

# Sauberer Strom aus den Wüsten

Globaler Ausblick auf die  
Entwicklung solarthermischer  
Kraftwerke 2009

---



**GREENPEACE**

# Inhalt

---

<b>Zusammenfassung</b>	5
<b>Kapitel 1</b> Solarthermische Kraftwerke: Die Grundlagen	11
Das Konzept	9
Bedingungen für solarthermische Kraftwerke	12
Wie sie funktionieren – die verschiedenen Technologien	13
<b>Kapitel 2</b> Technologien und Kosten	15
Generatortypen	15
Parabolrinne	18
Solarturm	22
Parabolschüssel	26
Fresnel-Konzentrator	28
Kostenentwicklung bei solarthermischen Kraftwerken	30
Wärmespeichertechnologien	31
<b>Kapitel 3</b> Andere Anwendungsbereiche	33
Prozesswärme	33
Entsalzung	33
Solarbrennstoffe	34
Kostenüberlegungen	35
<b>Kapitel 4</b> Marktlage nach Region	37
Naher Osten und Indien	40
Nord- und Südafrika	42
Europa	44
Amerika	47
Asien und pazifischer Raum	48
<b>Kapitel 5</b> Szenarien für den globalen Ausblick	51
Die Szenarien	51
Energieeffizienzprognosen	52
Kernergebnisse	52
Die Ergebnisse im Einzelnen	53
Die wichtigsten Annahmen und Parameter	64
<b>Kapitel 6</b> Energie für den Export: Der Mittelmeerraum	67
Solarplan für das Mittelmeer 2008	67
Technisches Potenzial für solarthermische Kraftwerke in der Mittelmeer-/MENA-Region	67
Solarenergie-Szenario für den Mittelmeerraum	68
<b>Kapitel 7</b> Empfehlungen für politische Maßnahmen	73
Durch welche politische Maßnahmen können solarthermische Kraftwerke unterstützt werden	73
Internationale politische Rahmenbedingungen	74
Greenpeace fordert	75
Anhang 1 Der aktuelle und prognostizierte Markt	80
Anhang 2 In der Branche tätige Unternehmen	82
Anhang 3 Frühe Solarkraftwerke	83
Anhang 4 Liste der Länder in den einzelnen IEA-Regionen	83
Anhang 5 Zusammenfassung der Schlüsselparameter des Szenarios	84

## **Verfasser:**

Dr. Christoph Richter,  
Sven Teske und Rebecca Short

## **Redaktion:**

Rebecca Short und der Verfasser

## **Gestaltung:**

Toby Cotton

## **Danksagung:**

Jens Christiansen und Tania Dunster  
von onehemisphere.

Gedruckt auf 100% Recyclingpapier.

JN 238

Herausgeber

## **Greenpeace International**

Ottho Heldringstraat 5  
1066 AZ Amsterdam  
The Netherlands  
Tel: +31 20 7182000  
Fax: +31 20 5148151

[greenpeace.org](http://greenpeace.org)


## **Solar Paces**

SolarPACES Secretariate  
Apartado 39  
E-04200 Tabernas  
Spain  
[solarpaces.org](http://solarpaces.org)  
[exec@solarpaces.org](mailto:exec@solarpaces.org)

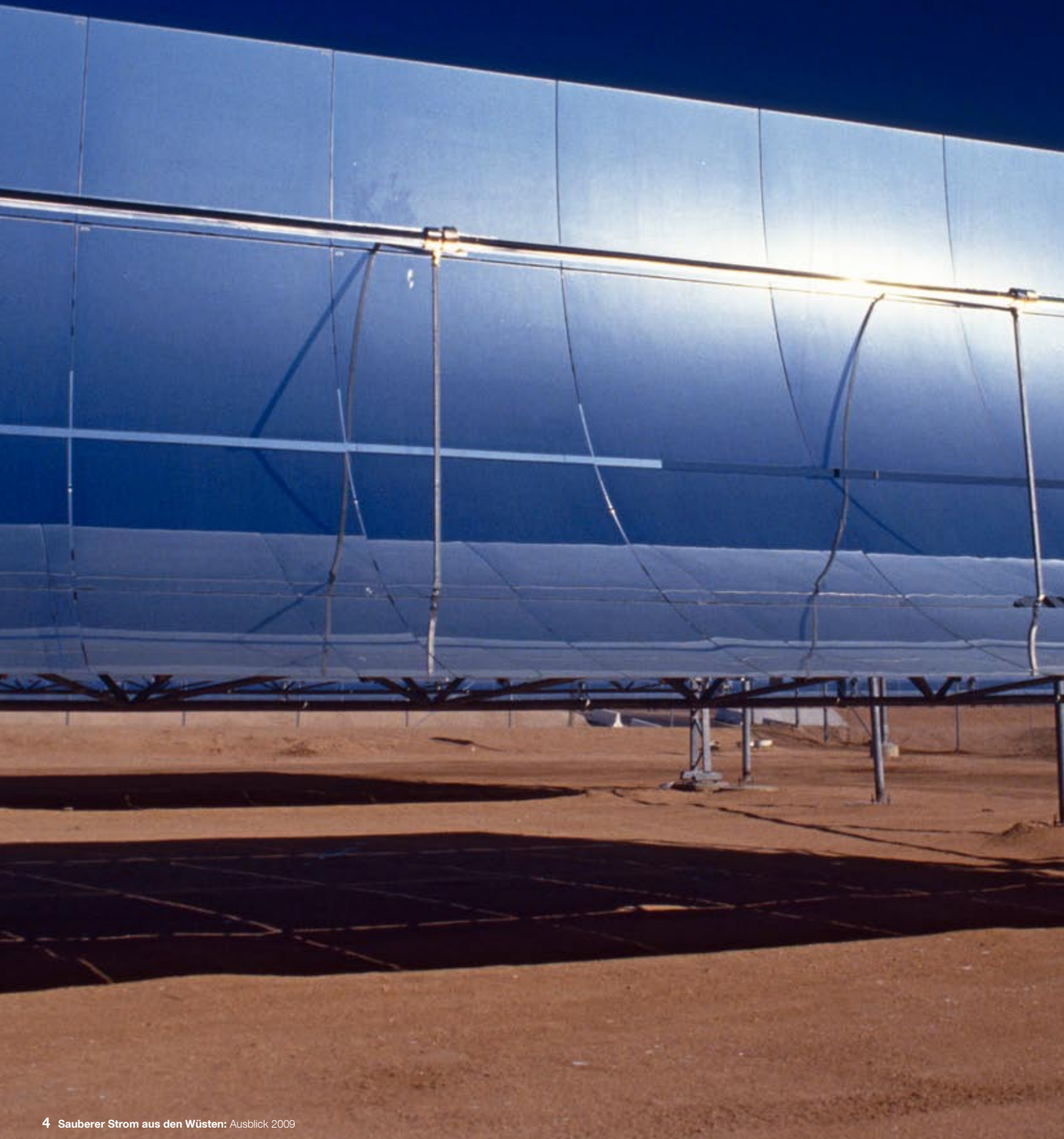
## **ESTELA**

European Solar Thermal Electricity  
Association, Renewable Energy House,  
Rue d'Arlon 63-67, B - 1040 Brussels





**Diese Form des thermischen Solarstroms nutzt eine unerschöpfliche Energiequelle und bewährte Technik, und sie ist unbedenklich für die Umwelt. Sie lässt sich in abgelegenen Wüsten erzeugen und in stark bevölkerte Regionen transportieren, die bereits heute Probleme mit ihrer Stromversorgung haben. Worauf warten wir also noch?**



# Zusammenfassung

## Was sind solarthermische Kraftwerke?

In einem solarthermischen Kraftwerk (CSP) wird die Sonnenstrahlung mit Hilfe Hunderter Spiegel gebündelt. So sind Temperaturen von 400 bis 1000° Grad Celsius zu erreichen, die zur Erzeugung von Wärme und Strom genutzt werden. Das Bündeln der Direktstrahlung wird auch als CSP (Concentrating Solar Power) bezeichnet. Zwar können sich die Form der Spiegel, die Methode der Sonnennachführung und die Art, wie die Energie zur Verfügung gestellt wird, unterscheiden – alle Kraftwerke arbeiten jedoch nach dem gleichen Prinzip. Einzelne solarthermische Kraftwerke haben heutzutage üblicherweise Leistungen von 50 bis 280 Megawatt, doch diese Leistungswerte steigen. Die CSP-Technologie zeichnet sich dadurch aus, dass mit ihr integrierte Speicherlösungen oder ein Hybridbetrieb möglich sind, so dass sie eine Grundleistung und bei Bedarf eine Reserveleistung erbringen kann. Dadurch eignet sie sich sowohl für die Grund- und die Spitzenlastversorgung. Der erzeugte Strom wird normalerweise direkt ins Stromnetz eingespeist.

## Warum sollten wir auf Solarkraftwerke setzen?

Die Welt befindet sich 2009 am Rande eines unkontrollierbaren Klimawandels. Sollte die Temperatur im Jahresdurchschnitt um mehr als 2° C steigen, werden Industrie- und Entwicklungsländer gleichermaßen dramatische Folgen erleben: häufigere Naturkatastrophen, heißere und länger andauernde Dürreperioden, großflächige Ernteauffälle und ein massiver Verlust der Artenvielfalt. Da der Klimawandel durch die Verbrennung fossiler Energieträger verursacht wird, benötigen wir dringend eine Energierevolution: Die sauberen erneuerbaren Energiequellen müssen im weltweiten Energie-Mix den Löwenanteil bilden. Um den gefährlichen Klimawandel aufzuhalten, müssen die globalen Emissionen spätestens 2015 ihren Höhepunkt erreichen und die Industrieländer ihren Treibhausgas-Ausstoß bis 2050 auf nahezu Null reduzieren.

Solarthermische Kraftwerke sind eine wirtschaftlich rentable Möglichkeit, Strom in großen Mengen zu erzeugen.

Sie sind am besten für sonnenreiche Regionen geeignet: Südeuropa, Nordafrika und der Nahe Osten, Teile Indiens und Chinas, die südlichen USA und Australien, wo viele Verbraucher Probleme mit Spitzenlasten, Stromausfällen und steigenden Strompreisen haben. Solarthermische Kraftwerke tragen nicht zum Klimawandel bei, und ihre Energiequelle wird nie versiegen. Die erforderliche Technik ist so weit ausgereift, dass sie im „Sonnengürtel“ der Erde exponentiell wachsen könnte.

## Wie groß ist das Marktpotenzial?

In den vergangenen fünf Jahren expandierte die Branche mit hohem Tempo: Eine einst neue Technologie hat sich inzwischen zur massentauglichen Lösung für die Stromherstellung gemauert. Ende 2008 trugen solarthermische Kraftwerke gerade einmal 436 Megawatt zur weltweiten Stromversorgung bei. Die aktuell im Bau befindlichen Anlagen, überwiegend in Spanien, werden bis 2011 mindestens weitere 1.000 Megawatt beitragen. In den USA sind Anlagen mit 7.000 Megawatt geplant und in der Entwicklung, in Spanien sollen Anlagen mit einer Leistung von 10.000 Gigawatt gebaut werden, die bis zum Jahr 2017 ans Netz gehen könnten.

Laut dem Bericht „Globaler Ausblick für solarthermische Kraftwerke 2009“ könnten solarthermische Kraftwerke bei einem Szenario mit einer ehrgeizigen Branchenentwicklung und hoher Energieeffizienz im Jahr 2030 bis zu 7 Prozent des voraussichtlichen globalen Strombedarfs decken. Im Jahr 2050 sogar ein Viertel.

## Welche ökonomischen Vorteile bringt diese Technologie?

Für die vorliegende Studie hat Greenpeace drei Szenarien entwickelt: Ein Referenzszenario, das davon ausgeht, dass die Regierungen der Welt so weitermachen wie bisher; ein moderates Szenario, das davon ausgeht, dass die Politik die Entwicklung dieser sauberen erneuerbaren Technologie unterstützt, und ein ehrgeiziges Szenario, das Fortschrittlichste: Es nimmt an, dass sämtliche politische Entscheidungen zugunsten der erneuerbaren Energien getroffen werden, inklusive eines Ausbaus der Stromnetzkapazitäten.

Im ehrgeizigen Szenario könnten die Länder mit den größten Sonnenressourcen insgesamt Folgendes erreichen:

- weltweit jährlich etwa € 15 Milliarden Investitionen auslösen, die 2050 einen Spitzenwert von etwa € 175 Milliarden erreichen
- bis 2020 über 200.000 neue Arbeitsplätze schaffen und bis 2050 über zwei Millionen
- im Jahr 2020 jährlich 213 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> einsparen, bis 2050 sogar 4,7 Milliarden Tonnen.

Zum Vergleich:

Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen betragen weltweit etwa 28 Milliarden Tonnen (2005).

In den 1990er Jahren wurden weltweit rund € 158 bis 186 Milliarden im Jahr in Energie-Infrastruktur investiert. Ein realistischer Wert für die CSP-Technologie läge bei etwa 5 % dieser Summe. Die CSP-Technologie kann damit, gemeinsam mit der Windkraft, den neuen ökologischen Vertrag mit der Wirtschaft begründen (New Green Deal).

## Ist diese Technologie bezahlbar?

Der Preis für Strom aus solarthermischen Kraftwerken errechnet sich aus den Faktoren Sonneneinstrahlung, Anbindung ans Stromnetz, lokale Infrastruktur sowie Projektierungskosten. Durch den Bau größerer Anlagen, Fortschritte in der Forschung und Entwicklung, stärkeren Wettbewerb am Markt und größere Stückzahlen in der Komponentenfertigung lässt sich der Strompreis reduzieren. Schon heute liegt der Erzeugungspreis an guten Standorten bei nur circa 15 Cent pro kWh, und er soll sich zukünftig nochmals halbieren. Bereits in fünf bis zehn Jahren werden Erzeugungspreise erreicht, die

auf dem Niveau von z.B. Kohlekraftwerken (bei Spitzen- und Mittellast) liegen. Bei steigenden Ölpreisen werden solarthermische Kraftwerke ohnehin schnell und ohne Anschubfinanzierungen wirtschaftlich.

## Welche politischen Maßnahmen und Hilfen werden benötigt?

Seit 2004 haben staatliche Anreize den Bau solarthermischer Kraftwerke an vielen Orten angekurbelt. In Spanien wurden die Einspeisevergütungen so weit erhöht, dass sich die Projekte betriebswirtschaftlich rechneten. Und innerhalb von nur zwei Jahren befanden sich allein in Spanien Anlagen für 1000 Megawatt Leistung in der Entwicklung. Damit die Solartechnologie einen Durchbruch erleben kann, sollten folgende Maßnahmen ergriffen werden:

- Garantierte Abnahmepreise für Strom aus solarthermischen Kraftwerken. Einspeistarife waren in Spanien ein erfolgreicher Ansatz, und Frankreich, Italien und Südafrika wollen bald nachziehen.
- Nationale Zielvorgaben und Anreize wie zum Beispiel Standards für den Anteil erneuerbarer Energien oder Vorzugsdarlehen für solarthermische Technologien.
- Anschubfinanzierungen, die entweder durch Einnahmen aus dem Emissionshandel oder durch eine CO<sub>2</sub>-Besteuerung gespeist werden.
- Die Errichtung neuer Strom-Verbundnetze zwischen Ländern und Kontinenten, damit Solarenergie von den günstigsten Erzeugerstandorten zu den Bedarfszentren geliefert werden kann.
- Kooperationen zwischen Nationen und Kontinenten, zum Beispiel zwischen Europa, dem Nahen Osten und Nordafrika – zur technischen und wirtschaftlichen Erschließung von solarthermischen Kraftwerken.

Abbildung 1.0:  
Jährliche CO<sub>2</sub>-  
Einsparung in  
den Szenarien mit  
solarthermischen  
Kraftwerken

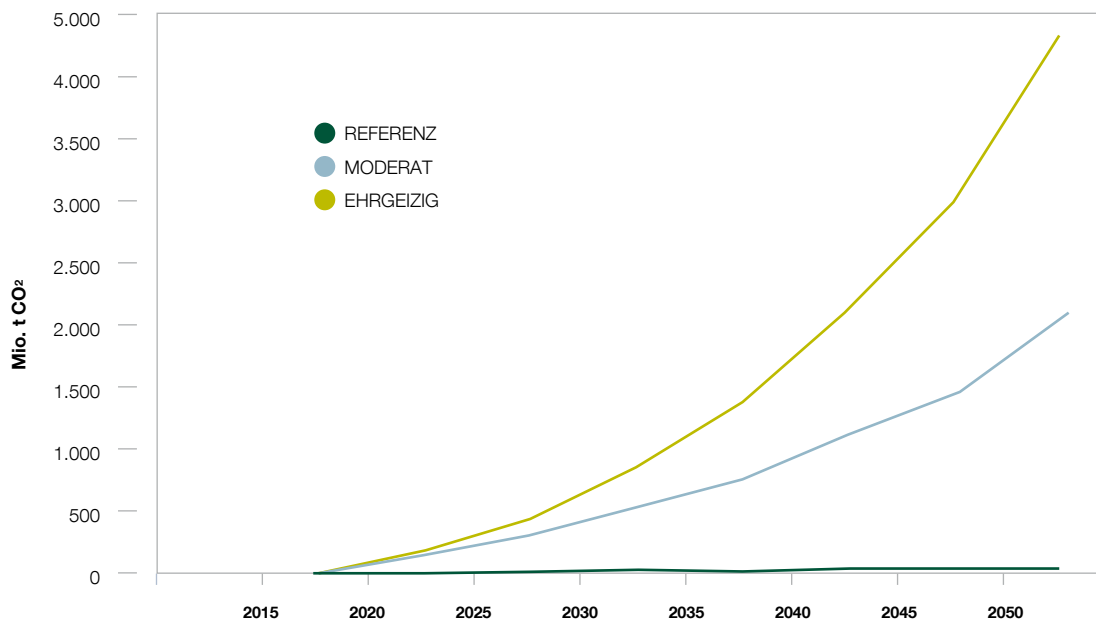


Tabelle 1.0:  
Investition und  
Arbeitsplätze

	2015	2020	2030	2050
<b>Referenz</b>				
Jährlich installierte Leistung (MW)	566	681	552	160
Kosten € / kW	3.400	3.000	2.800	2.400
Investition in Mrd. € / year	1,924	2,043	1,546	0,383
Arbeitsplätze	9.611	13.739	17.736	19.296
<b>Moderat</b>				
Jährlich installierte Leistung (MW)	5.463	12.602	19.895	40.557
Kosten € / kW	3.230	2.850	2.660	2.280
Investition in Mrd. € / year	17,545	35,917	52,921	92,470
Arbeitsplätze	83.358	200.279	428.292	1,187.611
<b>Ehrgeizig</b>				
Jährlich installierte Leistung (MW)	6.814	14.697	35.462	80.827
Kosten € / kW	3.060	2.700	2.520	2.160
Investition in Mrd. € / year	20,852	39,683	89,356	174,585
Arbeitsplätze	89.523	209.998	629.546	2,106.123





## Das Konzept

Das Prinzip, die Sonneneinstrahlung zu bündeln, um hohe Temperaturen zu erzeugen und diese in Strom umzuwandeln, ist seit über einem Jahrhundert bekannt, wirtschaftlich genutzt wird es aber erst seit Mitte der 80er Jahre.

Die ersten groß angelegten solarthermischen Kraftwerke wurden in der kalifornischen Mojave-Wüste errichtet. Schon sehr bald zeigte sich das enorme technische und wirtschaftliche Potenzial dieser Technologie. Sie hat einen sehr großen Vorteil – eine riesige, erneuerbare Ressource: die Sonne – und kaum Nachteile. Für Regionen mit einer ähnlichen Sonneneinstrahlung wie Kalifornien, bieten solarthermische Kraftwerke dieselben Chancen wie die großen Windparks vor den Küsten Europas. Die Bündelung der Solarenergie (CSP = Concentrated Solar Power) zur Erzeugung großer Strommengen ist eine der am besten geeigneten, kostengünstigen Technologien zum Klimaschutz sowie zur Senkung des Verbrauchs fossiler Brennstoffe.

Die CSP-Technik kann entweder in Verbindung mit einem Wärmespeicher oder mit herkömmlichen Energieträgern wie Erdgas eingesetzt werden, sodass Strom auch dann zur Verfügung steht, wenn die Sonne nicht scheint.



# Solarthermische Kraftwerke: Die Grundlagen

## Umwelt

Der Hauptvorteil von solarthermischen Kraftwerken liegt darin, die Stromerzeugung mittels fossiler und nuklearer Brennstoffe abzulösen und somit den Ausstoß von klimaschädlichen Treibhausgasen zu senken. Mit jedem Quadratmeter Konzentratorfläche eines solarthermischen Kraftwerks wird je nach Konfiguration der Ausstoß von 200 bis 300 Kilogramm (kg) Kohlendioxid im Jahr vermieden. Kraftwerke bestehen üblicherweise aus Feldern mit Hunderten von Konzentratoren. Die Analyse des Lebenszyklus der Komponenten sowie der Auswirkungen von solarthermischen Kraftwerken auf die Bodenflächen ergibt, dass es etwa fünf Monate dauert, um die Energie zurückzugewinnen, die zur Herstellung und Installation der Anlagen aufgewendet wurde. Bedenkt man, dass die Anlagen 25 bis 30 Jahre halten, ist dies ein enorm günstiges Verhältnis. Die meisten in solarthermischen Kraftwerken eingesetzten Materialien lassen sich recyceln und für neue Anlagen verwenden.

## Wirtschaftlichkeit

Die Kosten für solarthermisch erzeugten Strom sinken. Die Erfahrungen in den USA zeigen, dass die heutigen Kosten der Stromerzeugung bei etwa 15 Cent/kWh liegen. Dies gilt für Solarstrom an Standorten mit sehr guter Sonnenbestrahlung, wobei die Kosten unter bestimmten Umständen sogar langfristig auf 8 Cent/kWh fallen können<sup>1</sup>. Die technische Weiterentwicklung unterliegt einer steilen Lernkurve, und Faktoren wie technische Verbesserungen, Massenfertigung, Skaleneffekte und Betriebsoptimierungen werden die Kosten sinken lassen. Die solarthermische Stromerzeugung kann sich inzwischen wirtschaftlich mit konventionellen, fossilen Kraftwerken für Spitzen- und Mittellasten messen. Indem weitere solarthermische Kraftwerke ans Netz gehen, können die Stromkosten stabil gehalten und drastische Preiserhöhungen vermieden werden, wenn Brennstoffmangel und Kohlendioxidkosten anfangen, ihre Wirkung zu entfalten.

Hybridkraftwerke können sowohl solarthermische Energie als auch fossile Brennstoffe nutzen. Einige, die von besonderen Finanzierungsmodellen Gebrauch machen, können bereits heute zu wettbewerbsfähigen Preisen Strom herstellen. Für die netzunabhängige solare Erzeugung kleinerer Strommengen, z. B. auf Inseln oder im ländlichen Hinterland von Entwicklungsländern, ist die Alternative meist der Einsatz von Dieselgeneratoren, die laut, schmutzig und mit hohen Betriebskosten verbunden sind.

Verschiedene Faktoren erhöhen die Wirtschaftlichkeit von CSP-Projekten, darunter die Reformierung des Stromsektors, die steigende Nachfrage nach Ökostrom, und die Erschließung von globalen CO<sub>2</sub>-Märkten für saubere Stromerzeugung. In manchen Ländern sorgen direkte Fördermaßnahmen, wie Einspeisegesetze oder Anforderungen an den Anteil erneuerbarer Energien, ebenfalls für einen starken Auftrieb. Nicht zuletzt werden steigende Preise fossiler Brennstoffe die Kosten für Solarenergie auf das gleiche Niveau bringen, wie die Kosten konventionell erzeugten Stroms.

Neue solarthermische Kraftwerke erfordern zunächst eine hohe Anschubinvestition. Über die gesamte Lebensdauer gesehen, fallen jedoch 80% der Kosten für den Bau und die damit verbundenen Darlehen an, nur 20% sind Betriebskosten. Das bedeutet: nachdem ein Kraftwerk erst einmal abbezahlt ist, bleiben über einen Zeitraum von 25 bis 30 Jahren nur noch die Betriebskosten, die aktuell bei 3 Cent/kWh liegen. Und der Strom ist billiger als der jeder anderen Technologie, höchstens vergleichbar mit den Stromkosten längst abgeschriebener Wasserkraftwerke.

<sup>1</sup> SolarPACES Geschäftsbericht 2007

---

## Bedingungen für solarthermische Kraftwerke

Solarthermische Kraftwerken nutzen das direkte Sonnenlicht, auch als direkte Sonneneinstrahlung oder „Direkt-Normal-Strahlung“ (DNI = Direct Normal Irradiation) bezeichnet. Gemeint ist damit das Sonnenlicht, das nicht durch Wolken, Dunst oder Staub in der Atmosphäre abgelenkt wird, sondern die Erdoberfläche in Form von parallel verlaufenden Strahlen erreicht, die dann konzentriert werden können. An geeigneten Standorten müssen große Mengen solcher direkten Sonneneinstrahlung anfallen – mindestens 2.000 Kilowattstunden (kWh) Sonneneinstrahlung pro Quadratmeter pro Jahr. Die günstigsten Standorte erreichen Werte von mehr als 2.800 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr.

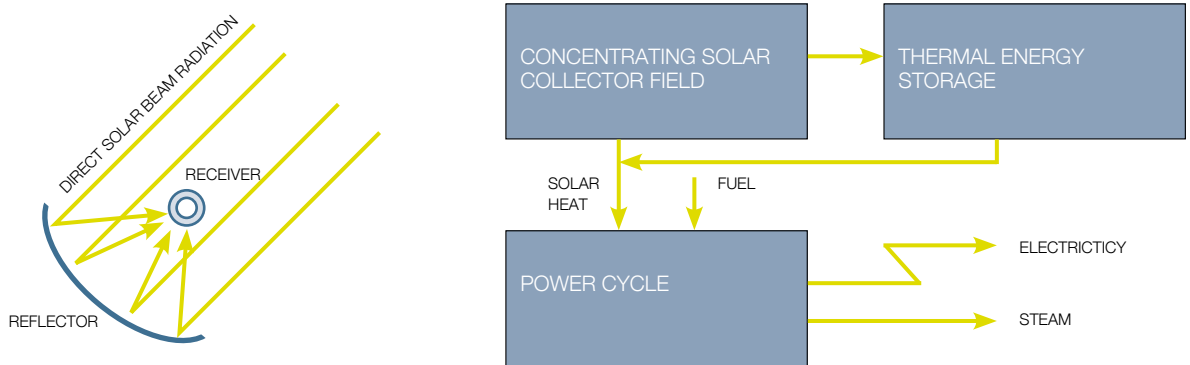
Typische Regionen für den Einsatz von solarthermischen Kraftwerken sind solche ohne hohe atmosphärische Luftfeuchtigkeit, Staub und Dunst. Dazu zählen Steppen, Buschland, Savannen, Halbwüsten und echte Wüsten, im Idealfall zwischen den nördlichen und südlichen 40. Breitengraden. Zu den vielversprechendsten Gebieten der Welt zählen demnach der Südwesten der USA, Mittel- und Südamerika, Nord- und Südafrika, die Mittelmeerländer Europas, der Nahe und Mittlere Osten, Iran und die Wüstenebenen Indiens, Pakistan, die ehemalige Sowjetunion, China und Australien.

In diesen Regionen reicht eine Fläche von einem Quadratkilometer aus, um mithilfe der solarthermischen Technik ganze 100–130 Gigawattstunden (GWh) Solarstrom im Jahr zu erzeugen. Das entspricht der Leistung eines herkömmlichen 50 MW Kohle- oder Gaskraftwerkes für Mittellasten. Über das gesamte Betriebsleben eines solarthermischen Kraftwerks gerechnet, entspräche seine gesamte Leistung der Energie, die in über 5 Millionen Barrel Öl enthalten ist.

Wie herkömmliche Kraftwerke bedürfen auch solarthermische Kraftwerke am so genannten „kalten“ Ende des Dampfturbinenzyklus der Kühlung. Dies kann durch Verdunstung (nasse Kühlung) erreicht werden, sofern Wasser zur Verfügung steht, oder durch trockene Kühlung (anhand von Luft); bei beiden handelt es sich um herkömmliche Verfahren. Die trockene Kühlung erfordert eine höhere Investition und führt letztendlich zu 5 – 10 % höheren Kosten im Vergleich zur nassen Kühlung. Hybridkühlverfahren, die die Leistung für den jeweiligen Standort optimieren helfen, werden derzeit weiterentwickelt.

Das enorme Potenzial, das diese Regionen an Sonnenenergie zu bieten haben, übersteigt bei weitem die eigene Nachfrage. Folglich kann Solarstrom in andere Regionen exportiert werden, in denen eine große Stromnachfrage und geringere Sonnenressourcen bestehen. Indem die Länder im Sonnengürtel ihre natürliche Energie auf diese Weise ernten, leisten sie einen großen Beitrag zum globalen Klimaschutz. In Ländern wie Deutschland gibt es bereits ernsthafte Überlegungen, Solarstrom aus Nordafrika und Südeuropa zu importieren, um ihre Stromversorgung nachhaltiger zu gestalten. Natürlich muss bei jeder neuen Erschließung zunächst der eigene Bedarf vor Ort gedeckt werden.

