

# Spiegelheiß

Sonnenwärmekraftwerke sind seit der Wüstenstrom-Initiative Desertec in aller Munde: Ihr Potenzial war lange bekannt. Doch die Technologie, die jetzt als Allheilmittel des Energie- und Klimaproblems hochgejubelt wird, hielt Dornröschenschlaf. Aufgeweckt wird sie derzeit in Spanien und den USA – mit reger deutscher Beteiligung.

Text: Sascha Rentzing, Reiner Wandler und Jürgen Heup

Am Deutschen Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR) in Stuttgart gibt es ein Problem. „Wir brauchen mehr Platz“, sagt Franz Trieb wie entschuldigend beim Gang durch das verwinkelte Bürogebäude. Das Institut platze aus allen Nähten, ein Anbau sei dringend erforderlich, sagt Trieb. Den unverhofften Wachstumsschub hat das DLR nicht etwa geplanten Weltraummissionen zu verdanken oder Forschungsaufträgen für neue Superjets. Es ist die Solarenergie, die dem DLR reichlich Arbeit auf die Schreibtische und in die Labore spült. Entsprechend ist der Mitarbeiterzuwachs am Institut für Technische Thermodynamik. Auf deren Internetseite ist noch von 180 Mitarbeitern die Rede. „Ich glaube, wir sind mittlerweile aber über 200“, sagt Trieb.

Der promovierte Physiker und Ingenieur arbeitet in der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung. Seit 1994 ist er am DLR beschäftigt, seine Dissertation schrieb er an der Universität Oldenburg über autonome Wasserstoff-Energiespeichersysteme für Solar- und Windstrom. Doch vor allem die Solarthermie hat es dem 51-Jährigen angetan. Wenn er über die Möglichkeiten der Solarkraftwerke (CSP, Concentrated Solar Power) spricht, klingt er nicht

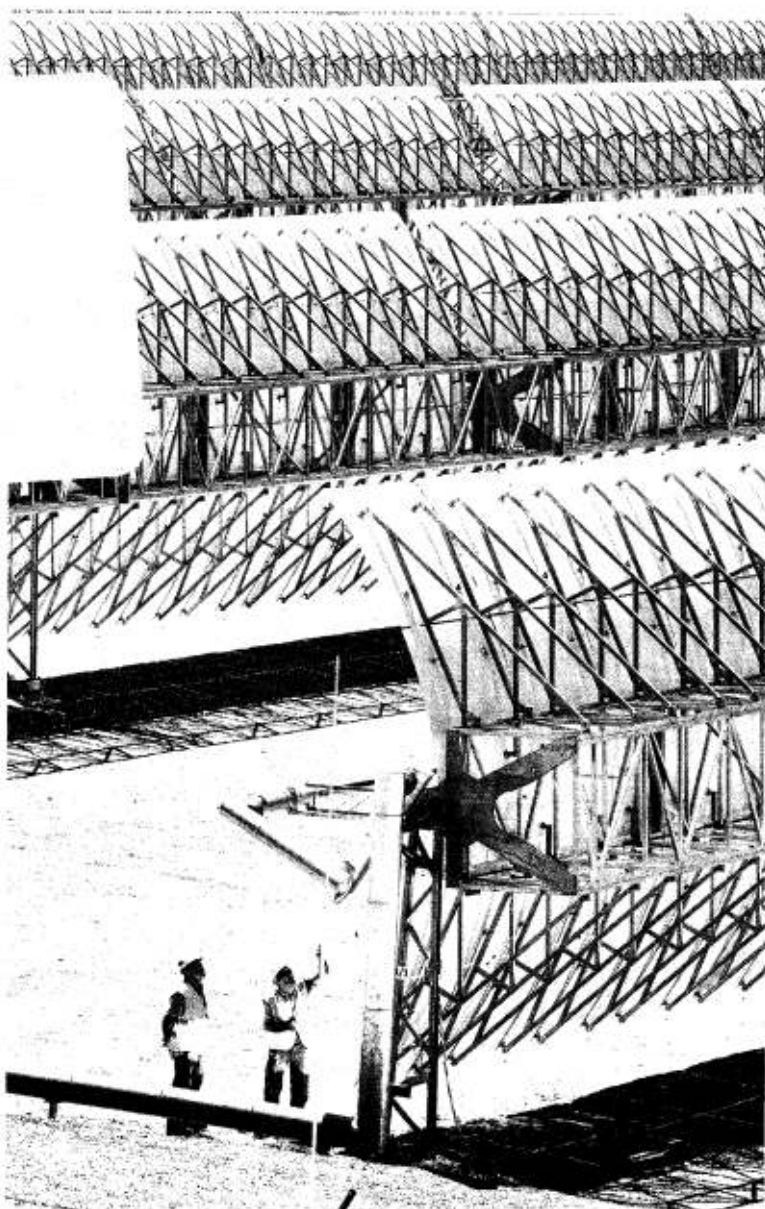
wie einer, der Arbeitsalltag runterleiert. Er ist absolut überzeugt von seinem Job, von der Technologie, Strom über Sonnenwärme zu erzeugen. „Drei Millionen Terawattstunden pro Jahr könnte uns die Solarthermie liefern, der globale Stromverbrauch umfasst gerade mal 18.000 Terawattstunden“, sagt Trieb und zeigt auf einer Weltkarte den roten Solargürtel auf.

Eine Studie über die Chancen solarthermischer Kraftwerke am Weltenergiemarkt verfasste er bereits 1998, einer der Mitautoren war Gerhard Knies, damals noch wissenschaftlicher Mitarbeiter des Deutschen Elektronen-Synchrotron in Hamburg, heute Vorsitzender des Aufsichtsrats der Desertec-Stiftung (siehe Info-Kasten).

