

Perspektiven für Solarthermische Kraftwerke im Sonnengürtel

Bernhard Hoffschmidt, Spiros Alexopoulos, Solar-Institut Jülich (SIJ), FH Aachen

1. Potenzial

"Vom physikalisch-technischen Gesichtspunkt aus gibt es keine Zweifel daran, dass solarthermische Kraftwerke eine der besten Optionen für die Bereitstellung der weltweit benötigten großen Mengen CO₂-freien Stroms darstellen. Will man diese besonders geeignete Technik nicht versäumen, müssen jetzt dringend die notwendigen Schritte getan werden." Zu diesem Schluss kommt die Deutsche Physikalische Gesellschaft (DPG) in einer 2005 veröffentlichten Studie in Anbetracht schwindender fossiler Brennstoffreserven und wachsender Probleme im weltweiten Klimawandel.

Und das ist nicht verwunderlich, wenn man bedenkt, dass auf ein Quadrat von etwa 800 km x 800 km Fläche in der nordafrikanischen Sahara ein Solarstrahlungsanteil entfällt, der dem gesamten weltweiten Primär-Energiebedarf entspricht – unter Berücksichtigung eines Umwandlungswirkungsgrads von 10 %.

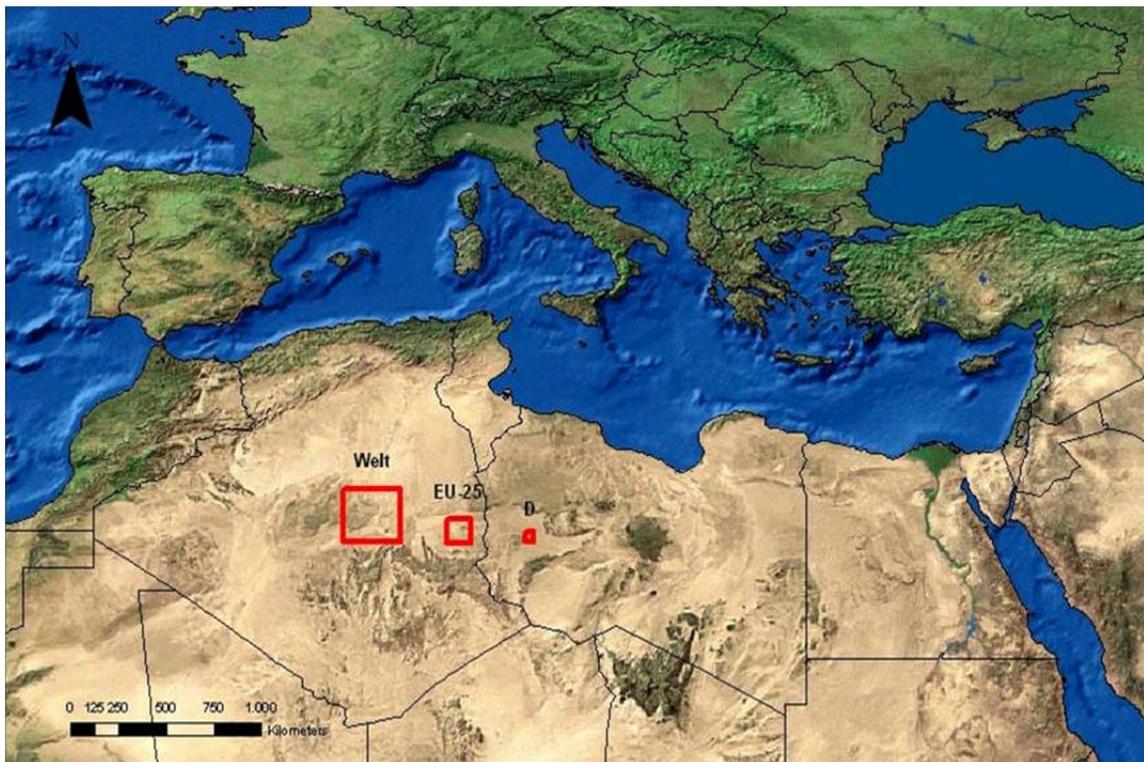


Abbildung 1: Potenzial der solarthermischen Kraftwerke

Betrachtet man die Edel-Endenergie "Elektrizität" in ihrem globalen Bedarf, so lässt sich sagen, dass nur etwa 1 % der Fläche der Sahara ausreichen würde, um mit solarthermischen

Kraftwerken den gesamten derzeitigen Elektrizitätsbedarf der Erde zu decken (siehe Abbildung 1).

Und ein weiterer Vergleich: Ein solarthermisches Kraftwerk in der Größe des Nasser-Stausees (Assuan, ca. 5250 km² Fläche) entspricht gemäß einer fundierten Studie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e.V. energetisch in etwa der Mineralölproduktion der Länder des Mittleren Ostens.

Solarthermische Kraftwerke stellen eine bedeutende Technologieoption für einen nachhaltigen Energiemix der Zukunft dar. Sie konzentrieren die Strahlung der Sonne, erzeugen Wärme und wandeln diese mit konventioneller Kraftwerkstechnik in Strom um. Die Wärme kann auch gespeichert werden, so dass der Betrieb während des Durchzugs von Wolken möglich ist und bis in die Abendstunden hinein verlängert werden kann.

In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit haben solarthermische Kraftwerke zumindest im Sonnengürtel der Erde eine gute Perspektive, mittelfristig erheblich zur nachhaltigen Energieversorgung beizutragen, da sie auf der einen Seite über ein riesiges Flächenpotential verfügen, das mit keiner alternativen Nutzung konkurriert, auf der anderen aufgrund ihres Kostensenkungspotentials in einem überschaubaren Zeitraum wirtschaftlich konkurrenzfähig zu fossilen Alternativen sein könnten.

