

# Solarthermische Kraftwerke – Regelleistung aus Sonnenenergie

Dr. Franz Trieb, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, [franz.trieb@dlr.de](mailto:franz.trieb@dlr.de)

Dr. Rainer Tamme, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, [rainer.tamme@dlr.de](mailto:rainer.tamme@dlr.de)

Prof. Dr. Dr. Hans Müller-Steinhagen, Rektor der Universität Dresden, [rektor@tu-dresden.de](mailto:rektor@tu-dresden.de)

## Kurzfassung

Solarthermische Kraftwerke sind in erster Linie Dampfkraftwerke, die sowohl Regelleistung als auch Sekundenreserve für den Netzbetrieb bereitstellen können. Der weitaus größte Teil ihres Primärenergiebedarfs wird mit Sonnenenergie gedeckt, einerseits direkt durch Hochtemperaturwärme aus konzentrierenden Sonnenkollektoren, andererseits durch tagsüber gespeicherte Überschusswärme für den Nachtbetrieb. Längere Zeiten ohne Sonne können mit konventionellen Brennstoffen oder Biomasse überbrückt werden. Anders als bei konventionellen Kraftwerken bestimmt die Auslegung von Kollektorfeld und Speicher das Einsatzgebiet des Kraftwerks in der Spitzen- Mittel- oder Grundlast für die gesamte Lebensdauer, die 30-40 Jahre betragen kann. Technische und wirtschaftliche Implikationen des Einsatzes solarthermischer Kraftwerke im Mittleren Osten und Nordafrika und potenzieller Exporte nach Europa werden vorgestellt.

## Abstract

Concentrating solar power (CSP) plants are primarily steam cycle power plants that can provide primary reserve capacity as well as balancing power for grid operation. The largest part of its primary energy consumption is provided by solar energy from concentrating solar thermal collectors and by storing excess heat during the day which can be used for power during the night. Longer times without sunshine can be bridged by using biomass or conventional fuel for steam generation. In contrast to conventional power plants, the configuration of collector field, storage and turbine defines the later use of the plant in the base load, medium load or peak load segment over the total life time of the plant, which can be up to 30-40 years. Technical and economical implications for the implementation of CSP in the Middle East and North Africa (MENA) and for potential exports of solar electricity to Europe are given in the paper.

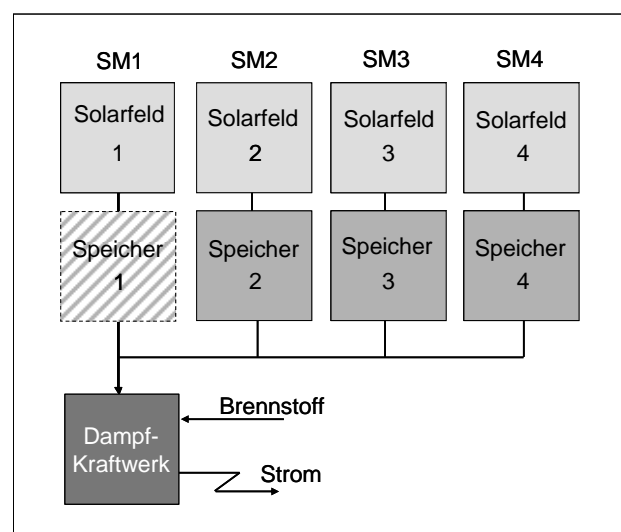
## 1 Einleitung

Solarthermische Kraftwerke in Nordafrika und dem Mittleren Osten (MENA) können ähnlich wie Gaskraftwerke in allen Bereichen der Stromerzeugung eingesetzt werden, sowohl in der Grund- Mittel- und Spitzenlast. Damit stellen Sie Regelleistung und gesicherte Leistung zur Verfügung, obwohl Sonnenenergie als Primärenergiequelle zugrunde liegt. Anhand eines Modells wird gezeigt, inwieweit solarthermische Kraftwerke in MENA einen ganzen konventionellen Kraftwerkspark mit typischen Laststrukturen ersetzen könnten.

## 2 Solarthermische Kraftwerke

Solarthermische Stromerzeugung, auf Englisch Concentrating Solar Power (CSP) basiert auf konventionellen Wärme-Kraft-Maschinen, die mit gebündelter Sonnenenergie befeuert werden. Die am weitesten entwickelten Systeme, die seit 25 Jahren in Kalifornien betriebenen Dampfkraftwerke mit Parabolspiegel-Sonnenkollektoren, wurden inzwischen in neueren Anlagen in Spanien um die Option thermischer Energiespeicher für den Nachtbetrieb

erweitert, die geschmolzene Nitratsalze als Speichermedium für die Solarwärme verwenden [1].