## Technologieszenarien erstellt

Franz Trieb ist der Experte für Berechnungen, das Aufklamüsern der Zahlen, die um die Solarkraft in den Raum geworfen werden. Als 2003 in Hamburg die Trec-Initiative (Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation) gegründet wurde, die sich für die „Erzeugung von Solar- und Windstrom in Wüstenregionen und die teilweise Übertragung nach Europa einsetzt“ – Gründungsmitglieder wa-

ren der Club of Rome, der Hamburger Klimaschutz-Fonds, das Nationale Energieforschungszentrum Jordaniens und Gerhard Knies – machte sich Trieb im Auftrag des Bundesumweltministeriums daran, die Wüstenvision nach Unstimmigkeiten abzuklopfen. „Ich konnte aber keine Fehler finden“, sagt der Wissenschaftler im Ton eines Dozenten, der sich sicher war, dass eigentlich keiner seiner Studenten die Klausurfragen hätte lösen können. Unter Trieb's Federführung erarbeitete das DLR dann 2005 und 2006 Studien. Deren Kürzel med-csp und trans-csp stehen für Solarthermische Kraftwerke für den Mittelmeerraum und Trans-Mediterranean Solarstromverbund: Damit waren die vermeintlichen Wüsten-Spinnereien sozusagen von Forscherseite abgesehen. „Man muss klar sagen dass es Technologieszenarien sind und keine Prognosen“, stellt Franz Trieb klar. Aber dieser Pfad weise in sich keine Fehler auf und sei so realisierbar, ist der Ingenieur sicher. Alle dafür erforderlichen Technologien seien bereits vorhanden. „Wir sind aber keine Wahrsager, sondern prüfen lediglich die Konsistenz von Szenarien“, schiebt Trieb hinterher, als müsse er seine eigene Euphorie zügeln. ➤



**Rinnenkraftwerk:** Parabolspiegel konzentrieren Sonnenstrahlen auf Absorberrohre im spanischen Andasol. Deutsche Unternehmen wie Schott-Solar und Flabeg zählen zu den führenden Zulieferern.

Franz Trieb ist mit seiner Abteilung auch dabei, wenn Desertec in die Planungsphase eintritt. Beim DLR ist man in Sachen Solarkraftexpertise gut positioniert. Ob bei der Standortsuche, Fragen der technischen Lösung oder bei der Qualitätskontrolle der Anlagen. Eine Ausgründung des DLR, die CSP Services, ist mittlerweile in diese noch unbesetzte Marktnische gerutscht. In der Solarthermieforschung- und auch in der industriellen Umsetzung zählt Deutschland mit seinen Forschungseinrichtungen zur Weltspitze. Und das, obwohl hierzulande die solarthermische Stromerzeugung wohl kaum auf eine rentable Zukunft hoffen kann. „Bei 800 effektiven Sonnenstunden kommt man bei uns mit diesem Kraftwerkstyp auf keinen grünen Zweig“, weiß der DLR-Mann. Deutlich wird dies, wenn man sich die 4.000 Sonnenstunden an den Topstandorten in Nordafrika vor Augen führt.

Deutschlands einziges Solarturmkraftwerk in Jülich mit einer Leistung von 1,5 Megawatt (MW), derzeit in der Probephase, soll zwar kommerziell betrieben werden

und Strom ins Netz einspeisen. Es wurde aber hauptsächlich als Forschungs- und Demonstrationsanlage erbaut. Sozusagen um auch vor Ort technische Lösungen weiterentwickeln und vorzeigen zu können. Das DLR lieferte neben dem Forschungszentrum Jülich die Expertise.

#### Die vier CSP Technologien

Die richtige Hardware aber steht in Spanien. An der Forschungsstation Plataforma Solar de Almería, an der sonnigen Südwestspitze der iberischen Halbinsel gelegen, arbeiten deutsche Wissenschaftler seit Jahrzehnten zusammen mit spanischen Kol-

legen an den Kraftwerkskonzepten (neue energie 12/2004): Vom Entwicklungsstand sind Parabolrinnensysteme am weitesten. Bei diesen Anlagen werden Sonnenstrahlen mit bogenförmigen, einachsigen der Sonne nachgeführten Spiegeln gebündelt. In der Brennpunktlinie verlaufen Absorberrohre. Darin fließt ein Medium, das auf über 400 Grad erhitzt wird. Das sind meist synthetische Thermo-Öle, neuerdings werden aber auch Salzschnmelzen oder direkt Wasser verwendet. Über Wärmetauscher und unter Druck kann schließlich Dampf erzeugt und weiter überhitzt werden. Der Dampf treibt konventionelle Turbinentechnologie an und

wird anschließend in einem Generator in elektrischen Strom gewandelt. Solcherlei Rinnenkraftwerke wurden bereits 1906 entwickelt und in Ägypten getestet. Mit dem Ausbruch des Ersten Weltkriegs 1914 verrieselten die Technologieräume wieder im Wüstensand, erlebten erst in den Siebzigerjahren ihre Umsetzung (siehe Info-Leiste).

Linear-Fresnel-Kraftwerke funktionieren ähnlich: Sie konzentrieren Sonnenstrahlen ebenfalls um das 70 bis 100fache auf eine Linie. Doch die Struktur der Fresnel-Spiegel-Kollektoren erübrigt eine aufwändige Nachführmechanik wie bei den Parabolrin-

nenkraftwerken. Zudem beanspruchen sie weniger Fläche und Material. Linear-Fresnel-Kraftwerke weisen zwar eine geringere Effizienz auf, doch eröffnen sie ein weit höheres Kostensenkungspotenzial.

Allerdings ist die Fresnel-Technologie weniger ausgereift, steht aber – wie der Großteil der Solarthermietechnik – auf der Agenda deutscher Unternehmen: Novatec-Biosol, 2005 in Karlsruhe gegründet, hat sich etwa als einer der wenigen Hersteller weltweit auf diesen Kollektortyp spezialisiert. Auch MAN Ferrostaal ist am Bau dieses Kraftwerktyps beteiligt. Bei den Parabolrin-

nenkraftwerken – in den meisten Projekten die derzeit geplant sind, soll dieser Kraftwerkstyp Verwendung finden – positionierte sich Schott-Solar mit Receiverrohren als führender Zulieferer. 2009 baut Schott die Kapazität neuer Produktion auf ein Gigawatt aus. Und das bayerische Unternehmen Flabeg hat nach eigenen Aussagen für alle Parabolrinnenkraftwerke, die derzeit kommerziell betrieben werden, Spiegel geliefert.