Konzentrierende Solarsysteme können theoretisch deutlich höhere Temperaturen erreichen, ohne dass ihr thermischer Wirkungsgrad dabei deutlich sinkt. Nach dem Carnot-Gesetz bedeutet dies einen besseren Umwandlungswirkungsgrad des nachgeschalteten Kreisprozesses, so dass mit weniger Kollektorfläche dieselbe Menge an Elektrizität erzeugt werden kann. Da die Kosten der Kollektoren einen signifikanten Anteil an den Investitionskosten der Gesamtanlage darstellen, könnte mit dieser Strategie eine deutliche Kostensenkung erzielt werden.

Zu den solarthermischen Kraftwerken gehören neben der Parabolrinne und dem Solarturm, der Fresnel-Kollektor und die Dish-Stirling Maschine.

Parabolrinnenkollektoren könnten Temperaturen bis zu 550°C erzielen und damit ein kommerzielles Dampfkraftwerk optimal antreiben. Das heutzutage in kommerziellen Systemen verwendete Wärmeträgermedium Thermoöl ist allerdings in der Anwendungstemperatur auf 400°C beschränkt.

Turmsysteme können Temperaturen über 1000°C erzielen, da sie durch die zweiachsige Nachführung eine deutlich höhere Konzentration erzielen können. Damit wird die Möglichkeit eröffnet, hocheffiziente Gas- und Dampfturbinen Kraftwerke solar zu betreiben, die erheblich höhere Wirkungsgrade und geringere spezifische Kosten als Dampfsysteme aufweisen.

Der Fresnel-Kollektor und die Dish-Stirling Maschine sind weitere vielversprechende solarthermische Technologien, die in Europa und USA erprobt werden.

2. Vorteile von CSP

Die solarthermischen Systeme zur Stromerzeugung haben sowohl direkte als auch übergeordnete Vorteile. Direkte Vorteile sind die Möglichkeit der großtechnischen Erzeugung und der Beitrag zur Spitzenlastanforderung und «Service» Unterstützung des Netzbetriebs. Übergeordnete Vorteile sind der steigende Wert mit steigendem Anteil regenerativer Erzeuger im System sowie die Möglichkeit zur Feuerung als

Transformationstechnologie. Weitere Vorteile sind die Speicherung und die Hybridisierung entweder mit konventionellen Brennstoffen oder mit Biomasse.

3. Parabolrinne

Parabolrinnen-Kollektoren sind einachsige der Sonne nachgeführte konzentrierende Solarkollektoren. Ihre Einsatzgebiete sind größere Solarsysteme, bei denen die Betriebstemperaturen im Bereich von über 80°C bis mindestens 400°C liegen. Ihr Reflektor folgt der Form eines parabolischen Zylinders, der ideale Fokus ist eine gerade Linie, die Fokallinie. In der Position der Fokallinie befindet sich das sogenannte Absorberrohr, das die konzentrierte Strahlung absorbiert und so bei Temperaturen bis zu typischer Weise 400°C an das hindurch strömende Wärmeträger-Fluid überträgt. An der Oberfläche des Absorberrohres herrschen Flussdichten der Sonnenstrahlung bis zur etwa 100-fachen Einstrahlung. Das Wärmeträger-Fluid ist Wasser/ Dampf, Thermo-Öl oder auch Salzschmelze.

Um hohe Wirkungsgrade bei den Betriebstemperaturen zu erreichen, wird zusätzlich zu einer selektiven Beschichtung zur Isolation ein Vakuum zwischen innerem Absorberrohr und dem konzentrischen äußeren Glasrohr erzeugt. Der Reflektor muss mit ausreichender geometrischer Präzision und Widerstandsfähigkeit gegen alle aufkommenden Windlasten die einfallende Solarstrahlung effizient reflektieren. Eisenarmes Glas, einachsige gekrümmt und mit rückseitiger Verspiegelung ist aufgrund der dauerhaft guten Reflektivität für das solare Spektrum und wegen bester Beständigkeit gegen Kratzer hervorragend geeignet.

Parabolrinnen-Kraftwerke sind die am meisten erprobte Technologie, Sonnenenergie in Großkraftwerken zu nutzen. Parabolrinnen-Kraftwerke werden in Kalifornien seit 1985 erfolgreich kommerziell betrieben. Zwischen 1984 und 1991 wurden insgesamt neun Rinnenkraftwerke mit einer installierten Gesamtleistung von 354 MWe errichtet. Sie haben bereits über zwölf Milliarden Kilowattstunden Solarstrom produziert und damit umgerechnet etwa 12 Millionen Menschen ein Jahr lang mit Strom versorgt. Die Parabolrinnenkraftwerke in Kalifornien werden mit Thermoöl als Wärmeträgermedium betrieben, und auch die derzeit in Planung befindlichen kommerziellen Projekte basieren auf dem synthetischen Öl.

Wie bei konventionell befeuerten Kraftwerken, auch Atomkraftwerken, wird der Strom in Parabolrinnen-Kraftwerken mit einer Dampfturbine und angeschlossenen Generator erzeugt. Der benötigte Dampf wird allerdings nicht durch die Verbrennung fossiler Energieträger erzeugt, sondern mit Hilfe der Sonnenenergie. Die Solarstrahlung wird mit großen Reihen von Parabolspiegeln aufgefangen und gebündelt. Die gewonnene Hitze reicht aus, um den benötigten Dampf zu erzeugen. Abbildung 2 zeigt ein Beispiel eines Parabolrinnenkollektors.

Direkt-verdampfende Kollektoren sind eine interessante Alternative zum Thermoöl. Vorteile liegen in der Möglichkeit höherer Frischdampftemperaturen. Damit verbunden sind höhere Prozesswirkungsgrade, Kostenvorteile sowie ökologische Vorteile.

Im Rahmen des EU geförderten Projekts DISS wurde auf der Plataforma Solar in Almeria ein 500 m langer Kollektorstrang und eine entsprechende Wasserdampfconditionieranlage in Betrieb genommen. Die Testanlage ist so flexibel ausgelegt, dass alle drei ausgewählten Betriebskonzepte, nämlich Rezirkulation, Zwangsdurchlauf und Einspritzkonzept für die Dampferzeugung erprobt werden konnten. Es konnte gezeigt werden, dass die Direktverdampfung in Parabolrinnenkollektoren technisch beherrschbar ist.



