

Strom und Trinkwasser aus solaren Dampfkraftwerken

Kostengünstige Solarenergie für eine nachhaltige Entwicklung

Franz Trieb, Joachim Nitsch, Stuttgart; Gerhard Knies, Hamburg¹

Solarthermische Kraftwerke mit gekoppelter Meerwasserentsalzung können im großen Maßstab Elektrizität und Wasser liefern, zwei wertvolle und zunehmend knappe Güter in den Sonnenländern der Erde. Beide Produkte zusammen lassen ausreichende Erlöse für die sofortige Marktfähigkeit dieser Technologie erwarten. Das Konzept kann einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten und eröffnet die Perspektive eines Solarstromverbunds zwischen Nordafrika und Europa.

Stand der Technik

Solare Dampfkraftwerke werden bisher lediglich zur Stromerzeugung eingesetzt [1]. Dabei wird wie bei jedem Dampfkraftwerk nur ein relativ kleiner Teil der wertvollen Primärenergie genutzt, der größte Teil geht als Abwärme verloren (Bild 1). Solarkraftwerke werden bisher nicht als konkurrenzfähig angesehen und ihre Realisierung wird nur im Rahmen subventionierter Projekte erwogen.

Sonnenenergie kann beim derzeitigen Stand der Technik nur in Dampfkraftwerke oder in den Dampfturbinenteil eines kombinierten Gas- und Dampfturbinenkraftwerks (GuD) eingespeist werden. Die Konzepte zur Markteinführung solarthermischer Kraftwerke zielen derzeit dahin, einen kleinen Solaranteil von unter 10 % in einem hauptsächlich fossil befeuerten GuD-Kraftwerk zu realisieren, um sowohl die absoluten Stromgestehungskosten als auch die zusätzlichen Kosten für den Solaranteil möglichst gering zu halten [2]. Trotz von der Weltbank angebotener Investitionszuschüsse von bis zu 50 Mio. US-Dollar pro Kraftwerk und Stromgestehungskosten weit unter denen der Photovoltaik ist es in den vergangenen 10 Jahren jedoch nicht gelungen, ein solarthermisches Kraftwerk zu realisieren.

Die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken kann durch Kraft-Wärme-Kopplung erhöht werden, wenn ein angemessener Erlös aus der Nutzung der Abwärme erzielt wird. In diesem Zusammenhang 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.

Sonnenenergie und Kraft-Wärme-Kopplung

Im Gegensatz zu anderen, derzeit verfolgten Strategien zur Markteinführung solarthermischer Kraftwerke werden im Rahmen der vorliegenden Arbeit möglichst große solare Dampfkraftwerke mit möglichst großem Solaranteil - im Auslegungspunkt 100 % wie bei den in den 80er Jahren gebauten Anlagen in Kalifornien - vorgeschlagen, um Skaleneffekte optimal zu nutzen. Das Problem der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit wird

¹ Dr. F. Trieb, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Dr. J. Nitsch, Leiter der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung am Institut für Technische Thermodynamik des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) in Stuttgart; Dr. G. Knies, Vorsitzender des Hamburger Klimaschutz-Fonds und wissenschaftlicher Mitarbeiter des Deutschen Elektronen-Synchrotron (DESY) in Hamburg

dadurch gelöst, daß diese Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung und einer thermischen Anlage zur Meer- oder Brackwasserentsalzung ausgerüstet werden. Dadurch kann mit der eingesetzten Sonnenenergie sowohl elektrischer Strom als auch Trinkwasser erzeugt werden. Die Nutzung der Sonnenenergie erreicht dabei einen Wirkungsgrad von etwa 42 % und damit etwa das Doppelte im Vergleich zu den bisherigen Anlagen. Bei typischen erreichbaren Erlösen von z.B. 0,058 Euro/kWh für Strom in der Mittellast und 1,75 Euro/m³ für Wasser sind die Erträge beider Produkte etwa gleich groß und decken zusammen die Gesamtinvestition bzw. die daraus abgeleiteten Kapital- und Betriebskosten. Durch ihre inhärente Absicherung gegen steigende Brennstoffkosten stellen solche Anlagen trotz des derzeit niedrigen Energiekostenniveaus in den südlichen Ländern schon heute eine wirtschaftliche Alternative zu Öl- oder Gaskraftwerken dar.