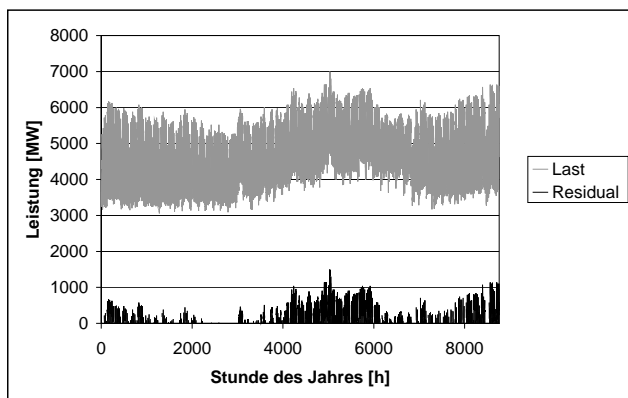
**Bild 1** Solarthermische Kraftwerke mit verschieden großen Solarfeldern und Speichern (Solar Multiple - SM)

**Bild 1** zeigt die typische Konfiguration solcher Kraftwerke. Im einfachsten Fall – gekennzeichnet durch den Begriff Solar Multiple 1 – ist das Kollektorfeld gerade so groß, dass es im Sommer bei voller Einstrahlung gerade soviel Dampf liefert, dass die Turbine bei Nennlast arbeiten kann. An guten Standorten in MENA können mit so einer Konfiguration zwischen 1800 und 2400 äquivalente Volllaststunden pro Jahr erreicht werden. Obwohl so eine Anlage nicht zwingend einen Speicher benötigt, kann dieser trotzdem eingebaut werden, wenn z.B. gezielt Spitzenlaststrom in den Abendstunden bereitgestellt werden soll. Verdoppelt man das Solarfeld – Solar Multiple 2 – so muss die Überschusswärme zunächst gespeichert werden, was in der Regel mit einem Wärmespeicher erfolgt, der für etwa 6-8 Stunden Volllastkapazität ausgelegt ist. Mit so einer Anlage können dann je nach Standort 3600 bis 4800 Volllaststunden im typischen Mittellast-Bereich erreicht werden. Erweitert man Solarfeld und Speicher weiter bis zu einem Solar Multiple 4, können zwischen 5900 und 7900 Volllaststunden pro Jahr als Grundlastversorgung geliefert werden.

Damit können Solarkraftwerke gezielt zur Substitution konventioneller Brennstoffe für die Stromerzeugung eingesetzt werden. Insbesondere teure, in der Spitzenlast eingesetzte Brennstoffe lassen sich so selektiv aus dem Strommix eliminieren [2]. Auf der anderen Seite stellt sich die Frage, ob die MENA Länder ihre gesamte Stromerzeugung auf Solarthermie umstellen könnten, und inwieweit ausreichend Regelleistung für den Lastfolgebetrieb bereitgestellt werden kann.

### 3 Lastdeckung mit Sonnenkraft

Während Lastkurven in unseren Breiten ein typisches Maximum im Winter aufweisen, zeigen die der MENA Region eines im Sommer und in einigen Fällen ein weiteres, kleineres Bedarfsmaximum im Winter (**Bild 2**).



**Bild 2** Lastkurve für Jordanien aus dem Jahr 2007, skaliert auf 7000 MW Spitzenlast für unser Lastmodell.

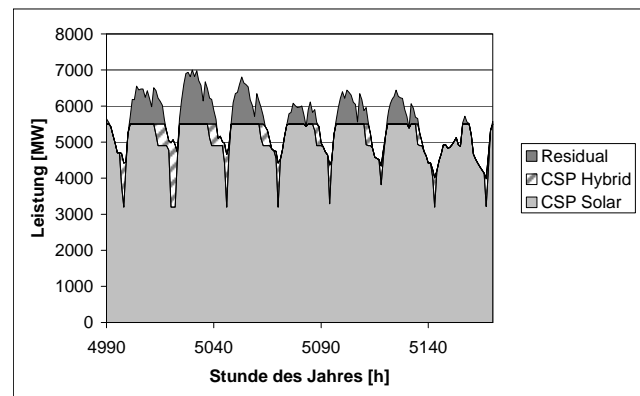
In der vorliegenden Arbeit konnte nachgewiesen werden, dass solarthermische Kraftwerke an guten Standorten<sup>1</sup> in MENA in der Lage wären, gut 70% des Strombedarfs mit

Sonnenenergie in solarthermischen Hybridkraftwerken bereit zu stellen. Etwa 28% würden durch Brennstoffeinsatz in denselben Kraftwerken erzeugt. Eine Residuallast von nur 2% würde in extremen Spitzenlastkraftwerken wie z.B. Gasturbinen- oder Pumpspeicherkraftwerken mit nur 450 Volllaststunden pro Jahr erzeugt (**Tabelle 1**).