**Abbildung 1.1:**  
Schema zur  
Konzentration vom  
Solarkollektor und  
Solarthermischen  
Kraftwerk

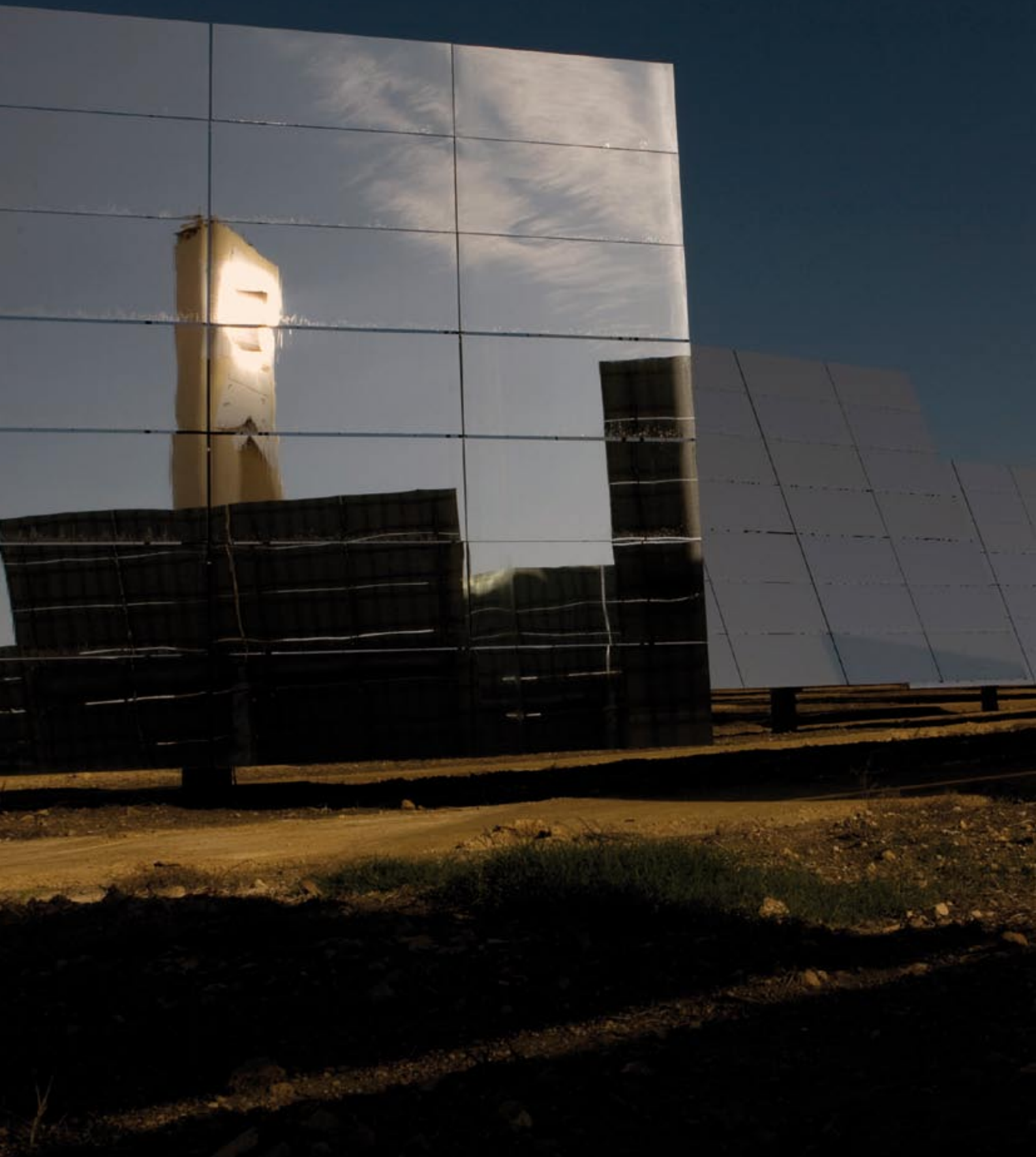


### Wie sie funktionieren – die verschiedenen Technologien

Eine Reihe verschiedener Technologien kann eingesetzt werden, um das Sonnenlicht zu bündeln und zu sammeln, und es in Wärme mittlerer bis hoher Temperaturen umzuwandeln. Diese Wärme wird dann verwendet, um auf herkömmliche Art und Weise Strom zu erzeugen, zum Beispiel mithilfe einer Dampf- oder Gasturbine oder einem Stirlingmotor. Tagsüber gesammelte Sonnenwärme kann in flüssigen oder festen Medien gespeichert werden, wie z. B. Salzschnmelzen, Keramiken, Beton oder Salzmischungen als Phasenübergangsmaterialien. Nachts kann die Wärme dem Speichermedium wieder entzogen werden, um die Turbine weiterhin anzutreiben. Solarthermische Kraftwerke, die lediglich mit Solarenergie betrieben werden, eignen sich gut für die mittäglichen Spitzenlasten, die im Sommer in wohlhabenden Regionen mit beträchtlichem Kühlungsbedarf, wie Spanien und Kalifornien, anfallen. In Verbindung mit Wärmespeichersystemen können sie über einen längeren Zeitraum betreiben werden und sogar die Grundlast abdecken. In Spanien sind die 50 MWe Andasol-Anlagen zum Beispiel für etwa 8 Stunden Wärmespeicherung ausgelegt, wodurch sie jährlich etwa 1.000 bis 2.500 Stunden länger in Betrieb sind.

Die Reflektoren zur Bündelung des Sonnenlichts in solarthermischen Kraftwerken sind entweder lineare oder Punktkonzentratoren. Bei linearen Konzentratoren wird die Strahlung etwa um den Faktor 100 verstärkt, sodass Betriebstemperaturen von bis zu 550° C erreicht werden können. Bei Punktkonzentratoren kann eine Verstärkung um einen Faktor von über 1.000 und damit Betriebstemperaturen von über 1.000° C erreicht werden. Es gibt vier hauptsächliche, kommerziell genutzte CSP-Technologien: Parabolrinnen und lineare Fresnel-Kollektoranlagen, mit linearen Konzentratoren, sowie Solarturmkraftwerke und Paraboloidkraftwerke, die mit Punktkonzentratoren arbeiten. Solarturmkraftwerke werden auch Zentralreceiverkraftwerke genannt. Teil 2 enthält ausführlichere Informationen über den Entwicklungsstand der jeweiligen Technologien, sowie über deren Kostenentwicklung.

Seit dem letzten Greenpeace-Bericht über solarthermische Kraftwerke, 2005, hat es erhebliche Fortschritte in den drei wichtigsten Einsatzgebieten neben der Stromerzeugung gegeben: Solargas, Prozesswärme und Entsalzung. Zudem hat es Fortschritte in den Speichersystemen für diese Technologie gegeben. Diese werden in Teil 3 näher beschrieben. In Teil 4 wird die Entwicklung auf dem Markt nach Regionen aufgeschlüsselt. Eine vollständige Liste der sich in Betrieb, im Bau und in Planung befindlichen Anlagen findet sich im Anhang 1.



# Technologien und Kosten

## Generatortypen

Solarthermische Kraftwerke erzeugen Strom auf ähnliche Weise wie herkömmliche Kraftwerke – der erzeugte Dampf treibt eine Turbine an. Der Unterschied besteht darin, dass sie ihre Energie aus der Sonneneinstrahlung beziehen, die in Dampf oder Gas mit hoher Temperatur umgewandelt wird. Dazu sind vier Hauptkomponenten nötig: ein Konzentrator, ein Absorber, ein Transport- oder Speichermedium, und ein Stromumwandler. Viele verschiedene Systeme sind möglich, auch in Verbindung mit anderen erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Technologien. Bislang wurden Anlagen mit Solarleistung und paralleler fossiler Befeuerung bevorzugt, besonders bei Meilensteinprojekten in den USA und Nordafrika. Hybridanlagen helfen, Spitzenlasten auch an weniger sonnenreichen Tagen zuverlässig abzudecken. Die wichtigsten Vor- und Nachteile der jeweiligen solarthermischen Technologien sind in Tabelle 2.1 aufgeführt. Tabelle 2.2 liefert einen groben Überblick über das Entwicklungsstadium der wichtigsten Technologien in Bezug auf die installierte Leistung und den erzeugten Strom.

### Parabolrinnenanlagen

(siehe Abbildung 1 auf der nächsten Seite)

Parabolische, rinnenförmige Reflektoren bündeln das Sonnenlicht auf ein thermisch effizientes Absorberrohr, welches in der Brennlinie der Rinne liegt. Durch dieses Rohr zirkuliert ein Wärmeträgermedium, wie z. B. synthetisches Thermalöl. Das Medium wird durch die gebündelten Sonnenstrahlen auf ungefähr 400°C erhitzt und dann durch eine Reihe von Wärmetauschern gepumpt, um Heißdampf zu erzeugen. Dieser Dampf wird dann in einem herkömmlichen Dampfturbinengenerator in Strom umgewandelt.

### Solarturm- oder Zentralreceiveranlagen

(siehe Abbildung 2 auf der nächsten Seite)

Eine Reihe kreisförmig angeordneter Heliostaten (große Reflektoren, die der Sonne nachgeführt werden) konzentriert das Sonnenlicht auf einen zentralen Absorber, der sich oben auf einem Turm befindet. Ein Wärmeträgerme-

dium in dem zentralen Absorber nimmt die von den Heliostaten reflektierte, hoch konzentrierte Strahlung auf, und verwandelt sie in thermische Energie, die zur Herstellung von Heißdampf für die Turbine verwendet wird. Zu den bislang eingesetzten Wärmeträgermedien zählen Wasser/Dampf, Salzschnmelzen, flüssiges Natrium und Luft. Wird Gas oder Luft unter Druck bei sehr hohen Temperaturen von etwa 1.000° C oder mehr als Wärmeträgermedium eingesetzt, kann es unmittelbar in einer Gasturbine eingesetzt werden und einen Wirkungsgrad von 60 Prozent und höher erreichen.

### Paraboloidanlagen

(siehe Abbildung 3 auf der nächsten Seite)

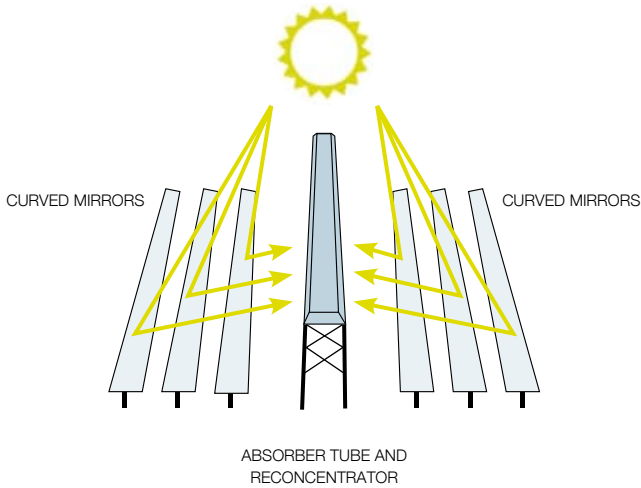
Ein parabolischer, schüsselförmiger Reflektor bündelt das Sonnenlicht auf einen Absorber im Brennpunkt der Schüssel. Der konzentrierte Strahl wird dort absorbiert und erhitzt eine Flüssigkeit oder ein Gas (Luft) auf ca. 750°C. Die Flüssigkeit bzw. das Gas wird dann zur Stromerzeugung genutzt. Dies findet entweder in einem kleinen Kolben- oder Stirlingmotor oder in einer Mikroturbine statt, die an dem Absorber angeschlossen sind. Die Rinnen werden meist entlang einer Achse, überwiegend der Nord-Süd-Achse, der Sonne nachgeführt

### Fresnel-Kollektoranlagen

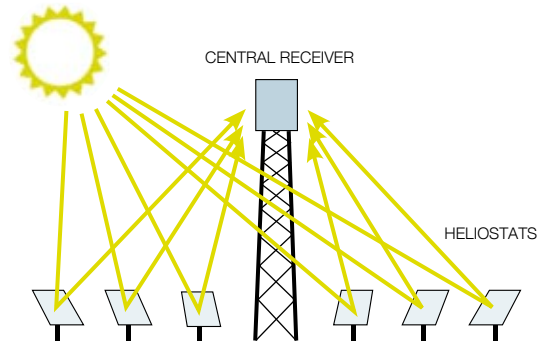
(siehe Abbildung 4 auf der nächsten Seite)

Ein Feld aus nahezu flachen Reflektoren bündelt die Sonnenstrahlen auf umgekehrt darüber angeordnete, lineare Absorber. Das Wasser, das durch diese Absorber fließt, wird in Dampf umgewandelt. Dieses System verwendet wie die Parabolrinnenanlage lineare Konzentratoren, hat aber den Vorteil niedriger Kosten für Stützen und Reflektoren, nicht beweglicher Anschlüsse für die Flüssigkeit, eines vom Reflektorsystem getrennten Absorbers, und langer Brennweiten, die die Nutzung flacher Spiegel erlauben. Diese Technik gilt als mögliche kostengünstigere Alternative zur Rinnentechnik für die Erzeugung von solarer Prozesswärme und Dampf.

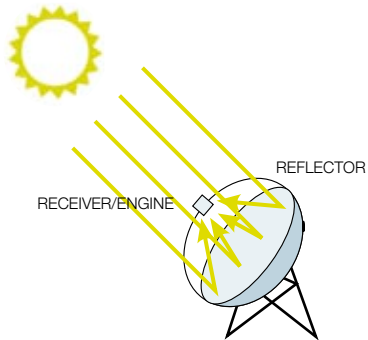
LINEAR FRESNEL REFLECTOR (LFR)



CENTRAL RECEIVER



PARABOLIC DISH



PARABOLIC TROUGH

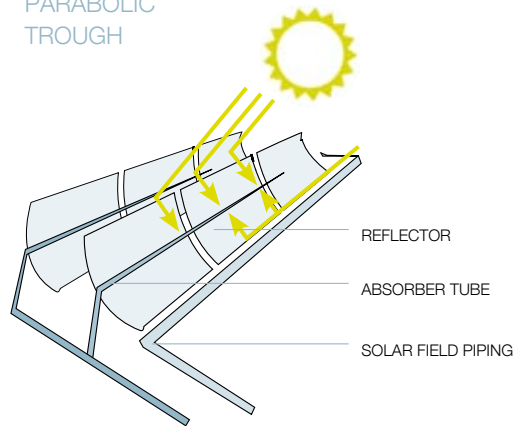


Abbildung 2.1-2.4: Parabolrinnen, Zentralreceiver- oder Solarturmkraftwerk, Parabolanlage, Fresnel-Kollektoranlagen (LFR)

TECHNOLOGIE	INSTALLIERTE LEISTUNG 2009 [MW]	ERZEUGTER STROM [GWH]	UNGEFÄHRE IM BAU UND IN PLANUNG BEFINDLICHE LEISTUNG [MW]
Parabolrinne	468	15.798	4.449
Solarturm	44	83	3.026
Fresnel	4	10	483
Schüssel	0.24	3	1.700

Tabelle 2.2: Betriebserfahrungen: Installierte Leistung und erzeugter Strom einzelner Technologien



**Tabelle 2.1:**  
Vergleich der  
wichtigsten  
Technologien für  
solarthermische  
Kraftwerke

	PARABOLRINNE	SOLARTURM	PARABOLOID-SCHÜSSEL	FRESNEL-KOLLEKTOR
<b>Anwendungsgebiete</b>	<p>Einspeisung ins Stromnetz, Prozesswärme mittlerer bis hoher Temperatur</p> <p>(Bislang höchste Leistung einer einzelnen Solaranlage: 80 MWe. Gesamtleistung aller fertiggestellten Anlagen: über 500 MW und mehr als 10 GW im Bau oder in Planung)</p>	<p>Einspeisung ins Stromnetz, Prozesswärme hoher Temperatur</p> <p>(Bislang höchste Leistung einer einzelnen Solaranlage: 20 MWe im Bau. Gesamtleistung aller Anlagen: ~50 MW, mindestens 100 MW in Planung)</p>	<p>Alleinstehende und netz-unabhängige Anlagen, oder zu Dish-Farm-Anlagen zusammengefasst für die Einspeisung ins Stromnetz</p> <p>(Bislang höchste Leistung einer einzelnen Solaranlage: 100 kWe. Vorschläge für 100 MW und 500 MW in Australien und USA)</p>	<p>Einspeisung ins Stromnetz oder Dampferzeugung für herkömmliche Wärmekraftwerke</p> <p>(Bislang höchste Leistung einer einzelnen Solaranlage: 5 MW in USA. 177 MW Installation in der Entwicklung)</p>
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bereits am Markt – über 16 Mrd. kWh Betriebserfahrung; Betriebstemperaturen bis 500°C möglich (400°C kommerziell erprobt)</li> <li>• Kommerziell nachgewiesener Wirkungsgrad von 14% im Jahresverlauf (Solareinstrahlung geteilt durch Nettostromleistung)</li> <li>• Kommerziell nachgewiesene Investitions- und Betriebskosten</li> <li>• Modularer Aufbau</li> <li>• Günstiges Bodennutzungsverhältnis</li> <li>• Niedrigste Materialanforderungen</li> <li>• Hybridanlagen bewährt</li> <li>• Speichermöglichkeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gute mittelfristige Aussichten für hohe Wirkungsgrade, Betriebstemperaturen über 1.000°C möglich (565°C erprobt in 10-MW-Anlage)</li> <li>• Speicherung bei hohen Temperaturen</li> <li>• Hybridbetrieb möglich</li> <li>• Besser für trockene Kühlungsverfahren geeignet als Rinnen- und Fresnel-Anlagen</li> <li>• Bessere Möglichkeiten zur Nutzung nicht-ebener Standorte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sehr hohe Wirkungsgrade – Spitzensolarleistung geteilt durch Nettostromleistung über 30%</li> <li>• Modularer Aufbau</li> <li>• Wirksamste Integration der Wärmespeicherung bei großen Anlagen</li> <li>• Betriebserfahrungen mit ersten Versuchsanlagen</li> <li>• Einfache Herstellung und Massenfertigung mittels verfügbarer Komponenten</li> <li>• Keine Wasseranforderungen für den Kühlzyklus</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Einfache Verfügbarkeit</li> <li>• Flache Spiegel lassen sich kaufen und vor Ort zurechtbiegen, niedrigere Herstellungskosten</li> <li>• Hybridbetrieb möglich</li> <li>• Solartechnik mit der besten Nutzung der Bodenfläche, erzeugt 1,5- bis 3-mal mehr Strom pro Hektar als konkurrierende Solartechnologien (laut Austra).</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verwendung ölbasierter Wärmeträgermedien beschränkt Betriebstemperaturen derzeit auf 400°C, dadurch nur mäßige Dampfgüte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Voraussichtliche Jahresleistung, Investitions- und Betriebskosten müssen noch umfassender im kommerziellen Betrieb geprüft werden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine großangelegten kommerziellen Beispiele</li> <li>• Prognostizierten Kosten der Massenfertigung müssen noch bestätigt werden</li> <li>• Geringere Anpassung an Bedarfsschwankungen bei der Einspeisung ins Stromnetz</li> <li>• Hybridabsorber noch ein Ziel der F&amp;E</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Neu am Markt, nur kleine Projekte bislang in Betrieb</li> </ul>

---

## Parabolrinne

Parabolrinnen sind die ausgereifteste Technologie für solarthermische Kraftwerke und haben sich kommerziell bereits bewährt. Die ersten Systeme wurden 1912 nahe Kairo in Ägypten errichtet, um Dampf für eine Pumpe zu liefern, die Wasser für eine Bewässerungsanlage lieferte. In Gegenden, in denen Kohle teuer war, war die Anlage damals wirtschaftlich mit kohlebetriebenen Anlagen konkurrenzfähig.

Bei einer Rinnenanlage wird das Sonnenlicht um etwa das 70–100-fache auf den Absorberrohren konzentriert, wodurch Betriebstemperaturen von 350 bis 550°C erreicht werden. Ein Wärmeträgermedium wird durch die Absorberrohre gepumpt und überträgt die Wärmeenergie auf den Kreislauf einer herkömmlichen Dampfturbine. Die meisten Anlagen verwenden für die Wärmeübertragung synthetisches Thermalöl. Mit dem heißen Thermalöl wird etwas überhitzter Heißdampf unter hohem Druck erzeugt, der in eine Dampfturbine eingespeist wird, die an einen Stromgenerator angeschlossen ist. Das Thermalöl verfügt über eine Höchsttemperatur von etwa 400°C, wodurch dem Wirkungsgrad des Turbinenzyklus Grenzen gesetzt sind. Daher arbeiten Forscher und die Industrie an der Entwicklung neuer Wärmeträgermedien. Ein Beispiel ist die unmittelbare Erzeugung von Dampf in den Absorberrohren, ein anderes der Einsatz von Salzschnmelze als Wärmeträgermedium. Prototypanlagen beider Systeme befinden sich zzt. im Bau.

Abbildung (hier oder anderswo): Schematische Darstellung einer Parabolrinnenanlage mit optionalem Speicher (war schon in der letzten Broschüre)

Überall auf der Welt sind Parabolrinnenanlagen mit Leistungskapazitäten von 14 bis 80 MWe in Betrieb. Zusammen erzeugen sie weit über 500 MW an Strom. In Kalifornien wurden in den 80er Jahren neun Anlagen in Südkalifornien entwickelt und ans Stromnetz angeschlossen. Sie verfügen über eine Reflektorfläche von etwa 2 Mio. Quadratmeter und sind unter dem Kürzel SEGS (für Solar Electricity Generating Systems) bekannt. Nach einer längeren Pause wurde der kommerzielle Bau von Parabolrinnenanlagen mit einem 64-MW-Projekt namens Nevada One fortgesetzt. Die Anlage gehört dem Unternehmen Acciona und wird jährlich 130 GWh Strom erzeugen. In Spanien, werden die im Bau befindlichen Projekte Andasol und Solnova zusammen 250 MW an Leistungskapazität haben, und seit der Einführung eines angemessenen Einspeisetarifs liegen Vorschläge für mehr als 14 weitere Projekte dieser Art vor. Die bislang größte geplante Parabolrinnenanlage heißt Solana und ist für einen Standort in Nevada vorgesehen.

Während die SEGS- und die Solnova-Anlagen in Spanien ein synthetisches Öl als Wärmeträger verwenden, bauen andere Betreiber Anlagen, bei denen der Dampf unmittelbar in den Absorberrohren erzeugt wird. Durch den direkten Einsatz von Dampf erübrigt sich ein Wärmeträgermedium. Die Kosten können dadurch um 15–20% gesenkt, der Wirkungsgrad mitunter um den gleichen Faktor erhöht werden. Die von Solar Millennium entwickelte Andasol-Anlage verwendet direkten Dampf. Außerdem ist sie die erste Demonstrationsgroßanlage nach dem EuroTrough-Modell und unter Verwendung von Salzschnmelze als Wärmespeicher.

Die SEGS- und Solnova-Anlagen verwenden ein System, bei dem das Kraftwerk an Tagen mit geringer Sonneneinstrahlung auch Erdgas verfeuern kann. Parabolrinnenanlagen eignen sich für den Hybridbetrieb im sogenannten integrierten Solarkombinationszyklus (Integrated Solar Combined Cycle, ISCC), bei dem der durch Sonnenenergie erzeugte Dampf in ein Wärmekraftwerk eingespeist wird, das auch fossil generierten Dampf – meist aus Erdgas – verarbeitet. Ausschreibungen für ISCC-Anlagen wurden bereits in Algerien, Ägypten und Marokko veröffentlicht, wo sie als Zwischenschritt zur vollständigen Solargenerierung in der Energiezusammensetzung dienen sollen.

## Fallstudie Andasol-Anlagen – Die Nutzung von Wärme- speichern

Die Andasol-Anlage wurde mit 1.008 EuroTrough-Kollektoren gebaut, die in 168 parallelen Schleifen angeordnet sind. Die Anlage Andasol 1 hat im Herbst 2008 den Testbetrieb aufgenommen, und Andasol 2 und 3 befinden sich derzeit in Südspanien im Bau. Ihre Bruttostromleistung beträgt ca. 180 GWh pro Jahr und sie haben eine Kollektorfläche von über 510.000 Quadratmetern – entsprechend 70 Fußballfeldern.

Jedes Kraftwerk liefert 50 Megawatt an Strom und nutzt einen Wärmespeicher. Die Anlage ist so konzipiert, dass der Wärmeaustausch zwischen dem Wärmeträgermedium, das im Solarfeld zirkuliert, der Salzschnmelze als Wärmespeicher und dem Wasser-Dampf-Zyklus optimiert sind. Bei einem gefüllten Wärmespeicher können die Turbinen ungefähr 7,5 Stunden bei Volllast arbeiten, selbst bei Regen oder lange nach Sonnenuntergang. Die Wärmereservoirs bestehen aus zwei Behältern, jeweils 14 m hoch und mit einem Durchmesser von 36 m, die Salzschnmelze enthalten. Jeder enthält 28.500 Tonnen Speichermedium. Andasol 1 wird bis zu 200.000 Personen mit Strom versorgen und gegenüber einem modernen Kohlekraftwerk ca. 149.000 Tonnen Kohlendioxid pro Jahr einsparen.

Quelle: Solar-Millennium-Website



## Fallstudie SEGS – Vorkämpfer der Technologie

In der amerikanischen Mojave-Wüste wurden von der israelisch-amerikanischen Firma Luz zwischen 1984 und 1991 neun Anlagen errichtet: die erste mit nur 14 MWe, die letzten beiden mit 80 MWe. Zusammen sind sie als SEGS (Solar Energy Generating System) bekannt. Sie verwenden solarerzeugten Dampf und außerdem Erdgas für die Reserveleistung, wobei der Erdgasanteil auf 25% des gesamten Wärmezufuhr begrenzt ist. Sie verwenden Parabolrinnenreflektoren mit einer Gesamtfläche vor über 2 Mio. Quadratmetern. Die Baukosten betragen USD 1,2 Mrd., die durch privates Risikokapital und institutionelle Anleger zur Verfügung gestellt wurden. Aufgrund von Energiepreisschwankungen und der steuerlichen Bedingungen hatte Luz anfangs Schwierigkeiten, einen Gewinn zu erwirtschaften. Inzwischen hat sich die Technologie allerdings bewährt, und es hat sich gezeigt, dass solarthermische Kraftwerke eine lange Betriebslebensdauer haben können. Heute speisen allein die drei Anlagen am Kramer Junction jährlich 800–900 Mio. kWh an Strom in das kalifornische Netz; bislang haben sie zusammengenommen insgesamt 9 Mrd. kWh an Solarstrom erzeugt, etwa die Hälfte des bisher weltweit insgesamt erzeugten Solarstroms. Seit dem Bau der SEGS-Anlagen wurden die Betriebs- und Wartungskosten um mindestens ein Drittel gesenkt. Firmen, die Komponenten für Rinnenanlagen herstellen, haben erhebliche Fortschritte bei der Verbesserung der Absorberrohre, des Verfahrensknowhows und der Systemintegration erreicht. Die jährliche Verfügbarkeit der Anlagen liegt durchgehend bei über 99% und ihre Leistungsabgabe soll in rund 20 Jahren Betriebsdauer lediglich um etwa 3% gesunken sein.

Quelle: SolarPACES

---

## Solarturm

Solarturm- (oder Zentralreceiver-) Anlagen verwenden ein Feld aus verteilt aufgestellten Spiegeln – Heliostaten – die einzeln der Sonne nachgeführt werden und das Sonnenlicht auf die Spitze des Turms fokussieren. Indem sie das Sonnenlicht um das 600–1000-fache konzentrieren, erreichen sie Temperaturen von 800°C bis weit über 1000°C. Die Solarenergie wird von einer Arbeitsflüssigkeit absorbiert und dann zur Erzeugung von Dampf verwendet, um eine herkömmliche Turbine anzutreiben. In Versuchen, die weltweit über einen Zeitraum von mehr als 15 Jahren durchgeführt wurden, haben sich Solarturmanlagen in Projekten mit den unterschiedlichsten Wärmeträgermedien (Dampf, Luft und Salzschnmelzen) im Wärmekreislauf und mit unterschiedlichen Heliostatarten als technisch realisierbar erwiesen.

Die hohen Temperaturen, die mit Solartürmen erreicht werden können, sind nicht nur für Dampfkreisläufe nutzbar, sondern auch für Gasturbinen und kombinierte Gas-und-Dampfanlagen. Derartige Anlagen erreichen einen Spitzenwirkungsgrad von 35% und einen aufs Jahr bezogenen solaren Wirkungsgrad von 25%, wenn sie an ein Kombikraftwerk gekoppelt sind.

Erste Testanlagen wurden in den 80er und 90er Jahren in Europa und den USA errichtet. Dazu zählen SOLGATE, eine Anlage die Druckluft erwärmte; Solar II in Kalifornien, die geschmolzenes Salz als Wärmeträger und als Wärmespeicher für den Nachtbetrieb verwendete; sowie das GAST-Projekt in Spanien, das Paneele aus metallischen und keramischen Rohren verwendete. Das Konzept eines volumetrischen Receivers wurde in den 90er Jahren mit dem PHOEBUS-Projekt entwickelt, das ein Drahtgitter verwendete, welches der einfallenden Strahlung unmittelbar ausgesetzt war und durch einen Luftstrom gekühlt wurde. Dieser Receiver erreichte 800°C und wurde genutzt, um einen 1-MW-Dampfzyklus anzutreiben.

Nachdem sich die Technik inzwischen bewährt hat, sind einige wegweisende Projekte in Spanien in Betrieb, insbesondere der Sanlucar Solar Park, in dem sich der Solarturm PS-10 mit 11 MW bereits in Betrieb und der PS-20 mit 20 MW im Bau befindet. Eine US-amerikanische Firma entwickelt zurzeit eine Hochtemperaturtechnik mit dezentralen Solartürmen mit hohem Wirkungsgrad und hat einen Stromabnahmevertrag für bis zu 500 MW abgeschlossen. Die ersten 100 MW sollen im Jahr 2010 installiert werden.