Bleibt Technik Nummer 3: Bei den sogenannten Solartürmen werden Sonnenstrahlen bis um das Tausendfache konzent-

**1. Jhd. n. Chr.:** Heron von Alexandria nutzt das Prinzip der Ausdehnung von Heißluft und baut mit der Aelopile die erste Reaktions-turbine.

**16. bis 18. Jhd.** Konstruktionszeichnungen und erste Entwicklungen von Solaröfen: u. a. Leonardo da Vinci, Horace-Bénédict Saussure.

**1816:** Der schottische Pfarrer Robert Stirling (1790 – 1878) erfindet den Stirling Heißluftmotor.

**1873:** Der schwedische Ingenieur John Ericsson baut Heißluftmaschinen und den ersten Rinnenkollektor und prophezeit: „Um genügend Antriebsenergie zu bekommen, müssen die Fabriken zum Sonnengürtel der Erde umziehen.“

„Das Desertec-Projekt ist eine Fata Morgana. Die Initiatoren selbst wissen: Daraus wird nie und nimmer etwas. Wer Desertec befürwortet, muss außerdem eine andere Kernfrage beantworten: wo künftig die Wertschöpfung aus erneuerbaren Energien stattfindet. Es ist ein fundamentaler volkswirtschaftlicher Unterschied, ob sie dezentral produziert werden, die Wertschöpfung also dezentral erfolgt, oder durch Großkraftwerke mit konzentrierter monopolisierter Wertschöpfung.“

Hermann Scheer, Präsident von Eurosolar, Energieexperte der SPD, über die Idee, Wüstenstrom nach Europa zu importieren.

riert. Ein großes Feld einzeln nachgeführter Planspiegel lenkt die Strahlen auf einen einzigen Strahlungsempfänger an einem Turm. Dort entstehen

weit höhere Temperaturen als in den Rinnenkollektoren. Das DLR erreichte in Almeria in einer Pilotanlage über 1.000 Grad. Dieses Temperaturniveau ermöglicht die Verwendung reiner Luft als Wärmeträgermedium, mit der auch direkt eine Gasturbine betrieben werden kann. Ein Prozess, bei dem kein Wasser vonnöten ist, weshalb sich die Solarturmtechnik vor allem für den Einsatz in Wüstenregionen anbietet. Das Jülicher Solarturmkraftwerk wurde von KAM gebaut, der Kraftanlagen München, die sich mit diesem Projekt international in Stellung bringen will.

Ein weiterer Kraftwerkstyp mit Punktkonzentration sind die Dish-Stirling-Anlagen. Parabolisch gekrümmte Spiegel, zweiaxsig der Sonne nachgeführt, reflektieren und bündeln die Sonnenstrahlen auf einen Brennpunkt. Dort ist der Receiver eines Stirlingmotors fixiert. Mit der konzentrierten Sonnenwärme wird ein Gas aufgeheizt, Luft, Helium oder Wasserstoff, das den Stirlingmotor betreibt. Dieser Kraftwerkstyp erreicht mit über 31 Prozent den bisher höchsten Wirkungsgrad unter den solarthermischen Stromerzeugern, arbeitet

allerdings auch mit der anfälligsten Technik. Das Stuttgarter Ingenieurbüro Schlaich Bergermann und Partner arbeitet seit 20 Jahren an der Entwicklung und Perfektionierung der Dish-Stirling-Technologie (neue energie 12/2008). Die Leistung eines Motors liegt zwar nur bei 10 bis 50 Kilowatt. Einzelanlagen können aber zu Großanlagen verschaltet werden.

Erste Solarkraftwelle in den USA Spanien hat sich zu einem Topstandort für die Erforschung der solarthermischen Kraftwerkstypen entwickelt. Doch die Idee, mithilfe der Sonnenwärme elektrische Energie zu produzieren, wurde in den USA in den Achtzigerjahren erstmals kommerziell umgesetzt: In der kalifornischen Mojave-Wüste errichtete die israelisch-amerikanische Firma Luz zwischen 1984 und 1991 neun Parabolrinnenkraftwerke mit einer Leistung von anfangs 14 und zuletzt 80 Megawatt (MW); insgesamt bringen sie es auf 354 MW.

Bis heute laufen die Kraftwerke tadellos – mit einer technischen Verfügbarkeit von mehr als 98 Prozent produzieren sie jährlich 800 Millionen Kilowattstunden Strom. Das

reicht, um 200.000 Haushalte mit Energie zu versorgen.

Auslöser, in die sogenannten Solar Electricity Generating Systems zu investieren,

war damals die Ölkrise. Ein Paket aus Investitionsfreibeträgen, Grundsteuerbefreiung und langfristig garantierten Stromabnahmepreisen, das die US-Regierung auf den Weg gebracht hatte, machte die Anlagen in der kalifornischen Einöde wirtschaftlich. Für 15 bis 17 Dollarcent können Solarkraftwerke an den Topstandorten in den USA heute die Kilowattstunde Strom produzieren, wie die Kraftwerksbetreiber beteuern. Das sind mit umgerechnet 11,5 bis 13 Eurocent fast nur halb so viel wie in Süds Spanien.

Warum also stehen nicht mehr Kraftwerke in den USA? Als der Ölpreis wieder sank, verlor Washington das Interesse an den Riesenrinnen – und zog die Investitionsanreize 1990 zurück. Wieder verfiel die Technik in einen Dornröschenschlaf. Erst im Juni 2007, mit der Inbetriebnahme des 64-MW-Kraftwerks Nevada Solar One in der Nähe von Las Vegas, begann das erneute Aufwecken. Neues Leben eingehaucht hatte ihr der spanische Baukonzern Acciona, der 250 Millionen Dollar in das Kraftwerk investierte und es auf Grundlage einer Stromabnahmevereinbarung mit regionalen Energieversorgern betreibt.

