



# Solarkraftwerke in Nordafrika und Energiepartnerschaft mit Europa

Einige Anmerkungen aus ökonomischer Sicht

Von Peter Winker und Christoph Preußner

Im Zuge der massiven Preissteigerung für fossile Energieträger und der Diskussion um den durch Treibhausgas-induzierten Klimawandel erscheint die Nutzung regenerativer Energieträger auch in größerem Maßstab als naheliegende Alternative. Eine Komponente könnte dabei die Errichtung großer thermischer Solarkraftwerke in Nordafrika sein. Der Stromtransport würde dabei über die seit mehr als 50 Jahren erprobte und relativ verlustarme Technik der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) erfolgen. Diese Idee wird auch im Rahmen der jüngst gegründeten „Union für das Mittelmeer“ unter dem Namen „Solarplan für das Mittelmeer“ verfolgt. Zu welchen Kosten aber könnte der solarthermische Strom in Afrika erzeugt werden, und welche ökonomischen Anreize für Investitionen in Solarkraftwerke in Nordafrika könnte man schaffen?

Wenn die Idee so naheliegend ist und eine technische Umsetzung zumindest im Grunde möglich erscheint (*siehe den Artikel von Schäfer, Seite 11 ff.*), dann drängt sich die Frage auf, warum – abgesehen von einer im Bau befindlichen kleineren Versuchsanlage in Ägypten – bisher keine derartigen Anlagen in Afrika in Betrieb oder zumindest im Bau sind. Wie aus den anderen Beiträgen in diesem Heft deutlich wird, gibt es dafür eine ganze Reihe von Gründen, die von den politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen über historische Erfahrungen bis hin zu geographischen Aspekten reichen.

In diesem Beitrag wollen wir uns ausschließlich auf im engeren Sinne ökonomische Überlegungen konzentrieren. Dabei geht es einerseits schlicht um die Kostenfrage, d.h. zu welchen Kosten solarthermischer Strom in Nordafrika erzeugt werden könnte und welche Preise daraus für die Endkunden in Nordafrika und Europa resultieren würden. Dabei spielen auch die Transportkosten eine wesentliche Rolle. Die zweite Frage wird die nach den ökonomischen Anreizen für Investitionen in Solarkraftwerken in Nordafrika sein. Zunächst erscheint diese Frage einfach zu beantworten zu sein. Wenn Solarstrom aus Nordafrika bei den Abnehmern in der Region oder in Europa billiger angeboten werden kann als lokal produzierter Strom aus anderen, insbesondere fossilen Quellen, wird sich auch ein Anbieter finden, der dies tut, und genügend Kunden, die diesen Strom nachfragen. In der Praxis ist die Situation allerdings etwas komplizierter. Einerseits müssen große Investitionsentscheidungen unter ganz erheblichen Unsicherheiten getroffen werden, was beispielsweise die zukünftige Preisentwicklung anderer Energieträger

anbelangt. Andererseits wird aus ordnungspolitischen Überlegungen heraus eine Trennung von Stromerzeugung und Verteilung gewünscht. Doch wer garantiert dann, dass es auch ein Netz geben wird, um den erzeugten Strom zu transportieren? Beziehungsweise wer garantiert dem Netzbetreiber, dass es auch Kraftwerke geben wird, deren Strom zu transportieren sein wird? Und welche Effekte auf die Preisbildung in den beteiligten Staaten wird ein leistungsfähiger Netzverbund auch unabhängig vom Bau großer solarthermischer Kraftwerke haben?

Im Folgenden werden wir zunächst versuchen, einen Überblick über vorliegende Kostenschätzungen zu geben und auf die damit verbundenen Unsicherheiten eingehen, die auf weiteren Forschungsbedarf hinweisen. Im Anschluss sollen einige der ökonomischen Anreizprobleme dargestellt werden, ohne dass dabei der Anspruch auf eine umfassende Analyse erhoben werden kann. Der Beitrag schließt mit einer kurzen Zusammenfassung und einem Ausblick auf die Fragen, die zu beantworten sind, bevor eine eindeutige Aussage über die ökonomischen Anreize zum Bau solarthermischer Kraftwerke in Nordafrika möglich sein wird.