Abbildung 2: Beispiel einer Parabolrinne, Quelle: DLR

Ein weltweit größter Standort für Parabolrinnen befindet sich in der Hochebene von Guadix - im südspanischen Andalusien. Dort stellen die 50-MW-Parabolrinnen-Kraftwerke AndaSol-1 und AndaSol-2 mit ihren Solarfeldern von je 562.440 m² mit Abstand die größten Solarkraftwerksprojekte in Spanien dar. Andasol-1 versorgt bis zu 200.000 Menschen mit klimafreundlichem Strom und spart im Vergleich zu einem modernen Steinkohlekraftwerk jährlich 149.000 Tonnen Kohlendioxid ein. Als Kollektor kommt der EuroTrough zum Einsatz, der mit Förderung der EU entwickelt wurde und der beim Forschungszentrum PSA (Plataforma Solar de Almería) erfolgreich getestet worden ist.

Der Parabolrinnen-Kollektor EuroTrough wurde für verschiedene Anwendungen im Temperaturbereich 200-400°C von einem europäischen Konsortium aus Industrie und Forschung entwickelt. Er basiert auf den jahrelangen Erfahrungen aus Kalifornien. Das erreichte Ziel der von der europäischen Kommission finanziell unterstützten Arbeiten war die Gewichts- und Kostenreduzierung bei gleichzeitiger Wirkungsgrad-Steigerung. Die Tragstruktur des Kollektors wurde unter Beibehaltung der bewährten Kollektorgeometrie als sogenannte Torque-Box ausgeführt. Die Fachwerkstruktur aus verzinktem Stahlrohr zeichnet sich durch geringes Gewicht, hohe Steifigkeit auch unter Windlast und Vorteile bei Fertigung, Transport und Montage aus. Die Konstruktion erlaubt die kostengünstige Aufstellung auf Geländen mit bis zu 3 % Neigung.

Die Apertur des Kollektors hat eine Breite von 5,8 m bei 100 oder 150 Metern Länge je Kollektor-Einheit. Die Spiegelfacetten von je ca. 2,5 m² sind zylinder-parabolisch mit der Brennweite 1,71 m aus eisenarmem Floatglas der Stärke 4 mm in einem Glasbiege-Ofen gefertigt. Das Absorberrohr ist zur Minimierung der thermischen Verluste mit einem Glashüllrohr und Vakuum versehen. Als Wärmeträger-Fluid kann Thermo-Öl oder Wasser/Dampf zum Einsatz kommen.

Neben Andasol-1 und den Schwesterprojekten Andasol-2 und -3 in Spanien befinden sich weitere Projekte mit einer Gesamtleistung von mehr als 2.000 Megawatt weltweit in Planung. Der Schwerpunkt liegt dabei auf den Regionen Spanien, USA, China und Nordafrika.

4. Solarturm

Die Entwicklung bei den Solarturmkraftwerken zielt darauf ab, die im Vergleich zu Parabolrinnen höhere Konzentration der Solarstrahlung dazu zu nutzen, den angeschlossenen Kraftwerksprozess bei höherer Temperatur und damit mit besserem Wirkungsgrad zu betreiben. Die höhere Temperatur stellt außerdem einen Vorteil bei der Speicherung der thermischen Energie dar, da weniger Speichervolumen pro kWh notwendig wird. Kurzfristig zielen die Entwicklungen darauf ab, die Wärme aus den Solartürmen in Dampfkraftwerke einzukoppeln. Im Vergleich zu Parabolrinnen, die aufgrund der begrenzten Temperaturstabilität des Thermoöls mit Dampftemperaturen von max. 370°C arbeiten, lassen sich in Turmkraftwerken die üblichen Dampfstände konventioneller Kraftwerke (540-565°C) erzielen.

Unterschiedliche Wärmeträger können dabei eingesetzt werden. Während die amerikanische Industrie eine Salzschnmelze als Wärmeträger und Speichermedium vorsieht, bevorzugt die europäische Industrie Luft oder Wasser/Dampf als Wärmeträger und nutzt Festbett-Schüttungen zum Speichern der thermischen Energie.

In solarthermischen Turmkraftwerken wird die Solarstrahlung mit Hilfe von Spiegeln gebündelt und auf einen Receiver gelenkt, der sich auf der Spitze eines Turmes befindet. Mit den dort entstehenden sehr hohen Temperaturen wird über einen Kraftwerksprozess Strom erzeugt.

In Jülich in Deutschland wurde das weltweit erste solarthermische Turmkraftwerk, das Luft als Wärmeträgermedium einsetzt, gebaut. Die Erstellung der ersten Versuchs- und Demonstrationsanlage in Jülich mit einer Leistung von 1,5 Megawatt erfolgte in Public Private Partnership von KAM als Generalunternehmer, den Stadtwerken Jülich als Betreiber und den Forschungseinrichtungen DLR sowie dem Solar-Institut Jülich für die wissenschaftliche Begleitung. Abbildung 3 zeigt ein Bild des Solarturmkraftwerks Jülich.

Die Anlagengröße wurde so gewählt, dass die Erfahrungen hinsichtlich Betrieb und Design der Anlage auf große Systeme mit einer Leistung von bis zu 100 MW_e für Anwendungen im Sonnengürtel der Erde übertragbar sind. Mit einer Spiegelfläche von insgesamt etwa 18.000 m² wird Luft zur Erzeugung von Wasserdampf auf 680°C erhitzt, um mit dem Wasserdampf Strom zu erzeugen und in das öffentliche Netz einzuspeisen.

Das solarthermische Kraftwerk in Jülich dient als Referenz für zukünftige kommerzielle Projekte in den Solarmärkten Südeuropas und Nordafrikas. Das Solarturmprojekt wurde von den Ländern Nordrhein-Westfalen und Bayern sowie vom Bund gefördert.

