

Solarthermische Kraftwerke – eine Schlüsseltechnologie für Sonnenländer

Franz Trieb und Joachim Nitsch, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) Stuttgart

Solarthermische Kraftwerke mit gekoppelter Meerwasserentsalzung können im großen Maßstab Elektrizität und Wasser liefern, zwei wertvolle und zunehmend knappe Güter in den Sonnenländern der Erde. Das Konzept kann einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten und eröffnet die Perspektive eines Solarstromverbunds zwischen Nordafrika und Europa.

Solare Strom- und Wassererzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung

Solare Dampfkraftwerke werden bisher ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzt (Pilkington Solar International 1996, Price u. Kearney 1999). Dabei wird wie bei jedem Dampfkraftwerk nur ein relativ kleiner Teil der wertvollen Primärenergie genutzt, der größte Teil geht als Abwärme verloren (Abb. 1).

Effizienz und Wirtschaftlichkeit thermischer Kraftwerke können durch Kraft-Wärme-Kopplung erhöht werden, wenn die Abwärme genutzt und ein angemessener Erlös aus ihrer Nutzung erzielt wird. In Sonnenländern ist jedoch die herkömmliche Abwärmenutzung als Heizwärme und Warmwasser nur von geringer Bedeutung. Dagegen gewinnt die Nutzung der Abwärme zur Wasserentsalzung zunehmend an Bedeutung. Viele Länder im Sonnengürtel der Erde stehen heute vor der Aufgabe, ihren steigenden Wasserbedarf bei gleichzeitig zurückgehenden Niederschlägen kostengünstig und umweltfreundlich zu decken. Ein erhöhter Einsatz fossiler Energieträger zur Erzeugung von Trinkwasser in Wasserentsalzungsanlagen würde jedoch langfristig nicht nur die Kosten für das Trinkwasser erhöhen, sondern über den Treibhauseffekt sogar einige der Ursachen der Wasserverknappung verstärken.

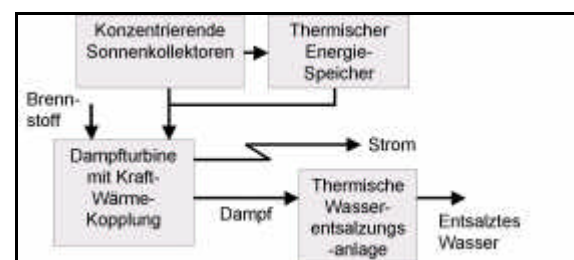
Abb. 1: Solarthermisches Kraftwerk in Kramer Junction, Kalifornien



Quelle: KJC

Solarthermische Kraftwerke mit gekoppelter Wasserentsalzung verbinden kommerziell eingeführte Technologien zur sauberen und kostengünstigen Erzeugung von Strom und Trinkwasser. Kern der Anlagen ist eine von solarthermischen, konzentrierenden Kollektoren gespeiste Dampfturbine. Durch Kraft-Wärme-Kopplung wird die Abwärme der Turbine zur thermischen Entsalzung von Meer- oder Brackwasser genutzt. Abbildung 2 zeigt eine Prinzipskizze eines solarthermischen Kraftwerks mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur Meerwasserentsalzung.

Abb. 2: Solarthermisches Kraftwerk mit KWK zur Meerwasserentsalzung



Unter den Einstrahlungsbedingungen durchschnittlicher Standorte in Nordafrika können die Anlagen etwa 2.000 Volllaststunden pro Jahr im reinen Solarbetrieb arbeiten. Um z. B. insgesamt 5.000 Volllast-Betriebsstunden pro Jahr zu erreichen, sind zwei Wege gangbar: entweder wird die Anlage für 3.000 weitere Stunden mit lokal verfügbaren Brennstoffen befeuert, oder das Solarfeld wird vergrößert und ein thermischer Speicher übernimmt den Nachtbetrieb. Die bisherigen Erfahrungen lassen erwarten,

Tab. 1: Investition solarer Dampfkraftwerke mit Wasserentsalzung

Investition Leistung 200 MW	Auslegung heute (ohne Speicher)		Auslegung Zukunft (mit Speicher)	
	Auslegung	Investition Mio. €	Auslegung	Investition Mio. €
Solarfeld	1 100 000 m ² *	285	2 400 000 m ² *	405
Energiespeicher	nein	0	6 Vollaststunden	90
Dampfkraftwerk	200 MW	170	200 MW	170
Entsalzungsanlage	190 000 m ³ /Tag	215	190 000 m ³ /Tag	215
Pipeline	1 Mio. m ³ /Tag	55	1 Mio. m ³ /Tag	55
Unwägbarkeiten	9 %	70	5 %	45
Gesamt	--	795	--	980

* Kollektor-Aperturfläche; zukünftige Solarfelder 35 % kostengünstiger und 25 % effizienter.