Lastsegment	Spitzenlast	Mittellast	Grundlast	Gesamt
Stromverbrauch (GWh/a)	2484	11510	28032	42026
Volllaststunden (h/a)	1183	6770	8760	6004
CSP Leistung (MW)	600	1700	3200	5500
CSP Solar Multiple	1,5	2,5	3,5	--
CSP Speicher (h)	12	12	18	--
CSP Solaranteil (GWh/a)	1306	8188	20611	30106
CSP Hybridanteil (GWh/a)	506	3321	7421	11247
Residual Last (MW)	1500	--	--	1500
Residual Strom (GWh/a)	672	--	--	672
Solaranteil im Jahr	53%	71%	74%	72%

**Tabelle 1** Modellstruktur der elektrischen Last und der Versorgung mit solarthermischen Kraftwerken

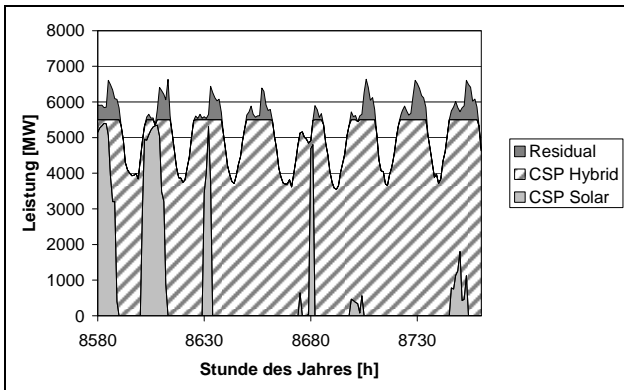
Dabei werden solarthermische Kraftwerke mit unterschiedlicher Konfiguration eingesetzt: während für die Spitzenlast 600 MW Kraftwerksleistung mit einem Solar Multiple von 1,5 mit einem 12-Stunden-Speicher kombiniert wurde, wurde in der Mittellast ein SM 2,5 mit 12-h-Speicher mit einer Kapazität von 1700 MW und in der Grundlast ein SM 3,5 mit 18-h-Speicher mit einer Kapazität von 3200 MW eingesetzt. Alle Kraftwerke arbeiten mit luftgekühlten Kondensatoren, da eine ausreichende Verfügbarkeit von Kühlwasser in den typischen Einsatzgebieten dieser Technologie nicht vorausgesetzt werden kann. Für eine Spitzenlast von 7000 MW im Modell wurden insgesamt 5500 MW Solarkraft implementiert. Die restlichen 1500 MW Residuallast wurden durch schnell reagierende Spitzenlastkraftwerke realisiert (**Bild 2**).



**Bild 3** Auslastung des Kraftwerksparks in der Woche der Sommer-Spitzenlast für unser Lastmodell.

In den Sommermonaten wäre die Deckung der Last fast ausschließlich mit Sonnenenergie möglich, da dann die Tage am längsten und das Sonnenenergieangebot am größten und gleichmäßigsten ist (**Bild 3**). Bei der hier beschriebenen Konfiguration treten über das Jahr geringfügige Wärmeüberschüsse aus dem Solarfeld von etwa 3-5% auf, die durch abregeln der Kollektoren eliminiert

werden können. Alternativ wäre auch bei Bedarf eine geringfügige kurzfristige Überlast der Turbinen um ca. 5-10% denkbar, die auf diese Weise noch nennenswerte Anteile der Residuallast abdecken könnten.



**Bild 4** Auslastung des Kraftwerksparks in der Woche der Winter-Spitzenlast für unser Lastmodell.

**Bild 3** und **Bild 4** zeigen anschaulich, wie der Hybridbetrieb solarthermischer Kraftwerke mit Brennstoffen unnötige Teillastzustände mit entsprechenden niedrigeren Wirkungsgraden vermeidet. Dadurch wird paradoxerweise im Hybridbetrieb tatsächlich mehr Sonnenenergie geerntet als in einem rein solar betriebenen Solarkraftwerk. Die kleinen Sonnenenergie-Fenster im rechten Teil von **Bild 4** würden im reinen Solarbetrieb gar nicht genutzt, da sich ein Anfahren der Anlagen dafür gar nicht lohnen würde, weil die Anfahrverluste die gewonnene Solarenergie mehr als kompensieren würden. Im Hybridbetrieb dagegen wird unmittelbar Brennstoff eingespart, während die Anlage ungestört im Lastfolgebetrieb arbeitet und schon bei voller Leistung läuft, wenn die Sonnenenergie zur Verfügung steht.