Herzstück des Solarturmkraftwerks ist der Receiver. Dieser besteht aus einer Vielzahl von einzelnen quadratischen Absorbern aus einer speziellen porösen Keramik, die sich durch die einfallenden Sonnenstrahlen erhitzen. Umgebungsluft von außen und erkaltete Luft aus dem Luftkreislauf wird angesaugt und bis auf 700°C aufgeheizt. Die heiße Luft wird dann zur Erzeugung von Wasserdampf und zum Antrieb einer Turbine genutzt. Im letzten Schritt wandelt ein Generator die Rotationsenergie der Turbine in elektrischen Strom um, der auf der Mittelspannungsebene in das öffentliche Netz eingespeist wird.

Die erhitzte Luft kann auch einem thermischen Speicher, bestehend aus einem keramischen Festbett innerhalb eines isolierten Stahltanks, zugeführt werden. Wenn die Sonne nicht scheint, kann Wärme aus dem Speicher abgeleitet und wiederum Wasserdampf und damit Strom erzeugt werden. Zeitpunkt und Umfang der Stromeinspeisung sind auf diese Weise exakt berechenbar.



Abbildung 3: Solarturmkraftwerk Jülich, Quelle: DLR

Bei dem Solarturmprinzip entfallen aufwändige Bodenarbeiten. Dieser Solarkraftwerkstyp lässt sich problemlos auch in hügeligem Gelände errichten, was die Suche und Auswahl geeigneter Standorte erheblich vereinfacht und die Einsatzmöglichkeiten steigert. In gebirgigen Regionen sind sogar Varianten ohne Turmkonstruktion denkbar, wenn das Receiversystem auf einer dem Spiegelfeld gegenüber liegenden Bergflanke eines Tales installiert wird.

Die in der jüngsten Vergangenheit entwickelten keramischen Bauteile des offenen volumetrischen Receivers ermöglichen deutlich höhere Prozesstemperaturen und damit prinzipiell höhere Solarabsorber- und Kreisprozesswirkungsgrade als sie bei Parabolrinnensystemen erreicht werden können. Daraus resultiert in dem Ziel der elektrischen Energieerzeugung auch grundsätzlich ein höherer exergetischer Gütegrad des Gesamtprozesses. Durch den Einsatz einfacher kostengünstiger Wärmespeicher können die Nutzungszeiten unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten erweitert werden. Der primäre Wärmeträger Luft besitzt zwar eine geringere Wärmekapazität als Wasser oder Salzsäure, ist aber unbegrenzt verfügbar, kostenlos, ungiftig und kann in dem Heißgaskreis praktisch drucklos und damit technisch absolut sicher und zuverlässig geführt werden. Darüber hinaus bleibt der Gesamtprozess leicht regelbar. Es sind keine aufwändigen Maßnahmen zur Haltung bestimmter Bereitschaftstemperaturen durch Begleitheizungen nötig. Die An- und Abfahrzeiten können kurz gehalten werden. Es fallen keine Schadstoffe an, die umständlich entsorgt werden müssten.

Und letztlich ist dieses technische Grundkonzept leicht "hybridisierbar", d.h. eine entsprechend erweiterte Kraftwerksanlage kann in Kombination mit einer Gasturbine auch gänzlich bedarfsorientiert betrieben werden. Wird hierzu Biogas verfeuert, bleibt die CO₂-Neutralität weitgehend erhalten.

Der Solarturmkraftwerk Jülich ist seit Juli 2011 im Besitz des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) e.V.

Im Rahmen der Errichtung des Kraftwerks wurde auf etwa halber Höhe des Turms eine Möglichkeit geschaffen, parallel zum Kraftwerksbetrieb und nahezu ohne diesen zu

beeinflussen, Experimente im Leistungsbereich 100-1000 kW durchzuführen. Demnächst werden Versuche im großen Maßstab parallel zum regulären Betrieb des solarthermischen Versuchskraftwerks auf der Forschungsplattform stattfinden können. Dies beschränkt sich nicht nur auf rein solarthermische Versuche, sondern umfasst aufgrund der Möglichkeiten, die die Forschungsplattform bietet, auch solar-thermochemische Versuche, wie die Wasserspaltung zur Wasserstoffproduktion. Des Weiteren können im Rahmen der Begleitforschung und Optimierung des Kraftwerksbetriebs Prototypen, z.B. im Bereich der Heliostaten oder auch in der Receiver-Technologie, erstmalig im größeren Maßstab erprobt und evaluiert werden. Auf der Forschungsplattform können somit Komponenten getestet werden, bevor sie in diesem Kraftwerk sowie in geplanten Nachfolgeprojekten eingesetzt werden. So bietet sich eine einmalige Kooperation von Anlagenbauer, Anlagenbetreiber und Forschung zur zielgerichteten Fortentwicklung der entscheidenden Komponenten und des Gesamtsystems solarthermischer Turmkraftwerke.

Ein weiteres thermisches Solarkraftwerk PS10, das Wasserdampf als Wärmeträgermedium verwendet, ging in Spanien mit 11 MW ans Netz und versorgt 10.000 Einwohner Sevillas mit Strom. Der Bau wurde im Jahr 2006 abgeschlossen mit einem über 100 m hohem Solarturm und ausrichtbaren Spiegelflächen (Heliostaten) in der Gesamtgröße von 100 Fußballfeldern. Der Solarturm PS10 war der erste kommerziell genutzte Solarturm in Europa. Die Energie wird durch eine Turbine erzeugt, die über Wasserdampf angetrieben wird. 624 riesige Heliostate, die dem Verlauf der Sonne folgen, fangen Solarenergie ein und lenken die Strahlen konzentriert auf einen Punkt am oberen Ende des Solarturms. Jeder Spiegel ist halb so groß wie ein Tennisplatz und das erhitzte Wasser hat eine Temperatur von bis zu 285°C.

Nahe Sevilla ist im Jahr 2009 ein weiteres Solarturmkraftwerk in Spanien errichtet worden. Mit einer Nennleistung von 20 Megawatt (MW) verfügt PS20 über die doppelte Kapazität des Vorgängermodells PS10 und soll genügend sauberen Strom für 10.000 Haushalte erzeugen. So können ungefähr 10.900 Tonnen CO₂-Emissionen vermieden werden, die bei der Stromerzeugung in herkömmlichen Kraftwerken anfallen würden.