Tab. 2: Jährliche Kosten solarer Dampfkraftwerke mit Wasserentsalzung

Jährl. Kosten 200 MW, 5.000 h/a 25 Jahre	Auslegung heute 40 % Solaranteil		Auslegung Zukunft 100 % Solaranteil	
	spezif. Kosten	Jahreskosten Mio. €/a	spezif. Kosten	Jahreskosten Mio. €/a
Kapitalkosten Zins 10 %/a	11 % der Inv./a (Annuität)	87	11 % der Inv./a	108
Betrieb	3 % der Inv./a	24	2 % der Inv./a	20
Brennstoff	7,35 €/MWh *	17	Nein	0
Gesamt	--	128	--	128

* Z. B. Dubai Januar 2000: Weltmarktpreis für Heizöl zur gleichen Zeit 21,9 €/MWh, Wechselkurs 0,88 \$/€

dass die Kollektoren bei zügigem Ausbau innerhalb eines Jahrzehnts etwa um 35 - 45 % billiger werden und der Wirkungsgrad um etwa 25 % steigen wird (Trieb et al. 1998, Enermodal Engineering Ltd. 1999). Unter diesen Bedingungen wird mittelfristig auch der Einsatz thermischer Energiespeicher marktfähig werden. Die erforderliche Investition und die jährlichen Kosten heutiger und zukünftiger Anlagen bei einer durchschnittlichen Kapitalverzinsung von 10 %/a zeigen die Tabellen 1 und 2.

Auf diese Weise können Strom- und Wasserpreise in Zukunft bei steigendem Solaranteil mindestens konstant gehalten werden, wenn nicht sogar fallen. Bei typischen Erlösen von 0,058 €/kWh für Strom in der Mittellast und 1,75 €/m³ für Wasser könnten sich die Anlagen schon heute ohne Subventionen wirtschaftlich selbst tragen (Tab. 3). Der günstige Einfluss der Kraft-Wärme-Kopplung ist deutlich zu sehen: die Investition erhöht sich gegenüber reiner Stromerzeugung um etwa 50 %, die Erlöse jedoch verdoppeln sich.

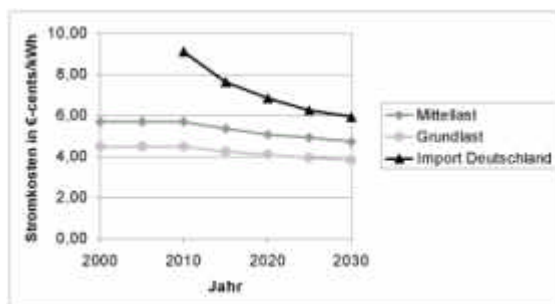
Ein Mittellastkraftwerk mit 5.000 Vollaststunden pro Jahr hätte heute 40 % bzw. mittelfristig bis zu 100 % Solaranteil. Je nachdem, welche Verkaufspreise im Einzelfall erzielbar sind, kann das Preisverhältnis von Strom und Wasser verändert werden. So würde ein Strompreis von nur 0,048 €/kWh zusammen mit einem Wasserpreis von 2,00 €/m³ insgesamt den gleichen Gesamterlös liefern wie die Preisverteilung in Tabelle 3.

Tab. 3: Erlöse und Verkaufspreise für Solarkraftwerke mit Wasserentsalzung

Erzielbare Erlöse 200 MW 5.000 h/a 25 Jahre	Heutige und zukünftige Auslegung		
	Jahres- ertrag	Verkaufs- preis ohne Steuer	Gesamt- erlös Mio. €/a
Strom	1 Mrd. kWh/a	0,058 €/kWh	58
Wasser	40 Mio. m ³ /a	1,75 €/m ³	70
Salz	--	--	--
Gesamt	--	--	128

Auch der Einsatzbereich lässt sich den jeweiligen Erfordernissen anpassen. So könnte ein Grundlastkraftwerk mit 7.500 Volllaststunden pro Jahr 1,5 Mrd. kWh Strom für z. B. 0,043 €/kWh und 60 Mio. m³ Wasser für 1,30 €/m³ erzeugen. Der Solaranteil eines solchen Grundlastkraftwerks wäre zunächst etwa 25 %, in Zukunft 80 % und höher (Abb. 3).