## Fallstudie PS10 und 20 – die ersten kommerziellen Solartürme der Welt

Der letzte Greenpeace-Bericht über solarthermische Kraftwerke ging ausführlich auf das PS-10-Projekt ein: eine 11-MW-Solarturmanlage mit zentralem Wärmeempfänger. Diese Anlage befindet sich heute im uneingeschränkten Betrieb und ihr Betreiber, Abengoa, hat mit dem Bau der doppelt so großen PS-20-Anlage begonnen. Beide Anlagen verfügen über Wärmespeicher, die die volle Leistung noch bis zu 30 Minuten nach Sonnenuntergang ermöglichen. In diesem Fall wird die Wärmespeicherung verwendet, um die Stromleistung bei niedriger Sonneneinstrahlung zu erhöhen. Zusätzlich kann die PS10-Anlage für 12-15% ihrer Stromleistung Erdgas verwenden. Die PS10 produziert 24,3 GWh sauberen Stroms im Jahr, genug für 5.500 Haushalte. Das PS10-Solarfeld besteht aus 624 Sanlúcar-Heliostaten; das gesamte Feld hat eine Fläche von 75.000 Quadratmeter. Jeder Heliostat wird der Sonne auf zwei Achsen nachgeführt und konzentriert die einfallenden Strahlen auf einen Wärmeempfänger, der sich auf einem 115 m hohen Turm befindet. Der Empfänger wandelt 92% der ankommenden Sonnenenergie in Dampf um.

Die PS-20-Anlage wird am selben Standort errichtet, der Plataforma Solar de Sanlúcar la Mayor in Südspanien. Sie arbeitet nach demselben Prinzip und wird Strom für weitere 12.000 Haushalte liefern. Das PS-20-Solarfeld umfasst 1.255 Heliostaten und ihr Turm ist 160 m hoch.

Quelle: Abengoa-Website





## Fallstudie Invanpah 1 – Der bislang größte Stromvertrag für eine Solarturmanlage

Sonnige Aussichten für die Solarturmtechnik bietet das junge Unternehmen BrightSource Energy aus Nordkalifornien, das eine Hochtemperaturtechnik für dezentrale Solartürme mit hohem Wirkungsgrad entwickelt. BrightSource Energy hat den Bau von Anlagen beantragt, die insgesamt 400 MW an Strom in Invanpah, Nevada, liefern sollen und die von Unternehmen entwickelte verteilte Solarturmtechnologie (DPT = Distributed Power Solarturm) einsetzen. Kostenpunkt: ca. \$4500/kW. Für die technische Entwicklung hat das Unternehmen Luz II gegründet, eine 100%-ige Tochter von BrightSource Energy, die in den 80er Jahren die Entwicklung des SEGS verantwortlich war. Sobald das kalifornische Energieministerium seine Zustimmung erteilt hat, werden die ersten 100 MW bis 2010 installiert, die übrigen 300 MW sollen bald darauf folgen.

Quelle: Brightsource-Energy-Website

## Parabolschüssel

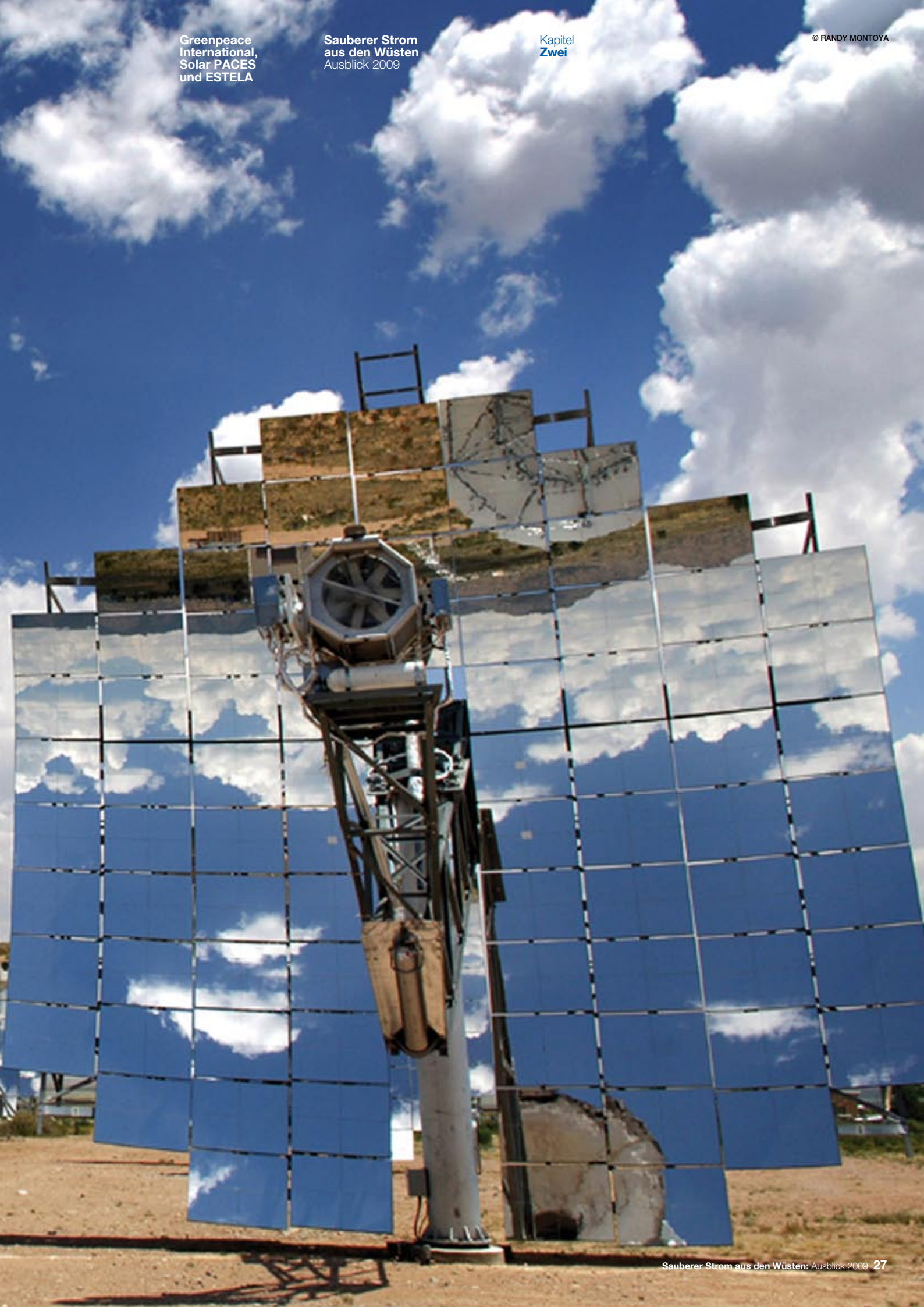
Paraboloidkonzentratoren sind einzelne Anlagen, bei denen ein Motorgenerator am Brennpunkt des Reflektors angebracht ist. Der Motorgenerator kann nach dem Prinzip eines Stirlingmotors oder einer kleinen Gasturbine arbeiten. Mehrere Prototypen von Schüsseln/Motoren wurden in den vergangenen 10 Jahren erfolgreich in Betrieb genommen, von 10 kW (Design von Schlaich, Bergemann und Partner), über 25 kW (SAIC) bis hin zu der über 100 kW liefernden „Big Dish“ der Australian National University. Wie alle auf Konzentratoren beruhenden Systeme, können auch sie zusätzlich mithilfe von fossilen Brennstoffen oder Biomasse betrieben werden, um jederzeit eine konstante Leistung zu erbringen. Aufgrund ihrer Größe sind sie besonders für die dezentrale Stromversorgung und für abgelegene, netzunabhängige Systeme geeignet.

Im Rahmen des europäischen EURO-DISH-Projektes wurde von einem europäischen Konsortium aus Partnern aus Industrie und Forschung ein kosteneffektiver 10-kW-Stirlingmotor für Parabolschüsseln entwickelt, der sich für die dezentrale Stromerzeugung eignet. Die von Stirling Energy Systems (SES) vertriebene Technik, „Solarcatcher“, ist ein 25 kW System bestehend aus einem Schüsselgerüst mit einem Durchmesser von 115 Zentimeter, welches 82 gekrümmte Reflektorflächen trägt, jedes mit einer Fläche von 90 mal 120 Zentimeter. Der Generator besteht aus einem 4-Zylinder-Stirlingmotor, der bis zu 25 kW Strom pro Einheit erzeugt. Im Jahr 2008 gab Sterling Energy Systems an, einen neuen Rekord bei der Umwandlung von Sonnenenergie in Strom erreicht zu haben: einen Wirkungsgrad von 31,25 Prozent in New Mexico.<sup>2</sup>

Die australische „Big-Dish“-Technik wird von Wizard Power auf den Markt gebracht und hat eine Fläche von 500 m<sup>2</sup>. Das Modell, das für den kommerziellen Einsatz vorbereitet wird, verwendet ein auf Ammoniak basierendes System zur Energiespeicherung und treibt damit einen thermochemischen Prozess an, der konzentrierte Sonnenenergie speichert bis sie zur Stromerzeugung benötigt wird. Somit wird der Strom auch nachts oder bei schlechtem Wetter weiterhin erzeugt, und liefert damit eine konstante Grundleistung und deckt gleichzeitig auch Spitzenlasten ab.

Parabolschüsselanlagen sind modular aufgebaut und können theoretisch zu riesigen Verbunden zusammenschaltet werden. Das Unternehmen SES hat einen Stromabnahmevertrag für einen Solarschüsselverbund in der Mojave-Wüste in Kalifornien abgeschlossen, für den über 20.000 Einheiten erforderlich wären. Allerdings ist dieses Projekt schon seit einigen Jahren im Gespräch, ohne dass bisher mit dem Bau begonnen wurde. In Australien, hat Wizard Technology, das Unternehmen, das die „Big Dish“ kommerziell eingeführt hat, ein Projekt in der Nähe Whyallas vorgeschlagen, welches in der Stahlverarbeitung eingesetzt würde und eine Leistung von 100 MW haben soll. Der Bau soll 2009 beginnen.

<sup>2</sup> Pressemitteilung vom 12. Februar 2008, Sandia, Stirling Energy Systems set new world record for solar-to-grid conversion efficiency, auf der Firmeninternetseite [www.stirlingenergy.com](http://www.stirlingenergy.com)



## Fresnel-Konzentrator

Lineare Fresnelkollektoren erregen zunehmend Aufmerksamkeit und werden vorwiegend von dem australischen Unternehmen Ausra (ehemals Solar Heat and Power) in den USA entwickelt. Im Jahr 2003 baute es eine 1-MW-Testanlage im Osten Australiens, die Dampf direkt in ein bestehendes Kohlekraftwerk einspeist. Diese Anlage wird gegenwärtig auf die doppelte Leistung ausgebaut; außerdem hat das Unternehmen in den USA eine 5-MW-Anlage in Betrieb und eine weitere Anlage mit 177 MW ist in Planung.

Die Fresnel-Spiegel werden in einer Fabrik in Nevada massengefertigt, welche automatisierte Schweiß-/Montagesysteme einsetzt. Die Fresnel-Bauform verwendet weniger teure Reflektormaterialien und Absorberkomponenten. Sie hat zwar einen geringeren optischen Wirkungsgrad und eine geringere Wärmeleistung, dies wird jedoch durch niedrigere Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten wieder wettgemacht. Das Fresnel-System sorgt außerdem für einen Halbschattenbereich unterhalb des Reflektors, was im Wüstenklima besonders nützlich sein kann. Die Reflektoren könnten – wie große Jalousien – Anbauflächen, Weideland und Wasserspeicher beschatten, sie so vor übermäßiger Verdunstung und nachts vor dem kalten Wüstenhimmel schützen.

## Fallstudie

### Fallstudie: Kimberlina – Der erste kommerzielle Fresnel-Konzentrator

Ausras solarthermisches Kraftwerk Kimberlina in Bakersfield, Kalifornien, ist die erste Anlage dieser Art in Nordamerika. Kimberlina war außerdem die erste solarthermische Anlage, die seit etwas 15 Jahren in Kalifornien den Betrieb aufgenommen hat. Die Reihen von Reflektoren der Kimberlina-Anlage wurden in einer speziell dafür gebauten Fabrik in Las Vegas, Nevada, gefertigt. Die solarthermischen Kollektoren werden bis zu 25 Megawatt (MW) Wärmeenergie erzeugen, die eine Dampfturbine im angrenzenden Kraftwerk antreiben soll. Bei Maximalleistung wird die Kimberlina-Anlage dem Betreiber zufolge genug Solardampf produzieren, um 5 MW erneuerbaren Stroms zu erzeugen, genug für bis zu 3.500 Haushalte in Zentralkalifornien.

Das Kraftwerk dient als Anschauungsprojekt für eine Technologie, die bereits als Zusatz zu einem Kohlekraftwerk in der Kohlebergbauregion Hunter Valley, in Australien, erprobt und sich bewährt hat. Der kompakte, lineare Fresnel-Reflektor erzeugt direkten Dampf und kann kostengünstiger gebaut werden als einige andere solarthermische Anlagen. Die direkte Erzeugung von Dampf vereinfacht die Integration in bestehende Systeme, entweder als Nachrüstung oder bei Neuanlagen. Das System erzeugt unmittelbar Dampf und Strom zu Preisen, die mit Spitzenerdgasressourcen mithalten können.

Ausra entwickelt inzwischen ein 177 MW, solarthermisches Kraftwerk für die Pacific Gas and Electric Company (PG&E) in Carrizo Plains, westlich von Bakersfield, mit Komponenten, die von seinem Nevada-Werk geliefert werden.

Quelle: Ausra Website



## Kostenentwicklung bei solarthermischen Kraftwerken

Die ausführlichsten Angaben stehen über die Kosten von Parabolrinnenanlagen zur Verfügung, da diese den Großteil der tatsächlich bis 2009 in Betrieb befindlichen Anlagen ausmachen. Schätzungen zufolge können neue Parabolrinnenanlagen, die die neusten Technologien mit bewährten Ergänzungen einsetzen und die unter Bedingungen wie im Südwesten der USA ausschließlich im Solarmodus betreiben werden, heute Strom für etwa 10 bis 12 US-Cent/kWh erzeugen. In Spanien sind die aufs Jahr umgerechneten Stromkosten, berechnet aus Bau- und Betriebskosten, bei dieser Parabolrinnentechnik etwas höher (bis zu 23 Eurocent/kWh), doch insgesamt sinkt der Preis.

Kommerzielle Erfahrungen mit den neun SEGS-Anlagen in Kalifornien, die zwischen 1986 und 1992 gebaut wurden und seither ununterbrochen in Betrieb sind, zeigen, dass die Kosten der Stromerzeugung 2004 um etwa zwei Drittel gesunken sind. Die erste 14-MWe-Anlage lieferte Strom zu 44 Cent/kWh, bei der letzten 80 MWe Anlage sank dieser Wert auf gerade einmal 17 Cent/kWh. Zum Vergleich: legt man den Wert des US-Dollars im Jahr 1985 zugrunde, lagen die Stromkosten der ersten 14-MWe-Anlage bei 25 Cent/kWh. Dank technischer Verbesserungen, der Erhöhung der MW-Leistung einzelner Anlagen, zunehmendem Einsatz, Konkurrenzdruck, Wärmespeicherung, neuer Wärmeleitmedien sowie besserer Betriebs- und Wartungsverfahren werden die Kosten von solarthermisch erzeugtem Strom voraussichtlich in Zukunft noch weiter sinken.

Wie bei allen solarthermischen Kraftwerken sind bei neuen Anlagen zunächst hohe Investitionen erforderlich. Im Verlauf der gesamten Betriebslebensdauer einer Anlage gehen 80% der Kosten auf den Bau und die damit verbundene Verschuldung zurück, lediglich 20% entstehen durch den Betrieb. Daher ist das Vertrauen der Finanzinstitute in die neue Technologie von entscheidender Bedeutung. Nur wenn die nötigen Mittel ohne hohe Risikozuschläge zur Verfügung gestellt werden, können solarthermische Kraftwerke mit fossilen Mittelastrafwerken preislich konkurrieren. Nachdem eine Anlage nach 25 bis 30 Jahren abbezahlt wurde, fallen nur noch Betriebskosten an, die derzeit bei ca. 3 Cent/kWh liegen. Der Strom ist dann billiger als jede Konkurrenztechnik, und nur mit Wasserkraftwerken vergleichbar, die längst abgeschrieben sind.

In Kalifornien hat es eine Unterbrechung von 15 Jahren zwischen dem Bau der letzten SEGS-IX-Anlage 1992 und den jüngsten Projekten gegeben: PS10 und Nevada Solar One mit Netzanschluss. Aus diesem Grund mussten neue Protagonisten in der Branche die Kosten und Risiken solarthermischer Kraftwerke für den heutigen Markt neu berechnen. Die Zahlen deuten darauf, dass die Betriebskosten von solarthermischen Anlagen nun in eine Phase ständiger Optimierung getreten und von 8 Cent/kWh auf knapp 3 Cent/kWh gefallen sind.<sup>3</sup> Inzwischen hat die Industrie Zugang zu einer neuen Generation von Parabolrinnenkomponenten mit verbesserter Leistung, welche die Betriebskosten weiter verbessern werden.

Über die wahren Marktkosten für Strom aus Anlagen mit anderen Technologien ist weniger bekannt, weil diese erst in den letzten Jahren gebaut wurden oder sich derzeit noch im Bau befinden. Allerdings geht man im Allgemeinen davon aus, dass Solartürme letztendlich Strom zu niedrigeren Preisen produzieren werden als Parabolrinnenanlagen. Für die anderen Technologien wird als Richtwert 12 US-Cent/kWh als zu unterbietendes Ziel gesehen.

## Wärmespeichertechnologien

Solarthermische Energie kann durch Hinzufügung von Wärmespeichern noch besser „abrufbar“ werden. Das heißt, die Anlage kann auch zu anderen Zeiten Strom zur Verfügung stellen, nicht nur bei starker Sonneneinstrahlung. Diese Technologie, die auch als TES (Thermal Energy Storage) bezeichnet wird, speichert einen Teil der Wärmeenergie, die durch das Solarfeld gesammelt wird, um sie später in Strom umzuwandeln. Die Speicherung erlaubt damit die Anpassung der Ausgangsleistung im Tagesverlauf an den tatsächlichen Bedarf und kann die Gesamtleistung einer Anlage mit gegebener maximaler Turbinenleistung erhöhen. Erreicht wird dies durch ein größeres Solarfeld, dessen überschüssige Energie gespeichert wird, bevor sie für die Turbine genutzt wird. An geeigneten Standorten kann die Anlage dann mit einem Nutzungsgrad von fast 100% betrieben und für die Grundlastversorgung genutzt werden.

Die unterschiedlichen Konfigurationen solarthermischer Kraftwerke verlangen nach maßgeschneiderten Wärmespeicherlösungen, welche auf die spezielle Zusammensetzung der Technologien abgestimmt ist, wie z. B. das primäre Arbeitsmedium, Betriebstemperatur und -druck, Nutzungsgrad und Ausgangsleistung. Die Realisierung effizienter und wirtschaftlicher TES-Systeme erfordert unterschiedliche Speichertechnologien, Materialien und Verfahren, um sämtliche Anforderungen an die Anlage zu erfüllen.

Bei den Speichertechnologien unterscheidet man „direkte“ von „indirekten“. Bei indirekten Verfahren wird das Speichermedium nicht unmittelbar von den Konzentratoren erhitzt. Indirekte Systeme verwenden stattdessen ein Wärmeträgermedium, meist synthetisches Öl, welches durch einen Wärmetauscher fließt und das Speichermedium indirekt erwärmt. Üblicherweise handelt es sich beim Wärmeträger um synthetisches Öl und beim Speichermedium um Salzschnmelzen.

### Indirekte Speicherung mittels Salzschnmelzen

Ein kommerzielles Beispiel für diese Technologie sind die Andasol-1-Anlagen in Südspanien. Diese Anlagen verwenden einen „kalten“ (ca. 290 °C) und einen „heißen“ (ca. 390 °C) Behälter mit Salzschnmelze. Jeder Behälter fasst ca. 29.000 Tonnen. Die kalte Schnmelze fließt durch einen Wärmetauscher mit Öl, das vom Konzentrator erhitzt wird, und wird dann für den späteren Einsatz im heißen Behälter gelagert. Um die Wärme wieder zurückzugewinnen wird der Kreislauf durch den Wärmetauscher umgekehrt und die Wärme wieder an das Öl abgegeben. Mit dieser Wärme wird dann Dampf für den Generator

erzeugt. Ein Vorteil dieses Verfahrens liegt darin, dass die Verwendung von Ölen als Wärmeträger eine erprobte und bewährte Technologie ist; der Nachteil ist, dass Wärmetauscher teuer sind und die Investitionskosten in die Höhe treiben.

### Direkte Speicherung von Dampf

Diese Technik kommt kommerziell in der PS10-Anlage zum Einsatz und ermöglicht um ca. 30 Minuten bis 1 Stunde längere Betriebszeiten. Da Druckbehälter für große Dampfmen gen und große Speichervolumen sehr teuer sind, ist die Speicherkapazität hier begrenzt. Es handelt sich hierbei im Prinzip um eine konventionelle Technologie. Diese Technik lässt sich am sinnvollsten als Pufferspeicher für Spitzenlasten einsetzen.

### Indirekte Speicherung mittels Beton

Der Einsatz von Beton als Wärmespeicher befindet sich bei verschiedenen Prototypanlagen in unterschiedlichen Entwicklungsstadien. Die bisherigen Ergebnisse sind allerdings positiv. Der Beton-„Speicher“ hat eine Betriebstemperatur von 400 – 500 °C, sein modularer und skalierbarer Aufbau erlaubt die Speicherung von 500 kWh bis 1000 MWh. Die Investitionskosten liegen derzeit bei etwa 30 Euro/kWh, Ziel ist es jedoch, diese auf weniger als 20 Euro/kWh zu senken. Die erste Generation von Speichermodulen hat ein Fassungsvermögen von 300 kWh und ist seit zwei Jahren in Betrieb. Die zweite Generation fasst 400 kWh und steht jetzt für den Einsatz in Demonstrationsanlagen zur Verfügung.

### Indirekte Speicherung mittels Phasenübergangsmaterialien

Diese Technologie befindet sich noch in der Entwicklung und verwendet den Schmelz-/Gefrierpunkt von Salzen wie Natrium- oder Kaliumnitraten zur Speicherung und Abgabe von Wärme zur Kondensation und Verdunstung von Dampf in direkten Dampfanlagen. Sie wurde bislang nur in verschiedenen Prototypanlagen erprobt, kommerzielle Anwendungen gibt es bislang nicht. In diesem System fließt das heiße Wärmeträgermedium durch ein in einem Phasenänderungsmaterial eingebettetes Rohr und überträgt die Wärme auf das Speichermedium. Der Hauptvorteil dieser Technologie liegt in der hohen Dichte und den niedrigen Kosten der Speichermedien. Ein Nachteil ist, dass die Temperatur des Mediums im festen Zustand während der Entladung sinkt, sodass die Wärmequelle keine konstante Temperatur aufweist. Bis dieses Verfahren kommerziell eingesetzt werden kann, müssen noch einige Entwicklungshürden überwunden werden.





# Andere Anwendungsbereiche

## Prozesswärme

Seit dem Greenpeace-Bericht 2005, hat solarthermische Energie in solchen Ländern Fuß gefasst, in denen politische und finanzielle Unterstützung bereitgestellt wurde. Nachdem sie nun heranreift, können wir über ihre traditionelle Verwendung in der Erzeugung von Haushaltsstrom hinausblicken und innovative Einsatzmöglichkeiten betrachten. Dabei sticht die solare Prozesswärme als intelligente und produktive Möglichkeit hervor, das Meiste aus diesen Technologien zu holen.

Viele Industriezweige benötigen für ihre Verfahren hohe Temperaturen, z. B. bei der Sterilisierung, für Kessel, zur Heizung und Absorptionskühlung. Eine von der Internationalen Energieagentur (IEA) in Auftrag gegebenen Studie<sup>4</sup> aus dem Jahr 2008 stellt fest, dass in verschiedenen Branchen, wie der Lebensmittel-, Wein- und Getränke-, Transportmittel-, Maschinenbau-, Textil-, Zellstoff- und Papierindustrie, etwa 27 % der Wärme bei mittleren Temperaturen (100 - 400°C) und 43% bei Temperaturen von über 400°C benötigt werden.

Parabolrinnen und lineare Fresnel-Konzentratoren eignen sich am besten für das Sammeln von Wärme für industrielle Verfahren. Sie könnten von einer ganzen Reihe von Industriezweigen mit mittleren bis hohen Wärmeanforderungen als wirtschaftliche Option für die Vorortinstallation erwogen werden. Der IEA-Studie zufolge sind die folgenden Branchen am besten für die Prozesswärme aus solarthermischen Anlagen geeignet: die Lebensmittel- (einschl. Wein- und Getränke-), Textil-, Transportmittel-, Metall und Kunststoff verarbeitende sowie die chemische Industrie. Zu den am besten geeigneten Anwendungsgebieten und Verfahren gehören Reinigung, Trocknung, Verdampfung und Destillation, Blanchieren, Pasteurisierung, Sterilisieren, Garen, Schmelzen, Lackieren und Oberflächenbehandlungen. Solarthermische Anlagen sollten auch für die Raumheizung und für die Kühlung von Fabrikgebäuden erwogen werden. Der Einsatz von Türmen und Schüsseln für Hochtemperaturverfahren, wie sie bei der Keramikverarbeitung vorkommen, wird ebenfalls untersucht.

## Entsalzung

Entsalzung ist ein Verfahren bei dem Meerwasser für die Bewohner trockener Gebiete in Trinkwasser und Wasser zur Bewässerung umgewandelt wird. Überall auf der Welt sind heute große Entsalzungsanlagen in Betrieb. Die meisten davon setzen auf Umkehrosmose, einige verwenden auch Destillationsverfahren. Großangelegte Entsalzung gilt bislang allerdings als umstritten, vor allem wegen der großen Energiemengen, die benötigt werden, und auch wegen der möglichen Schäden für Meereslebewesen – durch die Ansaugvorrichtungen und durch den Austritt hochkonzentrierter Salzlauge. Im Hinblick auf die Nachhaltigkeit gilt die großangelegte Entsalzung fast schon als ein „letzter Ausweg“ bei der Bewältigung des zunehmend trockenen Klimas. Bevorzugt werden eine effizientere Nutzung des verfügbaren Wassers, bessere Abrechnungsstrukturen, die Wiederaufbereitung von Abwasser, bessere Verteilung und fortschrittliche Bewässerungssysteme. Die meisten Anlagen werden entweder aus dem Netz mit Strom versorgt, oder unmittelbar mit Öl oder Gas betrieben. Aus klimapolitischer Sicht verschlimmern energiehungrige Entsalzungsanlagen das Problem nur noch, statt es zu lösen.

Mit der zunehmenden Verfügbarkeit und Bezahlbarkeit solarthermischer Verfahren, untersuchen einige Forscher allerdings auch, wie Entsalzung zur Lösung des Wasserproblems beitragen könnte. Standorte mit einer hohen Sonneneinstrahlung sind naturgemäß häufig auch Orte mit Wasserversorgungsproblemen. Eine 2007 vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) durchgeführte Studie<sup>5</sup> über den Einsatz von Solarenergie zur Entsalzung von Meerwasser hat sich mit dem Potenzial dieser Technologie befasst, Wasser für die großen Ballungsräume im Nahen Osten und in Nordafrika zur Verfügung zu stellen

<sup>4</sup> Vannoni, Battisti und Drigo (2008) Institut für Mechanik, Luft- und Raumfahrt – Universität Rom „La Sapienza“. Potenzial für Solarwärme in industriellen Prozessen, im Auftrag des Ausschusses für Solarwärme und -kühlung der Internationalen Energieagentur (IEA)

<sup>5</sup> Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), 2007, „Aqua-CSP: Concentrating Solar Power for Seawater Desalination“ Vollständiger Bericht abrufbar unter <http://www.dlr.de/tt/aqua-csp>

(die sogenannte MENA-Region). Diese Studie kam zu dem Schluss, dass die Solarressourcen der Region mehr als genug Energie für die Entsalzung liefern könnten, um das zunehmende „Wasserdefizit“ dieser Region wettzumachen. Der Bericht zeigt, dass nur vier der neunzehn Länder in der Region über mehr als 1000 Kubikmeter erneuerbares Frischwasser pro Person und Jahr verfügen, die allgemein als Grenze zur Wasserarmut gilt.

Die Studie weist darauf hin, dass das potentielle Wasserdefizit in der Region bei 50 Mrd. Kubikmeter pro Jahr liegt, und bis 2050 auf ca. 150 Mrd. Kubikmeter pro Jahr steigen wird. Sie sagt voraus, dass sich Energie aus solarthermischen Kraftwerken in den nächsten zwei Jahrzehnten zur kostengünstigsten Alternative entwickeln wird, mit Strompreisen unter 4 Cent/kWh und entsalztem Wasser zu weniger als 40 Eurocent pro Kubikmeter. Entscheidend ist die Erkenntnis, dass sich durch Wassermanagement und eine effiziente Nutzung, sowie verbesserte Verteilungs- und Bewässerungssysteme, die Wiederaufarbeitung und verbesserte Abrechnungsstrukturen etwa 50 % der Wasserdefizite in der MENA-Region langfristig vermeiden ließen. Die solare Entsalzung könnte somit bei der Lieferung der anderen Hälfte eine Rolle spielen, wobei sich mithilfe von „horizontalen, porösen Einlassrohren unter dem Meeresboden“ sowie fortgeschrittener Nanotechnologie für die Membrane, der Großteil der Umweltauswirkungen vermeiden lässt, die für lebende Systeme durch die Einführung hoher Salzkonzentration entstehen.