**1901:** Solar Motor Co. heißt die erste ‚Solarfirma‘ der Welt, gegründet vom Briten Aubrey G. Eneas. Er baut eine Solarkraftmaschine aus 1.788 Spiegeln mit einer Leistung von knapp drei Kilowatt.

**1912 bis 1914:** Der deutsch-amerikanische Ingenieur Frank Shuman errichtet in Meadi bei Kairo das erste Rinnenkraftwerk mit 45 Kilowatt Leistung, 1.300 Quadratmetern Spiegelkollektoren.

Auch die Deutsche Reichsregierung plant den Bau von Solarkraftwerken in Deutsch-Südwest. Aufgrund der hohen Investitionskosten und dem Ausbruch des Weltkriegs folgen keine weiteren Großprojekte.

**1931:** In Kalifornien wird der erste Solardish gebaut: Ein Stirlingmotor der mittels Konzentratorspiegeln betrieben wird.

### Spanien als weltweiter Vorreiter

Zuvor hatten spektakuläre Bauarbeiten im heißen Südspanien von sich reden gemacht. Auslöser war ein spezieller Einspeisetarif für die Kraftwerke, den die spanische Regierung bereits im März 2004 verabschiedete. Andasol heißt das 150-MW-Projekt, das als das „größte solarthermische Kraftwerk weltweit“ angekündigt und dessen erster Teilabschnitt am 1. Juli eingeweiht wurde. Das Know-how lieferte das Erlangerer Unternehmen Solar Millennium. Den Anlagenbau übernahm Cobra, Tochter des spanischen Baukonzerns ACS. Jahrelang hatte Solar Millennium in einem der solarthermischen Kraftwerke in der Mojave-Wüste geforscht und die Technik perfektioniert.

Die Dimensionen von Andasol 1 beeindrucken: Das Gelände des 50-MW-Parabolrinnenkraftwerks an der Nordseite der Sierra Nevada zwischen Granada und Almería misst 1,5 Kilometer mal 1,3 Kilometer. Die Kollektorfläche macht davon 510.000 Quadratmeter aus und entspricht 70 Fußballfeldern. Doch das Besondere an Andasol 1: Die Anlage nutzt erstmals großmaßstäbliche Speichertechnologie. In der Mitte des Solarfeldes steht ein Wärmespeicher. In den zwei Tanks von 14 Metern Höhe und 36 Metern Durchmesser wird die überschüssige Energie während der Mittagsstunden in flüssigem Salz gespeichert. Das Salz wird durch Sonnenenergie auf bis zu 390 Grad Celsius aufgeheizt. Mit

der gespeicherten Wärme kann das Kraftwerk bis zu 7,5 Stunden nach Sonnenuntergang noch Strom mit der vollen Leistung liefern. Andasol 1 ist mit seinen 50 MW bereits am Netz, Andasol 2 befindet sich im Probebetrieb. Bei Andasol 3 hatte zunächst

die Solanda GmbH, eine Vorschaltgesellschaft der MAN Ferrostaal AG, die Federführung. Anfang Juli heuerten aber weitere Interessenten aus Deutschland an: Die Stadtwerke München mit 48,9 Prozent Anteilen und RWE Innogy und Rheinenergie



**Forschungsbau:** Ob Punkt- oder Linearkonzentratoren – welche Technologie sich durchsetzen wird ist noch nicht klar. In Spanien werden derzeit alle Kraftwerkstypen zur Erprobung gebaut.

**1940 bis 1970:** Solarkonzentratoren und -öfen werden entwickelt. 1968 entsteht in Odeillo, in den französischen Pyrenäen, der stärkste Solar-Schmelzofen der Welt: 3.000 Arbeitsstunden pro Jahr, ein Megawatt thermische Leistung, Temperaturen von bis zu 3.800 Grad Celsius. Das Kraftwerk produziert seit 1977 mit 56 kW Leistung Strom.

**1975 bis 1991:** Mit Beginn der Ölkrise Mitte der Siebzigerjahre erlebt die Solarenergie eine Renaissance. Im April 1982 wird in der Nähe des kalifornischen Daggett das erste kommerzielle solarthermische Großkraftwerk in Betrieb genommen, in der Mojave Wüste werden zwischen 1984 und 1991 allein neun Parabolrinnenkraftwerke mit einer Leistung von anfangs 14 und zuletzt 80 Megawatt

**Flächenverbrauch:** Ob nun wie hier in Spanien beim Bau von Andasol 3, in den USA oder in der Sahara. Die Flächen, die man für ein Solarkraftwerk benötigt, sind gigantisch. Linear-Fresnel-Anlagen schneiden noch am besten ab. Im Schatten der Spiegelrinnen wäre gar Landwirtschaft denkbar.

mit 25,1 Prozent (siehe Seite 73). Die Projektierer aus Erlangen haben schnell Nachahmer gefunden. „Ende 2010 werden solarthermische Kraftwerke mit einer Kapazität von über 800 MW in Betrieb sein“, erklärt Luis Crespo, der Generalsekretär des Branchenverbandes Protermosolar. Die Großen der Branche sind auf die Technik aufmerksam geworden. Sieben Anlagen laufen bereits in Spanien, an über 20 Kraftwerken wird gebaut. Zu den Protagonisten gehören Iberdrola, Cobra/ACS, Acciona und Abengoa. Stromversorger Iberdrola weihte Anfang Juni ein 50-MW-Parabolrinnenkraftwerk im südspanischen Puertolla-

no ein (siehe Seite 84). Weitere Kraftwerke sind in Planung. Der Anlagenbauer Cobra hat sich mittlerweile selbstständig gemacht und baut ohne Solar Millennium unter anderem Extresol 1, 2 und 3 in Extremadurien sowie Manchosal in der Mancha. Acciona baut vier 50-MW-Kraftwerke im andalusischen Palma del Río und in der Nähe von Cáceres in Extremadurien. Abengoa errichtet in Südspanien drei 50-MW-Anlagen unter dem Namen Solnova. Erstmals nutzt Abengoa dabei die Paraboltechnik. Bisher setzte das Unternehmen auf Turmkraftwerke wie PS 10 und PS 20 in der Nähe von Sevilla (siehe Seite 6).