Abb. 3: Voraussichtliche Entwicklung der Stromgestehungskosten solarthermischer Kraftwerke*



* Mit Gutschrift aus der Wasserentsalzung von 1,75 €/m³ (Mittelast) bzw. 1,30 €/m³ (Grundlast). Direkteinstrahlung 2.350 kWh/m²a, technische und wirtschaftliche Parameter wie in Tabellen 1 - 3. Solaranteil anfangs 2.000 h/a ansteigend auf 6.000 h/a in der Grundlast. Importstrom in Deutschland 100 % solar. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung über 3.500 km, Leistung 2.000 MW, Übertragungsverluste 15 %, Investition 1,4 Mrd. € (Rudervall et al. 2000).

Unsicherheiten bei der zukünftigen Entwicklung der Brennstoffkosten können flexibel durch die Anpassung des Solar- und Brennstoffanteils ausgeglichen werden. Schreitet die Lernkurve der Sonnenkollektoren schnell fort und steigen die Brennstoffkosten, so wird der Solaranteil zukünftiger Kraftwerke schnell steigen. Bleiben die Brennstoffkosten niedrig und entwickeln sich die Kollektoren langsamer, wird auch der Solaranteil langsamer ansteigen. Die Stromkosten werden voraussichtlich zunächst konstant gehalten werden, während der Solaranteil langsam steigt. Bei fortschreitender Kostendegression der Kollektoren werden die Stromkosten langfristig bei steigendem Solaranteil weiter sinken. Die Markteinführung kann durch Zuschüsse oder Emissionszertifikate beschleunigt werden, hängt aber nicht von diesen ab. Das finanzielle Risiko der Anlagen ist wegen

der verminderten Abhängigkeit von Brennstoffpreisen geringer als das konventioneller Kraftwerksprojekte.

Sobald die technische Entwicklung soweit fortgeschritten ist, dass Sonnenenergie auch in den Gasturbinenteil eines Gas- und Dampfturbinenkraftwerks eingespeist werden kann (Buck et al. 2000), könnte das hier beschriebene Konzept zur Markteinführung auch auf diese Technologie angewandt werden. Prinzipiell kann das Konzept auf jede Art der Kombination von konzentrierenden solarthermischen Kollektoren (Parabolrinne, Solarturm, Paraboloid, Fresnel) mit Gas- oder Dampfturbinen in Verbindung mit der Kraft-Wärme-Kopplung zur Wasser-, Kälte- oder anderweitiger Prozesswärmeerzeugung angewandt werden. Wirtschaftlich am bedeutungsvollsten ist jedoch unter heutigen Rahmenbedingungen die Kopplung konzentrierender solarthermischer Kollektoren mit Dampfturbinen zur Kraft-Wärme-Kopplung mit dem Ziel der Stromerzeugung und Wasserentsalzung.

Perspektive einer Klimaschutzkooperation zwischen Europa und dem Maghreb¹

Durch Fernübertragung elektrischer Energie kann mittelfristig kostengünstiger Solarstrom aus solarthermischen Kraftwerken von Nordafrika nach Mitteleuropa gebracht werden (Rudervall et al. 2000; Knies et al., 1999). Die Übertragungskosten liegen im Bereich einiger Pfennige pro Kilowattstunde, so dass langfristig Importkosten für Solarstrom von unter 0,06 €/kWh erreichbar sind (Abb. 3). Die bei der Stromerzeugung entstehende Abwärme kann mit dem vorliegenden Konzept sinnvoll zur Deckung des zunehmenden Wasserbedarfs in den Erzeugerländern genutzt werden.

In einer europäischen Elektrizitätswirtschaft mit zukünftig großen Anteilen regenerativer Energie führen Importe von Solarstrom aus Nordafrika ebenso wie Wasserkraft und Geothermiestrom aus Island und Skandinavien zu einer gleichmäßigen und ausgewogenen Versorgung, da diese Quellen zwischen 5.000 und 7.000 Volllast-Betriebsstunden pro Jahr erreichen. Durch die Kombination heimischer und importierter erneuerbarer Energieströme wird ein ausgeglichenes zeitliches Angebotsprofil der regenerativen Stromerzeugung in

ihrer Gesamtheit erzielt, das sowohl die konventionelle Ersatzkapazität als auch den Regelbedarf im Netz reduziert (Langniß et al. 2000, Nitsch et al. 2001). Die wenig fluktuierenden Anteile des Stroms aus Wasserkraft, Geothermie, Biomasse sowie aus Solarthermie und Passatwinde in Nordafrika überwiegen in einem solchen Verbund trotz geringerer installierter Leistung vor den stärker fluktuierenden Anteilen aus europäischer Windkraft und Photovoltaik (s. hierzu auch den Beitrag von J. Nitsch in diesem Schwerpunkt, insb. Abb. 4 oben, S. 16).