In der Nähe von Sevilla in Andalusien wird ein mit einer Leistung von 19 MW_e kommerzielles Solarturmkraftwerk errichtet. „Solar Tres“ wird geschmolzene Salze zur Übertragung der Wärme im Inneren des Receivers statt des sonst in solarthermischen Parabolrinnenkraftwerken verwendeten Thermo-Öls benutzen. Am zentralen Receiver entstehen durch die Konzentration des Sonnenlichts Temperaturen von über 850°C, die das Salz auf etwa 565°C erhitzen.

In den USA wird das bislang größte Solarturmprojekt des Landes realisiert. Die Anlage entsteht im Ivanpah Solar Complex von BrightSource in der südkalifornischen Mojave-Wüste und soll ab Ende 2011 rund 35.000 amerikanische Haushalte mit Solarstrom versorgen.

5. Fresnel

Fresnel-Kollektoren bestehen aus der Sonne einachsigen nachgeführten Spiegelfacetten. Abbildung 4 zeigt einen Fresnel Kollektor.

Die Spiegel sind parallel angeordnet und konzentrieren das Sonnenlicht auf ein mehrere Meter darüber liegendes Absorberrohr. Ein Sekundär-Reflektor oberhalb des Absorberrohrs lenkt zusätzlich Strahlung in die Brennlinie.

Im Absorberrohr zirkuliert als Wärmeträger Wasser, das verdampft und überhitzt werden kann. Die so gewonnene thermische Energie wird dann in einer Dampfturbine in Elektrizität umgewandelt.

Ein Kollektor zum Beispiel mit 24 Meter Breite und 1.000 Meter Länge könnte im Absorberrohr Dampf mit mehr als 500°C für eine Stromleistung von ca. 5 MW produzieren. Jede der 48 Spiegellamellen besteht aus einer Reihe von 500 Spiegeln mit 0,5 Meter Breite und 2 Meter Länge. Mehrere Kollektoren können zu Kollektorfeldern verschaltet werden, um Kraftwerkleistungen von mehreren hundert MW zu erreichen.

Bei den dafür erforderlichen Bauteilen handelt es sich zu einem hohen Anteil um kostengünstige Standardkomponenten, die fast weltweit verfügbar sind, eine hohe lokale Wertschöpfung ermöglichen und damit auch Wettbewerbsvorteile gegenüber Konkurrenztechnologien erwarten lassen.

Darüber hinaus ist die Fresnel-Technik unempfindlich gegen Windlasten und erlaubt eine hohe Landausnutzung. Ebenso wie Parabolrinnen fokussieren auch Fresnel-Kollektoren die direkte Solarstrahlung auf eine Brennlinie, um ein Absorberrohr zu erwärmen. Während die Parabolrinne derzeit noch weitgehend auf der Basis eines Thermoöls als Arbeitsmedium arbeitet, wird beim Fresnel-Kollektor Wasser direkt im Rohr verdampft.

Im Gegensatz zu Parabolrinnen-Kollektoren haben die Spiegel eine geringere Krümmung und sind dadurch preisgünstiger in der Herstellung. Der Strahlungsempfänger hat oberhalb des Absorberrohrs außerdem einen gewölbten Sekundärspiegel. Dieser lenkt die Sonnenstrahlen, die den Absorber nicht direkt treffen, in einem zweiten Reflexionsschritt auf das Rohr.

Optimierungspotenziale im Bereich der Receiver- und der Sekundäroptik sowie unterschiedliche kommerzielle Konzepte wurden theoretisch untersucht. Technische und wirtschaftliche Voraussagen müssen jedoch über Demonstrationsprojekte verifiziert werden, denn der Verweis auf reale Referenzprojekte ist entscheidend für den kommerziellen Erfolg.

Zum Erreichen des technischen Nachweises unter realen Betriebsbedingungen wird derzeit auf der Plataforma Solar de Almería in Südspanien ein 100 m langer Kollektorstrang getestet. Diese Versuchs- und Demonstrationsanlage erbringt eine thermische Leistung von ca. 1 Megawatt. Eine Besonderheit dieser Demoanlage liegt in der hohen Temperatur des



Abbildung 4: Beispiel eines Fresnel Kollektors, Quelle: DLR

Arbeitsmediums. Während des Testbetriebs wurden erstmals Temperaturen von 450°C überschritten, um höhere Wirkungsgrade zu erzielen. Diese Temperaturen liegen dabei deutlich über der Grenze, die bei Parabolrinnenanlagen mit dem Wärmeträger Öl und anderen Kollektoren möglich sind.

6. Dish-Stirling

Dish-Stirling-Systeme sind Anlagen zur dezentralen solarthermischen Stromerzeugung, die direkte Sonnenstrahlung nutzen (siehe Abbildung 5). Ihre elektrische Leistung liegt typischerweise zwischen 5 und 50 kW. Durch diesen Leistungsbereich und die Möglichkeit, mehrere Systeme zu einer „Farm“ zusammenzuschalten, sind die Dish-Stirling-Systeme für einen weiten Einsatzbereich geeignet. Leistungen von 5 kW bis in den MW Bereich können damit abgedeckt werden und bieten einen Ersatz für die heute weit verbreiteten Diesel-Aggregate.



Abbildung 5: Beispiel eines Dish-Stirling-Systems

Eine rotationssymmetrisch parabolisch gekrümmte Konzentratorschale mit kurzer Brennweite bündelt Solarstrahlung auf den nahe seines Brennpunktes angeordneten Receiver mit der Stirlingeinheit. Da gerichtete (direkte) Solarstrahlung konzentriert wird, müssen Konzentrador und Stirlingeinheit kontinuierlich zweiachsig der Sonne nachgeführt werden. Der Receiver ist das Bindeglied zwischen Konzentrador und Stirlingmotor und damit ein hochbeanspruchtes Bauteil. Er absorbiert die Strahlung und führt sie als Hochtemperaturwärme dem Stirlingmotor zu, der sie über den Stirling-Kreisprozess in

mechanische Energie wandelt. Ein direkt an die Kurbelwelle des Stirlingmotors gekoppelter Generator formt diese dann in elektrische Energie um.