Doch das schlagkräftigste Argument für die Parabolrinnentechnik: Sie ist derzeit die billigste unter den vier Solarkraftwerken. Immerhin liegen die Investitionskosten auch hier noch bei 6.000 Euro pro Kilowatt elektrischer Leistung. Die sogenannte Lernkurve der CSP, die Verringerung der Investitionskosten einer Technologie bei einer Verdopplung der Kapazität, sei bei Solarkraftwerken mit etwa zwölf Prozent sehr gut, rechnet DLR-Forscher Trieb vor. Von daher verwundert es kaum, dass allein bei der spanischen Stromindustrie Pläne für 13.000 MW in den Schubladen liegen sollen. Zahlen, die Spaniens Regierung nicht so ger-

(MW) gebaut; insgesamt bringen sie es auf 354 MW. Die niedrigen Ölpreise führen dazu, dass in den Neunzigerjahren keine weiteren Anlagen gebaut werden.

**1984:** Die Arbeiten auf der Plataforma Solar de Almeria (PSA) in Spanien nehmen Form an, in den Folgejahren werden die ersten Versuchskraftwerke gebaut. Seit 1987 wird die Forschungsplattform ge-

meinsam von Deutschland und Spanien betrieben, später kommen Universitäten und Forschungseinrichtungen aus ganz Europa hinzu. PSA wird zum europäischen Forschungszentrum für Solarthermie.

**März 2004:** Spaniens König Juan Carlos I. unterzeichnet das königliche Dekret 436/2004. Es enthält den ersten Einspeisetarif für solarthermische Kraftwerke überhaupt.

62 neue energie 08/2009

ne sieht. Im Industrieministerium fürchtet man einen unkontrollierten Boom, wie ihn das Land 2008 bei der Photovoltaik erlebte (neue energie 3/2009). Deshalb arbeitet das Ministerium an einer Tarifregelung für die Zeit nach 2010, bis dahin gilt die aktuelle Gesetzgebung. Von einer Senkung der Einspeisevergütung um rund zehn Prozent ist die Rede und dass künftig auch Kraftwerke über 50 MW gebaut werden können. Bislang umfasst das Förderprogramm eine Obergrenze von 500 MW und deckelt die maximale Leistung eines Projekts auf 50 MW. Kraftwerke, die in den Genuss der Förderung kommen, werden für die nächs-

ten 25 Jahre mit einer Einspeisevergütung von 26,93

Cent pro Kilowattstunde bedacht. Dass bis 2010 tatsächlich 800 MW ans Netz gehen, wird stillschweigend geduldet.

**Speicherproblem bei CSP gelöst**

„Die solarthermische Energie ist für die Zukunft von sehr großer Bedeutung“, sagt Manuel Silva, Professor und Solar-Forscher an der Ingenieurschule der Universität von Sevilla. Denn anders als Wind oder Photovoltaik habe sie durch die Flüssigsalztechnik

das Problem der Speicherung gelöst. „Die Kraftwerke können damit in die Grundlast eingerechnet werden“, sagt Silva. Mit CSP kann an Top-Standorten rund um die Uhr Strom erzeugt werden, zu jeder Jahreszeit. „Die Betreiber brauchen aber einen stabilen und langfristigen gesetzlichen Rahmen“, mahnt Silva. Man brauche für die nächsten Jahre eine Installation von mindestens 2.000 MW in Spanien, „wenn wir die Entwicklung nicht ausbremsen wollen“. Daher

**2007:** Im Juni wird das 64-MW-Kraftwerk Nevada Solar One in der Nähe von Las Vegas in Betrieb genommen. Betreiber ist die spanische Acciona. Abengoa weiht in Solúcar bei Sevilla das weltweit erste kommerzielle Solarturmkraftwerk mit zehn MW Leistung ein.

**April bis Juli 2009:** Das Solarturmkraftwerk PS20 mit 20 MW Leistung geht in der Nähe von Sevilla/Spanien in Betrieb. Und drei

neue Rinnenkraftwerke mit je 50 MW Leistung speisen Strom ein. Andasol 1 in Südspanien nimmt offiziell den Betrieb auf. Acciona weiht sein erstes spanisches Rinnenkraftwerk Alvarado 1 ein, Stromversorger Iberdrola gibt den Startschuss für Puertollano.

Quelle: eigene Recherchen, Achmed A. W. Khammas, Buch der Synergie

## Die Wüstenstrom-Initiative

(jb) Am 13. Juli wurde in den Räumen des Versicherungskonzerns Münchener Rück die Desertec Industrial Initiative (DII) der Öffentlichkeit vorgestellt. Ziel ist es, erneuerbare Energien in der Wüste zu gewinnen. Mit diesen soll Nordafrika und der nahe Osten versorgt und zusätzlich Strom bis nach Europa geliefert werden. Im Jahr 2050 will Desertec 15 Prozent des europäischen Bedarfs mit Strom aus der Wüste decken können.

Zwölf Unternehmen und die Desertec Stiftung, deren Aufsichtsratschef Gerhard Knies ist, haben sich in der DII zusammengeschlossen. Investitionen von rund 400 Milliarden Euro sind das Fernziel. In den kommenden drei Jahren wird davon allerdings nur knapp ein tausendstel Prozent fließen. Es ist eine bunte Mischung, die der Einladung des Versicherungskonzerns Münchener Rück gefolgt sind: Kraftwerksbauer, Zulieferer und -betreiber, Banken und Netzbetreiber, zumeist prominente deutsche Unternehmen: Siemens, MAN, Solar Millennium, Schott Solar, M+W Zander; die Deutsche Bank und die HSH Nordbank, Eon und RWE. Auch der spanische Generalunternehmer Abengoa Solar und die algerische Cevital gehören zu den Unterzeichnern. Und es sollen mehr werden.