Zufeuerung kann erfolgen, um die Investition für den konventionellen Teil der Anlagen - Kraftwerk und Wasserentsalzung - durch Erhöhung der Betriebsstunden wirtschaftlich besser auszunutzen. Im Zuge einer Verbilligung der Sonnenkollektoren oder einer Verteuerung der Brennstoffe kann in Zukunft der Solaranteil sukzessiv zunehmen und der Brennstoffanteil abnehmen. Zu einem späteren Zeitpunkt - etwa in 10 Jahren - können größere Solarfelder und thermische Energiespeicher anstatt der Zufeuerung zum Einsatz kommen. Die Wirtschaftlichkeit wird schon heute und auch in Zukunft durch optimales Abstimmen des Solar- und des Brennstoffanteils erreicht. Grundsätzlich werden die Kosten fallen bzw. kann der Solaranteil steigen, weil für die Kosten der Sonnenenergie nicht endliche (fossile) Ressourcen, sondern lediglich der jeweilige Stand der Technik (Know-How) ausschlaggebend ist. Die zum Bau und Betrieb erforderlichen Materialien, Ressourcen und Flächen sind unkritisch und zum Teil deutlich geringer als bei anderen Stromerzeugungstechnologien, wie vergleichende Lebenszyklusanalysen belegen [3]. Zudem können die verwendeten Materialien größtenteils recycelt werden.

Sobald die technische Entwicklung soweit fortgeschritten ist, dass Sonnenenergie auch in den Gasturbinenteil eines Gas- und Dampfturbinenkraftwerks eingespeist werden kann [4], 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.

Solare Strom- und Wassererzeugung

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.

Tagsüber arbeiten die Anlagen weitgehend ohne Brennstoffeinsatz. Nachts kann die Verfügbarkeit der elektrischen Leistung durch Zufeuerung mit den jeweils vorhandenen Brennstoffen garantiert werden (Bild 1). Abhängig von der zeitlichen Übereinstimmung der elektrischen Last und des solaren Strahlungsangebots treten bei den bisherigen Solarkraftwerken nicht nutzbare Überschüsse von bis zu 2-3 % pro Jahr auf. Beim vorliegenden Konzept kann der Einsatz innerhalb gewisser Grenzen zwischen Wasser- und Stromerzeugung verlagert werden, so daß derartige Verluste vermieden werden.

Ein Solarkraftwerk mit z.B. 200 MW installierter elektrischer Leistung wird im Mittellastbetrieb etwa 5.000 Volllaststunden pro Jahr arbeiten und dabei 1.000 Millionen kWh Strom und 40 Millionen Kubikmeter entsalztes Wasser liefern. Außerdem kann Salz und Holz erzeugt werden, falls Teile des Salzwasserstroms bzw. des Süßwasserstroms zur Salzherstellung bzw. zur Aufforstung - mit dem zusätzlichen Effekt des Windschutzes der Anlagen - genutzt werden (Bild 2). Der direkte wirtschaftliche Nutzen dieser Zusatzprodukte ist im Vergleich zu den Erträgen aus Strom und Wasser zwar gering, aber die Akzeptanz bei der lokalen Bevölkerung wird verbessert, da so auch Erzeugnisse für den lokalen Handel entstehen.