Anfang und Mitte der 80er Jahre wurden in den USA in mehreren Projekten die ersten modernen Dish-Stirling-Anlagen mit 25 kW elektrischer Leistung gebaut. Heute wird weiter in den USA an der Markteinführung der Dish-Stirling-Technologie gearbeitet.

Auch in Europa wird an der Entwicklung von Dish-Stirling Systemen gearbeitet. Die Abbildung zeigt das Ergebnis einer von der EU geförderten EuroDish Anlage, die in drei Referenzländern aufgestellt und erprobt wurde. Sie leistet 10 kW und etwa 120 kWh an einem guten Sonnentag im Sonnengürtel der Erde.

Da der Konzentrator im Betrieb stets exakt auf die Sonne ausgerichtet sein muss, wird er in zwei Achsen beweglich montiert. Er hat einen 8,5 m Durchmesser und wird als dünnwandige Sandwichschale aus faserverstärktem Epoxidharz ausgeführt.

Die Jahresenergieausbeute wird beim EuroDish gesteigert, indem der Konzentrator rund 25 % über der Nennleistung des Stirlingmotors ausgelegt wurde. Deshalb muss zwar bei Einstrahlungen über 850 Watt pro Quadratmeter überschüssige Wärme abgeführt werden, aber der Motor arbeitet auch bei geringerer Einstrahlung mit hohem Wirkungsgrad.

Bislang existiert eine Reihe von Prototypen, die ihre Leistungsfähigkeit über etliche tausend Stunden Betrieb bereits nachgewiesen haben.

Die Kosten könnten am Ende der Lernkurve bei 10 bis 20 c/kWh liegen, also für netzferne Versorgungsaufgaben gut geeignet sein.

7. Zukünftige Markt- und Kostenentwicklung und Zukunftsperspektiven

Für den wirtschaftlichen Einsatz von solarthermischen Kraftwerken sind die sonnenreichen Gebiete im Sonnengürtel der Erde ideal.

Nach diversen Studien werden bis 2010 mindestens 2.000 MW an solarthermischen Kraftwerken auf der ganzen Erde installiert und bis 2020 mindestens 20.000 MW.

Alleine in Spanien sind 2009 an solarthermischen Kraftwerken 200 MW fertig gestellt oder im Bau. Nach Angaben von IDAE sind für die Jahre 2010 und 2011 jeweils ca. 850 MW an installierter Leistung geplant. Auch in den USA gibt es eine große Anzahl von solarthermischen Kraftwerken, die in Planung sind. Diese Daten zeigen einen stark wachsenden Markt mit Wachstumsraten über 50 % weltweit für den Zeitraum bis 2020.

Nach einer Studie von Greenpeace & EREC werden bis 2030 138.000 MW und bis 2040 267.000 MW an installierter Leistung vorhergesagt.

Abschätzungen auf Basis detaillierter Studien besagen eine Massenproduktion und Skalierung, die zu einer 25 – 30 % Kostenreduktion führen wird, sowie technische Verbesserungen die eine 20 – 30 % Kostenreduktion erzielen werden.

Es wird ein Durchbruch in den folgenden Gebieten in den nächsten Jahren erwartet:

- Oberflächenreflektoren (Lebensdauer)
- Wärmeübertragungsmedien für höhere Temperaturen (Stabilität und Kosten)
- Fortschrittliche Kraftwerksprozesse (Solares Design)
- Speichersysteme (Anpassung auf Temperaturen und Wärmeübertragungsmedien).

Stromgestehungskosten unter 9 €/kWh erscheinen realistisch basierend auf Technologien, die im Labormaßstab bereits realisiert worden sind.

Die beteiligte Industrie schätzt, dass bei einem stetigen Ausbau auf etwa 15 bis 20 GW weltweit bis 2020 bei gleichzeitiger Fortsetzung von Forschung und Entwicklung die volle Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Mittellaststrom aus fossilen Energieträgern und bis 2030 gegenüber Grundlaststrom an guten Standorten erreicht wird. Insbesondere die Möglichkeit, kostengünstig Energiespeicher zu integrieren oder durch Zufeuerung von fossilen und biogenen Brennstoffen Strom bedarfsgerecht zu produzieren, erlaubt, langfristig sehr große Anteile der Stromerzeugung durch solarthermische Kraftwerke zu decken. Absatzgebiete für solarthermische Kraftwerktechnologien bestehen in den Sonnenregionen der Erde, wobei Nord-Afrika ein langfristiges Zielgebiet für Europa ist.

In der MENA Region gibt es begünstigende Faktoren für den Aufbau von solarthermischen Kraftwerken. Hervorzuheben ist die Nähe zu Europa mit seinem Appetit auf CO₂-freie Stromerzeugung und die schnell wachsende lokale Nachfrage. Ein weiterer Faktor ist die Größe und die Qualität der solaren Ressource. Das solare Potential der solarthermischen Kraftwerke ist in Europa ca. 2000 TWh wobei in der MENA Region 300 hundert mal mehr mit insgesamt über 600.000 TWh.