Ein weiterer Nachteil einer rein solaren Betriebsweise zeigt sich auch im Betrieb potenzieller Backup-Kraftwerke, die wie bei der Photovoltaik dann einspringen müssten, wenn keine Sonnenenergie zur Verfügung steht. Diese wären über die gesamte Leistung des Kraftwerksparks nur noch unterbrochen fahrbar, d.h. es gäbe praktisch nur noch Spitzenlastkraftwerke, die täglich die durch die Sonnenenergie verursachten Lastgradienten abfahren müssten. Ein solches Szenario zeichnet sich heute bereits für Deutschland bei einem zunehmenden Einsatz der Photovoltaik ab [3]. Während in unseren Breiten Wasserkraft zum Abpuffern solcher Angebotsschwankungen eingesetzt werden kann, verfügt die MENA Region über keine Speicheroption für Elektrizität. Deshalb werden solarthermische Kraftwerke eine zentrale Rolle spielen wenn es darum geht, eine sichere, kostengünstige und umweltverträgliche Stromversorgung für die schnell wachsenden Volkswirtschaften in MENA zu erreichen.

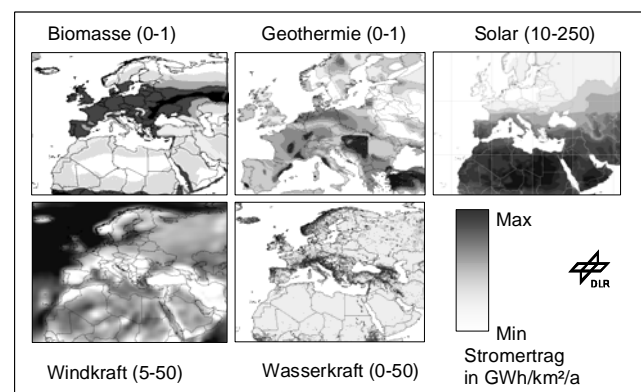
Grundsätzlich konnte mit unserem Modell auf der Basis stündlicher Verbrauchs- und Solarstrahlungsdaten gezeigt werden, dass solarthermische Kraftwerke den überwiegenden Teil der Stromversorgung in den Ländern Nordaf-

rikas übernehmen könnten. Die vorhandenen Potenziale dazu würden nur zu wenigen Prozentpunkten ausgeschöpft, die benötigte Technologie ist bereits heute vorhanden [4]. Auch die wirtschaftliche Machbarkeit konnte bereits nachgewiesen werden [2]. Marokko hat mit einem 2000 MW Markteinführungsprogramm für Solarstrom bereits mit dieser Entwicklung begonnen, und andere MENA Länder wie Jordanien, Ägypten und Algerien ziehen nach.

Auch andere erneuerbare Energiequellen können in MENA für die Stromerzeugung erschlossen werden. So könnten Winterdefizite der Sonnenenergie mit großer Wahrscheinlichkeit durch Windkraft ausgeglichen werden. Durch den Zubau von – fluktuierender – Windkraft wird allerdings die gesamte Lastkurve verändert, so dass bei zunehmender Nutzung von Windenergie die Verfügbarkeit von ausreichend Regelleistung an Bedeutung gewinnen wird. Solche möglichen Synergien müssen für die MENA Region noch im Detail untersucht werden.

## 4 Solarstromexporte nach Europa

Wenn es richtig ist, dass solarthermische Kraftwerke Grund- und Regelleistung für die MENA Region bereitstellen können, dann liegt es nahe, diese Möglichkeit auch für den europäischen Raum zu erschließen, da die Potenziale für erneuerbare Regelleistung hier deutlich kleiner sind [4]. Biomasse, Speicherwasserkraft und Tiefengeothermie (Hot Dry Rock) sind die europäischen Optionen erneuerbarer Regelleistung, die jedoch potenziell begrenzt sind und – im großen Maßstab verwendet – ernst zu nehmende Kompatibilitäts- und Flächenprobleme aufweisen können (**Bild 6**). So wären bis zu 250 km<sup>2</sup> Agrarfläche in Mitteleuropa notwendig, um mit Energiepflanzen die gleiche Strommenge pro Jahr zu erzeugen, die auf 1 km<sup>2</sup> Wüste geerntet werden könnte.