Für den Stromimport aus regenerativen Energiequellen werden leistungsfähige Leitungen zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) benötigt, wie sie bisher weltweit mit etwa 45 GW Leistung und Übertragungslängen von bis zu 2.000 km realisiert sind. Der Ausbau der HGÜ für den regenerativen Stromimport sollte ebenfalls Bestandteil zukünftiger Investitionsplanungen im europäischen Stromverbund sein und als europäische Infrastrukturmaßnahme für eine nachhaltige Entwicklung eingestuft werden.

Die Solarstrompotenziale im Maghreb übersteigen um mehrere Größenordnungen den heutigen und absehbaren Eigenbedarf dieser Länder, ja sogar den der Welt (Broesamle et al. 2001). Der weitaus größte Teil dieser Ressourcen kann nur durch entsprechende Kooperation von Import- und Exportländern für den Klimaschutz nutzbar gemacht werden.

Die Region des Maghreb ist von zurückgehenden Niederschlägen als Folge des Klimawandels betroffen. Eine beschleunigte Umstellung Europas auf CO₂-freien Strom ist deshalb genauso im Interesse dieser Länder wie die Erzeugung großer Mengen Trinkwasser. Auf diese Weise könnte eine Symbiose zum globalen Klimaschutz und zur nachhaltigen Entwicklung beider Regionen entstehen (Bennouna u. Knies o. J.). Solarthermische Kraftwerke könnten zu einer Schlüsseltechnologie werden, wenn es darum geht, kostengünstig und rechtzeitig die längerfristigen europäischen und nordafrikanischen Ziele zur Minderung von Treibhausgasemissionen zu erreichen. Außerdem werden die Kraftwerke dazu beitragen, das Risiko nationaler und internationaler Konflikte um die knappen und zunehmend teuren Güter Wasser und Energie zu reduzie-

ren. Wichtige Voraussetzungen für die Realisierung sind eine entschlossene politische Flankierung und angemessene Erlöse für Strom und Wasser. Förderbedarf besteht dann nur noch zur Beseitigung der derzeit noch vorhandenen Informationsdefizite, zur Absicherung der Projekte über Hermes-Bürgschaften und zur weiterführenden Forschung und Entwicklung. Die Fernleitungen zur Solarstromübertragung könnten – ähnlich wie beim Straßenbau – als europäisches Infrastrukturprojekt von der Gemeinschaft und den direkt am Stromimport beteiligten Ländern getragen werden.

Die Kopplung solarthermischer Strom- und Trinkwassererzeugung kann die Markteinführung solarthermischer Kraftwerkstechnologien deutlich erleichtern. Gebiete der gewerblichen Anwendung sind die allgemeine Strom- und Wasserversorgung im Sonnengürtel der Erde im Rahmen der internationalen Projektfinanzierung und der finanziellen bzw. technischen Zusammenarbeit. Eine weitere Anwendung der hier vorgeschlagenen Anlagen ist die solare Wasserstoffelektrolyse, da hierzu sowohl regenerativer Strom als auch entsalztes Wasser benötigt wird.

Eine günstige Voraussetzung für den Einsatz solarthermischer Kraftwerke ist die einfache Prospektion der solaren Energieressource: die Messung der Intensität der Solarstrahlung ebenso wie die Auswahl geeigneter Standorte für Solarkraftwerke erfolgt neuerdings mit Hilfe der Satellitenfernerkundung erdweit flächendeckend und mit hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung und Präzision (Broesamle et al. 2001). Das bei konventionellen Energieträgern gegebene Prospektionsrisiko und die daraus folgenden Kosten fallen damit bei Solarkraftwerken praktisch weg. Eine Verknappung der so identifizierten solaren Energieressourcen ist nicht zu befürchten, im Gegenteil, das technische Potenzial übersteigt den weltweiten Strombedarf um Größenordnungen. Energiewirtschaftlich attraktive Standorte sind, wie das Beispiel Maghreb zeigt, reichlich vorhanden.