Das DLR meint, die am besten geeignete technische Konstellation wäre entweder der Einsatz von solarthermischen Kraftwerken, die Strom für die Membranentsalzung durch Umkehrosmose liefern, oder von solarthermischen Kraftwerken, die sowohl Strom als auch Wärme für eine direkte, thermische Multi-Effekt-Destillation (MED) liefern. Derzeit wird das meiste entsalzte Wasser in der MENA-Region durch mehrstufige Entspannungsverdampfung (MSF = Multi-Stage-Flash) entsalzen. Dies gilt aber angesichts des hohen Energiebedarfs nicht als praktikable künftige Alternative für die solarbetriebene Entsalzung.

Die Schlussfolgerung daraus ist, dass fortschrittliche solarthermische Anlagen in der Lage sind, sauberere Entsalzungsanlagen mit Energie zu versorgen. Diese hätten im Vergleich zu den heutigen, herkömmlichen Entsalzungsanlagen extrem geringe Umweltauswirkungen, bei ca. 20% höheren Investitionskosten aber unter Verwendung einer Energiequelle, die deutlich günstiger ist, als die heutigen fossilen Brennstoffe.

Die individuellen Anlagenstandorte müssten sehr sorgfältig gewählt werden, um ein rasche Abwassereinleitung und Verdünnung der Salzlauge zu gestatten. Außerdem müsste eine sorgfältige Umweltanalyse dafür sorgen, dass wichtige Meereslebewesen nicht beeinträchtigt werden. Ein immer trockeneres Klima ist eine Folge der Klimaerwärmung durch fossile Brennstoffe. Da solarthermische Kraftwerke ohnehin mit heißen, trockenen Regionen vereinbar sind, könnten sie bei der Energieversorgung künftiger Entsalzungsanlagen zur Unterstützung der Bewohner eine Rolle spielen.

## Solarbrennstoffe

Die Entwicklung solarer Brennstoffe schreitet rasch voran. Dabei geht es darum, große Mengen kostengünstiger Brennstoffe direkt aus dem Sonnenlicht herzustellen. Bei einigen handelt es sich um eine Mischung aus fossilen Brennstoffen mit einem solaren Beitrag, wodurch der Anteil an Treibhausgasen gesenkt wird. Langfristig gilt es aber, Solarbrennstofftechnologien zu entwickeln, die unabhängig von jeglichen fossilen Brennstoffen sind.

Viel Aufmerksamkeit gilt Wasserstoff (H<sub>2</sub>), einer möglicherweise sauberen Alternative zu fossilen Brennstoffen, besonders für den Einsatz im Transportwesen. Zurzeit wird Wasserstoff noch zu über 90% mithilfe von Wärme aus fossilen Brennstoffen – hauptsächlich Erdgas – hergestellt. Wasserstoff, der aus Sonnenenergie gewonnen wird, wäre eine vollkommen saubere Technik ohne schädliche Abfallprodukte und ohne klimaverändernde Nebenprodukte. Das ist die Vision, die im „Europäischen Plan für Wasserstoff und Brennstoffzellen“ der Europäischen Kommission skizziert wird, der sich bis zum Jahr 2050 erstreckt.

Solarbrennstoffe wie Wasserstoff lassen sich auf verschiedene Weise nutzen: zur „Aufwertung“ von fossilen Brennstoffen, die zur Wärmeproduktion verfeuert werden; um Turbinen oder Motoren zu betreiben, die Strom oder Bewegung erzeugen; oder zur Stromerzeugung in Brennstoffzellen und Batterien. Wenn Energie in einem Brennstoff wie Wasserstoff gespeichert wird, kann sie bei Bedarf zurückgewonnen werden und ist auch dann verfügbar, wenn die Sonne nicht scheint. Eine saubere Wasserstoffproduktion würde auf Wasser (H<sub>2</sub>O) und Energie aus erneuerbaren Quellen beruhen.

6 Meier, A., Sattler, C.,  
(2008) Solar Fuels from  
Concentrated Sunlight,  
veröffentlicht von SolarPACES,  
www.solarpaces.org

Zur Herstellung lagerbarer und transportierbarer Brennstoffe aus Sonnenenergie stehen im Grunde genommen drei Alternativen zur Verfügung:

- **Elektrochemische Verfahren:** photovoltaische oder solarthermische Anlagen produzieren Strom, der einen elektrolytischen Prozess speist
- **Photochemische/photobiologische Verfahren:** unmittelbare Nutzung der Photonenenergie der Sonne, um photochemische und photobiologische Prozesse zu speisen
- **Thermochemische Verfahren:** Solarwärme erzeugt hohe Temperaturen, anschließend kommt es zu einem endothermen, thermochemischen Prozess.

Für die künftige Massenproduktion von Solarbrennstoffen eignen sich Solartürme am besten, weil sie dank ihres hohen Konzentrationsverhältnisses in der Lage sind, die notwendigen hohen Temperaturen ( $> 1000^{\circ}\text{C}$ ) zu erzeugen.

Um die notwendige Energierevolution vollziehen zu können, müssen die derzeitigen Verfahren zur Herstellung und Verteilung von Brennstoffen und Strom grundlegend überarbeitet werden. Erstens wird zur Speicherung der durch erneuerbare Quellen erzeugten Energie eine Massenproduktion von Solarwasserstoff erforderlich sein. Zweitens sind viele davon überzeugt, unser Transportwesen und unsere Mobilität werden voraussichtlich eher auf nachhaltige Brennstoffe als auf Strom beruhen.

Das „World Energy Technology Outlook“ Szenario der Europäischen Union sagt voraus, dass die Wasserstoffnachfrage bis 2050 ungefähr 1 Mrd. Tonnen Erdöl entsprechen wird. Ein praktikabler Weg zu dieser Produktion ist der Einsatz von Strom aus solarthermischen Kraftwerken, mit anschließender Elektrolyse von Wasser. Dies kann als Richtwert für andere Alternativen betrachtet werden, die die Möglichkeit der energieeffizienten Massenproduktion von Wasserstoff bergen.

## Kostenüberlegungen

Die voraussichtlichen Kosten von Wasserstoff, der durch solarthermische Kraftwerke und Elektrolyse erzeugt wird, liegen zwischen 15 und 20 US-Cent/kWh, oder USD 5,90 bis USD 7,90 pro Kilogramm  $\text{H}_2$  (wenn man einen solarthermischen Strompreis von 8 Cent/kWh voraussetzt).

Die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit der Solarbrennstoffproduktion hängt von den Kosten von fossilen Brennstoffen ab und von den Maßnahmen, die wir ergreifen müssen, um das Weltklima zu schützen, indem wir unsere  $\text{CO}_2$ -Emissionen drastisch senken. Sowohl die US-Energiebehörde als auch die Europäische Kommission haben klare Vorstellungen von der künftigen Wasserstoffwirtschaft, mit festen Zielen für die Wasserstoffproduktionskosten. Die US-Vorgabe für 2017 ist \$3/gge (gasoline gallon equivalent; 1 gge entspricht ungefähr 1 kg  $\text{H}_2$ ), und die EU-Vorgabe für 2020 ist € 3,50/kg.<sup>6</sup>

Die Wirtschaftlichkeit einer großangelegten Solarwasserstoffproduktion wurde in verschiedenen Studien untersucht. Diese deuten darauf, dass die solarthermische Herstellung von  $\text{H}_2$  langfristig mit der Elektrolyse von Wasser mittels solargenerierten Stroms mithalten kann. Wie schon oben erklärt, kann das Verfahren bei den aktuellen Brennstoffpreisen sogar gegenüber konventionellen fossilen Verfahren konkurrenzfähig sein, besonders wenn  $\text{CO}_2$ -Zertifikate für Schutz- und Vermeidungsmaßnahmen eingesetzt werden.

Dazu bedarf es weiterer F&E und großangelegter Demonstrationsanlagen für Solarbrennstoffe. Die erreichbaren Wirkungsgrade würden dadurch erhöht und die Investitionskosten für Material und Komponenten gesenkt. Wenn immer mehr kommerzielle solarthermische Kraftwerke – besonders Solartürme – in Betrieb genommen werden, sinken die Kosten von solarthermisch erzeugtem  $\text{H}_2$ , da Heliostate zu den teuersten Komponenten einer Anlage gehören.



# Marktlage nach Region

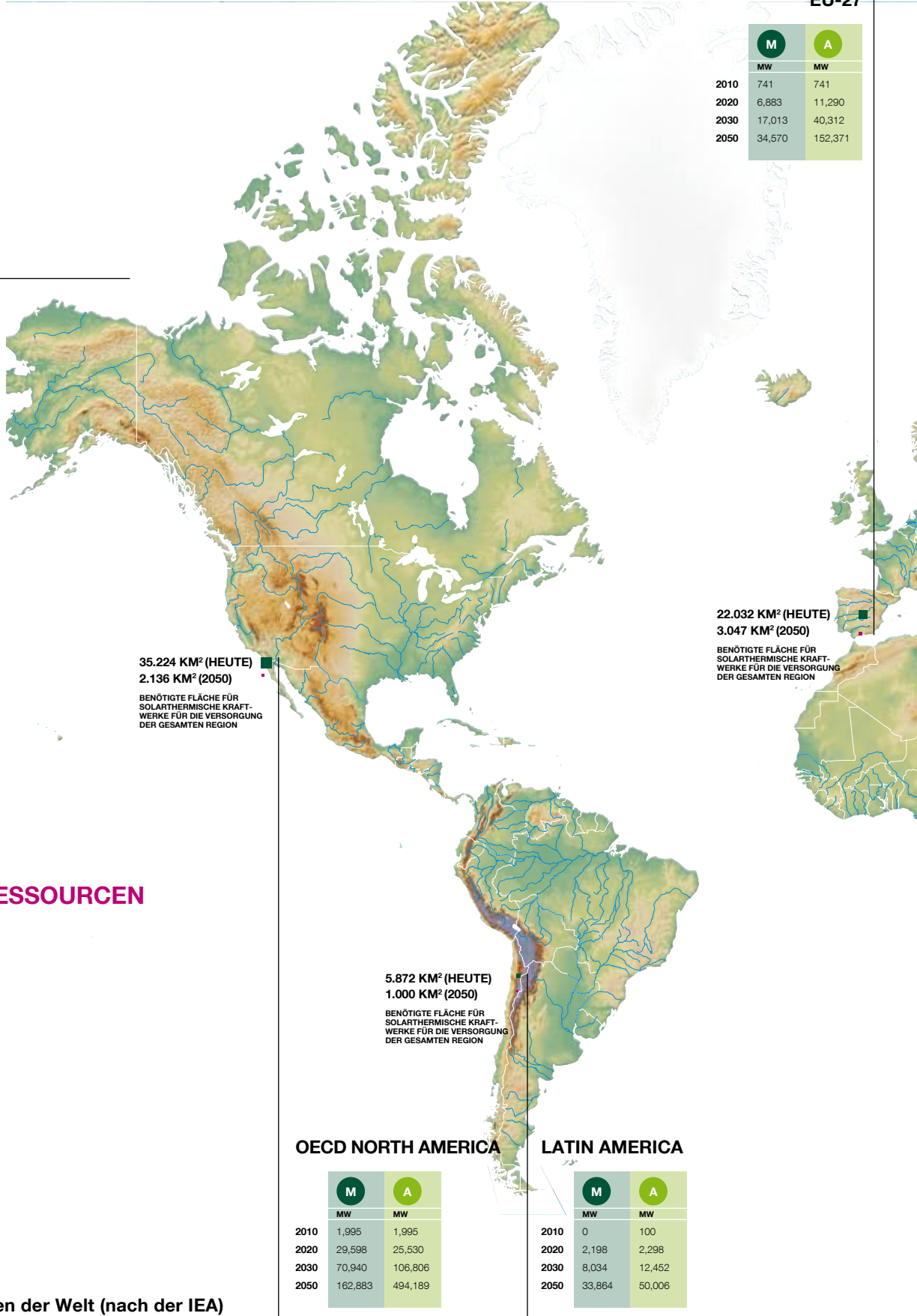
## Globaler Überblick

Die aufs Jahr umgerechneten Stromkosten, berechnet aus Bau- und Betriebskosten, für Solarkraftwerke hängen sowohl von den verfügbaren solaren Ressourcen als auch von den Entwicklungskosten der Investition, Finanzierung und des Betriebs ab. Die umgerechneten Stromkosten von Anlagen im Südwesten der USA und in Oberägypten sind 20-30% niedriger als die von Anlagen in Südspanien oder an der nordafrikanischen Küste, die denselben Preis- und Finanzierungsbedingungen unterliegen. Das liegt daran, dass die Energiemenge an direkter Sonnenstrahlung bis zu 30% höher ist (2600 – 2800 gegenüber 2000 – 2100 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr). In Frankreich, Italien und Portugal sind die solaren Ressourcen noch niedriger. Die besten solaren Ressourcen der Welt findet man in den Wüsten Südafrikas und Chiles, wo das direkte Sonnenlicht fast 3000 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr leistet. Die Rentabilität eines Projektes hängt sowohl von den am Standort verfügbaren solaren Ressourcen als auch von den Stromverkaufskonditionen ab.

Wenn der Stromabnahmepreis vor Ort nicht die Produktionskosten deckt, können Anreize oder gestützte Kredite die Preislücke zwischen Stromkosten und Stromtarif decken. Umweltbezogene Marktmechanismen wie Zertifikate für erneuerbare Energien können zusätzliche Einnahmen bringen – besonders in Entwicklungsländern. Sämtliche solarthermischen Kraftwerke in den USA wurden von den Entwicklern und/oder Zulieferern/Bauunternehmen vorfinanziert. Erst nach der erfolgreichen Inbetriebnahme erhielten sie Projektfinanzierungshilfen ohne Rückgriffmöglichkeit. Dagegen haben alle solarthermischen Projekte in Spanien Projektfinanzierungshilfen ohne Rückgriffmöglichkeit für den Bau erhalten. Vor dem Finanzabschluss fand eine ausführliche, sorgfältige Prüfung statt, und nur führende Generalunternehmer wurden von den Banken akzeptiert, welche langfristige Zahlungsgarantien mit hohen Nichterfüllungsstrafen verlangten.

Die „Bankfähigkeit“ des Ertragsflusses ist bei Projektfinanzierungen in Algerien, Spanien und den USA von entscheidender Bedeutung gewesen. Dafür gibt es verschiedene Ansätze, wie z. B. langfristige Stromabnahmeverträge und Einspeisetarife. In den Jahren der Projektentwicklung waren allerdings erhebliche Anstrengungen nötig, um die größten Hindernisse und Barrieren für die Bankfähigkeit zu überwinden. Eine erhebliche Barriere für die Industrie bestand in Spanien darin, dass die Regierung das Recht hat, Tarife von Jahr zu Jahr zu verändern. Dadurch bestand keine langfristige Planungssicherheit. Diese Barriere wurde durch eine neue Fassung des Einspeisegesetzes aus dem Weg geräumt, das nun die Festlegung von Solarstromtarifen für einen Zeitraum von 25 Jahren gestattet. Ein wichtiges Hindernis in den USA war der kurze Zeitraum über den Investitionen steuerlich angerechnet werden konnten; dieser wurde vor kurzem verlängert.

Map 1 CSP



ERNEUERBARE RESSOURCEN

CSP

**LEGENDE**

- M MODERAT
- A EHRGEIZIG

0 1.500 KM

Tabelle 4.1: Spezifizierung in Regionen der Welt (nach der IEA)

OECD EUROPE	OECD NORTH AMERICA	OECD PACIFIC	TRANSITION ECONOMIES	CHINA	REST OF DEVELOPING ASIA
Austria, Belgium, Czech Republic, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Luxembourg, the Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Slovak Republic, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey, United Kingdom	Canada, Mexico, United States of America	Australia, Japan, Korea (South), New Zealand	Albania, Armenia, Azerbaijan, Belarus, Bosnia-Herzegovina, Bulgaria, Croatia, Estonia, Serbia and Montenegro, the former Republic of Macedonia, Georgia, Kazakhstan, Kyrgyzstan, Latvia, Lithuania, Moldova, Romania, Russia, Slovenia, Tajikistan, Turkmenistan, Ukraine, Uzbekistan, Cyprus <sup>1)</sup> , Malta <sup>1)</sup>	People's Republic of China including Hongkong	Afghanistan, Bangladesh, Bhutan, Brunei, Cambodia, Chinese Taipei, Fiji, French Polynesia, Indonesia, Kiribati, Democratic People's Republic of Korea, Laos, Macao, Malaysia, Maldives, Mongolia, Myanmar, Nepal, New Caledonia, Pakistan, Papua New Guinea, Philippines, Samoa, Singapore, Solomon Islands, Sri Lanka, Thailand, Vietnam, Vanuatu

1) Allocation of Cyprus and Malta to Transition Economies because of statistical reasons

## MIDDLE EAST

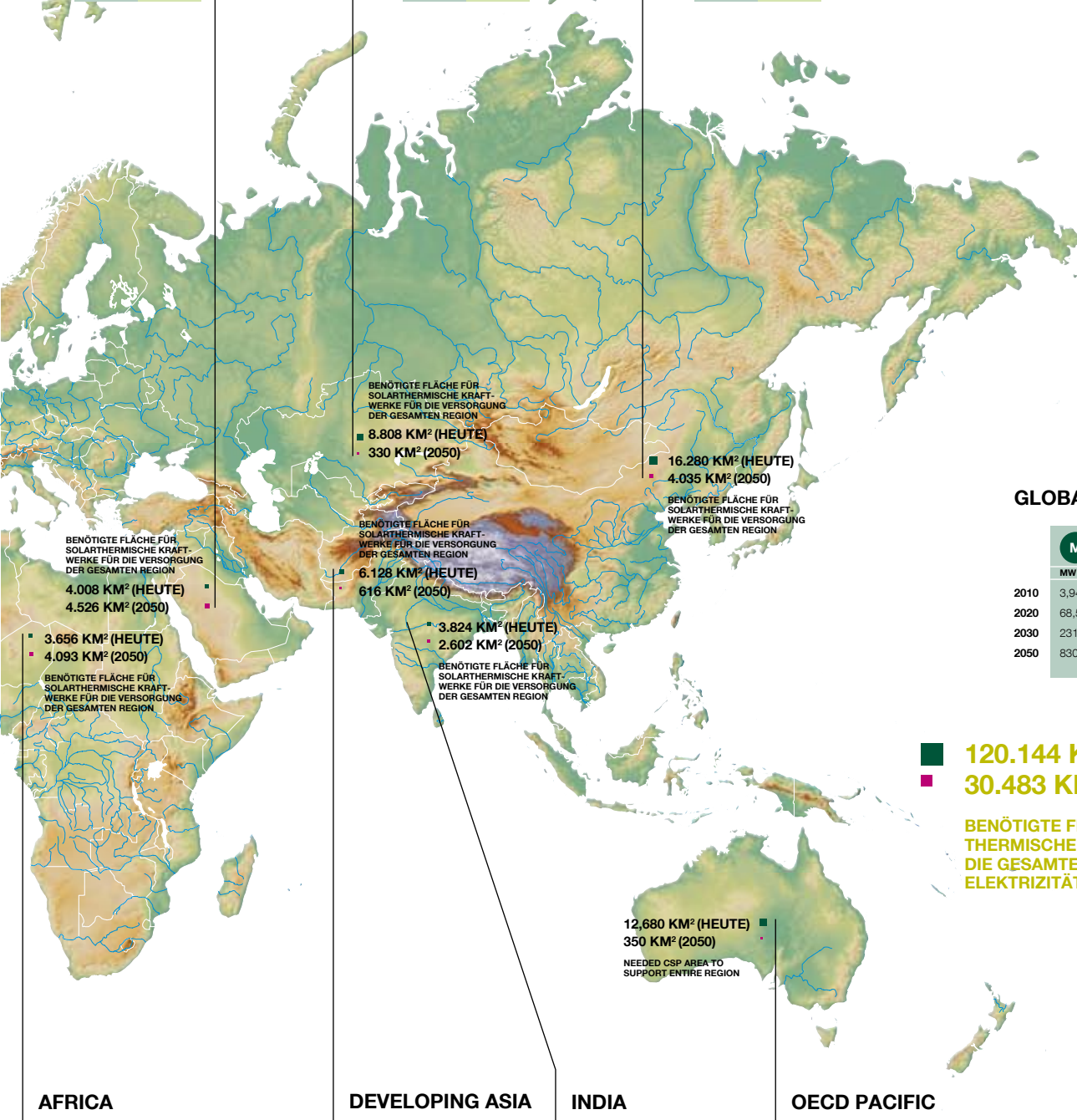
	M	A
	MW	MW
2010	762	762
2020	9,094	15,949
2030	43,457	56,333
2050	196,192	226,323

## TRANSITION ECONOMIES

	M	A
	MW	MW
2010	0	0
2020	328	474
2030	1,730	2,027
2050	3,090	16,502

## CHINA

	M	A
	MW	MW
2010	30	50
2020	8,334	8,650
2030	37,481	44,410
2050	156,360	201,732



## GLOBAL

	M	A
	MW	MW
2010	3,945	4,085
2020	68,584	84,336
2030	231,332	342,301
2050	830,707	1,524,172

**120.144 KM<sup>2</sup> (HEUTE)**  
**30.483 KM<sup>2</sup> (2050)**

**BENÖTIGTE FLÄCHE FÜR SOLARTHERMISCHE KRAFTWERKE UM DIE GESAMTE NACHFRAGE NACH ELEKTRIZITÄT DERZEIT ZU DECKEN**

## AFRICA

	M	A
	MW	MW
2010	150	150
2020	3,968	4,764
2030	22,735	31,238
2050	110,732	204,646

## DEVELOPING ASIA

	M	A
	MW	MW
2010	0	0
2020	2,441	2,575
2030	8,386	9,655
2050	23,669	30,818

## INDIA

	M	A
	MW	MW
2010	30	50
2020	2,760	3,179
2030	15,815	21,491
2050	97,765	130,083

## OECD PACIFIC

	M	A
	MW	MW
2010	0	238
2020	2,848	9,000
2030	8,034	17,500
2050	33,864	17,501

## INDIA LATIN AMERICA

India, Antigua and Barbuda, Argentina, Bahamas, Barbados, Belize, Bermuda, Bolivia, Brazil, Chile, Colombia, Costa Rica, Cuba, Dominican Republic, Ecuador, El Salvador, French Guiana, Grenada, Guadeloupe, Guatemala, Guyana, Haiti, Honduras, Jamaica, Martinique, Netherlands Antilles, Nicaragua, Panama, Paraguay, Peru, St. Kitts-Nevis-Anguilla, Saint Lucia, St. Vincent and Grenadines, Suriname, Trinidad and Tobago, Uruguay, Venezuela

## AFRICA

Algeria, Angola, Benin, Botswana, Burkina Faso, Burundi, Cameroon, Cape Verde, Central African Republic, Chad, Comoros, Congo, Democratic Republic of Congo, Cote d'Ivoire, Djibouti, Egypt, Equatorial Guinea, Eritrea, Ethiopia, Gabon, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Kenya, Lesotho, Liberia, Libya, Madagascar, Malawi, Mali, Mauritania, Mauritius, Morocco, Mozambique, Namibia, Niger, Nigeria, Reunion, Rwanda, Sao Tome and Principe, Senegal, Seychelles, Sierra Leone, Somalia, South Africa, Sudan, Swaziland, United Republic of Tanzania, Togo, Tunisia, Uganda, Zambia, Zimbabwe

## MIDDLE EAST

Bahrain, Iran, Iraq, Israel, Jordan, Kuwait, Lebanon, Oman, Qatar, Saudi Arabia, Syria, United Arab Emirates, Yemen

## Naher Osten und Indien

---

### Israel

Im Jahr 2002 erklärte das israelische Infrastrukturministerium, das für den Energiesektor zuständig ist, solarthermische Kraftwerke zu einer strategischen Komponente des Strommarktes. Ab September 2006 führte Israel Einleitungsanreize für unabhängige Hersteller von Solarstrom ein, die 20 Jahre gelten. Dieser Schritt folgte einer Machbarkeitsstudie zu CSP-Anreizen, die 2003 durchgeführt und von der israelischen Behörde für Versorgungsbetriebe (PUA) ausgewertet wurde. Daraufhin veröffentlichte Greenpeace eine Kosten-Nutzen-Analyse für Solarenergie in Israel, die zu dem Schluss kam, dass das Land bis zum Jahr 2025 an die 2,000 MW Solarstrom verwenden könnte.

Israel bietet nun als Anreiz für Solarstrom einen Einspeisetarif von ca. 16,3 US-Cent/kWh (November, 2006) bei einer installierten Leistung von 20 MWe und einem maximalen fossilen Backup von 30% des produzierten Stroms. Der Tarif für kleinere Anlagen von 100 kW bis 20 MW liegt bei ca. 20,4 US-Cent/kWh für die ersten 20 Jahre (November 2006).

Im Februar 2007, ordnete das israelische Ministerium den Bau eines solarthermischen Kraftwerkes an einem bereits genehmigten Standort in Ashalim, im Süden Israels, an. Das Projekt besteht aus zwei solarthermischen Anlagen, jeweils mit einer ungefähren installierten Leistung von 80 MW bis 125 MW, die zusammen bis zu 220 MW erbringen, sowie einem photovoltaischen Kraftwerk mit einer installierten Leistung von ungefähr 15 MW und der Option einer Erhöhung um weitere 15 MW. Beim Vorabverfahren des Ministeriums 2008 gingen sieben Entwürfe für die solarthermischen Anlagen und zehn Entwürfe für die photovoltaische Anlage ein. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt hat die Regierung ausführlichere Angebote angefordert, und Ende 2009 wird bekannt gegeben, wer den Zuschlag erhalten hat. Der Bau soll denn voraussichtlich zwischen 2010 und 2012 erfolgen.

### Türkei

Die Türkei verfügt im Vergleich zum europäischen Durchschnitt über erhebliches Potenzial im Bereich der Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Geothermie und der Verbrennung von Biomasse. Das türkische Gesamtpotenzial für Solarenergie liegt bei 131 TWh pro Jahr, und die Solarenergieproduktion soll 2010 2,2 TWh und 2020 4,2 TWh erreichen. Die Türkei hat im Mai 2005 ihr erstes Gesetz erlassen, das sich ausdrücklich mit regenerativen Energien befasst (das „Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Energien zum Zwecke der Stromerzeugung“). Dieses Gesetz über erneuerbare Energien arbeitet mit „Zertifikaten für erneuerbare Energien“.

Das Gesetz führt feste Tarife für Strom aus erneuerbaren Quellen ein, sowie eine Abnahmepflicht für Versorgungsunternehmen, die Verkaufslizenzen der zertifizierten Erzeuger von erneuerbaren Energien besitzen. Der Preis für Strom, der in Rahmen dieser Verordnung gekauft wird, wird von der Energiemarktregulierungsbehörde EMRA festgelegt. Der Anfangspreis lag im Jahr 2007 bei 9,13 YKr/kWh, (ca. 5,2 Eurocent/kWh) für die ersten zehn Betriebsjahre einer entsprechenden Anlage zur Versorgung aus erneuerbaren Energien.

Derzeit werden Ergänzungen zu diesem Gesetz über erneuerbare Energien beschlossen. Der Gesetzentwurf sieht unter anderem vor, Einspeisetarife für solarthermischen Strom in den ersten zehn Jahren eines 20-jährigen Zeitraums auf 24 Eurocent/kWh und in den zweiten zehn Jahren auf 20 Eurocent/kWh zu gewähren. Die Gesetzgeber diskutieren außerdem über einen zusätzlichen Tarif für die ersten fünf Jahre sofern mindestens 40% der Anlagenkomponenten in der Türkei hergestellt werden. Bis zum Erscheinen dieses Berichtes könnte es weitere Änderungen an dem Gesetzentwurf und dem Endergebnis in der Türkei geben.



- 7 DLR-Website (Institut für Technische Thermodynamik) [http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422\\_read-10370/](http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-10370/)
- 8 Rat des Ministerpräsidenten zum Klimawandel, Indische Regierung (2008) Nationaler Aktionsplan zum Klimawandel.
- 9 Ministerium für neue und erneuerbare Energien (2008) Guidelines for Generation-Based Incentive – Grid Interactive Solar Thermal Power Generation [http://www.mnre.gov.in/pdf/guidelines\\_stpg.pdf](http://www.mnre.gov.in/pdf/guidelines_stpg.pdf), abgerufen am 27.4.09

## **Jordanien**

In Jordanien besteht schon seit langem ein erhebliches Interesse an großangelegten solarthermischen Kraftwerken. Vor mehr als zehn Jahren schlug Phoebus, ein in Europa ansässiges Industriekonsortium, den Bau eines volumetrischen 30-MW-Solarturms vor. Die vollständige Projektentwicklung wurde jedoch durch den Beginn des Golfkrieges verzögert. 1997 besuchte ein START-Team (Solar Thermal Analysis, Review and Training = Analyse, Begutachtung und Ausbildung für solarthermische Energie), bestehend aus IEA/SolarPACES-Vertretern aus Ägypten, Deutschland, Israel, Spanien, der Schweiz und den USA, mit Gastbeobachtern aus der Europäischen Union, ebenfalls Jordanien. Gastgeber war Jordaniens nationales Stromversorgungsunternehmen.