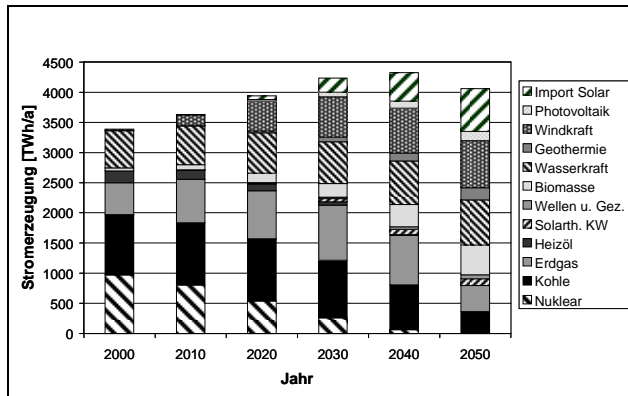


**Bild 6** Flächenausbeute verschiedener erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien in EU-MENA [4]

Da die fluktuierenden Stromquellen Windkraft und Photovoltaik bei uns die größten Potenziale aufweisen, wird auch hier die Verfügbarkeit nachhaltiger Regelleistung zunehmend an Bedeutung und Marktwert gewinnen. Lei-

der sind solarthermische Kraftwerke unter europäischen Bedingungen nicht optimal zu betreiben. Selbst an den besten europäischen Standorten in Spanien geht die Leistung im Winter auf wenige Prozent des Sommerangebotes zurück, und es wird nicht annähernd die Auslastung gleichwertiger Kraftwerke in MENA erreicht [4]. Deshalb ist die Grundidee hinter Initiativen wie DESERTEC und TRANSGREEN, Solarstrom aus MENA als Ergänzung für den europäischen Strommix zu importieren, durchaus erwägenswert.

Das Szenario TRANS-CSP, das im Jahr 2006 vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und Partnern aus Nordafrika, dem Mittleren Osten und Europa erstellt wurde, zeigt einen möglichen Übergang von einer wenig nachhaltigen Stromversorgung im Jahr 2000 hin zu einer nachhaltigen Versorgungsstruktur im Jahr 2050. Die Bedeutung erneuerbarer Regenergie für eine solche Entwicklung wurde hier erstmals gezeigt und quantifiziert (**Bild 7**).



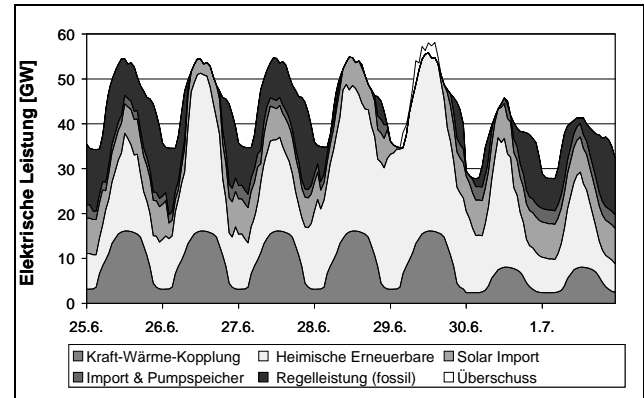
**Bild 7** Stromerzeugung im TRANS-CSP Szenario für 30 europäische Länder einschließlich der Türkei [4]

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass bis 2050 etwa 15% der europäischen Stromversorgung aus Solarimporten stammen könnten. Offshore Windpotenziale in der Nordsee, Wasserkraft aus Skandinavien sowie alle anderen heimischen erneuerbaren Ressourcen werden ebenfalls erschlossen, so dass im Jahr 2050 ein Mix aus 65% heimischen erneuerbaren Quellen, 15% Solarstromimporten und 20% verbleibender fossiler Regenergie entsteht, der in den darauf folgenden Jahrzehnten noch weiter ausgebaut werden könnte (**Tabelle 2**).

**Tabelle 2:** Strommix des Szenarios TRANS-CSP für Europa im Jahr 2000 und im Jahr 2050 [4]

Europäischer Strommix:	2000	2050
Kernenergie	29%	0%
Fossil (Import + Heimisch)	51%	20%
Erneuerbar (Heimisch)	20%	65%
Erneuerbar (Import)	0%	15%

Aufgrund des überwiegend fluktuierenden Charakters heimischer erneuerbarer Energiequellen wie Windkraft und Photovoltaik werden dabei die Lastkurven so verändert, dass kaum noch durchgehende Grundlastbänder auftreten ([3], [5]). Entsprechend können zukünftig typische Grundlastkraftwerke auf der Basis von Braunkohle und Kernkraft wirtschaftlich keine größeren Anteile der Stromversorgung mehr liefern, sondern werden nach Ablauf ihrer Lebensdauer außer Betrieb genommen (**Bild 8**).