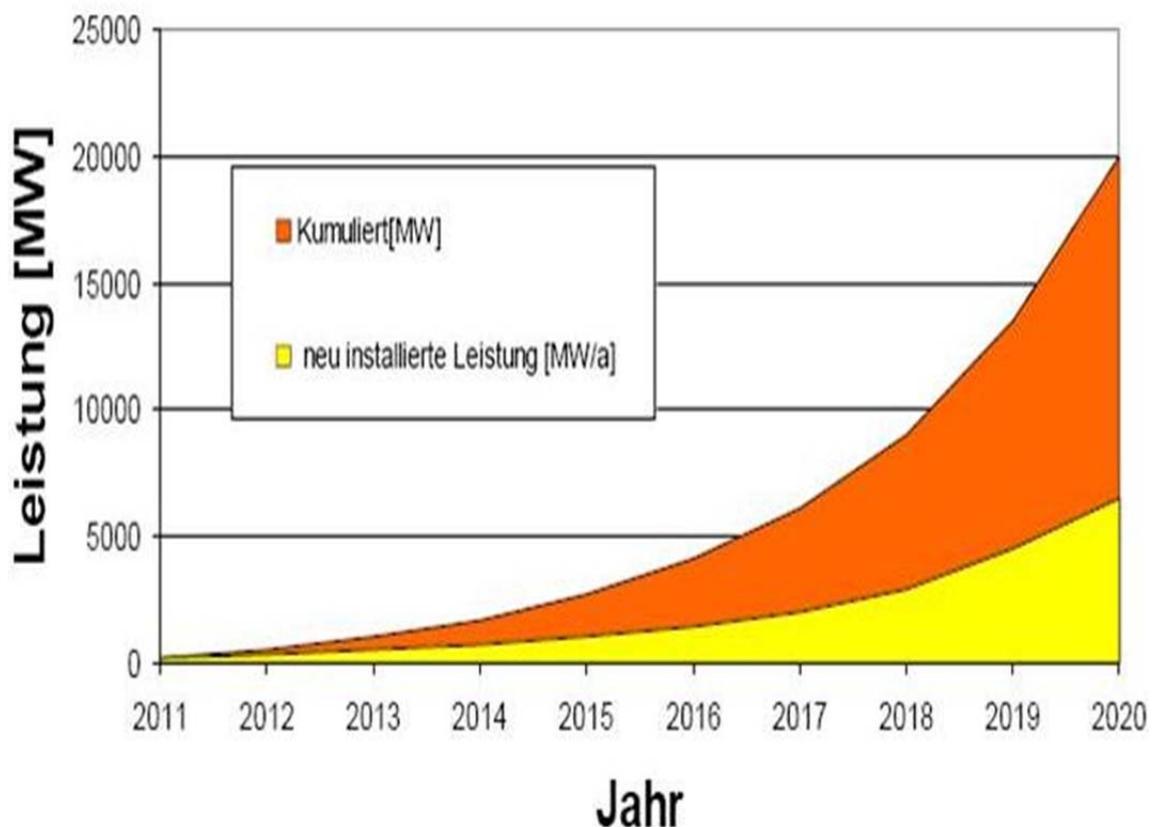


Abbildung 6: Ausbau solarthermischer Kraftwerke im Mittelmeerraum gemäß ESTELA

Es gibt aber auch Probleme wie zum Beispiel die Investitionsbedingungen und Eigentumsverhältnisse, die Förderregime und die Subventionsschemas und Kontinuität der

Initiativen sowie die Prioritätssetzung auf den Export oder auf die Eigennutzung in der MENA Region.

Neben den rasch wachsenden Energiemärkten im Sonnengürtel der Erde existieren schon heute die technischen Voraussetzungen, um den dort erzeugten Strom auch in Mitteleuropa zu nutzen, wenn entsprechende Netzwerkkapazitäten für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ausgebaut werden.

Nach der ESTELA Studie ist es möglich 20 GW von solarthermischen Kraftwerken in nordafrikanischen Staaten zu bauen, da die Technologie kommerziell verfügbar ist. Überdies wird solch ein Plan die industrielle Entwicklung der Nordafrikaregion fördern, weil viele Komponenten dort erzeugt werden können.

Abbildung 6 zeigt eine Vorhersage für den Ausbau solarthermischer Kraftwerke im Mittelmeerraum bis zum Jahr 2020.

Ein großer Teil der in Nord-Afrika produzierten Elektrizität kann nach Europa transportiert werden. Eine solche Technologie wird bereits in vielen Off-Shore Projekten in Europa benutzt und es wird erwartet, eine weitere Verbesserung hinsichtlich der Preise und der Leistungsfähigkeit zu erreichen.

Die wichtigsten zukünftigen Herausforderungen in der MENA Region sind die Erzielung einer Preisparität mit fossilen Energieträgern in den kommenden 10 bis 15 Jahren, die Bildung einer geeigneten Netzinfrastruktur und von Marktmechanismen zur Integration großer Anteile von CSP in der MENA Region (Potenziell auch für den Export). Eine weitere Herausforderung sind die angemessenen politischen und ökonomischen Randbedingungen in der MENA Region für Langzeitinvestitionen in CO₂-freie Technologien.

Referenzen

- R. Pitz-Paal, B. Hoffschmidt: Ziele bei der Entwicklung von solarthermischen Kraftwerken
Solarthermische Kraftwerke –Technologie und Perspektiven, FVS Themen 2002
- R. Pitz-Paal: Solarturmkraftwerkssysteme, FVS Themen 2002
- G. Eisenbeiß, M. Geyer: Solarenergie aus dem Sonnengürtel, SolarPACES, 2002
Solarthermische Kraftwerke, BINE Projektinfo, 2/1993
- S. Fischer: Sonnige Aussichten für solar thermische Kraftwerke, Energy 2.0, Mai 2009
- Jenseits von Spanien Das Solarthermische Versuchs- und Demonstrationskraftwerk Jülich,
38, DLR Nachrichten, 120
- F. Göhring, K. Hennecke, B. Hoffschmidt, M. Schmitz, P. Schwarzbözl: 500kW-
Forschungsplattform im Solarturm Jülich für Experimente mit hochkonzentrierter
Solarstrahlung
- D. Laing, W. Schiel, P. Heller: Dish-Stirling-Systeme, FVS Themen 2002
- R. Pitz-Paal, H. Müller-Steinhagen, W. Platzer: Strom aus solarthermischen Kraftwerken
in: Forschungsziele 2010, Forschungsverbund Erneuerbare Energien FVEE (2010)

R. Pitz-Paal, W. Platzer: Solarthermische Kraftwerke – Europäische Potenziale kostengünstig erschließen, FVS Themen 2006

Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future EASAC policy report, 16 November 2011