Im Jahr 2002 veröffentlichte die Regierung einen aktuellen Branchenbericht, der besagte, dass die erste 100-150 MW-Hybridsolaranlage bis 2005 in Quwairah in Betrieb sein sollte. Den Zuschlag bekam Solar Millennium, doch die Arbeiten scheinen sich zu verzögern, da keine weiteren Informationen über den aktuellen Stand verfügbar sind.

Ein Konsortium verschiedener Forschungseinrichtungen begann 2007 eine Studie über den Einsatz von Solarenergie in großangelegten solaren Entsalzungsanlagen. Die Studie ist ein erster Schritt vor dem Bau einer Pilotanlage zur solaren Entsalzung, die Gemeinden in Israel und Jordanien zugutekommen soll.<sup>7</sup>

## **Vereinigte Arabische Emirate**

Die VAE, darunter besonders Abu Dhabi, haben eine wichtige Initiative ins Leben gerufen, um erneuerbare Energien in einer gesamten Stadt zu nutzen, die sich zurzeit in der Entwicklung befindet. Damit wollen sie ihre Kapazitäten in diesem künftigen Schlüsselbereich der Weltwirtschaft ausbauen. Die Erschließung wird vor allem von dem Unternehmen MASDAR (das arabische Wort für Quelle) betrieben, das mehrere Projekte für erneuerbaren Energien ins Leben gerufen hat, darunter ein 100 MW, ausschließlich solarthermisches Kraftwerk, dessen Bau im Laufe von 2009 beginnen sollte.

## **India**

Indien verfügt über sehr vielversprechende solare Ressourcen: die jährliche globale Einstrahlung liegt bei 1600 bis 2200 kWh/m<sup>2</sup>, was für tropische und subtropische Regionen typisch ist. Die indische Regierung schätzt, dass gerade 1% von Indiens Bodenfläche nötig wäre, um seinen Energiebedarf bis 2030 zu decken.<sup>8</sup> Der nationale Aktionsplan zum Klimawandel (National Action Plan on Climate Change) sieht einige speziellen politischen Maßnahmen vor, darunter Forschung und Entwicklung zur Senkung der Produktions- und Wartungskosten, die Errichtung eines Forschungszentrums für Solarenergie und die Zielvorgabe, bis 2017 mindestens 1000 MW durch solarthermische Kraftwerke in Indien zu erzeugen. Das erklärte letztendliche Ziel der Solarmission ist es, in den nächsten 20 bis 25 Jahren eine Basisversorgung sowie eine abrufbare solarthermische Versorgung zu wettbewerbsfähigen Preisen im Vergleich zu fossilen Brennstoffen zu etablieren. Die indische Regierung erprobt zurzeit einen Einspeisetarif für Solarstrom von bis zu 10 Rupien/kWh (19 US-Cent), bei einem zehnjährigen Betrieb, mit einer Obergrenze von 10 MW pro Bundesstaat.<sup>9</sup> International scheint ein erneutes Interesse an Indien zu bestehen. Im März gab das junge kalifornische Unternehmen eSolar bekannt, es habe ein Lizenzabkommen für seine Solartechnologie abgeschlossen; vorgesehen sei der Bau von Solarfarmen in Indien mit bis zu 1 Gigawatt in den nächsten zehn Jahren.

## **Iran**

Die Islamische Republik Iran hat Interesse an Technologien für erneuerbare Energien bekundet, darunter auch Sonnenenergie, und ist bestrebt, ihre üppigen solaren Ressourcen mittels CSP-Technologie zu erschließen. Die Regierung möchte außerdem ihre Stromerzeugung diversifizieren, um nicht auf Öl- und Erdgasreserven angewiesen zu sein. 1997 führte das Unternehmen Iranian Power Development Company eine umfassende Machbarkeitsstudie zu einem integrierten Kombisolarkraftwerk mit Rinnenkonzentratoren von dem Forschungszentrum für Elektrischen Strom (heute: NIROO-Forschungsinstitut) und Fichtner (heute: Fichtner Solar) durch. Esfahan, Fars, Kerman und Yazd sind alle ausgezeichnete Regionen für die Errichtung solarthermischer Kraftwerke im Iran. Schließlich wurde jedoch die Provinz Yazd, deren gesamte Hochebene eine jährliche Direkt-Normal-Strahlung von über 2.500 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr aufweist, für die erste Anlage gewählt. Seither wurden keine neuen Marktentwicklungen bekanntgegeben.

## Nord- und Südafrika

---

### Algerien

Algerien verfügt über ausgezeichnete solare Ressource von über 2.000 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr an direktem Sonnenlicht. Auf nationaler Ebene gilt das Ziel, 10-15% des Energiebedarfs bis 2030 aus erneuerbaren Quellen zu decken. Algerien hat sich innenpolitisch verpflichtet, den Solaranteil seiner gesamten Energieproduktion bis 2010 auf 5% zu erhöhen. Darüber hinaus möchte es aber eine enge Partnerschaft mit der Europäischen Union eingehen, wobei algerische Anlagen Ökostrom liefern würden, den Europa zur Erfüllung seiner eigenen Zielvorgaben benötigt. Ein neues Unternehmen, New Energy Algeria (NEAL), wurde gegründet, um die Zusammenarbeit der lokalen und internationalen Privatsektoren zu fördern.

Im März 2004 beschloss die algerische Regierung als erstes OECD-Land ein Einspeisegesetz, das erhöhte Tarifen für die Erzeugung erneuerbaren Stroms vorsieht: das „Décret Exécutif 04-92“ wurde im Offiziellen Journal von Algerien, Nr. 19, veröffentlicht und sollte die Produktion von Solarstrom in integrierten solaren Kombikraftwerken (ISCC-Anlagen) fördern. Dieses Dekret schreibt Spitzenpreise für Strom aus ISCC-Anlagen fest, je nach deren Solaranteil: bei einem Solaranteil von 5-10% kann ein Tarif von 100% berechnet werden, bei einem Solaranteil von über 20% können bis zu 200% des üblichen Tarifs berechnet werden.

NEAL veranstaltete eine Ausschreibung für seine 150-MW-SSC-Anlage mit einem Solaranteil von 25 MWe aus Parabolrinnen. Vorgegeben wurde ein Tarif von unter 6 Cent/kWh, mit einem Solaranteil von über 5% und einem internen Zinsfuß von 10 bis 16%. Die Abengoa-Gruppe erhielt den Zuschlag, und ihr solarthermisches Kraftwerk wird inzwischen in Hassi R'mel gebaut. Zwei weitere Projekte sind geplant: zwei 400 MW-SSC-Anlagen mit einem solarthermischem Anteil von jeweils 70 MW, die zwischen 2010 und 2015 entstehen sollen.

### Marokko

Marokko führte 1992 mit EU-Mitteln in einer Vorabmachbarkeitsstudie eine Untersuchung über solarthermische Kraftwerke durch. 1999 gewährte die Globale Umweltfazilität (GEF) dem nationalen Stromversorger ONE einen Zuschuss von USD 700.000, um die technischen Spezifikationen und Ausschreibungsunterlagen zu erarbeiten und die Angebote für ein 228 MWe-SSC-System mit einem 30 MWe-Solarfeld von ca. 200.000 m<sup>2</sup> auszuwerten. Ein GEF-Zuschuss von USD 50 Mio. deckt die Mehrkosten der solaren Komponente. Aufgrund des geringen Interesses, wurde das Projekt abgeändert: nun ging es um ein schlüsselfertiges Kraftwerk in Verbindung mit einem fünfjährigen Betriebs- und Wartungsvertrag. 2004 wurde eine allgemeine Beschaffungsausschreibung veröffentlicht, die bei der Industrie eine stärkere Reaktion hervorrief. Vier internationale Konsortien bestanden die Vorauswahl, und die Ausschreibungsunterlagen wurden der Weltbank 2005 zur „Erklärung des Einspruchsverzichtes“ vorgelegt. Die Finanzierung erfolgt über die African Development Bank. Der Vertrag wurde mit Abener, einem Tochterunternehmen von Abengoa, geschlossen, und die spanische Firma hat nun grünes Licht, das 470-MW-Kraftwerk in Beni Mathar, im Nordosten des Landes zu bauen. Das Kraftwerk soll 2009 den Betrieb aufnehmen.

10 Website des südafrikanischen Ministeriums für Mineralien und Energie, <http://www.dme.gov.za/energy/renewable.stm>

11 Aktueller Lagebericht über Südafrikas CSP-Aktivitäten von Eskom an SolarPACES übermittelt.



## Ägypten

1995 wurden zwei Vorabmachbarkeitsstudien zu Parabolrinnen- und Solarturmanlagen durchgeführt, es folgte 1996 eine SolarPACES-START-Mission. Daraufhin beschloss Ägypten den Bau seiner ersten 150 MW-ISCC-Anlage mit 30 MW-Parabolrinnensolarfeld. Die GEF stellte ihre Beratungsdienste zur Verfügung und bot an, die Mehrkosten zu übernehmen. Der detaillierte Machbarkeitsbericht der ersten Phase wurde 2000 fertiggestellt, daraufhin wurden qualifizierte und interessierte Bauunternehmer 2001 in die engere Wahl genommen. Das Projekt gerät angesichts des unerwartet hohen Wechselkurses zwischen dem US-Dollar und dem ägyptischen Pfund ins stocken. Mitte 2003 beschloss die Weltbank, ihre Vorgehensweise zu ändern und schuf ein Regierungsprojekt, bei dem sich privatwirtschaftliche Teilnehmer an einem 5-Jahres-Besitz- und Wartungsvertrag beteiligen durften. Im Februar 2004 bekundeten 35 Unternehmen ihr Interesse an einer allgemeinen Beschaffungsausschreibung. 2007 wurden Verträge mit Iberdrola und Mitsui für die Kombikraftwerksinsel und mit einem Konsortium aus Orascom und Flagsol für den Bau des Solarfeldes geschlossen. Die Anlage befindet sich gegenwärtig im Bau und soll Anfang 2010 den Betrieb aufnehmen.

## Südafrika

Die südafrikanische Regierung hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2013 10.000 GWh Energie aus erneuerbaren Quellen zu beziehen.<sup>10</sup> Das entspräche der Stromversorgung von rund zwei Millionen Haushalten mit einem Jahresstromverbrauch von 5 000 kWh. Dies stellt 5 % der gegenwärtigen Stromerzeugung Südafrikas dar, oder dem Austausch von zwei 660-MW-Einheiten in Eskoms Kohlekombikraftwerken.

Im März 2009 bewilligte Südafrikas Energieregulierungsbehörde, NERSA (National Energy Regulator of South Africa) Einspeisetarife für erneuerbare Energien unter der Bezeichnung REFIT. Diese Einspeisetarife beruhen auf den aufs Jahr umgerechneten Stromkosten, berechnet aus Bau- und Betriebskosten, und liegen bei 2,10 R/kWh für solarthermische Energie, 1,25R/kWh für Windkraft, 0,94R/kWh für kleine Wasserkraftwerke und 0,90 R/kWh für Deponiegas. Die Vertragsdauer des Stromabnahmevertrags wird 20 Jahre betragen. Die REFIT-Tarife werden in den ersten 5 Jahren jährlich, danach alle drei Jahre geprüft, und die sich daraus ergebenden Tarife werden nur für neue Projekte gelten.

Bis zum Jahr 2010 könnte der südafrikanische Stromversorger Eskom das größte Solarturmkraftwerk der Welt betreiben. Eskom hat eine Machbarkeitsstudie für eine 100 MW- Pilotanlage bestehend aus einer Solarturmanlage mit Salzschnmelze durchgeführt, die Mitte 2008 aktualisiert wurde. Zuvor hatte Eskom sowohl Parabolrinnen- und Solarturmtechniken untersucht, um festzustellen, welche von beiden die kostengünstigere Alternative wäre. Das Unternehmen wird die wichtigsten Komponenten von ortsansässigen Herstellern beziehen und holt Kostenangebote von örtlichen Glas- und Stahlverarbeitern ein. Letztendlich wird die Entscheidung von einer Reihe von Faktoren abhängen, wie z. B. den Kosten und der Frage, welche Anlage mit den meisten lokalen Komponenten gebaut werden kann. Eine Ausschreibung dürfte in der ersten Hälfte 2009 erfolgen. Das ausgewählte Projekt wird einen Spitzentarif bekommen, um ihre Bankfähigkeit zu gewährleisten. Gleichzeitig untersucht die nationale Regulierungsbehörde die Möglichkeit von Einspeisetarifen.

Über das Ministerium für Wissenschaft und Technik unterstützt die Regierung die Weiterentwicklung der solarthermischen Technik, indem sie Hochschulen entsprechende Forschungsmittel zur Verfügung stellt. Ein nationales Forschungsprogramm für Sonnenenergie und solarthermische Anlagen wurde eingerichtet, und es besteht die Möglichkeit, dass Südafrika in Zukunft ein nationales solares/solarthermisches Zentrum einrichtet.<sup>11</sup>

# Europa

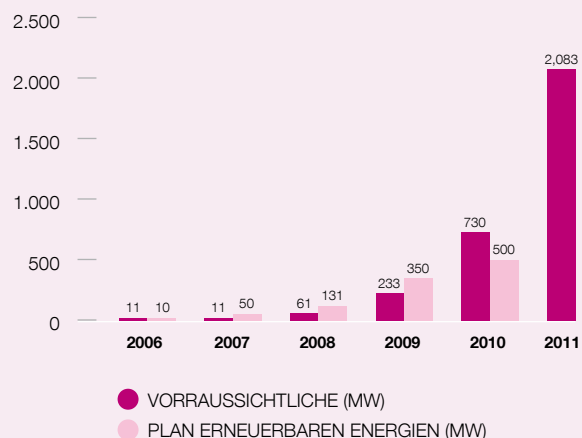
## Spanien

Spanien ist weltweit führend bei der Entwicklung von solarthermischen Kraftwerken. Erstens hat es sich zum Ziel gesetzt, bis 2010 solarthermische Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 500 MW zu errichten. Zweitens war es das erste südeuropäische Land, das ein Finanzierungssystem mittels „Einspeisetarifen“ eingeführt hat. Solarthermische Kraftwerke mit einer Leistung von bis zu 50 MW erhalten einen festen Tarif von 26,9 Eurocent/kWh über einen Zeitraum von 25 Jahren. Dieser steigt jährlich um einen Prozentpunkt weniger als die Inflationsrate. Nach 25 Jahren sinkt der Tarif auf 21,5 Eurocent/kWh. Dieser Tarif wurde per Königliches Dekret 661 aus dem Jahr 2007 erlassen. Damit wurde der Tarif vom Marktpreferenzpreis abgekoppelt, der mit dem Ölpreis schwankt, sodass die Tarife für erneuerbare Energien automatisch steigen.

Spanien hat diesen Tarif Schritt für Schritt erhöht, von 12 €-Cent/kWh 2002, auf 18 €-Cent/kWh ab 2004. Die Entscheidung von 2004 löste eine Vielzahl von Projektanträgen aus, aber erst durch die Erhöhung auf den aktuellen Stand wurde die heutige große Projektanzahl bankfähig. Der gegenwärtige Erlass von 2007 behält einige entscheidende Aspekte des früheren Dekretes von 2004 bei (RD 436). Insbesondere macht er Projekte mit einer 25-jährigen Gewährleistung bankfähig, und erlaubt den Einsatz von 12-15% Erdgas als Backup, um einen optimalen Anlagenbetrieb zu ermöglichen. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt wird die Zielvorgabe durch die Anzahl der geplanten Anlagen übertroffen. Weitere Angaben über die Situation in Spanien: siehe Kasten.

Der beste Beweis für den Erfolg des spanischen Systems zur Unterstützung solarthermischer Kraftwerke ist der aktuelle Entwicklungsstand der Projekte in diesem Land. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes sind 6 Kraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 82,5 MW in Betrieb, weitere 12 Kraftwerke befinden sich im Bau, und werden weitere 839 MW hinzufügen, während Projekte mit mehreren Tausend Megawatt bereits angekündigt wurden (siehe Tabelle 4.1). Die von Protermosolar und IDAE zur Verfügung gestellten Zahlen und Grafiken zeigen, dass die Erschließung die Zielvorgaben übertrifft und dass Spanien beim Einsatz solarthermischer Kraftwerke über ein großes Potenzial verfügt.

In Betrieb:	81 MW
Im Bau:	839 MW
In der Entwicklung (bevorstehender Baubeginn)	2.083 MW
Vorgeschlagen (Genehmigungsverfahren eingeleitet)	7.830 MW
Insgesamt in der Entwicklung	10.813 MW
Zusätzlich (haben Netzanschlussgebühren entrichtet)	3.418 MW
Summe aller potenziellen Projekte in Spanien (April 2009)	14.231 MW

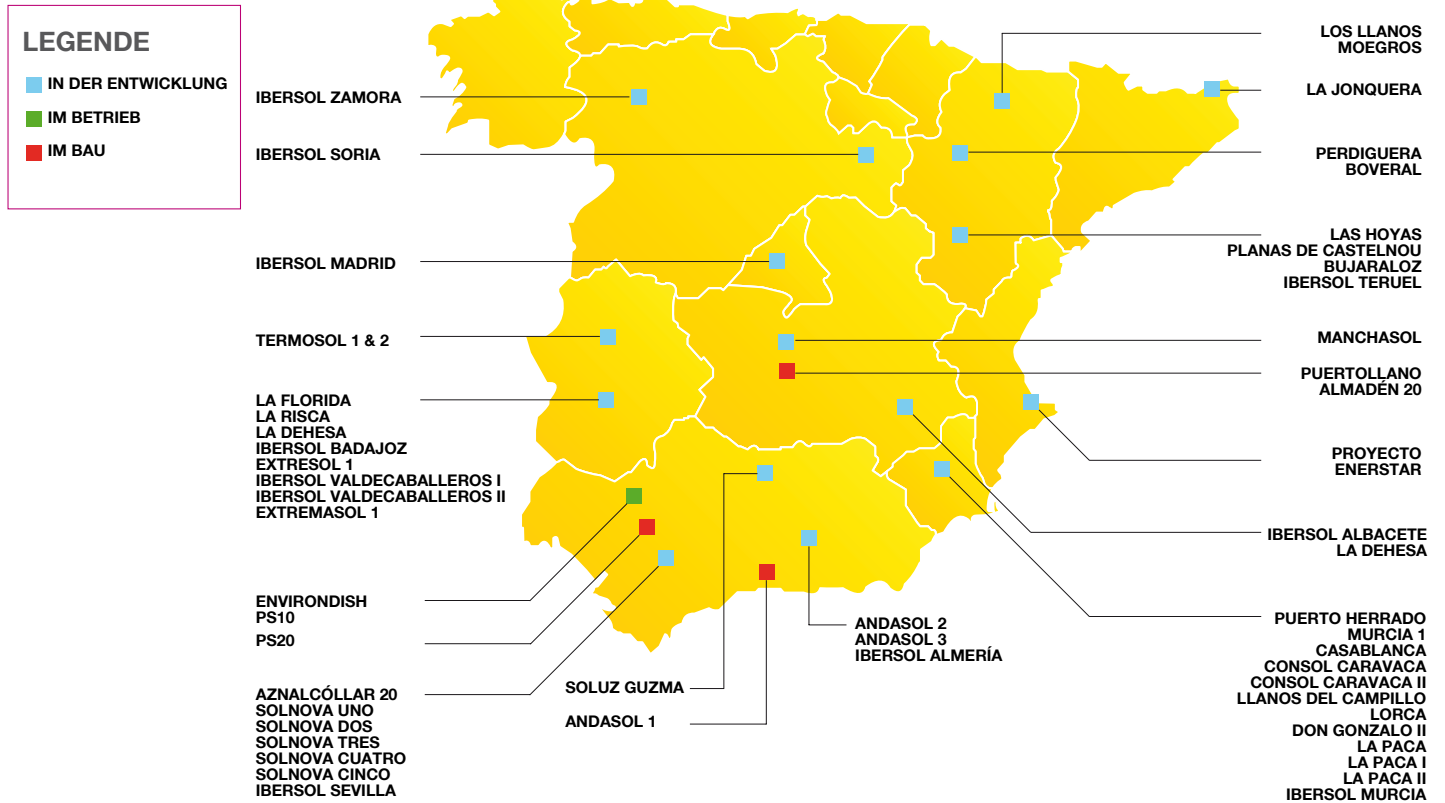


Für die Überwachung des Anlagenregisters ist die nationale Energiekommission zuständig. Sie hat eine Internetseite eingerichtet, auf der dargestellt werden soll, wie weit sich Anlagen, die alle Anforderungen für den Bau erfüllt haben, bereits den nationale Zielvorgaben genähert haben. Wenn 85% der Zielvorgabe erreicht ist, wird die Behörde entscheiden, über welchen Zeitraum neu angemeldete Projekte weiterhin den festgelegten Vorzugstarif in Anspruch nehmen können. Durch diesen Ansatz entsteht ein Wettlauf zwischen den Bauunternehmern, ihre Projekte anzumelden bevor die 85%-Marke erreicht wird. Die Branche benötigt nun mehr Gewissheit hinsichtlich der Zielvorgabe und der Tarife, damit Investitionen in künftige Projekte ebenfalls garantiert werden können. Als Zielvorgabe wurden 1.000 MW pro Jahr vorgeschlagen, wobei erschlossene Leistungen, die unterhalb dieses Wertes angemeldet werden, einen Vorzugstarif erhalten sollen. Industriesprecher Protermosolar meint, der Tarif dürfe nicht unter 24 bis 25 Eurocent/kWh liegen, sonst käme die Markterschließung zum Stillstand und die Stromerzeugung wäre unter den gegenwärtigen Marktbedingungen nicht mehr kostendeckend.

Das überarbeitete Gesetz sollte außerdem die derzeitige Obergrenze von 50 MW pro Kraftwerk abschaffen, um den Einspeisetarif in Anspruch nehmen zu können, da diese Grenze inzwischen unterhalb des wirtschaftlich-technischen Optimums liegt.

**Abbildung 4.1**  
**Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes sind 6 Kraftwerke mit einer Leistung von 81 MW in Betrieb, weitere 12 Kraftwerke befinden sich im Bau und werden weitere 839 MW hinzufügen**

Abbildung 4.2



# Europa

---

## Italien

Im Jahr 2001 stellte das italienische Parlament der ENEA (Nationalen Agentur für neue Technologien, Energie und Umwelt) € 100 Mio. für die Entwicklung von solarthermischen Kraftwerken und für ein Demonstrationsprogramm zur Verfügung. Aufgrund von Haushaltskürzungen wurden diese Mittel nachträglich auf € 50 Mio. reduziert, und bislang wurde nur ein begrenzter Teil dieser Summe ausgegeben. Mit den zur Verfügung stehenden Mitteln unternahm die ENEA ein ehrgeiziges Forschungsprogramm, zunächst um ein neues, Hochleistungsparabolrinnensystem zu entwickeln und industriell einsetzbar zu machen, welches Salzschnmelze als Wärmeträgermedium verwendet; und zweitens um eine Wasserstoffproduktion mittels solarbetriebener, thermochemischer Spaltung von Wasser zu entwickeln. Anfang 2004 unterzeichneten die ENEA und ENEL einen Kooperationsvertrag zur Entwicklung des Projektes „Archimede“ in Sizilien, des ersten italienischen solarthermischen Kraftwerkes. Das Projekt verwendet ein 5-MW-Solarfeld, das an ein bestehendes Erdgaskraftwerk gekoppelt ist. Das Solarfeld verwendet Parabolrinnen und Salzschnmelzen als Wärmeträgermedium und Wärmespeicher. Es soll 2010 fertiggestellt sein. 2008 veröffentlichte Italien ein Einspeisetarifsystem für solarthermische Kraftwerke, das je nach Prozentsatz des solaren Beitrags zwischen 22 und 28 Eurocent/kWh für den solaren Anteil des gelieferten Stroms vorsieht (der höchste Tarif gilt für einen Solaranteil von über 85%). Dieser Tarif gilt für Anlagen, die zwischen dem Datum des neuen Gesetzes und dem 31. Dezember 2012 in Betrieb genommen werden, und steht für 25 Jahre fest. Das Anreizsystem ist auf eine kumulierte Kollektorfläche sämtlicher Anlagen von 1,5 Mio. m<sup>2</sup> begrenzt (zzgl. 0,5 Mio. als Reserve für öffentliche Einrichtungen). Eine weitere Bedingung ist, dass Wärmespeicherung zwingend vorgeschrieben ist – und der Einsatz von synthetischen Ölen ist nur im Falle von „Industrieanwendungen“ erlaubt.

## Frankreich

Am 26. Juli 2006 wurde ein neuer Einspeisetarif für Solarstrom bekanntgegeben. Er sieht 30 €-Cent /kWh (40 €-Cent/kWh in Überseegebieten) vor, und zusätzliche 0,25€/kWh, wenn eine Integration in Gebäuden vorliegt (zzgl. 15 €-Cent/kWh in Überseegebieten). Dieser Tarif ist auf Anlagen beschränkt, die ausschließlich solarbetrieben sind, eine Leistung von weniger als 12 MW haben und weniger als 1.500 Stunden/Jahr in Betrieb sind. Für die darüber hinaus gehende Stromproduktion liegt der Tarif bei 0,05€/kWh. Für 2009 wird ein überarbeiteter Einspeisetarif erwartet. Mit ihrem Umweltabkommen 2007 unterstützt die Regierung die Errichtung von „einem Solarkraftwerk pro Region“. Ein Aufruf Projektvorschläge vorzulegen wird 2009 erwartet.

Zu den Projekten, die sich aktuell in der Entwicklung befinden, gehören eine 2-MW-Hybridgasturbine mit einer Solarleistung von 50%, die neue und erneuerte Heliostaten sowie einen Mini-PAGASE-Absorber verwendet, und außerdem ein 12 MW, solarthermisches Kraftwerk des Unternehmens „Solar Euromed SAS“, das Parabolrinnen und Öl, sowie ein „solares Salzspeicher“ verwendet.

## Weitere europäische Länder:

Weitere europäische Länder – besonders im Süden – bereiten den Weg für den Einsatz von solarthermischen Kraftwerken, vorwiegend durch Einspeisegesetze, die bereits verabschiedet wurden oder in Vorbereitung sind. Zu diesen Ländern gehören z. B. Portugal und Griechenland. Deutschland hat ein Einspeisegesetz, das auf solarthermische Anlagen anwendbar wäre, doch die dafür nötigen solaren Ressourcen sind dort eigentlich nicht vorhanden. Vor dem Hintergrund langfristiger Forschungs- und Industriemaßnahmen in diesem Bereich hat allerdings Ende 2008 ein 1,5 MW Solarturm in Jülich seinen Betrieb aufgenommen. Er wird als Musterprojekt für die volumetrische Receiver-technik mit Luft als Wärmeträger genutzt, sowie als Testanlage. (Weitere Einzelheiten im Anhang ...)

## Amerika

Bild Solar farm, Daggett,  
California, USA.



© GREENPEACE / ROBERT VISSER

### USA

In jüngster Zeit haben verschiedene weitere Wege zur Markteinführung von solarthermischen Kraftwerken an Fahrt zugenommen, vor allem Projekte im Südwesten der USA, wo ausgezeichnete Ressourcen an direkter Sonneneinstrahlung bestehen und die Stromnachfrage aufgrund einer wachsenden Bevölkerung groß ist.

- Der Bundesstaat Kalifornien hat mit seinem Renewable Energy Portfolio Standard (RPS) festgelegt, dass Anlagen, die von Investoren betrieben werden, 20% ihres Stromverkaufs aus erneuerbaren Energien erzeugen müssen. Außerhalb Kaliforniens ansässige Stromerzeuger sind ebenfalls davon betroffen, sofern sie Strom unmittelbar in den Bundesstaat liefern.
- Im Jahr 2003, erließ Nevada einen Renewable Energy Portfolio Standard, der von den beiden Stromanbietern des Staates, die sich im Besitz von Investoren befinden (Nevada Power, Sierra Pacific Power), verlangt, dass sie bis 2013 mindestens 15% ihres Stromverkaufs aus erneuerbaren Energien beziehen.
- Im Jahr 2002, bat der amerikanische Kongress das Energieministerium (DOE), eine politische Initiative zu entwickeln und abzustecken, deren Ziel es sein sollte, bis zum Jahr 2006 1.000 MW an Leistung für die Versorgung der südwestlichen Staaten durch Parabolrinnen, Solartürme und Schüsseln/Motoren zu erreichen. Seit Ende 2006, haben Stromversorger im Südwesten Projektierungsanträge für mehrere Tausend MW aus erneuerbaren Energien gestellt, darunter auch für solarthermische Anlagen.
- Die Arbeitsgruppe zur fortschrittlichen Nutzung von Kohle, Biomasse, Energieeffizienz, Geothermie, Solarenergie, Durchleitung und Windkraft des Beratungsausschusses für Energievielfalt der Western Governors' Association (WGA) hat abgesteckt, welche Änderungen der regionalen und bundesweiten Politik notwendig sind, um bis zum Jahr 2015 30.000 MW an neuer, sauberer, breit gefächerter Energie, bis 2020 eine 20%-ige Steigerung der Energieeffizienz und in den nächsten 25 Jahren eine ausreichende Durchleitungskapazität für die Region zu erreichen. Im WGA Bericht 2006, benennt die Arbeitsgruppe Sonnenenergie hochwertige Standorte im Südwesten der USA für solarthermische Kraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 4000 MW und empfiehlt einen Prozess zur Entwicklung von regionalen politischen Maßnahmen und Einsatzanreizen.
- Der Bundesstaat New Mexico hat seit Juli 2003 einen Renewable Portfolio Standard, der von Anlagen, die sich im Besitz von Investoren befinden, verlangt, bereits bis zum Jahr 2006 mindestens 5% ihrer Stromverkäufe für Kunden in New Mexico durch erneuerbare Energien zu erzielen; bis zum Jahr 2011 sollen es mindestens 10% sein.
- Arizonas Vorgabe, der Environmental Portfolio Standard, wird 2007 auf 1,1 Prozent steigen (60% aus solaren Quellen). Diese Anforderungen können auch mithilfe von Solarquellen außerhalb des Bundesstaates erreicht werden, sofern nachgewiesen werden kann, dass dieser Strom die Kunden in Arizona auch erreicht. Der Bundesstaat setzt außerdem Kreditmultiplikatoren für erneuerbare Energien ein, die einen zusätzlichen Anreiz für Solarstromerzeugung innerhalb des Bundesstaates bieten.
- Vor kurzem wurden die 30%-ige Investitionssteueranrechnung – ein wichtiges Finanzierungsinstrument – bis zum Jahr 2017 verlängert. Zwar ist nicht bekannt, wie dieses Instrument nach der Finanzkrise von 2008 funktionieren wird, doch über einen Zeitraum von zwei Jahren wird es nach der Auftragvergabe eine direkte 30%-ige Rückzahlung an das Projekt bewirken.