#### Was kostet Solarstrom aus Nordafrika?

Für die Produktionskosten von Strom aus thermischen Solarkraftwerken mit Parabolrinnentechnologie gibt es bereits einige Schätzungen. Dabei kann u.a. auf die langjährige Erfahrung der in den 1980er Jahren in Kalifornien errichteten Anlagen zurückgegriffen werden. Czisch et al. (2001) schätzen für Standorte in Spanien reine Produktionskosten von 14 Cent/kWh. Aufgrund der höheren Einstrahlung könnten sich diese Kosten in Nordafrika auf 9,5

Cent/kWh ohne beziehungsweise 7,5 Cent/kWh mit Speicher für die Nachtstunden reduzieren. Eine weitere Reduktion um 1 – 2 Cent/kWh könnte durch Erlöse aus der an die Kraftwerke gekoppelten Entsalzung von Meerwasser erreicht werden. Andere Studien kommen zu Werten in ähnlicher Größenordnung, allerdings mit erheblicher Varianz. Als ungefähre Obergrenze kann die in Spanien gewährte Einspeisevergütung zwischen 18 und 22 Cent/kWh gelten, da diese – unter Berücksichtigung eventuell zusätzlich gewährter Investitionszuschüsse – den profitablen Betrieb von Anlagen erlaubt, wie die drei 50 MW-Anlagen belegen, die sich derzeit in Andalusien im Bau befinden. Das erste dieser Parabolrinnen-Kraftwerke, Andasol 1, ging im Sommer 2008 in der Provinz Granada in Betrieb.

Gegenüber den von Quaschnig (2005) ausgewiesenen 5 Cent/kWh für einen konkurrenzfähigen Betrieb liegen die Kosten jedenfalls derzeit noch vor dem Transport deutlich zu hoch. Allerdings könnten sich die Vergleichswerte bei konsequenter Umsetzung des CO<sub>2</sub>-Emissionshandels und einem weiteren Anstieg der Kosten fossiler Energieträger durchaus zugunsten der solarthermischen Kraftwerke entwickeln. Außerdem wird bei neuen Technologien häufig mit einer erheblichen Kostenreduktion gerechnet, die sich auf verbesserte Wirkungsgrade, Lerneffekte bei der Anlagenplanung und im Betrieb sowie auf Skaleneffekte durch immer größere Einheiten zurückführen lassen. Beispielsweise rechnen Czisch et al. (2001) ab einer installierten Leistung von ungefähr 7 GW mit einer Halbierung der Kollektorkosten. In verschiedenen Studien werden bei einem massiven Ausbau solarthermischer Kraftwerke insgesamt Kostenreduktionen in der Grö-

Benordnung von 20 – 50% in den nächsten 20 Jahren als plausibel angenommen (vgl. die Zusammenstellung in Schüssler, 2008).

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung ermöglicht einen verlustarmen und kostengünstigen Transport großer Strommengen über größere Distanzen, wie eine Vielzahl von Installationen, insbesondere zur Anbindung großer Wasserkraftwerke an weit entfernt liegenden Agglomerationszentren zeigen. Die Übertragungsverluste betragen dabei weniger als 5% pro 1000 km. Für den Transport aus Nordafrika nach Mitteleuropa müsste dennoch von zusätzlichen Transportkosten in Höhe von ungefähr 2 Cent/kWh ausgegangen werden.

#### Risiko und Rendite

Nur auf den ersten Blick erscheint die Kostenfrage mit den vorliegenden Daten geklärt. Allerdings bestehen erhebliche Unsicherheiten der Schätzungen. Einige dieser Unsicherheiten sind ty-

pisch für die Einführung neuer Technologien in größerem Maßstab. Man geht – in der Regel zu Recht – davon aus, dass dadurch die Produktionskosten sinken werden. Allerdings fällt die Abschätzung der Höhe und der Geschwindigkeit dieses Kostenrückgangs nicht leicht.

Dazu kommt, dass es auch gegenläufige Effekte geben kann, beispielsweise wenn zentrale Bestandteile der Anlagen aufgrund der größeren Nachfrage knapp und damit teurer werden. Ein derartiges Phänomen hat sich in den letzten Jahren bei der Produktion von Photovoltaikanlagen beobachten lassen, für die zwar die reinen Produktionskosten wie prognostiziert ausfielen, die Gesamtkosten jedoch aufgrund der steigenden Kosten für das benötigte Silizium in kristalliner Form nicht im selben Ausmaß zurückgingen. Aktuell legt Solar Millennium, einer der führenden Anbieter solarthermischer Kraftwerke eine Anleihe auf, mit deren „Erlös [...] frühzeitig wichtige Kraftwerkskomponenten gesichert werden“, um damit ei-

ne Absicherung gegen derartige Kosten-erhöhungen zu haben.