**Bild 8** Netzmodellierung für Deutschland für das Jahr 2050 auf der Basis eines Mehr-Knoten Modells [5]

Um eine strukturell und ökonomisch attraktive Stromversorgung mit dominierendem Anteil erneuerbarer Energie in Deutschland zu erhalten, müssen alle verfügbaren regenerativen Quellen in einem ausgewogenen Mix genutzt und ihre Eigenschaften und Fähigkeiten in geeigneter Weise kombiniert werden. Das betrifft sowohl die heimischen Energiequellen:

- Windenergie mit Schwerpunkt im Norden inkl. Offshore-Standorten,
- Wasserkraft mit Schwerpunkt im Süden,
- Photovoltaik mit nahezu gleichförmiger Verteilung über die Siedlungsstrukturen,
- Biomasse mit leichtem Schwerpunkt im Süden und starker Konzentration auf ländliche Räume,
- Geothermie (Hot-Dry-Rock) mit einem möglichen Schwerpunkt im Süden,

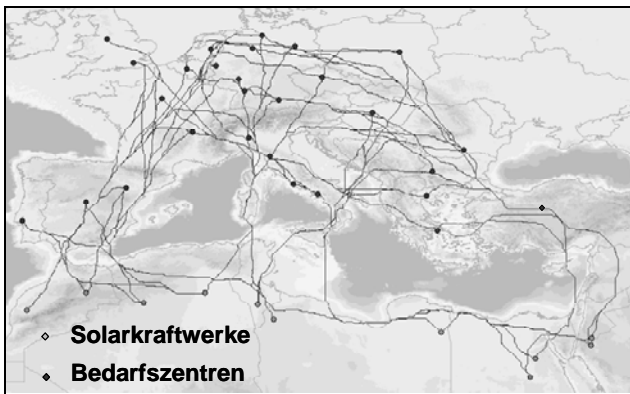
als auch Ressourcen im Ausland, die wegen ihrer teilweise sehr großen Potenziale nicht nur vor Ort genutzt werden können, sondern auch über Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ) prinzipiell für die hiesige Bedarfsdeckung eingesetzt werden können:

- Strom aus Wasserkraft und Geothermie auf Island
- Wasserkraft in Skandinavien
- Windkraft an europäischen Küsten und von Offshore-Anlagen außerhalb des deutschen Hoheitsgebiets

- Solarthermische und Wind-Stromerzeugung im Maghreb und Südeuropa

Es gibt gute ökonomische und ökologische Gründe dafür, die Vielfalt des erneuerbaren Energieangebotes zu nutzen, anstatt auf nur einige wenige Quellen zurückzugreifen und diese sehr stark auszubauen. So führt die Kombination aller erneuerbaren Quellen bei einem ausgewogenen Ausbau der verschiedenen Technologien zu einem relativ gleichmäßigen zeitlichen Angebotsprofil und zu einer günstigen räumlichen Verteilung des Stromangebots in Deutschland.

Dadurch steigt die mittlere Anlagenauslastung, der Bedarf an installierter Leistung für eine bestimmte Strommenge und damit auch die Investitions- und Stromgestehungskosten können deutlich reduziert werden. Überschüsse können bis hin zu hohen erneuerbaren Anteilen weitgehend vermieden werden. Damit sinkt auch der Bedarf an Regelungskapazität in thermischen Kraftwerken, an zusätzlicher Netzinfrastruktur und an Speichertechnologien auf ein machbares und umweltkompatibles Maß.



**Bild 9** Ökonomisch-ökologisch optimale Importkorridore für Solarstrom [6] und [7]

In dem von der Europäischen Kommission finanzierten Projekt REACCESS wurden erstmals potenzielle Importkorridore für Solarstrom identifiziert, die auf einer ökonomisch/ökologisch optimalen Trassenführung der Übertragungsleitungen basieren [6]. Insgesamt konnten 300 Leitungen ermittelt werden, die 11 potenzielle Produktionsstandorte für Solarstrom in MENA mit 28 Ballungszentren in Europa einschließlich der Türkei verbinden (**Bild 9**). Die Trassenführung wurde mit Hilfe geografischer Informationssysteme dahingehend optimiert, dass Länge, Kosten, Risiken und Umwelteffekte minimiert und Landflächen wie Sanddünen, Naturschutzgebiete sowie Meerestiefen unter 2000 m ausgeschlossen werden. Die Auslastung einzelner Leitungen wurde anschließend dahingehend untersucht, welche Leitungen von welchen Bedarfszentren gebraucht werden, um die Bedingungen des Szenarios TRANS-CSP zu erfüllen [7]. Die Untersuchung bestätigt weitgehend die Machbarkeit des Szenarios im Hinblick auf die benötigte Hochspannungs-

Gleichstrom-Übertragungsinfrastruktur sowie deren Auslastung, Verluste, Leistungsfähigkeit und Kosten.

