ein mannshoher sogenannter Latentspeicher auf drei Metallbeinen. Darin steckt gut eine Tonne Salz, das hier aber ruhig fest werden darf – und sogar soll. „Wir nutzen den Phasenübergang zwischen fest und flüssig zur Wärmespeicherung“, sagt Tamme. „Wenn wir unser Salzgemisch mit Wärme aufladen, wird es flüssig. Entziehen wir die Energie wieder, kristallisieren die Salze.“ Das gleiche Prinzip nutzen Wärmekissen, die in der Jackentasche frostige Hände aufwärmen – vorausgesetzt, sie wurden zuvor in kochendes Wasser gesteckt. Wie der Betonspeicher ist auch der Latentspeicher von Rohren durchzogen, durch deren Wände die Wärme der Thermoflüssigkeit ins Speichermedium wandert. Metallbleche oder Grafitfolien, die im Salz stecken und senkrecht zu den Rohren montiert sind, beschleunigen den Prozess. „Die Wärmeleitfähigkeit des Salzes wird dadurch um ein Vielfaches gesteigert“, freut sich der DLR-Forscher.

Latentspeicher gelten als besonders kostengünstige und daher zukunftssträchtige Speichertechnologie. „In Latentspeichern lässt sich mit weniger Salz mehr Energie speichern“, sagt NREL-Forscher Glatzmaier. Außerdem gibt es keine Probleme mit zugesetzten Leitungen, da das Salz nicht umgepumpt werden muss. Und man braucht nur einen Tank statt zwei. Die letzten beiden Argumente sprechen auch für ein Konzept, das Glatzmaier das „Ein-Tank-Speichersystem“ nennt. „Wir lagern die heiße und die kühlere Salzschnmelze in einem gemeinsamen Behälter“, erklärt er. „Die heiße Salzschnmelze steigt darin nach oben und die kühlere setzt sich unten ab.“ Zusätzlich ist der Tank mit einem Granulat gefüllt, das noch mehr Wärme aufnehmen kann und die unterschiedlich temperierten Flüssigkeiten an ihrem Platz hält. Der Bau des Speichers soll zwischen 25 und 40 Prozent billiger sein als das Zwei-Tank-System. Allerdings ist das System noch nicht ausgereift.

Zukunftsmusik sind auch die Sandspeicher, an denen die Forscher in Jülich tüfteln. „Sie eignen sich vor allem für Turmkraftwerke“, berichtet Ingenieur Cristiano Boura. Bei diesem noch jungen Kraftwerkstyp konzentrieren Spiegel das Sonnenlicht auf die Spitze eines Turms und produzieren dort rund 800 Grad Celsius heiße Luft. Das energiegeladene Gasgemisch wird dem neuen Speicherkonzept zufolge seitlich in einen Wärmetauscher geblasen, der in dem Turm hängt. Gleichzeitig rieselt von oben Sand hindurch, heizt sich dabei auf und landet in einem gut isolierten Tank unten im Turm. In einem externen Wärmetauscher kann mit der gespeicherten Energie bei Bedarf Dampf für den Betrieb der Kraftwerksturbine erzeugt werden. Der „entladene“, auf gut 100 Grad Celsius abgekühlte Sand wird in einem zweiten Tank gelagert.

### **Kampf gegen die Verstopfung**

Allerdings müssen noch einige grundlegende Probleme gelöst werden. „Der Sand darf die Öffnung, durch die er rieselt, nicht verstopfen und von der heißen Luft nicht aus dem Speicher getragen werden“, sieht Boura als die größten Herausforderungen. Die Jülicher Solarforscher suchen zurzeit nach geeigneten Filtern, die genügend Luft hindurch, aber keinen Sand herauslassen. Das Filtermaterial muss hohen Temperaturen trotzen und zugleich so hart sein, dass es von den harten Sandkörnern nicht abgeschmirgelt wird. Am Feintuning von Sandkorngöße und Strömungsgeschwindigkeit arbeiten die Wissenschaftler ebenfalls noch. Und sie prüfen neben Sand auch andere Speichermaterialien auf ihre Praxistauglichkeit: etwa Siliziumkarbid-Körner, die in Schleifpasten stecken, und poröse Keramik, durch die heiße Luft getrieben wird. Noch im Laborstadium stecken Versuche, Wärme durch chemische Reaktionen zu speichern. „So lässt sich die Industriechemikalie Kalziumhydrid unter Wärmezufuhr in Kalzium und Wasserstoff spalten und diese Reaktion bei Bedarf umkehren“, erklärt John Davidson vom australischen Unternehmen EMC Solar. „Dann wird die Wärme wieder frei.“ Der Vorteil der chemischen Speicheremethode: Sie kommt mit viel weniger Material aus. „Mit einer Tonne Kalziumhydrid lässt sich zwölfmal so viel Energie speichern wie durch Erhitzen von einer Tonne Speichersalz“, sagt Davidson.