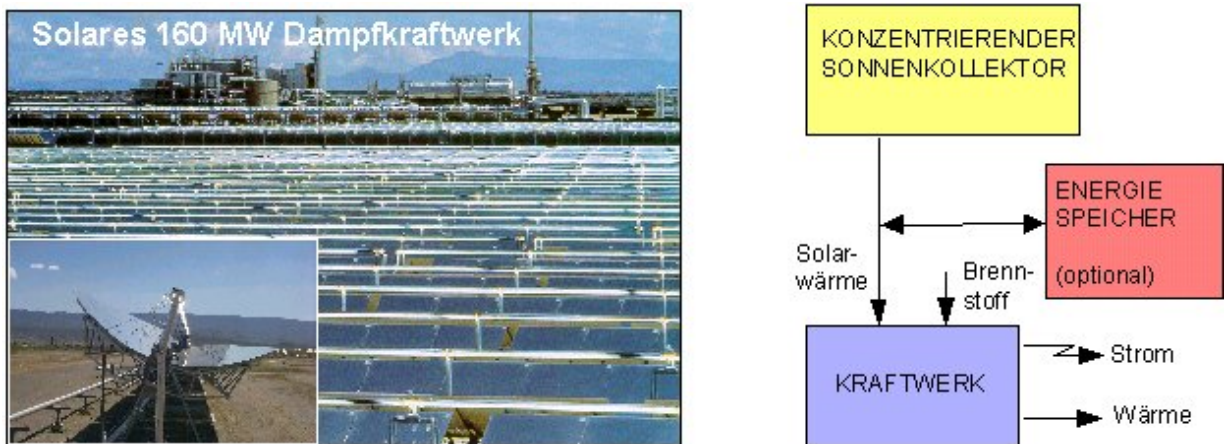


Bild 1: Links: Seit 1989 arbeitendes solarthermisches Kraftwerk und (kleines Bild) Seitenansicht eines Parabolrinnenkollektors; Rechts: Funktionsprinzip eines solarthermischen Kraftwerks.

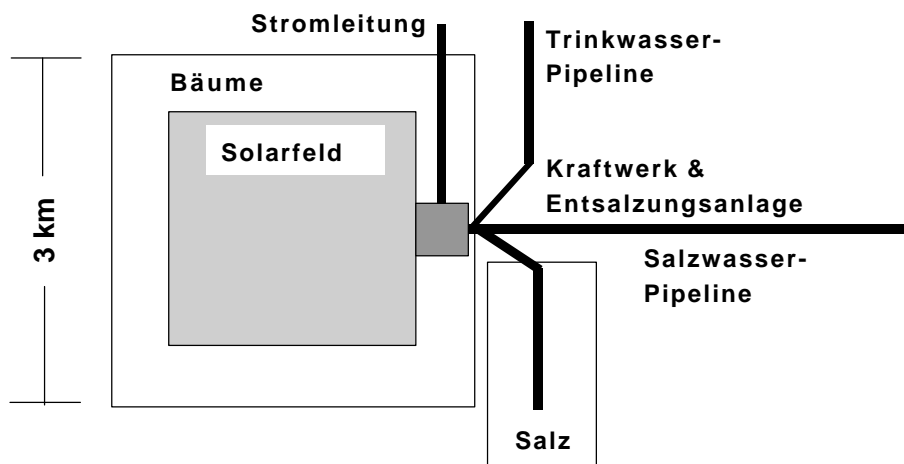


Bild 2: Skizze eines 200 MW Solardampfkraftwerks mit Wasserentsalzung

Unter den Einstrahlungsbedingungen durchschnittlicher Standorte in Nordafrika können die Anlagen etwa 2.000 Volllaststunden pro Jahr im reinen Solarbetrieb arbeiten. Um 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, daß die Kollektoren bei zügigem Ausbau innerhalb eines Jahrzehnts etwa um 35-45 % billiger werden und der Wirkungsgrad um etwa 25 % steigen wird [5], [6]. Unter diesen Bedingungen wird mittelfristig auch der Einsatz thermischer Energiespeicher marktfähig werden.