Prof. Dr. Bernhard Hoffschmidt, Dr.-Ing. Spiros Alexopoulos

Solar-Institut Jülich (SIJ), FH Aachen

Aachen University of Applied Sciences

Heinrich-Mußmann-Str. 5

D-52428 Jülich

Tel. 0241.6009 53532

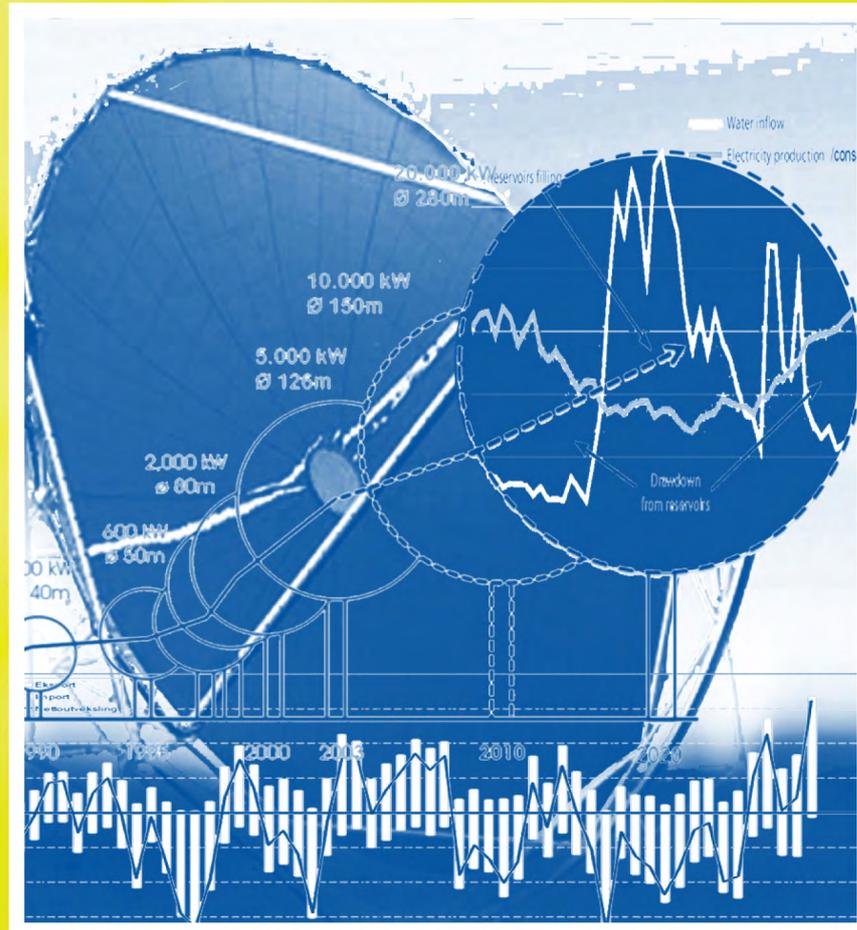
Fax 0241.6009 53570

info@sj.fh-aachen.de

Arbeitskreis Energie

Exzerpt aus Tagungsband des AKE, DPG-Tagung 2012 Berlin

home: http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2012-AKE_Berlin/Links_DPG2012.htm



Energiewende

Aspekte, Optionen, Herausforderungen

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Berlin 2012

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Energiewende

Aspekte, Optionen, Herausforderungen

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Berlin, 26. bis 28. März 2012

Programmgestaltung und Herausgeber: Hardo Bruhns

September 2012

Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie
in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft
Berlin, 26. bis 28. März 2012

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	7
Übersicht über die Fachsitzungen	8
Abstracts aller Vorträge	9
Hauptvorträge:	
<i>Wieviel Kohlenstoff braucht der Mensch?</i> , vorgetragen von H. Pütter	24
<i>Virtuelle Großanlagen – ein Ansatz zur systemkompatiblen Integration erneuerbarer Energiequellen in die Energieversorgung</i> , vorgetragen von R. Bitsch	36
<i>Hydro Electricity and Storage Capabilities in Norway – can they be useful for Europe?</i> , presented by W. Rondeel	49
<i>Die Nutzung der Windenergie und erwartete technologische Entwicklungen der nächsten Jahre</i> , vorgetragen von A. Reuter	60
<i>Enhanced Geothermal Systems (EGS) - Potential and Stimulation Treatments</i> , presented by G. Zimmermann	67
<i>Schiefergas: eine unkonventionelle Ressource für den Energiemix der Zukunft?</i> , vorgetragen von A. Hübner	75
<i>Perspektiven für Solarthermische Kraftwerke im Sonnengürtel</i> , vorgetragen von B. Hoffschmidt	81
<i>Windstrom und Wasserstoff – Eine Alternative</i> , vorgetragen von D. Stolten	94

<i>Die Kosten und Risiken der Energiewende</i> , vorgetragen von M. Frondel.....	112
<i>Challenge Energy Transition: Managing Volatility and Integrating Renewables into the Energy System</i> , presented by H. Gassner	124
<i>Energieszenarien für Deutschland: Stand der Literatur und methodische Auswertung</i> , vorgetragen von J. Hake	132
<i>Wie Fukushima die Energiepolitik und Energieforschung in Deutschland und international verändert</i> , vorgetragen von J. Knebel.....	167
<i>Entscheidungszwänge in der Weltenergieversorgung und Klimapolitik bei hoher Unsicherheit</i> , vorgetragen von C. Ch. von Weizsäcker	179
<i>Future Mobility in Europe</i> , presented by F. X. Söldner	183

Direkter Link zum AKE - Archiv:

<http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/index.htm>

Direkter Link zum AKE - Archiv, Tagung 2012 -Berlin:

http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2012-AKE_Berlin/Links_DPG2012.htm

Der vorliegende Band fasst schriftliche Ausarbeitungen von Hauptvorträgen der DPG-AKE Tagung des Jahres 2012 in Berlin zusammen. Die Präsentationsfolien der Hauptvorträge können auf der Webseite des Arbeitskreises über:

<http://www.dpg-physik.de/dpg/organisation/fachlich/ake.html>

(von dort gelangt man zum Archiv des AKE) eingesehen werden. Allen Autoren, die zu diesem Sammelband beigetragen haben, sei an dieser Stelle sehr herzlich gedankt.

Düsseldorf, im September 2012

Hardo Bruhns