Zunächst gründen die Anfangsmitglieder der Initiative die DII Planungsgesellschaft mbH. Den 31. Oktober haben sie sich als spätesten Termin gesetzt. Danach stimmen sie über die Aufnahme weiterer Interessenten ab. Anfragen gebe es reichlich, sagt Knies.

Die Planungsgesellschaft soll in den kommenden drei Jahren Machbarkeitsstudien erstellen und an den ökonomischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen arbeiten. Dafür wollen die Mitglieder 1,8 Millionen Euro jährlich ausgeben. „Dann soll es zügig losgehen“, sagt Torsten Jeworrek, Vorstand der Münchener Rück. Genügend geeignete Flächen seien vorhanden.

Für die Umsetzung teilt Jeworrek die Aufgaben der Initiative in drei Module ein: Die technische Machbarkeit, Modul eins, scheint keinem der Gründungsmitglieder wirklich Sorge zu bereiten. Unternehmen wie Abengoa Solar und Solar Millennium sind bereits in der Region mit Solarkraftwerken aktiv. Abengoa baut in Marokko und Algerien derzeit zwei Hybrid-Kraftwerke. Sie kombinieren konventionelle Erdgasturbinen mit einem kleinen solaren Kraftfeld. Solar Millennium ist seit 2008 dabei in Ägypten ein 150-MW-Hybridkraftwerk zu planen. Schwieriger wird es schon, den Strom von Nordafrika bis weit nach Europa zu leiten. Es genügt nicht, ein Kabel durchs Mittelmeer zu legen. Die Netze in Ländern wie Italien oder Spanien, an deren Küsten die

Kabel wieder auftauchen werden, könnten die Strommenge nicht aufnehmen. ABB-Vorstand Joachim Schneider ist gelassen: „Der Transport von Strom über tausende Kilometer ist für uns keine Herausforderung.“ Angedacht sind HGÜs, Hochspannungsgleichstrom-Übertragungsleitungen, über tausende Kilometer bis hinein nach Mitteleuropa. Deren Vorteil gegenüber Wechselstromleitungen ist ein geringerer Stromverlust: 15 Prozent auf 3.000 Kilometer. Nachteil sind allerdings die hohen Kosten, von den Schwierigkeiten einen solchen Netzausbau durch die Genehmigungsinstanzen zu bekommen, ganz zu schweigen.

Das zweite Modul ist, die Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten und einen Investitionsplan zu erstellen. „Je länger wir warten, um so teurer wird es, denn es kommen die Kosten des Klimawandels hinzu“, mahnt Jeworrek eine zügige Herangehensweise an. Modul Nummer drei bereitet ihm am meisten Sorgen: „Die größten Hürden sind die politische Regulierung und Machbarkeit.“

Verschiedene Gründe dürften die Partner dazu bewogen haben, an der DII teilzunehmen. Abengoa Solar und Solar Millennium wollen ihre Kraftwerke errichten, ABB und Siemens das Netz bauen. Deutsche Bank und HSH Nordbank sind eher an der Finanzierung interessiert. „Die Finanzierung dieser 400 Milliarden Euro entspricht vom Volumen 21mal dem Drei-Schluchten-Staudamm-Projekt in China“, nennt Deutsche-Bank-Vize-Chairman Caio Koch-Weser eine Vergleichsgröße. Versorger wie Eon und RWE kommen an Projekten dieser Größenordnung nicht vorbei, wollen sie dieses Feld nicht der Konkurrenz überlassen.

Desertec will nicht nur solarthermische Kraftwerke in der Wüste bauen. Auch andere Technologien wie Windkraft, Photovoltaik und Geothermie sollen zum Fernziel beitragen. „Wir sind technologieoffen, unser Ziel heißt, bis 2050 die Erde zu über 90 Prozent mit sauberem Strom zu versorgen“, erklärt Knies.

Mit der DII wurde erstmals eine Initiative gegründet, die sich seines Konzepts annimmt. „Damit haben wir den Einstieg in eine Lösung – für ihre Vollendung müssen aber noch viele Akteure jahrzehntelang arbeiten“, weiß Knies. Die Stiftung sucht daher auf der ganzen Erde Unterstützer. In Australien stößt sie trotz großer Wüstenflächen derzeit auf den Widerstand der starken Kohlelobby. China und Indien böten hervorragende Möglichkeiten, hat Knies beobachtet und nennt weitere Ziele: „Wir verfolgen auch südlich der Sahara unseren Ansatz. Die Economic Community of West African States (ECOWAS-Region) und insbesondere Senegal und Burkina Faso haben bereits großes Interesse signalisiert.“

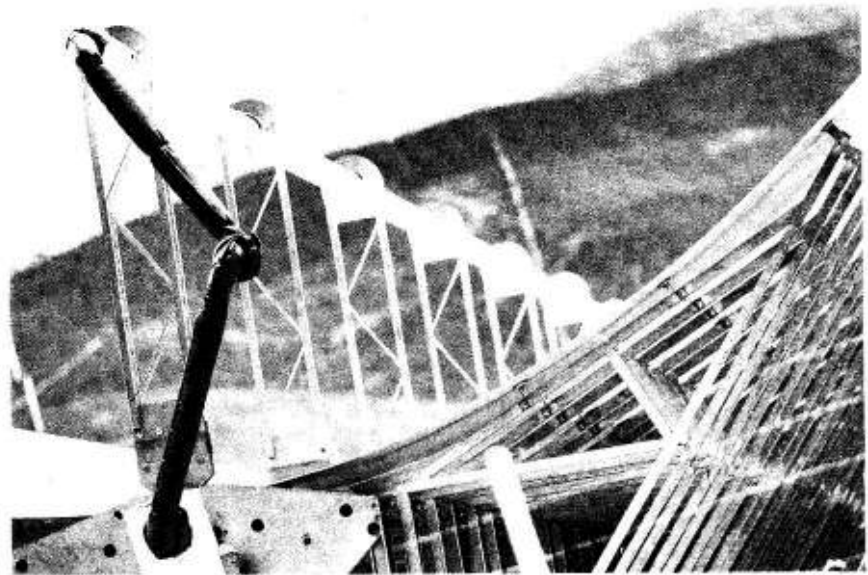
begrüßt er eine mögliche Aufhebung der bisher gültigen Beschränkung auf 50 MW pro Anlage. Dies könne helfen, dass die Kosten der solarthermischen Stromerzeugung noch vor 2020 unter den Marktpreis sinken. Um dorthin zu gelangen, empfiehlt Silva ein langfristiges Gesetz, das – wie bei der Photovoltaik – jährlich sinkende Tarife enthält. Die Pioniere von Solar Millennium zieht es derweil in neue Gefilde. Das Unternehmen ist beim deutschen Konsortium