Die Gesamtinvestition für eine Übertragung von 117 GW Leistung und eine Strommenge von 703 TWh/a konnte auf 660 Mrd. Euro (konstanter Geldwert des Jahres 2010) präzisiert werden, von denen 100 Mrd. Euro für die HGÜ-Übertragungsleitungen und 560 Mrd. Euro für die solarthermischen Kraftwerke in MENA gebraucht werden [7]. Der Flächenbedarf der Solarkraftwerke, setzt man Parabolrinnentechnologie voraus, läge bei gut 8000 km<sup>2</sup>, und die mittlere Länge der 33 identifizierten Importtrassen läge bei knapp 2400 km (**Tabelle 3**).

Eine grundlegende Voraussetzung für eine derart große Infrastrukturmaßnahme ist eine gesicherte Finanzierung, die nur auf der Basis gut abgesicherter, langfristiger Stromabnahmeverträge mit den Importländern realisierbar ist. Dies wiederum setzt voraus, dass der Solarstrom sicher und planbar nach Bedarf geliefert werden kann, sei es als kontinuierliche Grundlastversorgung oder als Regenergie zur gezielten Ergänzung heimischer Energiequellen und zum Ausgleich von Bedarfsschwankungen. Eine solche Exportinfrastruktur muss parallel und unabhängig von einer nationalen Versorgung in MENA aufgebaut und betrieben werden. Dies ist mit keinerlei Nachteilen für die MENA Länder verbunden, da ausreichend Flächenpotenziale für beide Anwendungen – Export und Eigenversorgung – vorhanden sind und ohne weiteres erschlossen werden können, wenn geeignete wirtschaftliche Rahmenbedingungen geschaffen werden [2]. Im Gegenteil, eine Vermischung der Eigenversorgung mit dem Solarstromexport würde mit großer Wahrscheinlichkeit zu einer Benachteiligung der MENA-Länder führen, da der Strom in diesem Fall voraussichtlich tendenziell hin zu den besser zahlenden Kunden in Europa fließen würde.

**Tabelle 3:** Ausgewählte Ergebnisse der HGÜ-Trassen-Optimierung für den Ausbau zwischen 2020 und 2050 [7]

Importland	Startpunkt	Endpunkt	Import	Import	Investition	Stromkosten
			Leistung	Strom		
			MW	TWh/a	ME	€/kWh
Deutschland	Morocco #1	Karlsruhe	3.440	23,0	31.417	0,114
	Morocco #2	Jülich	3.522	24,5	25.025	0,085
	Tunisia #1	Mainz	3.587	23,6	22.851	0,081
	Algeria #1	Hannover	3.456	24,1	22.238	0,077
	Algeria #2	München	3.620	24,9	21.784	0,073
Frankreich	Morocco #1	Paris	3.547	18,7	22.634	0,101
	Morocco #2	Paris	3.613	19,8	18.355	0,077
	Tunisia #1	Paris	3.581	21,3	20.016	0,078
	Algeria #1	Lion	3.633	25,3	21.704	0,071
	Algeria #2	Lion	3.569	24,6	21.400	0,073
Großbritannien	Morocco #1	London	3.498	18,5	19.042	0,086
	Morocco #2	London	3.557	22,4	19.889	0,074
	Algeria #1	Newcastle	3.481	24,3	21.936	0,068
Spanien	Morocco #2	Madrid	3.775	20,7	15.872	0,064
	Algeria #1	Zaragoza	3.750	24,2	18.716	0,064
Italien	Algeria #2	Milano	3.693	20,1	18.788	0,078
	Tunisia #1	Firence	3.715	19,3	16.891	0,073
	Libya #1	Roma	3.655	20,6	17.228	0,070
Belgien	Morocco #1	Brüssel	3.493	19,0	19.286	0,084
Niederlande	Morocco #2	Appledorn	3.521	22,1	19.701	0,074
Gesamt	EU-MENA		116.889	703,4	659.011	0,078

## 5 Schlussfolgerungen

Der vorliegende Beitrag zeigt zusammengefasst und komprimiert die wichtigsten Ergebnisse aus den Studien der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) aus den Jahren 2004 bis 2011 zu dem Themenbereich DESERTEC, solarthermische Kraftwerke, Solarstromimporte und nachhaltige Stromversorgung in der Region EU-MENA.

Regelenergie und sichere Leistung für die Grundlast aus solarthermischen Kraftwerken wird in einem zukünftigen Energiemix zur Stromversorgung zunehmend an Bedeutung gewinnen. In der MENA Region sind solarthermische Kraftwerke praktisch die einzige erneuerbare Quelle für Regelenergie, und auch in Europa sind die regelbaren erneuerbaren Quellen begrenzt und zum Teil, wie z.B. bei einer massiven Erweiterung der Speicherwasserkraft und des Energiepflanzenanbaus, sehr flächenintensiv und umweltproblematisch.