## Asien und pazifischer Raum

---

### China

Zur Förderung der Entwicklung von solarthermischen Kraftwerken in China hat das chinesische Programm zum Ausbau erneuerbarer Energien, CRES (China Renewable Energy Scale-up Program) vor kurzem einen Bericht über wirtschaftliche Anreize für die Solarstromerzeugung vorgelegt. Der Bericht schlägt Maßnahmen wie Besteuerung und finanzielle Begünstigung, diskontierte Darlehen, unmittelbare Finanzsubventionen, Angaben zur Vorzugspreispolitik und Verwaltung, eine Erhöhung der Investitionen in technische Forschung und Entwicklung, sowie die Stärkung der F&E-Kapazitäten, der Festlegung von technischen Standards, Verwaltungsregelungen und Beglaubigungs-/Authentifizierungssysteme vor.

Außerdem hat die Nationale Entwicklungs- und Reformkommission Einspeisetarife für solarthermische Kraftwerke untersucht, um den Strompreis für solarthermische Kraftwerke unterschiedlicher Leistung zu ermitteln. Es wird davon ausgegangen, dass demnächst für einige Demonstrationsanlagen in der Wüste eine Prämie von 4 Yuan/kWh zugeteilt wird.

Der elfte Fünf-Jahres-Plan von Chinas Nationaler Entwicklungs- und Reformkommission, für den Zeitraum von 2006-2010, umfasst 200 MW aus kommerziellen solarthermischen Kraftwerken in der Inneren Mongolei, Xinjiang und Tibet, für die ein 25 Jahre gültiger Stromabnahmevertrag angeboten wird. Ein Projekt zur „solarthermischen Technologie- und Systemdemonstration“ wird im 11. Fünf-Jahres-Plan 2006-2010 als Schlüsselprojekt 863 für nationale Hightech-F&E genannt, und soll vom Institut für Elektrotechnik der Chinesischen Akademie der Wissenschaft überwacht und durchgeführt werden. Dieses Projekt konzentriert sich auf die Entwicklung und Demonstration der Solarturmtechnologie, weil diese als der schnellere Weg zur lokalen Versorgung gesehen wird als die Parabolrinnentechnik.

Es gibt verschiedene Beispiele für Forschung und Entwicklung, darunter die Erforschung von 100-kW-Parabolrinnentechnik, die von der städtischen Regierung von Nanjing 2007 beauftragt und vom Unternehmen Nanjing Zhongcaitiancheng New Energy Company durchgeführt wurde. CAMDA New Energy betreibt Forschung an einem 1-MW-Parabolrinnen-Demonstrationssystem, das ein wesentliche Bestandteil des „Energieeinsparungs-, Emissionssenkungs- & erneuerbare Energien“ Plans 2008 der Provinz Guangdong ist. Solar Millennium AG führt in Zusammenarbeit mit der Inner Mongolia Ruyi Industry Co., Ltd, eine Machbarkeitsstudie zu einem 50-MW-Parabolrinnensystem in Ordos (Innere Mongolei) durch.

### Australien

Die australische Regierung hat angekündigt, als Zielvorgabe bis zum Jahr 2020 20% der benötigten Energie aus erneuerbaren Quellen zu beziehen. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt wurde ein entsprechendes Gesetz jedoch noch nicht erlassen. Im Gespräch sind auch ein landesweites Ziel für die Emissionssenkung, sowie ein Emissionshandel für Kohlendioxid, der solarthermischen Kraftwerken zusätzliche Einnahmen beschere würde, obwohl die Umsetzung dieses Plans noch nicht endgültig beschlossen wurde.

Dem Australian Solar Institute steht nun ein neuer Fonds von \$50 Mio. zur Verfügung, um Australiens solarthermische Forschungskapazität zu erweitern und das bestehende Zentrum der CSIRO über einen Zeitraum von vier Jahren auszubauen. Ziel ist es, Forschungs- und Entwicklungskapazitäten für solarthermische Anlagen aufzubauen, Anlagen zu errichten, internationale Kooperationen ins Leben zu rufen und ein größeres Promotionsprogramm aufzubauen.

Aus technischer Sicht werden in Australien drei Hauptbereiche der solarthermischen Stromerzeugung verfolgt. Wirtschaftlich am weitesten entwickelt ist das lineare Fresnel-Reflektorsystem, welches in bestehende Kohlekraftwerke integriert wird und Dampf für den Hauptgenerator erzeugt. Eine 1-MWe-Anlage dieser Art wurde 2003 gebaut, die inzwischen auf die doppelte Größe ausgebaut wird. Das Unternehmen Ausra hat nun eine eigenständige Anlage mit eigener Turbine entwickelt, von der eine 5-MWe-Version in Kalifornien steht und eine weitere 177 MWe-Anlage bald folgen soll. Die Big-Dish-Parabolidreflektortechnologie verwendet eine Kollektorfläche von 500 m<sup>2</sup> pro Einheit, drei- bis viermal so groß wie andere Exemplare dieser Technik. Sie wurde von der Australian National University entwickelt und wird nun für den kommerziellen Einsatz angepasst. Ein Testfeld für einen Solarturm, der „Solargas“ erzeugt, wurde von der Commonwealth Science and Industry Research Organisation (CSIRO) gebaut und wird gegenwärtig für die Stromerzeugung getestet.







# Szenarien für den globalen Ausblick

**In diesem Abschnitt untersuchen wir das künftige Potenzial der Solarenergie bis zum Jahr 2020, und blicken dann weiter bis 2050, als Modell dafür, was technisch und wirtschaftlich möglich ist. Dieser Ausblick beruht auf bestimmte Annahmen, wie sich die Industrie unter verschiedenen Marktbedingungen, die sich auf die Entwicklung von solarthermischen Kraftwerken auswirken können, weiterentwickeln wird. Der Ausblick ist in einer Zusammenarbeit zwischen dem European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), Solar-Paces und Greenpeace International entstanden.**

## Die Szenarien

Für die künftige Verbreitung solarthermischer Kraftwerke auf der Welt werden drei verschiedene Szenarien betrachtet.

### Referenzszenario

Dies ist das konservativste Szenario und beruht auf Hochrechnungen der von der International Energieagentur (IEA) veröffentlichten World Energy Outlook 2007.

Es berücksichtigt nur bestehende politische Rahmenbedingungen und Maßnahmen, beinhaltet jedoch gewisse Annahmen, wie die Fortsetzung der Reformen des Strom- und Gasmarktes, die Liberalisierung des grenzüberschreitenden Energiehandels und jüngste politische Beschlüsse zur Bekämpfung der Umweltverschmutzung.

### Moderates Szenario

Dieses Szenario berücksichtigt sämtliche politischen Maßnahmen zur weltweiten Unterstützung erneuerbarer Energien, die entweder bereits in Gang gebracht wurden oder in Planung sind. Es geht auch davon aus, dass die Zielvorgaben vieler Länder in Bezug auf erneuerbare Energien und solarthermische Anlagen erfolgreich umgesetzt werden. Des Weiteren geht es davon aus, dass das Vertrauen der Investoren in diese Branche aufgrund eines erfolgreichen Ergebnisses der aktuellen Runde der Klimaschutzverhandlungen, die in der UNFCCC COP-15 in Kopenhagen, Dänemark, im Dezember 2009 gipfeln, zunehmen wird. Bis zum Jahr 2012 handelt es sich bei den Angaben für die installierte Leistung eher um Vorhersagen als Szenarien, denn der erwartete Wachstum der weltweiten Märkte in den kommenden fünf Jahren beruht auf Aufträge für Solarkraftwerke, die bereits erteilt wurden. Nach 2012 ist das Muster der weiteren Entwicklungen schwieriger vorauszusagen.

### Ehrgeiziges Szenario

Dieses ist das fortschrittlichste Szenario. Es untersucht die Frage, wie stark diese Branche im bestmöglichen Fall, mit einer „Vision solarthermischer Kraftwerke“, wachsen könnte. Die Annahme in diesem Falle ist, dass sämtliche politischen Entscheidungen zugunsten erneuerbarer Energien entsprechend der Branchenempfehlungen getroffen werden, und dass der politische Wille zu deren Umsetzung vorhanden ist. Das Szenario geht außerdem von einem schnellen und koordinierten Ausbau der Stromnetzkapazitäten aus (besonders HVDC), um Solarstrom an optimalen Standorten durch solarthermische Kraftwerke zu erzeugen und von dort aus Industrieländern und Schwellenländern mit hohem und wachsendem Strombedarf zur Verfügung zu stellen und in sie zu exportieren. Auch hier sind die Entwicklungen nach 2012 schwieriger vorherzusagen; Ziel dieses Szenario ist es jedoch, aufzuzeigen, was die solarthermische Branche erreichen könnte, sofern ein ausreichender politischer Wille und die entsprechender Förderung vorhanden wären.

---

## Energieeffizienzprognosen

Bei der Modellierung werden diese drei Szenarien für solarthermische Kraftwerke zwei Prognosen zum Wachstum des Strombedarfs gegenübergestellt. Wichtig ist, dass diese Prognosen nicht einfach davon ausgehen, dass ein steigender Strombedarf unter Verbrauchern einzig durch eine Erhöhung des Angebots gedeckt werden muss. Vielmehr gehen sie davon aus, dass mehr Wert auf politische Entscheidungen und Maßnahmen gelegt wird, die eine effizientere Nutzung des Stroms begünstigen. Ein solcher Ansatz bietet Energiesicherheit und bekämpft den Klimawandel, ist aber auch aus ökonomischer und ökologischer Sicht sinnvoll.

**Referenzprognose zur Energieeffizienz:** Dies ist die konservativere der beiden Prognosen zur globalen Stromnachfrage. Sie beruht erneut auf die Daten der IEA World Energy Outlook 2007, die bis zum Jahr 2050 extrapoliert wurden. Mögliche oder gar wahrscheinliche künftige politische Initiativen werden nicht berücksichtigt. So geht diese Prognose z. B. davon aus, dass sich die politischen Einstellungen zur Atomenergie der einzelnen Nationen nicht verändern werden. Die IEA geht davon aus, dass die globale Energienachfrage in Ermangelung neuer politischer Maßnahmen durch die Regierungen unaufhaltsam steigen wird. Das Referenzszenario zur Effizienz besagt, dass sich die globale Nachfrage von dem Vergleichswert von 18.197 TWh im Jahr 2005 bis zum Jahr 2030 nahezu verdoppeln wird, auf 35.384 TWh.

**Prognose hoher Energieeffizienz:** Hier werden die Erwartungen der IEA im Hinblick auf eine steigende Nachfrage, den Ergebnissen einer Studie zu möglichen Einsparungen durch Energieeffizienz gegenübergestellt, die vom DLR und dem Beratungsunternehmen Ecofys durchgeführt wurde. Sie beschreibt die ehrgeizige Ausnutzung verfügbarer Energieeffizienzmaßnahmen, konzentriert sich auf das jeweils bestmögliche Verhalten und aktuell verfügbare Technologien, und geht von einer ständigen Weiterentwicklung aus. In dieser Prognose werden die größten Energieeinsparungen durch einen effizienteren Personen- und Güterverkehr erzielt, sowie durch besser isolierte und entworfene Gebäude, die zusammen 46 % der weltweiten Energieeinsparungen ausmachen. In dieser Prognose zeigen die Daten der DLR/Ecofys-Modellen, wie sich das Profil der globalen Stromnachfrage aufgrund von Einsparungen durch eine höhere Energieeffizienz ändert. Zwar geht diese Prognose von der Annahme aus, dass vielfältige Technologien und Initiativen genutzt werden, dennoch bleibt deren Einsatz durch Kostenhindernisse und andere wahrscheinliche Hürden begrenzt. Selbst mit

solchen realistischen Grenzen, ergibt diese Prognose eine weitaus geringere Zunahme der globalen Nachfrage als die Referenzprognose. Bei „hoher Energieeffizienz“ läge die globale Nachfrage 2030 bei 23.131 TWh, im Jahr 2050 wäre die Nachfrage 35 % niedriger als im Referenzszenario.

### Kernergebnisse

Die Szenarien für den globalen Ausblick für solarthermische Kraftwerke führen zu einem Spektrum unterschiedlicher, möglicher Ergebnisse, je nachdem welche Entscheidungen wir heute treffen, um die Nachfrage zu steuern und den Wachstum des CSP-Marktes zu fördern. Bereits in den kommenden fünf Jahren (2015) könnten wir im konservativen Modell die jährliche Inbetriebnahme solarthermischer Kraftwerke mit einer Leistung von gerade einmal 566 MW sehen, bis hin zu 6.814 MW (6,8 GW) pro Jahr beim ehrgeizigen Szenario.

Selbst im moderaten Szenario mit ganz und gar durchsetzbaren Maßnahmen würde die Welt bis zum Jahr 2020 zusammengenommen über eine Solarenergieleistung von mehr als 68 GW verfügen, und bis 2050 von 830 GW, wobei jährlich annähernd 41 GW hinzukämen. Diese Leistung würde im Jahr 2020 1–1,2 % des globalen Bedarfs decken, im Jahr 2050 wären es schon 8,5–11,8 %. Im moderaten Szenario wäre das wirtschaftliche Ergebnis mehr als 92 Mrd. Euro an Investitionen und über eine Million neuer Arbeitsplätze pro Jahr.

Die Kohlendioxideinsparung läge 2020 bei 148 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr und stiege auf 2,1 Mrd. Tonnen im Jahr 2050. Zum Vergleich: die prognostizierte installierte Leistung im Jahr 2050 entspräche in etwa der gesamten heutigen Nutzleistung der USA – oder der Leistung nahezu sämtlicher Kohlekraftwerke, die 2005 in Betrieb waren. Die CO<sub>2</sub>-Einsparungen lägen beim moderaten Szenario in der Größenordnung von 8% der heutigen globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Im Szenario einer ehrgeizigen Entwicklung der Solarbranche, verbunden mit einer hohen Energieeffizienz, könnten solarthermische Kraftwerke **im Jahr 2030 bis zu 7 Prozent des weltweiten Strombedarfs decken, im Jahr 2050 sogar ein Viertel.**

**Tabelle 5.2**  
Szenarien für die  
Entwicklung  
solarthermischer  
Kraftwerke zwischen  
2015 und 2050  
bei konservativen,  
moderaten und  
aggressiven Entwick-  
lungsszenarien

## Die Ergebnisse im Einzelnen

### Jährliche und kumulierte Leistung

	2015	2020	2030	2050
<b>Referenz</b>				
Jährlich installierte Leistung (MW)	566	681	552	160
Kosten € / kW	3.400	3.000	2.800	2.400
Investition in Mrd. € / year	1,924	2,043	1,546	0,383
Arbeitsplätze	9.611	13.739	17.736	19.296
<b>Moderat</b>				
Jährlich installierte Leistung (MW)	5.463	12.602	19.895	40.557
Kosten € / kW	3.230	2.850	2.660	2.280
Investition in Mrd. € / year	17,545	35,917	52,921	92,470
Arbeitsplätze	83.358	200.279	428.292	1.187.611
<b>Ehrgeizig</b>				
Jährlich installierte Leistung (MW)	6.814	14.697	35.462	80.827
Kosten € / kW	3.060	2.700	2.520	2.160
Investition in Mrd. € / year	20,852	39,683	89,356	174,585
Arbeitsplätze	89.523	209.998	629.546	2.106.123

**Die kumulierte Summe  
der installierten MW  
wird in Abbildung 5.1  
dargestellt**

---

## Referenzszenario

Das Referenzszenario („weitermachen wie bisher“) beruht auf dem Bericht World Energy Outlook 2007 der Internationalen Energieagentur. Ausgangspunkt ist eine angenommene Wachstumsrate von 7% im Jahr 2011, die bis 2015 auf lediglich 1% sinkt und dann bis 2040 auf diesem Niveau bleibt. Nach 2040 nimmt das Szenario keine weitere signifikante Zunahme solarthermischer Kraftwerke an. Infolgedessen sagt das Szenario Folgendes vorher:

- Bis zum Ende dieses Jahrzehnts erreicht die kumulierte globale Leistung 1,6 Gigawatt (GW), es werden 5 TWh pro Jahr erzeugt und 0,03% des weltweiten Strombedarfs gedeckt
- Bis 2020 liegt die globale Leistung bei 7,3 GW, sie nimmt bis 2050 auf nur 18 GW Leistung aus solarthermischen Anlagen zu.
- Im Jahr 2020 werden etwa 22 TWh erzeugt, womit 0,12-0,14% der weltweiten Stromproduktion gedeckt sind, je nachdem, ob geringe oder ausgedehnte Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz ergriffen werden.
- Bis 2050 wird sich die Solarenergie auf einem globalen Niveau von nicht mehr als 0,2 % durchgesetzt haben.

## Moderates Szenario

Im moderaten Szenario der solarthermischen Energieerzeugung sind die erwarteten Wachstumsraten deutlich höher als im Referenzszenario. Die angenommene kumulierte Wachstumsrate beginnt bei 17% für das Jahr 2011 und steigt bis 2015 auf 27%. Bis zum Jahr 2030 fällt die Wachstumsrate allmählich, 2020 liegt sie noch bei 7%, 2040 bei 2% und ab 2050 bei 1%. Infolgedessen sagt das Szenario Folgendes vorher:

- Bis Ende dieses Jahrzehnts wird die globale Solarenergieleistung 4 GW erreicht haben, mit einem jährlichen Zuwachs von 2,9 GW.
- Bis 2020 liegt die globale Solarenergieleistung über 68,6 GW, mit einem jährlichen Zuwachs von 12,6 GW. Bis zum Jahr 2050 hat die Welt eine kombinierte Solarenergieleistung von über 830 GW, und der Markt wächst jährlich um annähernd 41 GW.
- Hinsichtlich des erzeugten Stroms fallen beim moderaten Szenario im Jahr 2020 mehr als 246 TWh Strom aus solarthermischen Kraftwerken an. Je nachdem, wie sich die Nachfrage entwickelt, stellt diese Menge im Jahr 2020 1,1-1,2%, und im Jahr 2050 8,5-11,8% des globalen Bedarfs dar.

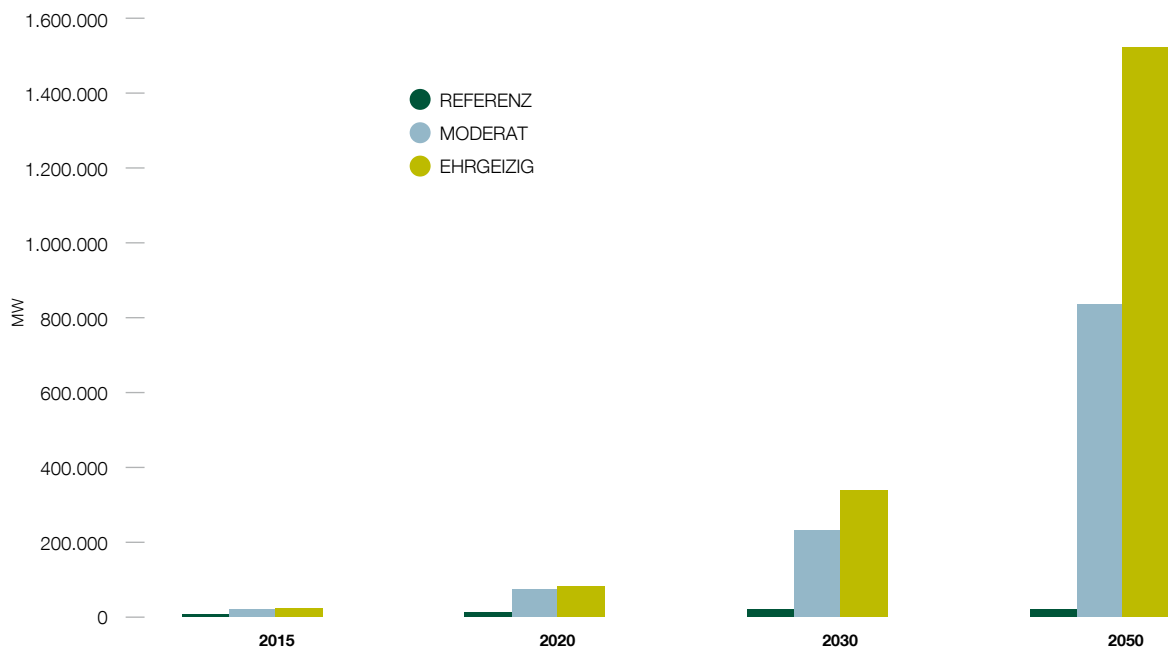
## Ehrgeiziges Szenario

Im ehrgeizigen solarthermischen Kraftwerksszenario beginnt die angenommene Wachstumsrate 2010 bei 24%. Diese sinkt bis 2015 auf 19%, dann bis 2030 auf 7% und bis 2040 auf 5%. Danach bleibt die Wachstumsrate bei ca. 3% jährlich konstant. Infolgedessen sagt das Szenario Folgendes vorher:

- Bis 2010 erreicht die globale Leistung 16,8 GW, mit einem jährlichen Zuwachs von ca. 4,9 GW.
- Bis 2020 liegt die globale Leistung bei mehr als 84 GW, mit einem jährlichen Zuwachs von etwa 14,7 GW. Bis zum Jahr 2030 hat die gesamte Solarenergieleistung fast 342 GW erreicht. Der jährliche Markt stabilisiert sich im Bereich von 70 bis 80 GW.
- Bis 2050 hat die Gesamtflotte aller Solarkraftwerke weltweit eine Leistung von 1.500 GW erreicht.
- Bezüglich des erzeugten Stroms würden beim ehrgeizigen Szenario im Jahr 2020 355 TWh in solarthermischen Kraftwerken erzeugt werden, bis zum Jahr 2050 wären es über 7.800 TWh. Je nachdem, wie stark die Nachfrage durch Steigerung der Energieeffizienz begrenzt werden kann, deckt Solarenergie im Jahr 2020 1,5-1,7 % des globalen Strombedarfs und bis 2050 sogar 18,3-25,69 %.

In einem Szenario mit ehrgeiziger Entwicklung der solarthermischen Energiebranche und hoher Energieeffizienz könnten solarthermische Kraftwerke in etwa 40 Jahren bis zu einem Viertel des weltweiten Strombedarfs decken.

**Abbildung 5.1**  
Kumulierte Leistung  
solarthermischer  
Kraftwerke



**Tabelle 5.1**  
Kumulierte Kapazität  
für Solarthermische  
Kraftwerke

	2015	2020	2030	2050
<b>Referenz</b>				
MW	4.065	7.271	12.765	18.018
TWh	11	22	40	66
<b>Moderatz</b>				
MW	24.468	68.584	231.332	830.707
TWh	81	246	871	3.638
<b>Ehrgeizig</b>				
MW	29.419	84.336	342.301	1.524.172
TWh	116	355	1.499	7.878

## Regionale Aufteilung

Alle drei Szenarien für Solarstrom werden nach Regionen der Welt aufgeschlüsselt. Dazu wird die Aufteilung der IEA verwendet, wobei für Europa eine zusätzliche Unterteilung stattfindet. Im Rahmen dieser Analyse werden diese Regionen folgendermaßen definiert: Europa (EU-27 und restliches Europa), Transformationsländer (ehemalige Staaten der Sowjetunion, außer denen, die heute zur EU gehören), Nordamerika, Lateinamerika, China, Indien, Pazifischer Raum (einschl. Australien, Südkorea und Japan), asiatische Entwicklungsländer (restliches Asien), Naher Osten und Afrika. Diese Aufteilung der Weltregionen wird von der IEA in der laufenden Reihe der World Energy Outlook Berichte verwendet. Sie wird hier verwendet, um die Prognosen von Greenpeace und der IEA vergleichen zu können, und weil die IEA die umfassendsten weltweiten Statistiken bietet. Eine Liste der Länder, die in den jeweiligen Regionen zusammengefasst sind, befindet sich in Anhang 4.

Die zu erwartende Solarstromleistung, die bis 2020 und bis 2030 in den jeweiligen Regionen der Welt eingerichtet sein wird, zeigen die Abbildungen 5.2, 5.3 und 5.4.

- **Referenzszenario:** Europa dominiert weiterhin den Weltmarkt. Bis zum Jahr 2030 wird weiterhin 49% der globalen Solarstromkapazität in Europa beheimatet sein, gefolgt von Nordamerika mit 24%. Die nächstgrößte Region ist Afrika mit 9%.
- **Moderates Szenario:** Der europäische Anteil ist viel geringer – er beträgt bis zum Jahr 2030 lediglich 7%, während Nordamerika mit 31 % dominiert und große Anlagen im Nahen Osten (19%), China (16%), Indien (7%) und dem OECD/Pazifischen Raum (2%) anzutreffen sind, letztere hauptsächlich in Australien.
- **Ehrgeiziges Szenario:** Ein noch stärkeres Wachstum in Nordamerika, dessen Anteil am Weltmarkt bis zum Jahr 2030 auf 31% steigt. Der nordamerikanische Markt stellt damit fast ein Drittel der weltweiten Solarstromkapazitäten dar, während Europas Anteil bei 12% liegt, hinter dem Nahen Osten (16%) und China (13%) – aber noch vor Afrika (9%), Indien (6%) und den 5% des OECD/Pazifischen Raums (hauptsächlich Australien). In den moderaten und ehrgeizigen Szenarien würden die Entwicklungsländer Asiens und die Transformationsländer im untersuchten Zeitrahmen eine untergeordnete Rolle spielen.