Alle diesen neuen Speicherstrategien sind auf kommende Kraftwerksgenerationen zugeschnitten, die bei höheren Temperaturen von 600 bis 800 Grad Celsius arbeiten. Diese Kraftwerke setzen keine Thermoöle als Medium zur Wärmeübertragung ein wie die Parabolrinnenkraftwerke, sondern etwa Salzschnmelzen, die zugleich als Speicherematerial dienen können und dadurch teure Wärmetauscher überflüssig machen. Oder sie produzieren direkt heiße Luft oder Wasserdampf für den Betrieb der Kraftwerksturbinen. „In der Forschung herrscht Aufbruchstimmung“, resümiert DLR-Experte Rainer Tamme, der sich nicht festlegen will, welche Technologie sich letztlich durchsetzen wird: „Das Rennen ist offen.“ ■

Andrea Hoferichter ist diplomierte Chemikerin und arbeitet als Wissenschaftsjournalistin in Cremlingen bei Braunschweig.

### **DER LEUCHTTURM VON JÜLICH**

Der Blick von der Versuchsebene in rund 30 Meter Höhe zeigt ein riesiges Feld von gläsernen

Quadraten. Über 2000 hochpräzise Spiegel stehen in Reih und Glied vor dem Solarturm am Stadtrand von Jülich. Mit einer Spiegelfläche von insgesamt 18 000 Quadratmetern konzentrieren sie das auftreffende Sonnenlicht bis zu tausendfach auf einen sogenannten Receiver an der Spitze des 60 Meter hohen Turms. Dazu führt eine ausgeklügelte Steuerung die Armada der Spiegel automatisch dem Lauf der Sonne am Himmel nach. Der 22 Quadratmeter große Receiver besteht aus einer schwarzen Keramik, die sich durch das konzentrierte Sonnenlicht auf bis zu 1000 Grad Celsius erhitzt. Luft, die durch kleine Öffnungen in der Keramik gesaugt wird, nimmt die Wärme auf und gibt sie in einem Abhitzekegel an Wasser ab. Das Wasser verdampft, und der heiße Dampf treibt eine Turbine an. So wird – nach dem gleichen Prinzip wie in einem Kohle- oder Gaskraftwerk – mithilfe von Sonnenenergie und mit einer Leistung von bis zu 1,5 Megawatt elektrischer Strom erzeugt. Der Dampf kondensiert, und das Wasser fließt zurück zum Kessel. Ein thermischer Speicher, der wie der Receiver aus einem keramischen Material besteht, kann die solare Wärme eine Stunde lang horten, um wolkige Wetterphasen zu überbrücken. „Der Solarturm Jülich, der Ende 2008 seinen Betrieb aufgenommen hat, soll die Leistungsfähigkeit der zukunftsweisenden solarthermischen Kraftwerkstechnologie demonstrieren“, sagt Thomas Hartz, Projektleiter des Solarthermischen Versuchskraftwerks bei den Stadtwerken Jülich. Einen Großteil der Technologie haben Forscher am Solar-Institut der FH Aachen entwickelt, die den innovativen Solarturm – zusammen mit Forschern des DLR – auch nutzen, um etwa den Receiver und die Software zur Nachführung der Spiegel zu optimieren. Die Stadtwerke Jülich (SWJ) betreiben den Turm, der von den Kraftanlagen München geplant und in nur zehn Monaten errichtet wurde. Der Bau wurde vom Bundesumweltministerium sowie von den Landesministerien in Nordrhein-Westfalen und Bayern gefördert. Den Strom speisen die SWJ in das regionale Versorgungsnetz ein.