Desertec mit von der Partie. „In der Sahara sind größere Anlagen denkbar. Je größer das Kraftwerk, umso kostengünstiger wird die Stromerzeugung“, so Firmensprecher Sven Moormann. Turbinenhaus und Wärmespeicher sind teure Elemente, die durch ein größeres Solarfeld besser ausgelastet und damit wirtschaftlicher werden. Eine neue Kollektorgeneration, die Strahlen effizienter nutzt, soll auch die Kosten für das Solarfeld schon bald um 15 bis 20 Prozent senken.

Den richtig großen Coup plant Solar Millennium vorerst aber in den USA. Drei solarthermische Kraftwerke mit 726 MW Gesamtleistung, von denen jedes einzelne fünfmal größer ist als die Andasol-Blöcke, will die Firma in Kern County im Süden Kaliforniens errichten und zwischen 2013 und 2014 in Betrieb nehmen. Abnehmer des Stroms ist Energieversorger Southern California Edison, mit dem die Erlanger ein Power Purchase Agreement abgeschlos-

sen haben. Die Genehmigungsanfrage bei der California Public Utility Commission (CPUC), der Energiekommission des Bundesstaats, laufe bereits. Neben Kern County wolle Solar Millennium weitere Projekte realisieren. Energieversorger hätten bereits mehr als 1.500 MW solarthermische Leistung in die engere Auswahl genommen, sagt Moormann.

Solar Millennium ist nur eines von vielen Unternehmen, die den sonnenreichen Südwesten der USA regenerativ erschließen wollen. Allein für Kalifornien sind laut CPUC Rinnen und Solartürme mit 5.600 MW Gesamtleistung angekündigt. Zuzüglich der geplanten Projekte in Arizona, Florida und New Mexico dürfte diese Zahl auf mehr als 6.000 MW wachsen. Eine Entwicklung, die nicht konfliktfrei verläuft: In vielen dieser Länder sind andere Regenerativprojekte im großen Stil in Planung, allen voran Windenergie. Die Ausbaupläne geraten teils jetzt schon in Konkurrenz und das schwach ausgebaute Stromnetz kann die Leistung vielerorts ohnehin nicht aufnehmen (neue energie 6/2009). Schaut man nur auf einen Aspekt, könnten die Voraussetzungen für