	EUROPE (EU 27)	TRANSITION ECONOMIES	NORTH AMERICA	LATIN AMERICA	DEVEL ASIA	INDIA	CHINA	MIDDLE EAST	AFRICA	OECD PACIFIC
<b>Ehrgeizig</b>										
2020 (MW)	11.290	474	29.598	2.298	2.441	3.179	8.650	15.949	4.764	9.000
<b>Moderat</b>										
2020 (MW)	6.883	328	25.530	2.198	2.575	2.760	8.334	9.094	3.968	2.848
<b>Referenz</b>										
2020 (MW)	3.065	100	1.724	121	0	30	30	612	1.113	475

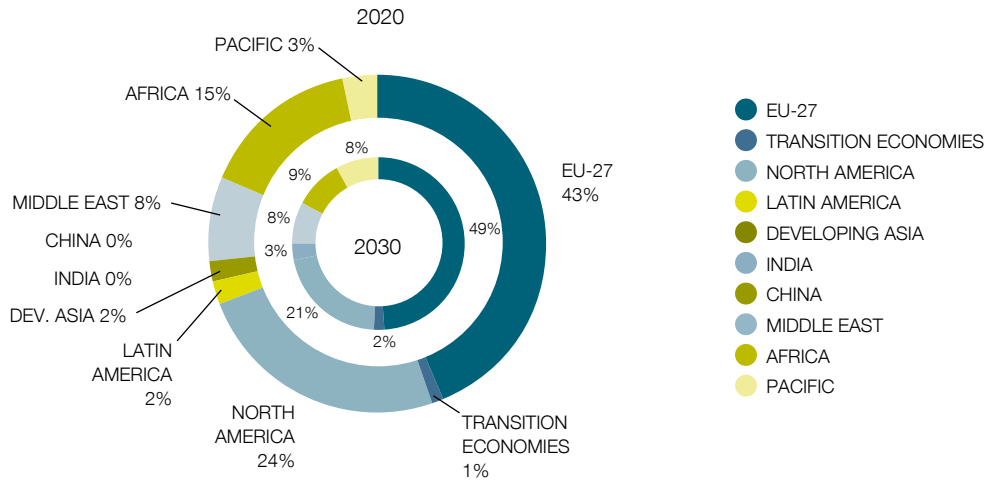
**Tabelle 5.2**  
Ausblick für die kumulierte installierte Leistung solarthermischer Kraftwerke nach Region im Jahr 2020

	EUROPE (EU 27)	TRANSITION ECONOMIES	NORTH AMERICA	LATIN AMERICA	DEVEL ASIA	INDIA	CHINA	MIDDLE EAST	AFRICA	OECD PACIFIC
<b>Ehrgeizig</b>										
2030 (MW)	40.312	2.027	106.806	12.452	9.655	21.491	44.410	56.333	31.238	17.500
<b>Moderat</b>										
2030 (MW)	17.013	1.730	70.940	8.034	8.386	15.815	37.461	43.457	22.735	8.034
<b>Referenz</b>										
2030 (MW)	6.243	201	2.724	339	0	30	30	1.050	1.113	1.025

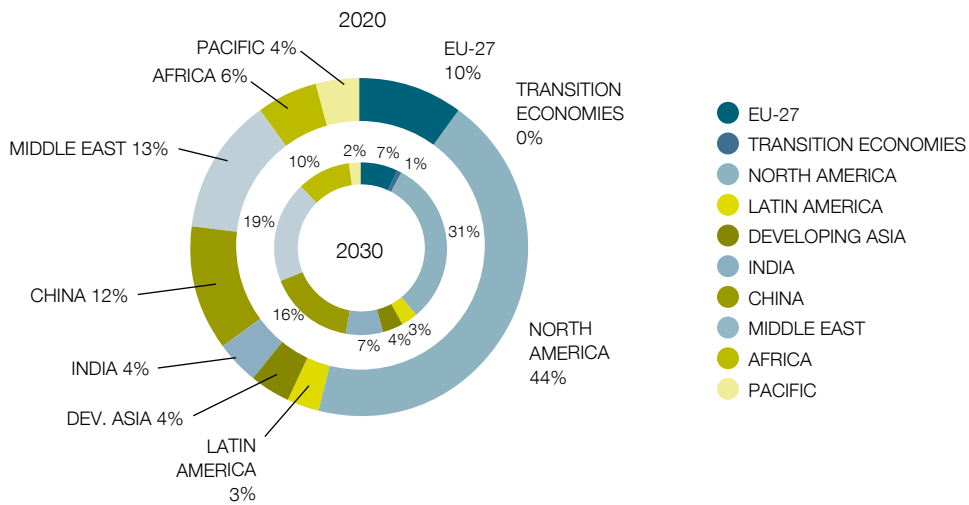
**Tabelle 5.3**  
Ausblick für die kumulierte installierte Leistung solarthermischer Kraftwerke nach Region im Jahr 2030



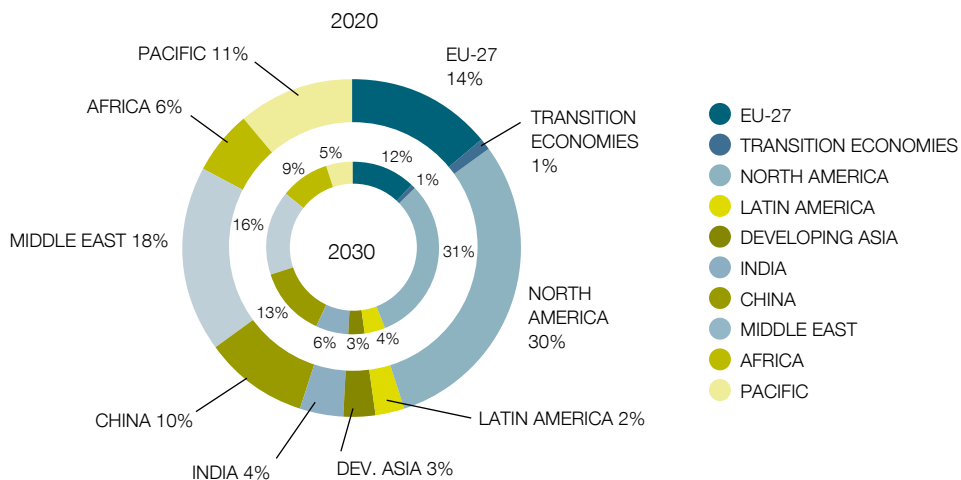
**Abbildung 5.2**  
Regionale Installation  
von solarthermischen  
Kraftwerken im  
Referenzszenario –  
„weitermachen wie  
bisher“



**Abbildung 5.3**  
Mögliche regionale  
Installation von  
solarthermischen  
Kraftwerken im  
Szenario mit  
einer moderaten  
Entwicklung



**Abbildung 5.4**  
Mögliche regionale  
Installation von  
solarthermischen  
Kraftwerken im  
Szenario mit einer  
ehrgeizigen  
Entwicklung



---

## Investitionen

Um immer mehr Solarstrom erzeugen zu können, werden in den kommenden 40 Jahren hohe Investitionen erforderlich sein. Gleichzeitig wird der Beitrag des Solarstroms durch den Schutz des globalen Klimas und die Schaffung neuer Arbeitsplätze gewaltige wirtschaftliche Vorteile mit sich bringen.

Ob Investoren Interesse am Markt für solarthermische Kraftwerke zeigen, hängt von den Kapitalkosten der Einrichtung, der Verfügbarkeit von Finanzierungsmöglichkeiten, der Preisgestaltung für den erzeugten Strom sowie von der zu erwartenden Rendite ab. In den vorliegenden Szenarien wurde das Investitionsvolumen des künftigen Marktes für solarthermische Kraftwerke pro Jahr ermittelt. Diese Zahl beruht auf der Annahme, dass die Kapitalkosten pro Kilowatt installierter Leistung wie oben dargestellt allmählich sinken.

- Im Referenzszenario läge das jährliche weltweite Investitionsvolumen der solarthermischen Kraftwerksindustrie im Jahr 2010 bei € 2,5 (USD 3,2) Mrd., würde bis 2030 auf € 1,5 (USD 1,9) Mrd. fallen und schließlich 2050 bei lediglich € 383 (USD 494) Mio. liegen [alle Zahlen zu € 2008 Werten].
- Im moderaten Szenario läge das jährliche weltweite Investitionsvolumen der solarthermischen Kraftwerksindustrie im Jahr 2010 bei € 11,1 (USD 14,3) Mrd., würde bis 2030 auf € 53 (USD 68) Mrd. steigen und schließlich 2050 mit € 92,5 (USD 119) Mrd. seinen Höhepunkt erreichen.
- Im ehrgeizigen Szenario läge das jährliche weltweite Investitionsvolumen im Jahr 2010 bei € 15,4 (USD 19) Mrd., stiege bis 2020 auf € 39,7 (USD 51,2) Mrd. und bis 2030 weiter auf € 89 (USD 114) Mrd., um 2050 € 174 (USD 224) Mrd. zu betragen.

Diese Zahlen mögen auf den ersten Blick hoch erscheinen, sie stellen jedoch nur einen Teil des gesamten Investitionsvolumens in die globale Stromindustrie dar. Während der 1990er Jahre lag das jährliche Investitionsvolumen im Stromsektor zum Beispiel bei etwa € 158-186 (USD 203-240) Mrd. im Jahr.

## Kosten der Stromerzeugung

Bei der Berechnung der Kosten, die bei der Erzeugung des Solarstroms anfallen, müssen verschiedene Parameter berücksichtigt werden. Am wichtigsten sind die Kapitalkosten der solarthermischen Kraftwerke (siehe oben) und die zu erwartende Stromleistung. Dieser zweite Faktor hängt sehr stark von der Sonneneinstrahlung am jeweiligen Standort ab, so dass die Wahl eines günstigen Standorts entscheidend für die Wirtschaftlichkeit der Anlage ist. Weitere wichtige Faktoren sind die Betriebs- und Wartungskosten (B&W), die Lebensdauer der Turbine und der Diskontsatz (Kapitalkosten).

Die Kosten pro erzeugte Kilowattstunde Strom werden herkömmlicherweise ermittelt, indem die Investitions- und B&W-Kosten diskontiert und gleichmäßig über die Lebensdauer des solarthermischen Kraftwerks verteilt werden. Dieser Wert wird dann durch die Jahresstromproduktion geteilt. Die Erzeugungskosten pro Einheit werden also als durchschnittliche Kosten über die gesamte Lebensdauer des Kraftwerks berechnet, für den normalerweise 25 Jahre veranschlagt werden. Tatsächlich sind die wahren Kosten allerdings niedriger, wenn das Kraftwerk seinen Betrieb aufnimmt, da die B&W-Kosten zu diesem Zeitpunkt niedriger sind und im Laufe der Lebensdauer des Kraftwerks steigen.

Berücksichtigt man all diese Faktoren, liegen die Stromerzeugungskosten eines solarthermischen Kraftwerks derzeit zwischen etwa 15 €-Cent/kWh (0,19 USD) an Standorten mit hoher Sonneneinstrahlung (DNI), bis hin zu etwa 23 €-Cent/kWh (0,29 USD) an Standorten mit niedriger durchschnittlichen Sonneneinstrahlung. Mit zunehmender Größe der Anlage, höheren Fertigungskapazitäten für die Komponenten und einer höheren Anzahl entsprechender Lieferanten sowie Verbesserungen durch F&E werden die Kosten voraussichtlich bis 2020 auf 12-16 €-Cent/kWh (0,15-0,20 USD) fallen. Neben den geschätzten weiteren Preissenkungen wird der Abstand zu den Produktionskosten aus fossilen Brennstoffen voraussichtlich ebenfalls rapide sinken, weil die Preise für herkömmliche Brennstoffe auf dem Weltmarkt steigen werden. Die Konkurrenzfähigkeit mit Mittellastkraftwerken, z. B. Kohlekraftwerken, könnte bereits in fünf bis zehn Jahren erreicht werden.

Solarthermische Kraftwerke haben eine Reihe von weiteren Kostenvorteilen gegenüber fossilen Brennstoffen, die bei diesen Berechnungen nicht berücksichtigt wurden. Dazu zählen:

- Die „externen Kosten“ der Stromerzeugung. Erneuerbare Energien wie die Sonnenenergie haben ökologische und soziale Vorteile gegenüber herkömmlichen Energiequellen wie Kohle, Erdgas, Öl und Atomkraft. Diese Vorteile lassen sich in Kosten umrechnen, die der Gesellschaft entstehen, und sollten bei der Berechnung der Kosten für die Stromversorgung berücksichtigt werden. Nur dann ist ein fairer Vergleich der verschiedenen Stromerzeugungs-Alternativen möglich. Das von der Europäischen Kommission finanzierte Projekt ExternE schätzt die externen Kosten von Erdgas auf etwa 1,1 - 3,0 €-Cent/kWh (1,4 - 3,8 USD-Cent) und die von Kohle sogar auf 3,5 - 7,7 €-Cent/kWh (4,5 - 10 USD-Cent).
- Der „Preis“ von Kohlendioxid im Hinblick auf die globale Klimazerstörung und dessen Einpreisung wie z. B. im Rahmen des Europäischen Emissionsrechtehandels (ETS). Dieser erhöht den Preis fossiler Brennstoffe und verbessert damit die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energien.
- Die Risiken bei den Brennstoffpreisen für herkömmliche Technologien. Da solarthermische Kraftwerke keinen Brennstoff benötigen, werden die Risiken schwankender Brennstoffpreise beseitigt, die anderen Technologien wie Erdgas, Kohle und Erdöl anhaften. Ein Erzeugungsportfolio, das erhebliche Mengen solarthermischer Energie enthält, verringert das Risiko für die Gesellschaft, in Zukunft hohe Energiekosten tragen zu müssen, da es den Preisschwankungen bei den fossilen Brennstoffen weniger ausgesetzt ist. In Zeiten begrenzter Brennstoffressourcen und hoher Preisschwankungen sind die Vorteile sofort offensichtlich.
- Die vermiedenen Kosten des Baus herkömmlicher Kraftwerke und die nicht entstandenen Kosten von fossilen Brennstoffen. Diese könnten die Kostenanalyse weiter zugunsten solarthermischer Kraftwerke verschieben.

## Arbeitsplätze

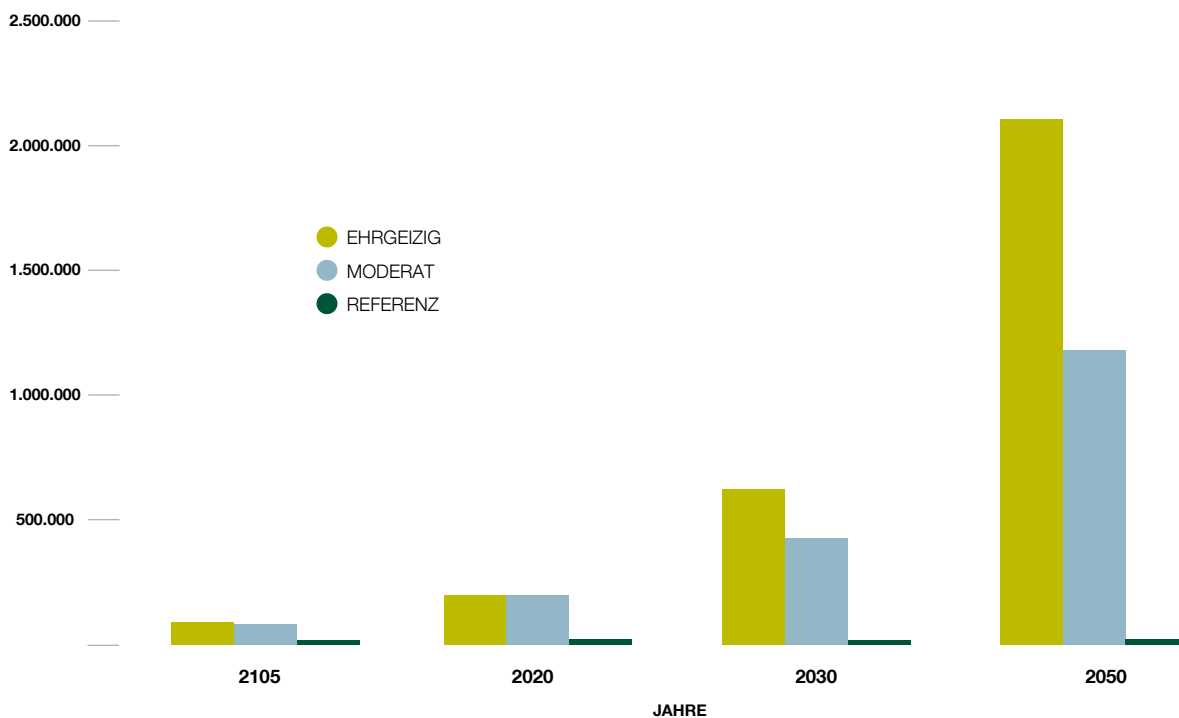
Die Arbeitsplätze, die in den verschiedenen Szenarien geschaffen werden, sind ein entscheidender Aspekt, der neben den anderen Kosten und Vorteilen ebenfalls zu berücksichtigen ist. Hohe Arbeitslosigkeit belastet die Wirtschaft vieler Länder auf der Welt, und jede Technologie, die eine beachtliche Anzahl gelernter und ungelernter Arbeitskräfte benötigt, ist von erheblicher wirtschaftlicher Bedeutung. Die Schaffung von Arbeitsplätzen sollte eine zentrale Rolle bei der politischen Entscheidung zwischen den verschiedenen Energieträgern spielen.

In Deutschland, Spanien und den USA hat eine Reihe von Analysen der Auswirkungen von Solarenergie auf den Arbeitsmarkt stattgefunden. Dieses Szenario geht davon aus, dass jedes Megawatt an neuer Kapazität im jährlichen Markt für solarthermische Kraftwerke zehn neue Arbeitsplätze schafft – in der Herstellung, Zulieferung von Komponenten, in der Errichtung von Solarfarmen, in der Installation und durch indirekte Beschäftigung. Durch die Optimierung des Produktionsprozesses wird dieser Wert sinken und bis zum Jahr 2030 im Referenzszenario auf acht Arbeitsplätze zurückgehen. Außerdem wird aufgrund der erforderlichen Arbeiten im normalen Betrieb und in der Wartung von Solarparks ein weiterer Arbeitsplatz pro Megawatt zusätzlicher Leistung hinzukommen.

Jahr	REFERENZ		MODERAT		EHRGEIZIG	
	Arbeitsplätze Herstellung & Installation (Arbeitspl./MW)	Arbeitsplätze Organisation & Ausstattung (Arbeitspl./MW)	Arbeitsplätze Herstellung & Installation (Arbeitspl./MW)	Arbeitsplätze Organisation & Ausstattung (Arbeitspl./MW)	Arbeitsplätze Herstellung & Installation (Arbeitspl./MW)	Arbeitsplätze Organisation & Ausstattung (Arbeitspl./MW)
2005	10	1	10	1	10,00	1,00
2010	10	1	10	1	10,00	1,00
2015	10	1	10	1	8,82	0,86
2020	10	1	10	1	8,55	0,81
2030	9	1	10	1	8,10	0,77
2040	9	1	9	1	7,65	0,72
2050	8	1	9	1	7,20	0,68

**Tabelle 5.4**  
Angenommene Anzahl neuer Arbeitsplätze durch solarthermische Kraftwerke in den Referenz-, moderaten und ehrgeizigen Szenarien

- Im Referenzszenario bedeutet dies, dass bis 2020 mehr als 13.000 neue Arbeitsplätze geschaffen werden, bis zum Jahr 2050 knapp 20.000 Arbeitsplätze.
- Im moderaten Szenario könnten bis zum Jahr 2020 mehr als 200.000 Arbeitsplätze entstehen, bis 2050 ca. 1,187 Mio.
- Im ehrgeizigen Szenario deuten die Ergebnisse auf bis zu 210.000 neue Arbeitsplätze bis zum Jahr 2020 hin und bis 2050 auf ca. 2,1 Mio.



**Abbildung 5.5**  
Ausblick für die Schaffung von Arbeitsplätzen durch solarthermische Kraftwerke

**Tabelle 5.5**  
CO<sub>2</sub>-Einsparungen  
durch  
solarthermische  
Kraftwerke  
in den Referenz-,  
moderaten und  
ehrgeizigen  
Szenarien.

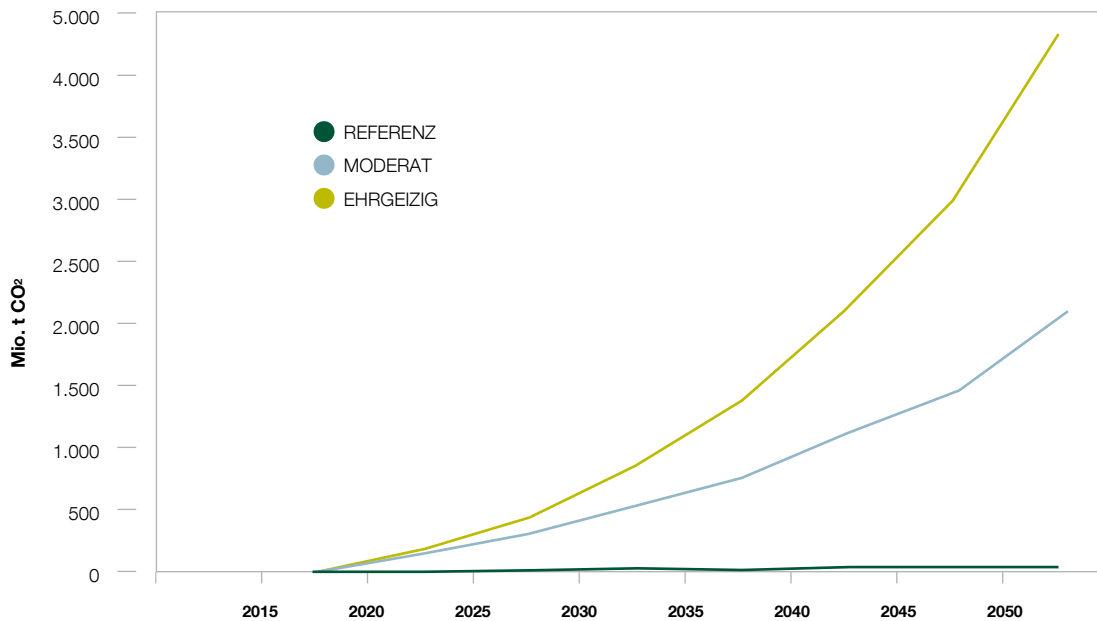
	JÄHRLICHE CO <sub>2</sub> - REDUKTION (MIO. TONNEN CO <sub>2</sub> )	KUMULIERTE CO <sub>2</sub> - REDUKTION (MIO TONNEN CO <sub>2</sub> )
<b>Referenz</b>		
2010	3	6
2015	7	31
2020	13	82
2025	18	162
2030	24	267
2035	28	400
2040	33	552
2045	34	721
2050	40	901
<b>Moderat</b>		
2010	6	10
2015	49	143
2020	148	630
2025	302	1.814
2030	523	3.920
2035	774	7.270
2040	1.157	12.113
2045	1.549	19.050
2050	2.183	28.318
<b>Ehrgeizig</b>		
2010	27	70
2015	70	176
2020	213	887
2025	472	2.672
2030	900	6.189
2035	1.444	12.265
2040	2.279	21.659
2045	3.187	35.724
2050	4.727	55.250

## Kohlendioxideinsparungen

Der größte Nutzen für die Umwelt, der durch Solarenergie entsteht, ist die Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in die Atmosphäre. Kohlendioxid ist das Gas, das überwiegend für die Verschärfung des Treibhauseffektes verantwortlich ist, was katastrophale Folgen im Zuge des globalen Klimawandels nach sich zieht.

Gleichzeitig weist die moderne Solartechnik eine ausgezeichnete Energiebilanz auf. Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch die Herstellung, Installation und Wartungsarbeiten im Verlauf der durchschnittlich 20-jährigen Lebensdauer einer Solar-turbine wird bereits nach einer Betriebszeit von drei bis sechs Monaten „zurückgezahlt“.

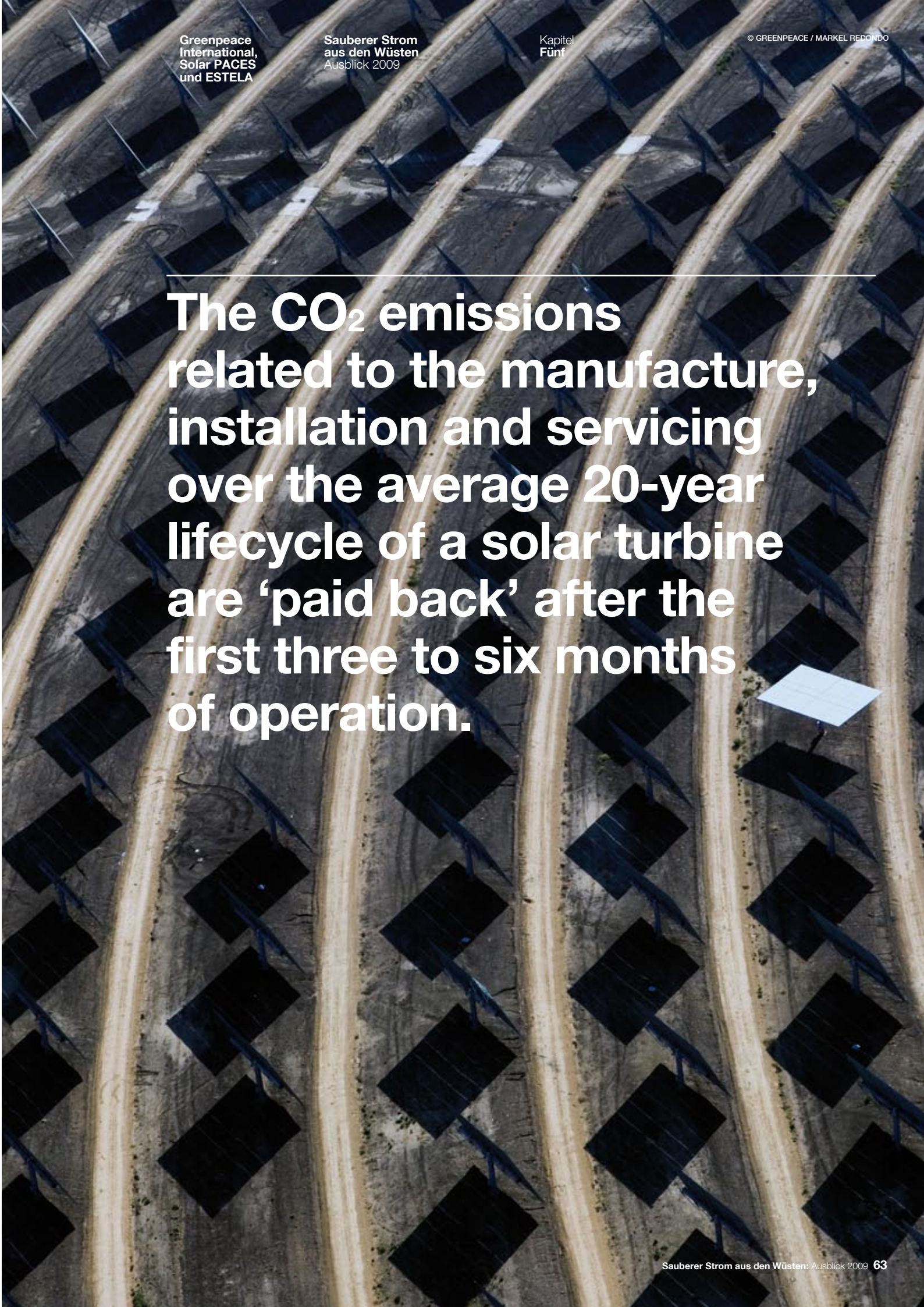
Die Vorteile der Kohlendioxidsenkung hängen davon ab, welche anderen Brennstoffe oder Brennstoffkombinationen durch eine erhöhte solare Stromerzeugung ersetzt werden. Berechnungen des Weltenergieerates (WEC) zufolge erzeugen unterschiedliche fossile Brennstoffe unterschiedlich hohe CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die vorliegende Analyse geht davon aus, dass Kohle und Erdgas in 20 Jahren weiterhin den Großteil unseres Stroms erzeugen werden (wobei sich der Trend fortsetzt, dass Kohle nach und nach durch Erdgas ersetzt wird) – und verwendet einen Wert von 600 Tonnen pro GWh als Durchschnittswert für die Senkung des CO<sub>2</sub>-ausstoßes durch Solar-kraftwerke.



**Abbildung 5.7**  
**Jährliche**  
**CO<sub>2</sub>-Emissionsein-**  
**sparungen**  
**(in Mio. Tonnen)**

Unterstützt wird diese Annahme außerdem von der Tatsache, dass etwa die Hälfte aller bis 2020 installierten Solarkraftwerke in OECD-Ländern stehen wird (Nordamerika, Europa und Pazifik). In diesen Ländern geht der Trend deutlich von Kohle zu Erdgas. In anderen Regionen wird die CO<sub>2</sub>-Reduzierung höher ausfallen, weil dort der Einsatz von Kohlekraftwerken noch weit verbreitet ist. Unter Berücksichtigung dieser Annahmen wäre die zu erwartende jährliche CO<sub>2</sub>-Einsparung durch solarthermische Kraftwerke:

- Moderates Szenario: 148 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr im Jahr 2020, auf 2,1 Mrd. Tonnen im Jahr 2050 ansteigend. Die kumulierte Einsparung läge bis 2020 bei 630 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>, über den gesamten Zeitraum dieses Szenarios knapp über 28,3 Mrd. Tonnen.
- Ehrgeiziges Szenario: 213 Mio. Tonnen im Jahr 2020, die bis 2050 auf 4,7 Mrd. Tonnen steigen. Bis zum Jahr 2020 würden solarthermische Kraftwerke für sich allein insgesamt 887 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> einsparen, über den gesamten Zeitraum des Szenarios kämen 55,2 Mrd. Tonnen zusammen.



**The CO<sub>2</sub> emissions related to the manufacture, installation and servicing over the average 20-year lifecycle of a solar turbine are ‘paid back’ after the first three to six months of operation.**

## Die wichtigsten Annahmen und Parameter

### Wachstumsraten

Das ehrgeizige Szenario geht von einer jährlichen Wachstumsrate von über 20 % pro Jahr aus, was für einen Industriezweig, der schweres Gerät herstellt, relativ hoch ist. Die Wachstumsraten, die dieses Szenario für den Markt annimmt, beruhen auf Analysen des aktuellen Marktes für solarthermische Kraftwerke. Allerdings haben sowohl photovoltaische als auch Windkraftanlagen in jüngster Zeit viel höhere Wachstumsraten aufgewiesen. So ist die globale Windkraftkapazität in den letzten zehn Jahren mit einer durchschnittlichen kumulierten Rate von 30% gewachsen – 2008 war ein Rekordjahr, mit über 27 GW an neuen Anlagen, womit die Gesamtleistung nun mehr als 120 GW beträgt. In allen drei Szenarien gehen die angenommenen Wachstumsraten langfristig auf einstellige Werte zurück, doch angesichts der in 40 Jahren verfügbaren Kapazitäten stellen selbst kleine prozentuale Wachstumsraten bis dahin etliche Megawatt an jährlich hinzu kommender solarer Leistung dar.

### Durchschnittliche Leistung

Dieses Szenario geht von der konservativen Annahme aus, dass die Durchschnittsgröße von Solarkraftwerken allmählich zunimmt, im Jahr 2020 100 MW erreicht und danach konstant bleibt. Einzelne Solarkraftwerke können in ihrer Gesamtleistung erheblich variieren. Während einzelne Solarschüsseln eine Leistung von etwa 25 Kilowatt haben, liegen die Leistungen von Parabolrinnenkraftwerken bereits zwischen einigen MW und mehr als 250 MW. Es wird davon ausgegangen, dass solarthermische Kraftwerke weiter wachsen werden, bis sie eine durchschnittliche Leistung von 200-300 MW pro Standort aufweisen. Allerdings könnte dieser Wert in der Praxis höher liegen, so dass weniger Kraftwerke benötigt werden, um die gleiche installierte Leistung zu erreichen. Außerdem wird angenommen, dass jedes solarthermische Kraftwerk 40 Jahre in Betrieb ist und anschließend ersetzt wird. Dieser Austausch älterer Kraftwerke wurde in den Szenarien bereits berücksichtigt.

### Auslastung der Anlagen

Das Szenario geht von einem Auslastungsfaktor der solarthermischen Kraftwerke aus, der stetig zunimmt, von heute durchschnittlich geschätzten 30% auf 45% im Jahr 2020 und 54% im Jahr 2030, indem zunehmend Wärmespeicherung eingesetzt wird und optimale Standorte erschlossen werden. Das Szenario sagt voraus, dass

die durchschnittliche weltweite Leistungsausnutzung bis 2015 34% erreicht haben wird.