Hinzu kommen Kostenrisiken, die sich aus Bau und Betrieb der Kraftwerke in Wüstenregionen ergeben. Die fehlende Infrastruktur vor Ort führt zu erhöhtem Logistikaufwand, der sich vor allem in der Bauphase bemerkbar machen wird. Außerdem fehlt es an Erfahrungswerten darüber, wie sich die Zuverlässigkeit und Lebensdauer des Reflektormaterials unter Wüstenbedingungen entwickeln wird und wie die Wärmespeichertechnologien auf die extremen Temperaturschwankungen zwischen Tag und Nacht reagieren. Auf das Problem der Kühlung sei schließlich nur der Vollständigkeit halber hingewiesen. Eine Trockenkühlung ist technisch zwar möglich, allerdings wird dadurch die Effizienz der Anlage reduziert, und es fehlen bisher praktische Erfahrungen im Betrieb.

Aus dieser Überlegung resultiert zunächst die Schlussfolgerung, dass eine möglichst detaillierte Analyse der Produktionsstrukturen und wahrscheinlicher Entwicklungen notwendig ist, um die Schätzunsicherheit über die Kostenentwicklung möglichst gering zu halten. Ganz vermeiden lässt sich diese Unsicherheit indessen nicht. Dazu kommt die Unsicherheit über die Entwicklung anderer (alternativer) Energieträger. Sollte beispielsweise die Produktion von Strom aus Photovoltaikanlagen durch neue Technologien während der Laufzeit der solarthermischen Kraftwerke von mindestens 20 Jahren erheblich billiger werden, würde dies die Rendite der solarthermischen Kraftwerke reduzieren. Ein positiver Effekt würde sich hingegen bei einer weiteren Erhöhung der Kosten fossiler Energieträger, z.B. im Zuge des CO<sub>2</sub>-Emissionshandels ergeben. Ebenfalls positive Effekte können aus Vergünstigungen im Rahmen von völkerrechtlichen Verträgen (Kyoto-Protokoll) resultieren.

Ein potentieller Investor sieht sich somit erheblichen ökonomischen Risiken gegenüber, was die tatsächlichen Kosten der Anlagen und damit des er-



**Prof. Dr. Peter Winker**

Fachbereich Wirtschaftswissenschaften  
Licher Straße 64  
35394 Gießen  
Telefon: 0641 99-22640  
E-Mail: Peter.Winker@wirtschaft.uni-giessen.de

Peter Winker, Jahrgang 1965, ist Diplom-Mathematiker. Nach dem Studium der Mathematik und Volkswirtschaftslehre in Konstanz und Paris, promovierte er während seiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Angestellter im Sonderforschungsbereich „Internationalisierung der Wirtschaft“ (SFB 178) an der Universität Konstanz. Es folgte die Habilitation an der Universität Mannheim im Jahr 2000. Er war Associate Professor of Economics and Quantitative Methods an der International University in Germany und Professor für Wirtschaftswissenschaften, insbesondere Ökonometrie an der Universität Erfurt, bevor er im Januar 2006 die Professur für Statistik und Ökonometrie an der Justus-Liebig-Universität Gießen übernahm. Er ist geschäftsführender Herausgeber der Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik, Associate Editor von Computational Statistics and Data Analysis und Elected Council member of the European Regional Section der International Association for Statistical Computing (IASC) im International Statistical Institute (ISI). Seit 2006 ist er außerdem Coordinator des Marie-Curie Research and Training Networks COMISEF (FP 6).



zeugten Stroms anbelangt, aber auch im Hinblick auf den beim Stromverkauf zu erzielenden Preis. Diese Risiken können teilweise durch die Gesellschaft übernommen werden, indem beispielsweise feste Einspeisevergütungen zugesagt werden, wie dies für Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland und einigen anderen Ländern Europas in den letzten Jahren der Fall war. Im Prinzip sind solche Regelungen sowohl in den nordafrikanischen Ländern für den dort erzeugten Strom als auch in Europa für aus Nordafrika importierten Solarstrom denkbar.