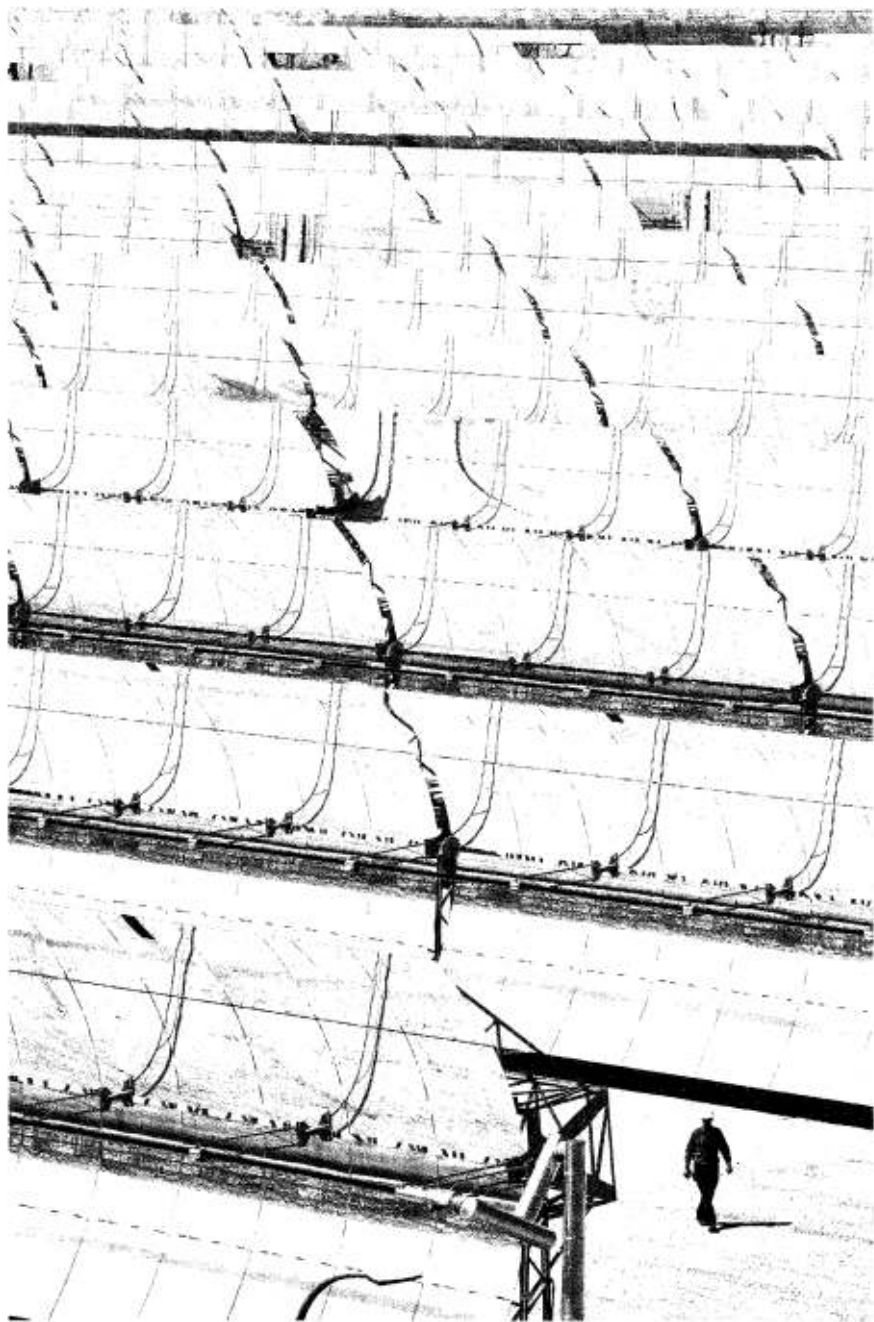


**Spiegelheiß:** Solarwärmekraftwerke mit linearen Konzentratoren schaffen Temperaturen bis zu 400 Grad Celsius, Punktkonzentratoren wie Solarturmkraftwerke erreichen über 1.000 Grad.

einen Boom der solaren Kraftmeier in den USA kaum besser sein: Die dortigen Energiepreise zählen zu den höchsten weltweit und steigen kontinuierlich weiter. In Kali-

fornien müssen Stromkunden in Spitzenverbrauchszeiten teilweise bis zu einem halben Dollar pro Kilowattstunde zahlen – doppelt so viel wie in manch europäischem Land. ▶





**Geballte Solarpower:** Die spanische Stromindustrie soll bereits Pläne für 13.000 Megawatt an Solarkraftwerken ausgearbeitet haben.

Die fossilen Kraftwerke, die den Strom generieren, sind alt, müssen in naher Zukunft ersetzt werden. Ihre Aufgabe könnten solarthermische Einheiten übernehmen. Die Direktstrahlungswerte im Südwesten der USA sind super, versprechen eine hohe Stromausbeute und einen wirtschaftlichen Betrieb: Mit nahezu 2.800 Kilowattstunden pro Quadratmeter liegen sie um mehr als 30 Prozent höher als in Südspanien. Mehrere Bundesstaaten im Südwesten haben ehrgeizige Ziele für den Anteil erneuerbarer

Energien an ihrer Stromversorgung festgelegt. Kalifornien will bis 2020 ein Drittel seines Strombedarfs mit erneuerbaren Energien decken, Nevada plant 20 Prozent bis 2015, New Mexico und Colorado wollen jeweils 20 Prozent bis 2020 schaffen. Arizona strebt 15 Prozent bis 2025 an. Nach Berechnungen des National Renewable Energy Laboratory (NREL) der USA ließen sich in diesen fünf sowie den beiden angrenzenden Staaten Texas und Utah solarthermische Kraftwerke mit insgesamt 200.000

MW Leistung installieren. Sie könnten zusammen 17 Prozent des heute in den USA benötigten Stroms liefern. Vorausgesetzt, die nötigen Investitionen ins Stromnetz finden parallel dazu statt.

Zumindest die finanziellen Anreize zum Anlagenbau stimmen derzeit. Die US-Regierung hat die Solarförderung, den sogenannten Investment Tax Credit (ITC), im Oktober 2008 um weitere acht Jahre verlängert. Er erlaubt Investoren, neuerdings auch Energieversorgern, bis zu 30 Prozent der Investitionssumme bei Inbetriebnahme des Solarkraftwerks von der zu entrichtenden Steuer abzuziehen. „Damit haben Unternehmen die Investitionssicherheit, die sie brauchen, um große Projekte anzugehen“, sagt Lars Waldmann, Sprecher von Schott Solar. Die Firma liefert die Receiver, auf die die Sonnenstrahlung mit Parabolspiegeln konzentriert wird. Im Mai nahm sie ein 100-Millionen-Dollar-Werk in Albuquerque, New Mexico, in Betrieb, wo pro Jahr 85 MW PV-Module und 400 MW Receiver hergestellt werden können.

Andere Firmen nehmen noch mehr Geld in die Hand. Jede der 242-MW-Parabolrinnen, die Solar Millennium in Kern County bauen will, kostet rund eine Milliarde Dollar. Auch Branchennetting Brightsource Energy lässt es richtig krachen: Der kalifornische Spezialist für Turmkraftwerke hat mit Energieversorger Pacific Gas & Electric aus San Francisco Verträge über 1.300 MW Gesamtleistung geschlossen. Diese Strombezugsvereinbarungen umfassen sieben Turmkraftwerke, bei denen Spiegel die Strahlen auf einen Receiver in der Turmspitze reflektieren. Das erste mit 110 MW soll vertragsgemäß 2012 in Ivanpah, Kalifornien, ans Netz gehen. Der Megaauftrag lässt Brightsource-Vorstand John Woolard von einer Marktführerschaft seines Unternehmens in Amerika träumen: „Unsere Technik wird der Maßstab für eine effiziente Stromproduktion sein.“ Auf Turmkraftwerke setzt auch Esolar aus Pasadena. Laut CPUC hat das Unternehmen in Kalifornien Genehmigungsanträge für Kraftwerke mit 255 bis 395 MW Gesamtleistung gestellt. Zudem plant Esolar zusammen mit Energieversorger NRG Energy in New Mexico einen 92-MW-Turm. Den dort generierten Strom will El Paso Electric abnehmen.

Damit wird eins klar: Während auf der anderen Seite des Atlantiks, in Europa, wohl noch lange über solarthermische Stromerzeugung in der Sahara diskutiert wird, starten die USA mit der Technik im eigenen Land durch. ☛