In den verschiedenen hier vorgestellten Arbeiten des DLR konnte schlüssig und zusammenhängend dargestellt werden, wie ein ausgewogener Mix aller verfügbaren Ressourcen zu einer sicheren, kostengünstigen und umweltkompatiblen Stromversorgung führen kann, wenn die dafür notwendigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen von der Politik eingeführt werden.

Der Schlüssel geeigneter Rahmenbedingungen liegt in der Investitionssicherheit, da erneuerbare Energie vor allem dadurch gekennzeichnet ist, dass der Verbrauch von Brennstoffen durch Kapitalgüter ersetzt wird. Sinkt das Risiko für Investoren, weil es durch staatlich garantierte Abnahmeverträge abgesichert ist, dann sinken auch die Zinserwartungen und damit die Kosten für eine Markteinführung an sich. Langfristige, national und international abgesicherte Stromabnahmeverträge sind der Schlüssel für große Investitionen in eine langfristige Erzeugung auf der Basis von Sonnenkollektoren oder Windrädern.

Solche Abnahmeverträge setzen aber auch voraus, dass Strom planbar und nach Bedarf geliefert werden kann. Solarthermische Kraftwerke bieten hier den Vorteil, gezielt so ausgelegt werden zu können, dass entweder kontinuierlicher Grundlaststrom oder aber auch Regelenergie und Spitzenleistung nach Bedarf geliefert werden kann. Dies macht solarthermische Kraftwerke vielleicht nicht zur billigsten, aber mit Sicherheit zu einer der wertvollsten erneuerbaren Energiequellen, über die wir heute verfügen.

Solarthermische Kraftwerke sind damit ein wichtiges, sehr wertvolles Element einer zukünftigen Infrastruktur für eine nachhaltige Energieversorgung Europas, des Mittleren Ostens und Nordafrikas. Das hier beschriebene Konzept kann auf viele Regionen auf diesem Planeten übertragen werden. EU-MENA kann damit zum globalen Vorreiter für eine nachhaltige Entwicklung im Energiebereich werden, und von dem entsprechenden Vorsprung technisch, ökologisch und wirtschaftlich profitieren. Wichtige nächste Schritte sind die Untersuchung mögli-

cher Synergien mit Wind und PV-Potenzialen in MENA und eine detaillierte Ausgestaltung potenzieller Solarstromexporte nach Europa.

## 6 Literatur

- [1] Trieb, F., Schillings, C., O'Sullivan, M., Pregger, T., Hoyer-Klick, C., Global Potential of Concentrating Solar Power, Proceedings, Solar Paces Conference, Berlin 2009
- [2] Trieb, F., Mueller-Steinhagen, H., Kern, J., Financing Concentrating Solar Power in the Middle East and North Africa—Subsidy or Investment?, Energy Policy 39 (2011) 307 – 317
- [3] Sterner, M., et al., Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2009
- [4] Trieb, F., Schillings, C., Kronshage, S., Viebahn, P., May, N., Paul, C., Klann, U., Kabariti, M., Bennouna, A., Nokraschy, H., Hassan, S., Georgy Yussef, L., Hasni, T., Bassam, N., Satoguina, H., TRANS-CSP - Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Juni 2006. ([www.dlr.de/tt/trans-csp](http://www.dlr.de/tt/trans-csp))
- [5] Brischke, L.A., Modell einer zukünftigen Stromversorgung Deutschlands mit hohen Anteilen regenerativer Energien auf der Basis eines Mehr-Knoten-Netzes, VDI Fortschritt Berichte, Reihe 6, Energietechnik, Nr. 530, ISBN 3-18-353006-6, VDI Düsseldorf 2005
- [6] Lavagno, E., et al. Risk of Energy Availability: Common Corridors for Europe Supply Security - REACCESS, European Commission Grant Agreement No.212011, <http://reaccess.epu.ntua.gr/>, Teilbericht: Trieb, F., O'Sullivan, M., Pregger, T., Schillings, C., Krewitt, W., Characterization of Solar Electricity Import Corridors from MENA to Europe - Potential, Infrastructure and Cost, DLR, Juli 2009
- [7] Trieb, F., Schillings, C., Pregger, T., O'Sullivan, M., Solar Electricity Imports from the Middle East and North Africa to Europe (Energy Policy 2011, eingereicht)

---

### Fußnoten:

- <sup>1</sup> Modellstandort: Jordanien, Ma'an; Daten nach METEONORM: Einstrahlung 2800 kWh/m<sup>2</sup>/a