Sofern die Risiken – beispielsweise aus politischen Gründen – nicht überwältigt werden können, muss der Investor durch eine entsprechend höhere erwartete Rendite kompensiert werden, was die Stromkosten erhöht. Dies gilt letztlich auch für die nicht primär ökonomischen Risiken, auf die in anderen Beiträgen näher eingegangen wird. Damit sind die für ökonomische Entscheidungen relevanten Kosten aber nicht allein die reinen Produktionskosten. Vielmehr muss zu diesen ein unter Umständen ganz erheblicher Risikozuschlag erfolgen.

### Ökonomische Anreize für Investitionen

Die bisherigen Ausführungen haben verdeutlicht, dass gegenwärtig die Kosten von Produktion und Transport



Gerus HGÜ-Umspannwerk Namibia

noch zu hoch sind, um direkte ökonomische Anreize für die Erstellung solarthermischer Kraftwerke in Nordafrika zu setzen. Denn nur, wenn der erwartete Ertrag unter Berücksichtigung der damit verbundenen Risiken höher ist als der Ertrag aus alternativen Investitionen, werden sich Unternehmer und Finanziers finden, welche die notwendigen Investitionen vornehmen.

Ein zusätzliches Problem stellen technisch bedingte Mindestgrößen für solarthermische Kraftwerke und deren Anschluss dar. Aufgrund der hohen Fixkosten für die Bereitstellung der Infrastruktur zur Herstellung der Kraftwerke und insbesondere der Netzleitungen (auch für die Anbindung an nordafrikanische Agglomerationszentren) kann selbst bei fallenden Kosten nur für sehr große Einheiten die kostengünstige Bereitstellung von Strom

erfolgen. Anders also als im Fall der Photovoltaik oder der landgestützten Windenergie kann es nur sehr eingeschränkt zu einer Umsetzung in kleinen Schritten kommen. Das Entscheidungsproblem entspricht eher dem beim Bau von großen Wasserkraftwerken (Itaipu, Dreischluchtdamm) oder von Off-shore-Windparks.

Wer sich zu einer derartigen Investition entschließen soll, benötigt somit eine viel genauere Einschätzung der zu erwartenden Kosten und Erträge, als dies aufgrund der derzeit verfügbaren Informationen möglich ist. Darüber hinaus muss sichergestellt sein, dass dem Investor auch tatsächlich die zukünftigen Erträge zugute kommen. Dabei ist nicht nur an politische Risiken zu denken, sondern auch an ökonomische. In dem Moment, in dem das Kraftwerk steht, hat der Investor keine Option mehr, die Investition rückgängig zu machen. Der Betreiber des Netzanschlusses könnte somit versucht sein, seine Monopolstellung auszunutzen. Allerdings besteht dieses Anreizproblem auch umgekehrt, also aus Sicht des Netzbetreibers. Eine einfache Lösung dieser Anreizprobleme bestünde darin, Kraftwerk und Netz in einer Hand zu haben. Damit erhöht sich aber einerseits der Investitionsaufwand. Und andererseits würde eine solche vertikale Integration nicht unbedingt in die aktuelle politische Landschaft in der Europäischen Union passen, in der aus guten Gründen eine Trennung von



#### Christoph Preußner

Fachbereich Wirtschaftswissenschaften  
Licher Straße 64  
35394 Gießen  
Telefon: 0641 99-22647  
E-Mail: christophpreussner@web.de

Christoph Preußner, Jahrgang 1984, studiert seit Oktober 2004 Betriebswirtschaftslehre an der Justus-Liebig-Universität Gießen. Seit Mai 2005 ist er aktives Mitglied der Fachschaft Wirtschaftswissenschaften. Seit Oktober 2007 arbeitet er als studentische Hilfskraft in verschiedenen Projekten an der Professur für Statistik und Ökonometrie.

Stromerzeugung und -verteilung angestrebt wird. Hier wird man also sehr genau über das Investoren- und Betreibermodell nachdenken müssen, um Fehlanreize zu vermeiden.