Die erforderliche Investition und die jährlichen Kosten heutiger und zukünftiger Anlagen zeigen die Tabellen 1 und 2:

Tabelle 1: Investition solarer Dampfkraftwerke mit Wasserentsalzung

Investition Leistung 200 MW	Auslegung heute (ohne Speicher)		Auslegung Zukunft (mit Speicher)	
	Auslegung	Investition Mio. Euro	Auslegung	Investition Mio. Euro
Solarfeld	1 100 000 m ² *	285	2 400 000 m ² *	405
Energiespeicher	nein	0	6 Volllaststunden	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

Tabelle 2: Jährliche Kosten solarer Dampfkraftwerke mit Wasserentsalzung

Jährl. Kosten 200 MW, 5.000 h/a 25 Jahre	Auslegung heute 40 % Solar		Auslegung Zukunft 100 % Solar	
	spezif. Kosten	Jahreskosten Mio.Euro/a	spezif. Kosten	Jahreskosten Mio.Euro/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 Euro/MWh *	17	nein	0
Gesamt	--	128	--	128

* z.B. Dubai, Januar 2000; Weltmarktpreis für Heizöl zur gleichen Zeit 21,9 Euro/MWh; Wechselkurs 0,88 \$/Euro.

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 Euro/kWh für Strom in der Mittellast und 1,75 Euro/m³ für Wasser tragen sich die Anlagen schon heute ohne Subventionen wirtschaftlich selbst (Tabelle 3). Der Effekt der Kraft-Wärme-Kopplung ist deutlich zu sehen: die Investition erhöht sich gegenüber reiner Stromerzeugung um etwa 50 %, die Erlöse jedoch verdoppeln sich.

Tabelle 3: Erlöse und Verkaufspreise für Solarkraftwerke mit Wasserentsalzung

Erzielbare Erlöse 200 MW, 5.000 h/a 25 Jahre	Heutige und zukünftige Auslegung		
	Jahresertrag	Verkaufspreis ohne Steuer	Gesamterlös Mio.Euro/a
Strom	1 Mrd. kWh/a	0,058 Euro/kWh	58
Wasser	40 Mio. m ³ /a	1,75 Euro/m ³	70
Salz & Holz	--	--	--
Gesamt	--	--	128

Ein Mittellastkraftwerk mit 5.000 Volllaststunden 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 Euro/kWh zusammen mit einem Wasserpreis von 2,00 Euro/m³ insgesamt den gleichen Gesamterlös liefern wie die Preisverteilung in Tabelle 3.

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 Euro/kWh und 60 Mio.m³ Wasser für 1,30 Euro/m³ erzeugen. Der Solaranteil eines solchen Grundlastkraftwerks wäre zunächst etwa 25 %, in Zukunft 80 % und höher (Bild 3).

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.

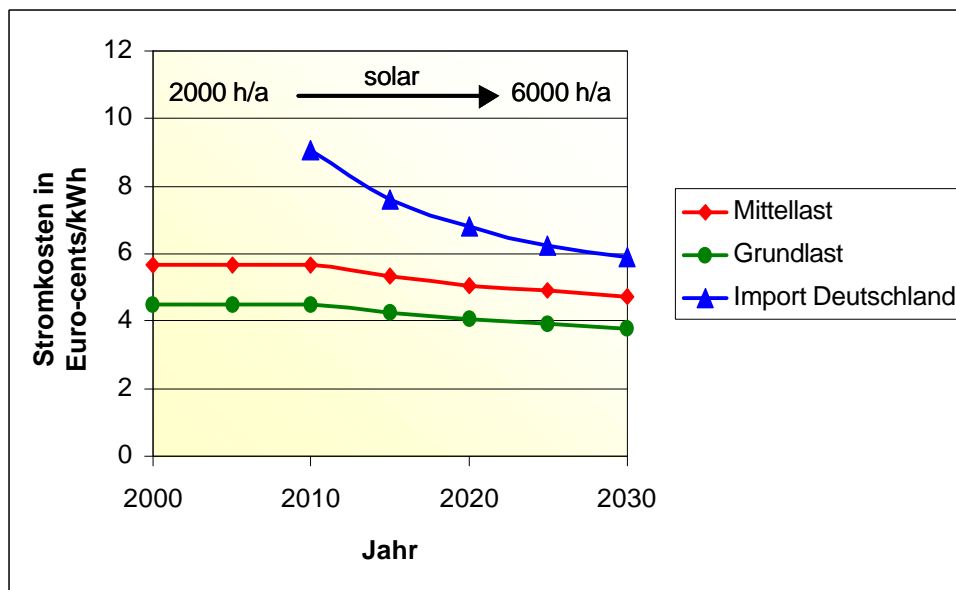


Bild 3: Voraussichtliche Entwicklung der Stromgestehungskosten solarthermischer Kraftwerke mit Gutschrift aus der Wasserentsalzung von 1,75 Euro/m³ (Mittelast) bzw. 1,30 Euro/m³ (Grundlast). Weitere Annahmen: Direkteinstrahlung 2.350 kWh/m²a, technische und wirtschaftliche Parameter wie in den Tabellen 1 bis 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. Euro, [7].