Anmerkung

- 1) Maghreb: (arab. „Westen“) im Unterschied zu Maschrik (arab. „Osten“); der westliche Teil der arabisch-muslimischen Welt (Marokko, Nordalgerien, Tunesien, Tripolitaniien)

Literatur

- Bennouna, A.; Knies, G., (o. J.):* Vereinigter Klimaschutz Afrika-Europa: wirkungsvoll, kostengünstig, völkerverbindend. Internet-Publikation des Hamburger Klimaschutz-Fonds, <http://www.klimaschutz.com/>
- Broesamle, H.; Mannstein, H.; Schillings, C.; Trieb, F., 2001:* Assessment of Solar Electricity Potentials in North Africa based on Satellite Data and a Geographic Information System. Solar Energy, Vol. 70, Nr.1, S. 1-12
- Buck, R.; Lüpfert, E.; Tellez, F., 2000:* Receiver for Solar-Hybrid Gas Turbine and Combined cycle Systems (REFOS). IEA Solar Thermal 2000 Conference, Sydney, March
- Enermodal Engineering Ltd., 1999:* Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants. Final Report. The World Bank, Washington, D.C., May
- Knies, G.; Czisch, G.; Brauch, H. G., 1999:* Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie. AFES-PRESS Report 67, Mosbach
- Langniß, O.; Nitsch, J.; Pehnt, M.; Trieb, F., 2000:* Erneuerbare Energien und nachhaltige Entwicklung. Bundesumweltministerium, Berlin, 3. Auflage, August
- Nitsch, J.; Trieb, F.; C. Rösch u. a., 2001:* Schlüsseltechnologien Regenerative Energien. Teilbericht im Rahmen des HGF-Projekts: „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland“. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt/Forschungszentrum Karlsruhe, Stuttgart/Karlsruhe, Juli
- Pilkington Solar International, 1996:* Statusbericht Solarthermische Kraftwerke. Köln
- Price, H.; Kearney, D.; 1999:* Parabolic Trough Technology Roadmap: A Pathway for Sustained Commercial Development and Deployment of Parabolic Trough Technology. Final Report. US Department of Energy, January
- Rudervall, R.; Charpentier, J. P.; Raghuvver, S.; 2000:* High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems – Technology Review Paper presented at Energy Week 2000, Washington, D. C., USA, March 7-8. Internet: <http://www.abb.com/global/>
- Trieb, F.; Nitsch, J.; Knies, G.; Milow, B., 1998:* Markteinführung solarthermischer Kraftwerke – Chance für die Arbeitsmarkt und Klimapolitik. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48.Jg., Heft 6, S. 392-397
- Weinrebe, G.; Böhnke, M.; Trieb, F., 1998:* Life Cycle Assessment of an 80 MW SEGS Plant and a 30 MW PHOEBUS Power Tower. Proceedings of the ASME International Solar Energy Conference, Albuquerque, June

Kontakt

Dr. Franz Trieb
 Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
 Institute of Technical Thermodynamics
 Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart
 Tel.: +49 (7 11) 68 62 - 4 23
 Fax: +49 (7 11) 68 62 - 7 83
 E-Mail: franz.trieb@dlr.de

«

Nachhaltige Nutzung der Photovoltaik

Priv.-Doz. Dr. Gerhard Willeke, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg

Von der Photovoltaik geht eine besondere technische Faszination aus, da hier die Umwandlung der Sonnenenergie in den Universalenergieträger Elektrizität auf rein elektronischem Wege geschieht, das heißt ohne mechanische, thermische oder chemische Zwischenschritte. Eine Energieamortisationszeit von wenigen Jahren, die Tatsache, dass praktisch an jedem Ort Strom emissions- und lärmfrei erzeugt werden kann und eine ausgesprochene Modularität machen diese Form der solaren Energieumwandlung besonders attraktiv – vom solaren Taschenrechner bis zum Multimegawatt-Kraftwerk ist alles möglich. Die vorliegende Arbeit beschreibt den Stand und prognostiziert die weitere Entwicklung dieser Technologie auf dem Weg zu einer globalen, nachhaltigen Nutzung.

Technisches Potenzial der Photovoltaik

In Deutschland kann von einer solartechnisch nutzbaren Gebäudedachfläche von etwa 800 Mio. m² ausgegangen werden (Kaltschmitt, Wiese 1997). Ihre Nutzung für eine photovoltaische Stromerzeugung steht aber grundsätzlich in Konkurrenz zu einer solarthermischen Nieder-temperaturwärmegewinnung. Nutzen wir zum Beispiel nur die Hälfte dieser Fläche zur Stromgewinnung, so ergibt sich bei einem mittleren Modulwirkungsgrad von 12 % – dem heutigen Stand der Technik – ein technisch installierbares Spitzenleistungspotenzial von 48 GWp (Giga-