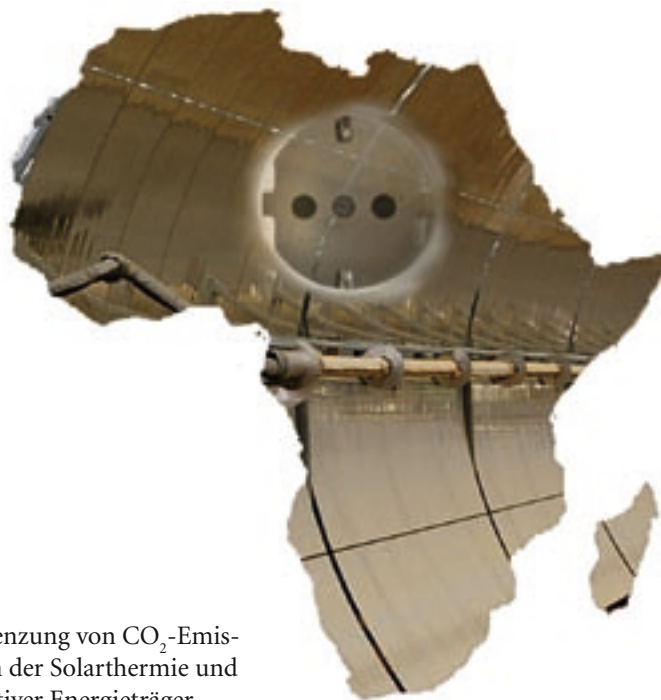
Möglicherweise ist auch eine staatliche Beteiligung in der einen oder anderen Form notwendig, wobei sich der Begriff „Staat“ hierbei weniger auf den Nationalstaat als vielmehr auf Staatengruppen, die an der Umsetzung des Projektes interessiert sind, wie die „Union für das Mittelmeer“ (siehe Artikel von Kirsten Wetsphal, Seite 22 ff.) bezieht. Ein derartiger staatlicher Eingriff könnte etwa in Form einer garantierten Einspeisevergütung erfolgen, um die Kostenrisiken teilweise abzufedern, oder aber auch in Form einer staatlichen Netzagentur. Welche Struktur aus ökonomischer Sicht am vorteilhaftesten ist, muss einer gründlicheren Analyse vorbehalten bleiben, als sie in dieser Übersicht möglich ist.

### Zusammenfassung und Ausblick

Als zentrale Schlussfolgerung muss festgehalten werden, dass der Bau und Betrieb solarthermischer Kraftwerke und der dazugehörigen Netzinfrastruktur durch private Investoren nur dann erfolgen wird, wenn die zu erwartende Rendite dem einzugehenden Risiko entspricht. Dies ist derzeit noch nicht der Fall, da schon die erwarteten Produktionskosten über den Marktpreisen liegen. Eine staatliche Förderung wäre also notwendig. Allerdings arbeiten steigende Preise für fossile Energieträ-

ger und die Begrenzung von CO<sub>2</sub>-Emissionen zugunsten der Solarthermie und anderer regenerativer Energieträger.

Wird eine solare Energiepartnerschaft zwischen Afrika und Europa also als relevante Option betrachtet, müssen die entsprechenden Förderinstrumente entwickelt und implementiert werden. Dabei ist eine genaue Analyse der ökonomischen Anreizstrukturen notwendig, um die angestrebten Ziele mit möglichst geringem Einsatz öffentlicher Mittel zu erreichen. Dieser optimale Mitteleinsatz ist außerdem abzuwägen gegen alternative Politikmaßnahmen. Wenn mit geringerem Mitteleinsatz eine vergleichbare Versorgung mit Strom aus regenerativen Quellen (z.B. Geothermie, Photovoltaik etc.) oder eine vergleichbare Effizienzsteigerung beim Stromeinsatz erreicht werden kann, sollten diese Maßnahmen Vorrang haben. Der Nachweis, dass die Förderung der solaren Energiepartnerschaft eine bevorzugte Lösung in diesem Sinne darstellt, ist erst noch zu erbringen. Dabei können allerdings durchaus auch andere gewünschte Nebeneffekte, z.B. im Bereich Entwicklungsförderung oder politischer Zusammenarbeit in die Bewertung einbezogen werden. •



### LITERATUR

- Czisch G., Kronshage S., Trieb F. (2001), „Interkontinentale Stromverbünde – Perspektiven für eine regenerative Stromversorgung“, FVS Themen 2001, 51-63.
- Quaschnig, V. (2005), „Projektion der Kosten und Anteile von Solarstrom zur Stromversorgung im Jahr 2025“, 20. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein 9.-11. März 2005, 448-453.
- Schüssler, F. (2008), „Energy Partnership Africa - Europe: Concentrated Solar Power between Technical Realisation and Ethic Responsibility“, Erdkunde. Archiv für wissenschaftliche Geographie, Jg. 62, H. 3, 221-230.