Strom für Europa - Wasser für den Maghreb - Klimaschutz für beide

Durch Fernübertragung elektrischer Energie kann mittelfristig kostengünstiger Solarstrom aus solarthermischen Kraftwerken von Nordafrika nach Mitteleuropa gebracht werden [7], [8]. Die Übertragungskosten liegen im Bereich einiger Pfennige pro Kilowattstunde, so daß langfristig Importkosten für Solarstrom von unter 0,06 Euro/kWh erreichbar sind (Bild 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 Quellen in ihrer Gesamtheit erzielt, das sowohl die konventionelle Ersatzkapazität als auch den Regelbedarf im Netz reduziert [9], [10]. Die wenig fluktuierenden Anteile aus Wasserkraft, Geothermie,

Biomasse sowie aus Nordafrika Solarthermie und Passatwinde überwiegen in einem solchen Verbund trotz geringerer installierter Leistung deutlich vor den stärker fluktuierenden Anteilen aus europäischer Windkraft und Photovoltaik (Bild 4).

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 [11]. Der weitaus größte Teil dieser Ressourcen kann nur durch entsprechende Kooperation von Import- und Exportländern für den Klimaschutz nutzbar gemacht werden.

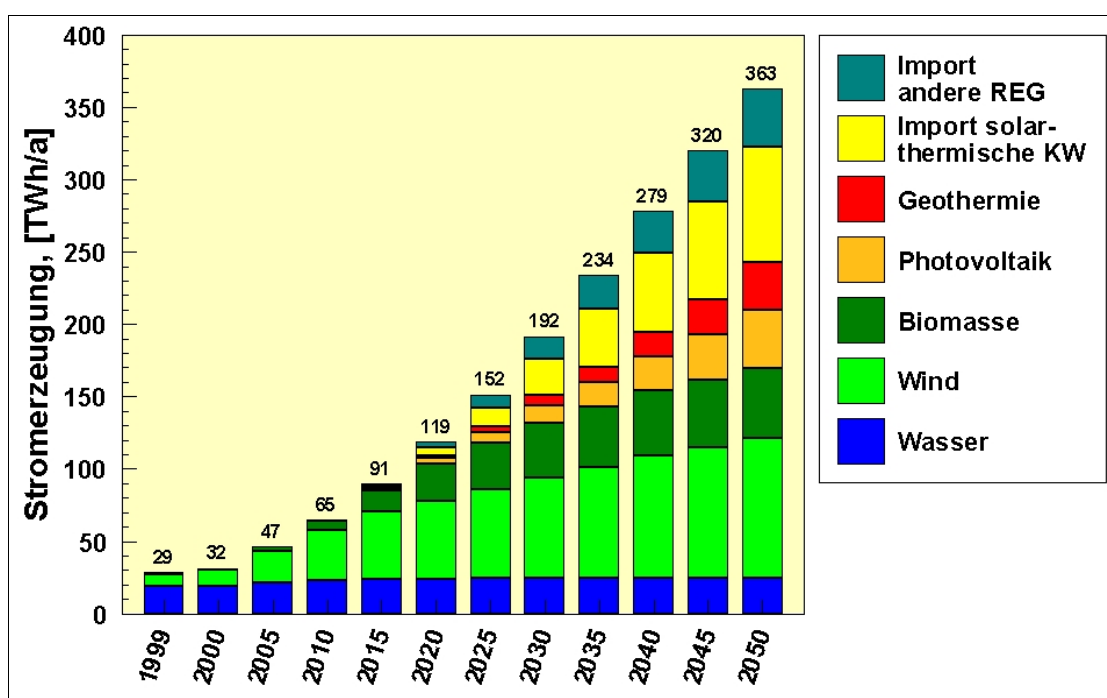


Bild 4: Entwicklung der Anteile regenerativer Stromerzeugung in Deutschland im "Orientierungsszenario Solare Elektrizitätswirtschaft" [10]. Installierte Leistungen im Jahr 2050: Wasser 5 GW, Wind (inkl. Offshore) 40 GW, Biomasse 10 GW, Photovoltaik 41 GW, Geothermie (Hot Dry Rock) 5 GW, Import aus solarthermischen Kraftwerken 16 GW, Import aus anderen regenerativen Quellen 6 GW. Installierte Leistung und Stromerzeugung sind wegen unterschiedlicher Verfügbarkeit der jeweiligen Ressourcen nicht proportional.

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 internationale Symbiose zum globalen Klimaschutz und zur nachhaltigen Entwicklung beider Regionen entstehen [12]. 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 reduzieren. 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 erleichtert wesentlich die Markteinführung solarthermischer Kraftwerkstechnologien. 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 [11]. Das bei konventionellen Energieträgern typische Prospektionsrisiko und die daraus folgenden volks- und betriebswirtschaftlichen Kosten fallen damit bei Solarkraftwerken praktisch weg. Eine Verknappung der so identifizierten solaren Energieressourcen ist nicht zu befürchten, im Gegenteil, das technische Potential übersteigt den weltweiten Bedarf um Größenordnungen. Energiewirtschaftlich attraktive Standorte sind, wie das Beispiel Maghreb zeigt, reichlich vorhanden.

Literatur

- [1] Pilkington Solar International, Statusbericht Solarthermische Kraftwerke, ISBN 3-9804901-1-4, Köln 1996
- [2] Price, H., Kearney, D., Parabolic Trough Technology Roadmap: A Pathway for Sustained Commercial Development and Deployment of Parabolic Trough Technology, US Department of Energy, Final Report, January 1999
- [3] Weinrebe, G., Böhnke, M., Trieb, F., 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, Juni 1998
- [4] Buck, R., Lüpfer, E., Tellez, F., Receiver for Solar-Hybrid Gas Turbine and Combined cycle Systems (REFOS), IEA Solar Thermal 2000 Conference, Sydney, März 2000
- [5] Trieb, F., Nitsch, J., Knies, G., Milow, B.: Markteinführung solarthermischer Kraftwerke - Chance für die Arbeitsmarkt und Klimapolitik, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48.Jg., Heft 6 (1998), S. 392-397
- [6] Enermodal Engineering Ltd., Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants, Final Report, The World Bank, Washington, D.C., Mai 1999
- [7] Rudervall, R., Charpentier, J.P., Raghuveer, S., High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems - Technology Review Paper presented at Energy Week 2000, Washington, D.C., USA, March 7-8, 2000, Internet <http://www.abb.com/global/>
- [8] Knies, G., Czisch, G., Brauch, H.G., Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, ISBN 3-926979-71-2, AFES-PRESS Report 67, Mosbach 1999
- [9] Langniß, O., Nitsch, J., Pehnt, M., Trieb, F., Erneuerbare Energien und nachhaltige Entwicklung, Bundesumweltministerium, Berlin, 3. Auflage, August 2000
- [10] Nitsch, J., Trieb, F., Potenziale und Perspektiven regenerativer Energiequellen - Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag, Stuttgart, März 2000
- [11] Broesamle, H., Mannstein, H., Schillings, C., Trieb, F., Assessment of Solar Electricity Potentials in North Africa based on Satellite Data and a Geographic Information System, Solar Energy, Vol. 70, Nr.1 (2001), S. 1-12
- [12] Bennouna, A., Knies, G., Vereinigter Klimaschutz Afrika-Europa: wirkungsvoll, kostengünstig, völkerverbindend, Internet Publikation des Hamburger Klimaschutz-Fonds, <http://www.klimaschutz.com/>