Mit „Auslastung“ ist der Prozentsatz der Nennleistung eines an einem bestimmten Standort errichteten solarthermischen Kraftwerkes gemeint, der im Laufe eines Jahres tatsächlich geliefert wird. Diese Leistungsausnutzung hängt von den solaren Ressourcen am jeweiligen Standort ab und kann bei einem solarthermischen Kraftwerk durch Wärmespeicherung erhöht werden. Das Solarfeld kann über die Nennleistung der Dampfturbine am Auslegungspunkt hinaus vergrößert werden (das Verhältnis wird als Solarmultiplikator bezeichnet), die überschüssige, gespeicherte Wärme kann die Turbine dann nach Sonnenuntergang über eine längere Zeit weiterhin antreiben. Im Prinzip ließe sich an geeigneten Standorten eine Leistungsausnutzung von nahezu 100% erzielen, wodurch solarthermische Kraftwerke mittel- bis langfristig als Option für die Grundversorgung in Frage kommen. Ein 100 MW solarthermisches Kraftwerk mit einer Leistungsausnutzung von 30% würde beispielsweise 263 GWh an Strom pro Jahr liefern.

### Kapitalkosten und Lernkurven

Die Kapitalkosten für den Bau eines Solarkraftwerkes sind in den letzten 2 Jahren aufgrund verbesserter Fertigungsverfahren ständig gesunken. Als Anlagentyp wurden überwiegend Parabolrinnenanlagen eingesetzt, allerdings spielen Solartürme eine zunehmend wichtige Rolle. Massenfertigung und Automatisierung werden in den kommenden Jahren zu Kosteneinsparungen und niedrigeren Installationskosten führen. Eine allgemeine Schlussfolgerung aus der industriellen Lernkurventheorie lautet, dass Kosten bei jeder Verdopplung der hergestellten Einheiten um ca. 20 % sinken. Ein 20 %-iger Rückgang entspricht einem Fortschrittsquotienten von 0,80. Die Kostenentwicklung solarthermischer Kraftwerke ist einzigartig: Bereits in den neunziger Jahren haben sich die Kosten der CSP Technologie mehr als halbiert. Dies geht mit einem Fortschrittsquotienten von etwa 0,90 einher. Bei der Berechnung der Kostensenkungen in diesem Bericht wurden Erfahrungswerte mit der Anzahl der Einheiten gekoppelt, also der Anzahl der Kraftwerke und nicht deren Megawatt-Leistung. Damit wird auch die Zunahme der durchschnittlichen Anlagengröße mit berücksichtigt.

Der in dieser Studie angenommene Fortschrittsquotient beginnt bei 90% bis 2015, steigt dann ab 2016 und erreicht bis 2020 94% im „Referenzszenario“ und 92% im „moderaten“ Szenario. Im ehrgeizigen Szenario wird davon ausgegangen, dass angesichts der riesigen Markterschließung der Fortschrittsquotient bis 2030 unter 90%



bleibt. Nach 2041, wenn die Fertigungsverfahren voraussichtlich optimiert sein und die globalen Fertigungszahlen ihren Höhepunkt erreicht haben werden, sinkt der Quotient auf 0,98. Nur das „ehrgeizige“ Szenario geht weiterhin von einem Fortschrittsquotienten von 93% aus.

Dass diese Annahme besonders in den ersten Jahren abgestuft ist, liegt daran, dass die Fertigungsindustrie noch nicht alle Vorteile der Serienfertigung nutzen kann, besonders angesichts der raschen Vergrößerung des Produktmaßstabs. Außerdem wurde das volle Potenzial künftiger Designoptimierungen noch nicht ausgeschöpft. Die Kosten von solarthermischen Kraftwerken sind insgesamt deutlich gesunken, die Branche hat aber noch nicht erkennbar ihre in Lernkurventheorien beschriebene „Kommerzialisierungsphase“ erreicht.

Die Kapitalkosten pro Kilowatt installierter Leistung werden in allen drei Szenarien mit durchschnittlich € 4.000 (US\$ 5.160) im Jahr 2008 angenommen und fallen 2010 auf € 3.800 (US\$ 4.900). Die unterschiedliche Geschwindigkeit, mit der die Preise in den verschiedenen Szenarien fallen, ist in der folgenden Tabelle dargestellt. Alle Werte sind in Preisen für das Jahr 2008 angegeben.

**Tabelle 5.1**  
Angenommene  
Kosten pro MW  
für solarthermische  
Kraftwerke bei  
Szenarien mit  
konservativer,  
moderater und  
aggressiver  
Entwicklung

Jahr	REFERENZ		MODERAT		EHRGEIZIG	
	Entwicklungs- rate (%)	Investitions- kosten (Euro/kW)	Entwicklungs- rate (%)	Investitions- kosten (Euro/kW)	Entwicklungs- rate (%)	Investitions- kosten (Euro/kW)
2005	0,90	4.000	0,90	4.000	0,90	4.000
2010	0,90	3.800	0,90	3.800	0,90	3.800
2015	0,90	3.400	0,92	3.230	0,86	3.060
2020	0,94	3.000	0,96	2.850	0,89	2.700
2030	0,96	2.800	0,98	2.660	0,91	2.520
2040	0,96	2.600	0,98	2.470	0,91	2.340
2050	0,98	2.400	1,00	2.280	0,93	2.160

## Anmerkung zur Forschung

Die Prognosen für den globalen Strombedarf, die in diesem Bericht verwendet sind, wurden für die Greenpeace Energie [R] evolution 2008 entwickelt. Weitere Hintergründe zu der Einbeziehung von Energieeffizienz und anderen Faktoren in das Referenzszenario sind in diesem Dokument nachzulesen.

Die Energie [R] evolution kann auf <http://www.energyblueprint.info> und [www.greenpeace.org](http://www.greenpeace.org) heruntergeladen werden.



# Energie für den Export: Der Mittelmeerraum

Aus technischer Sicht würden bereits 0,04 Prozent der Sonnenenergie, die auf die Saharawüste fällt, ausreichen, um den Strombedarf von ganz Europa (E25) zu decken. Lediglich zwei Prozent der Saharafläche würden genügen, um den Strombedarf der ganzen Welt zu decken. Eine atemberaubende Vorstellung. Dadurch, dass die CSP-Technologie für Großanlagen ausgebaut wird, wird der Stromexport von Nordafrika nach Westeuropa eine praktikable Möglichkeit. Dazu sind gewaltige Investitionen in große, wegweisende Anlagen erforderlich und in Hochspannungsleitungen, die Übertragungsverluste drastisch senken.

In Gegenden mit einem hohen Spitzenstrombedarf, wie zum Beispiel Südspanien, kommt es bereits heute im Sommer zu Stromausfällen, besonders durch den Einsatz von Klimaanlagen. Zumindest in Südeuropa ist die Kooperation mit Nachbarländern in der Energieversorgung bereits üblich. Gas- und Stromleitungen verbinden Italien, Tunesien und Algerien sowie Marokko und Spanien.

## Solarplan für das Mittelmeer 2008

Der Mittelmeer-Solar-Plan wurde am 13. Juli 2008 am Pariser Gipfel für die Mittelmeerregion bekannt gegeben. Ziel ist es, bis 2020 in der Region 20 GW neue regenerative Energieleistung zu erschließen. Davon würden 3-4 GW durch photovoltaische Anlagen, 5-6 GW durch Windkraft und 10-12 GW durch solarthermische Kraftwerke erzielt werden. Für die Realisierung eines solchen Planes ist es notwendig, dass Tunesien und Italien sowie die Türkei und Griechenland physikalisch miteinander verbunden sind.

Der Gipfel kam zu dem Schluss, dass die „Markteinführung sowie die Erforschung und Entwicklung sämtlicher alternativer Energiequellen bei den Bemühungen um die Sicherung einer nachhaltigen Entwicklung eine hohe Priorität haben“ und dass die „Machbarkeit, Entwicklung und Schaffung eines Solarplans für den Mittelmeerraum“ zu prüfen sei.

2009 ist ein entscheidendes Jahr für die Welt, wenn der Klimawandel tatsächlich noch abgewendet werden soll. Gespräche, die dieses Jahr in Kopenhagen stattfinden, werden darüber entscheiden, ob die europäischen Vorgabeempfehlungen für die Emissionssenkungen von 30% bis zum Jahr 2020 in Kraft treten. Eine starke Partnerschaft zwischen der Europäischen Union (EU), dem Nahen Osten und Nordafrika (der MENA-Region) ist ein wesentlicher Bestandteil der Erfüllung dieses Ziels.

Der Mittelmeerraum hat ungeheure Ressourcen an Sonnenenergie für sein eigenes Wirtschaftswachstum und als wertvolles Exportgut, während die EU Technologien und Finanzierungsmittel bieten kann, um dieses Potenzial zu aktivieren.

## Technisches Potenzial für solarthermische Kraftwerke in der Mittelmeer-/MENA-Region

Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum werden zu einer erheblichen Zunahme des Energiebedarfs in den MENA-Ländern führen. Bis zum Jahr 2050 könnten diese Länder einen Strombedarf vergleichbar mit dem Europas erreichen (3.500 TWh/Jahr). Selbst mit einer höheren Effizienz und mit rückläufigen Bevölkerungszahlen in bestimmten Ländern wird der Strombedarf voraussichtlich deutlich steigen.

Um diese Nachfrage erfüllen zu können, wird jedes Land künftig eine andere Zusammensetzung aus erneuerbaren Energien benötigen, je nachdem, welche natürlichen Ressourcen ihm jeweils zur Verfügung stehen.

Die 2005 vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) durchgeführte Studie „Solarthermische Kraftwerke für den Mittelmeerraum“ hat gezeigt, dass solarthermische Kraftwerke ein gewaltiges technisches und wirtschaftliches Potenzial besitzen und dass ein riesiger potentieller Markt im Mittelmeerraum (MENA) besteht, besonders für den Export nach Europa. Diese Region ist mit intensiver Sonneneinstrahlung gesegnet, auch wenn sie derzeit überwiegend fossile Brennstoffe exportiert – mit all deren verheerenden Klimafolgen und unberechenbaren Preisschwankungen. Die MED-CSP-Studie konzentrierte sich auf die Strom- und Wasserversorgung der Regionen und Länder Südeuropas (Portugal, Spanien, Italien, Griechenland, Zypern, Malta), Nordafrikas (Marokko, Algerien, Tunesien, Libyen, Ägypten), Westasiens (Türkei, Iran, Irak, Jordanien, Israel, Libanon, Syrien) und der arabischen Halbinsel (Saudi Arabien, Jemen, Oman, Vereinigte Arabische Emirate, Kuwait, Katar, Bahrain). Die MED-CSP-Studie kam zu den folgenden Ergebnissen:

- Umwelttechnische, wirtschaftliche und soziale Nachhaltigkeit im Energiesektor lässt sich nur mit erneuerbaren Energien erreichen. Die aktuellen Maßnahmen reichen nicht aus, um dieses Ziel zu erreichen.
- Eine ausgewogene Mischung aus erneuerbaren Energietechnologien kann die herkömmliche Erzeugung von Strom für Spitzen-, Mittel- und Grundlasten ersetzen, so dass fossile Brennstoffe länger und nachhaltiger zur Verfügung stehen.
- Erneuerbare Energiressourcen sind reichlich vorhanden und können den steigenden Bedarf der EU-MENA-Region decken. Die verfügbaren Ressourcen sind so riesig, dass eine zusätzliche Lieferung erneuerbarer Energien nach Mittel- und Nordeuropa praktikabel wäre.
- Erneuerbare Energien sind die kostengünstigste Option für die Sicherung der Energie- und Wasserversorgung in der EU-MENA-Region.
- Erneuerbare Energien sind der Schlüssel zur sozioökonomischen Entwicklung und zum nachhaltigen Wohlstand in der MENA-Region, da sie sowohl ökologische als auch ökonomische Anforderungen auf verträgliche Weise erfüllen.
- Erneuerbare Energien und Effizienzmaßnahmen benötigen zu Beginn öffentliche Mittel als Starthilfe, aber keine langfristigen Subventionen wie fossile Brennstoffe und Atomenergie.

Innerhalb dieser Region können solarthermische Kraftwerke durch Wärmespeicherung und einen Solar-Fossilien-Hybridbetrieb eine zuverlässige, stabile Versorgung und Stromsicherheit gewährleisten. Teil 7 des vorliegenden Berichtes, Empfehlungen für politische Maßnahmen, skizziert die Schritte, die notwendig sind, um den Einsatz erneuerbarer Energien in der EU und der MENA-Region zu beschleunigen – aber auch in anderen Regionen der Welt, die am Sonnengürtel liegen.

## Solarenergie-Szenario für den Mittelmeerraum

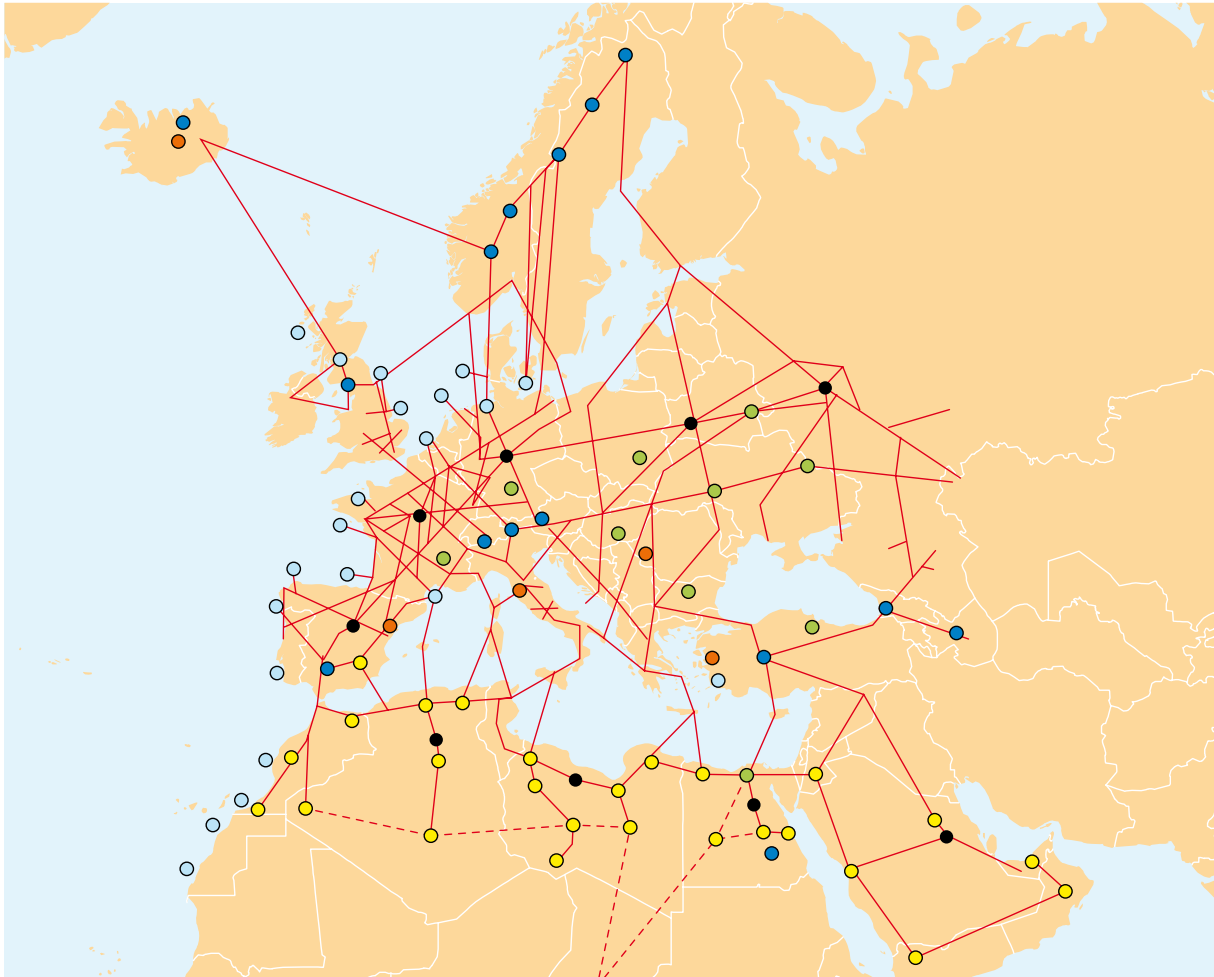
Ein Szenario mit solarthermischen Kraftwerken im Mittelmeerraum zeigt einen Weg auf, wie Ressourcen und Nachfrage im Rahmen der technischen, wirtschaftlichen, ökologischen und sozialen Einschränkungen der jeweiligen Länder auf nachhaltige Weise einander angepasst werden können. Dazu sind keine langfristigen Subventionen notwendig wie bei fossiler und atomarer Energie, sondern lediglich eine Anschubfinanzierung, um groß angelegte, erneuerbare Technologien zu etablieren.

Die bei weitem größten Ressourcen in der MENA-Region bietet Solarenergie aus solarthermischen Kraftwerken, welche in den meisten Ländern die Kernversorgung mit Strom übernehmen werden. Dies liegt daran, dass sie große Mengen Strom und eine zuverlässige Bedarfsleistung liefern können. In einigen Ländern stehen Windkraft, Wasserkraft und Biomasseressourcen zur Verfügung, deren Rolle für eine Zukunft mit nachhaltigen Energien in Greenpeaces Energie [R] evolution beschrieben wird. In Zukunft werden sehr große photovoltaische Anlagen in Wüstenregionen ebenfalls realisierbar sein, ihr Beitrag zur zuverlässigen Versorgung ist allerdings sehr begrenzt. Solarthermische Kraftwerke können ihre Leistung bei Bedarf liefern und könnten sofort auf dem Markt gebracht werden.

Die EU muss erneuerbare Energien auf allen Ebenen unterstützen, allerdings werden in den südlichen EU-Mitgliedsstaaten und den Nachbarländern im südlichen Mittelmeerraum solarthermische Kraftwerke voraussichtlich die wichtigste künftige Stromquelle darstellen. Es ist Sache der jeweiligen Landesregierungen und der internationalen Politik, faire Finanzierungspläne für erneuerbare Energien in der EU-MENA-Region zu entwickeln, um die Risiken der aktuellen Energiepolitik, einschließlich internationaler Konflikte, zu vermeiden und die massiven ökonomischen und ökologischen Kosten des Klimawandels abzuwenden. Tabelle 6.1 zeigt das Entwicklungspotenzial der MENA-Region: unter „unveränderten“, „moderaten“ und „ehrgeizigen“ Szenarien.

**Tabelle 6.1**  
**Angenommene**  
**Kosten pro MW für**  
**Solarthermische**  
**Kraftwerke bei**  
**Szenarien mit**  
**konservativer,**  
**moderater und**  
**aggressiver**  
**Entwicklung**

		2015	2020	2030	2050
<b>Referenz</b>					
Afrika	MW	488	1.113	1.113	1.113
	TWh/a	1	3	4	4
Mittlerer Osten	MW	393	612	1.060	1.955
	TWh/a	1	2	3	7
Europa	MW	1.741	3.065	6.243	8.071
	TWh/a	5	9	20	30
Gesamt	MW	2.622	4.790	8.470	11.138
	TWh/a	7	14	27	41
<b>Moderat</b>					
Afrika	MW	1.043	3.968	22.735	110.732
	TWh/a	3	14	86	485
Mittlerer Osten	MW	4.171	9.094	43.457	196.192
	TWh/a	14	33	164	359
Europa	MW	2.220	6.883	17.013	34.570
	TWh/a	7	25	64	151
Gesamt	MW	7.434	19.945	83.205	341.494
	TWh/a	25	72	313	1.496
<b>Ehrgeizig</b>					
Afrika	MW	1.176	4.764	31.238	204.646
	TWh/a	5	20	137	1.058
Mittlerer Osten	MW	6.049	15.949	56.333	226.323
	TWh/a	24	67	247	1.170
Europa	MW	4.379	11.290	40.312	152.371
	TWh/a	17	47	177	768
Gesamt	MW	11.604	32.003	127.882	583.340
	TWh/a	46	135	560	3.015



**Abbildung 6.1**  
**Exemplarische HVDC**  
**Verbindungslinien**  
**für den Export von**  
**Solarstrom von**  
**konzentrierten**  
**Solkraftwerken**  
**von Nordafrika nach**  
**Europa**

LEGEND	
○	WINDENERGIE
●	BIOMASSE
●	GEOTHERMIE
●	WASSERKRAFT
●	KONVENT. ENERGIEN
●	SOLARKRAFTWERK

Diese Grafik zeigt eine mögliche Verbindung des Energiestromnetzes zwischen Europa, dem Mittleren Osten und Nordafrika (EUMENA), das dem Zweck dienen soll, Europa mit Strom zu beliefern. Das konventionelle Energiestromnetz ist nicht in der Lage große Mengen an Elektrizität über lange Distanzen zu transportieren. Deshalb ist in einem solchen Transeuropäischen Elektrizitätsschema eine Kombination des aktuellen, konventionellen Stromnetzes mit den HDVC-Übergangstechnologien von Nöten.







# Empfehlungen für politische Maßnahmen

Die Szenarien des Ausblicks für solarthermische Kraftwerke zeigen, dass solarthermische Kraftwerke im Falle einer ehrgeizigen Entwicklung dieser Branche in Verbindung mit einem hohen Effizienzniveau im Jahr 2030 bis zu 7 Prozent und im Jahr 2050 ein ganzes Viertel des weltweiten Strombedarfs decken könnten.

Selbst im Szenario mit moderaten Markterschließungsmaßnahmen hätte die Welt bis 2050 eine kombinierte solare Stromleistung von über 830 GW, mit einem jährlichen Zuwachs von fast 41 GW. Das würde im Jahr 2030 3,0 bis 3,6 % und im Jahr 2050 8,5 bis 11,8% des globalen Bedarfs darstellen.

Dem europäischen Industrieverband ESTELA zufolge wird das starke Wachstum solarthermischer Kraftwerke am Markt anhand verschiedener Faktoren erkennbar sein. Der erste Schritt ist der technische und wirtschaftliche Erfolg der ersten Projekte. Damit sich diese Technologie fest etablieren kann, werden stabile, ökologische Preissysteme oder Anreize notwendig sein, um die anfängliche Lücke bei den angeglichenen Stromkosten zu schließen, sowie eine Kostenreduzierung der verwendeten Komponenten und des erzeugten Stroms. Neue Märkte und Marktchancen, zum Beispiel der Stromexport von Nordafrika nach Europa, sind für die langfristige Entwicklung der Industrie unerlässlich, und intensive Forschung und Entwicklung sind nötig, um die technische Verbesserung der Stromerzeugung fortzusetzen. Regierungen und Industrie müssen nun die nötigen Maßnahmen umsetzen, damit solarthermische Kraftwerke die größtmögliche Leistung erbringen können. Zusammen mit anderen erneuerbaren Energien wie Windkraft, Photovoltaik, Geothermie, Wellenkraft und nachhaltigen Formen von Bioenergie kann diese Technologie einen wesentlichen Beitrag zur Abwendung einer Klimakatastrophe leisten.

## Durch welche politischen Maßnahmen können solarthermische Kraftwerke unterstützt werden?

Langfristige und stabile Einspeisetarife haben sich als das wirksamste Instrument für eine nachhaltige Marktdurchdringung erneuerbarer Energien erwiesen. Die Erfahrungen Spaniens zeigen, wie der richtige Tarif den Markt für diese Technik exponentiell wachsen lassen kann. Gesetzlich vorgeschriebene Tarife gibt es bereits in Italien, Frankreich, Algerien und Südafrika, und in der Türkei werden sie zurzeit diskutiert. Die Höhe dieser Tarife ist in Tabelle 7.1 aufgeführt.

Gesetzlich vorgeschriebene Zielvorgaben für den Verkauf erneuerbarer Energien, die auf den Stromverkaufssektor abzielen, sind eine weitere wirksame Möglichkeit, die Errichtung solarthermischer Kraftwerke voranzutreiben. Die Erfahrungen der Bundesstaaten im Südwesten der USA, besonders Kaliforniens, zeigen, wie diese politischen Maßnahmen in der Praxis greifen. Eine weitere endgültige Maßnahme, die diese Branche unterstützen kann, sind Darlehensgarantien, wie sie in Marokko und Ägypten eingesetzt werden.

**Tabelle 7.1**  
**Status der gesetzlich**  
**vorgeschriebenen**  
**Einspeisetarife**  
**weltweit im Juni 2009**

LAND	TARIF	STATUS
Algerien	Bis zu 200% des normalen Tarifs für ISCC-Anlagen mit >20% Solarstrom.	Seit März 2004
Frankreich	30 €-Cent/kWh	Seit 2006
Südafrika	2,10 R / kWh (17 €-Cent/kWh)	Angekündigt im März 2006
Israel	16,3 US-Cent/kWh (12,6 €-Cent/ kWh)	Seit November 2006
Spanien	27 €-Cent/ kWh über einen Zeitraum von 25 Jahren	Seit 2007
Italien	22-28 €-Cent/ kWh	Seit 2008
Indien	Bis zu 10 Rupien / kWh (19 US-Cent/kWh)	2008 angekündigt
Türkei	24 €-Cent/ kWh für die ersten zehn Jahre, danach 20 €-Cent/ kWh	Entwurf, nicht endgültig beschlossen

## Internationale politische Rahmenbedingungen

Zurzeit sind zwei wesentliche internationale politische Instrumente für solarthermische Kraftwerke bedeutsam – die Globale Marktinitiative und der Solarplan für den Mittelmeerraum.

Die Globale Marktinitiative wurde von einer Reihe von Ländern unterzeichnet, die zusagten, Zielvorgaben, feste Tarife, Finanzierungsmittel und Regulierungsmaßnahmen einzuführen. Die Länder, die diese Maßnahmen eingeführt haben, erleben nun, wie der Markt für solarthermische Kraftwerke durchstartet – allen voran Spanien und hoffentlich demnächst auch Südafrika, Israel und andere Länder. Diese Initiative steht allerdings als Antwort nicht alleine da. Als Abkommen ist es rechtlich nicht verpflichtend, und es wirkt sich nur auf die Solarmärkte in Ländern aus, die den politischen Willen haben, auf Worte Taten folgen zu lassen. Die politischen Initiativen der Globalen Marktinitiative sind zwar weiterhin wichtig, um den Markt voranzutreiben, das Gesamtziel von 5.000 MW wird aber voraussichtlich allein schon durch aktuelle Projekte sowie bereits im Bau und in der Entwicklung befindliche Anlagen in Spanien zu erreichen sein.

Der Solarplan für den Mittelmeerraum wurde Mitte 2008 bekanntgegeben und strebt bis 2020 insgesamt 10 bis 12 Gigawatt in Form von solarthermischen Kraftwerken an. Diese Vorgabe spiegelt schon eher das Potenzial dieser Region wider, durch diese Technologie Strom lokal zu liefern und zu exportieren. In dem moderaten Szenario des vorliegenden Berichtes beheimaten Afrika, Europa und der Nahe Osten zusammen im Jahr 2020 fast 17 Gigawatt an solarthermischen Kraftwerken. Und bis zum Jahr 2050 sind es 241 Gigawatt. Allerdings hängt der Erfolg dieser Pläne davon ab, ob zwischen Tunesien und Italien und zwischen der Türkei und Griechenland Hochspannungsleitungen eingerichtet werden. Die politische Instabilität in dieser Region stellt eine massive Hürde für die Umsetzung der Pläne dar, doch die erste Stellungnahme der Staatsoberhäupter des Mittelmeerraums setzt ein positives Zeichen für die Markterschließung.

## Greenpeace fordert

---

### Verbindliche Zielvorgaben für erneuerbare Energien festlegen

Um eine unkontrollierbare Klimazerstörung zu vermeiden, müssen die weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2015 ihren Höhepunkt erreichen und dann drastisch gesenkt werden. Bis zum Jahr 2050 müssen die Treibhausgas-Emissionen sogar auf nahe Null zurückgefahren werden. Das Greenpeace Weltenergiekonzept „Energie [R] evolution“ zeigt auf, wie dies ohne (neue) Kohle- und Atomenergie erreicht werden kann.

Die wichtigsten politischen Ansätze, die zur Durchsetzung der Energierevolution notwendig wären, sind:

- Streichung aller Subventionen für fossile Brennstoffe und Atomenergie sowie jener Subventionen, welche die Nutzung dieser Energien begünstigen
- Internalisierung der externen Kosten (für die Gesellschaft und die Umwelt) der Energieerzeugung durch den Handel mit Emissionszertifikaten
- Festschreibung strenger Effizienzstandards für sämtliche Geräte, Gebäude und Fahrzeuge, die Energie verbrauchen
- Rechtlich verbindliche Zielvorgaben für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung
- Reform der Strommärkte, um Stromerzeugern aus erneuerbaren Energien vorrangigen Zugang zu gewähren
- Etablierung stabiler Renditen für Investoren in erneuerbare Energien, z. B. durch Einspeisetarifmodelle
- Erhöhung des Forschungs- und Entwicklungsetats für erneuerbare Energien und Energieeffizienz

Zusätzlich zu diesen globalen Ansätzen schlagen wir eine Reihe von konkreten Maßnahmen vor, um solarthermische Kraftwerke zu fördern, bis sie im Jahr 2050 zwischen 8 und 25% des weltweiten Energiebedarfs decken können.

### Markteinführungsmaßnahmen

Spanien und die USA beweisen, wie groß das Marktpotenzial für solarthermische Kraftwerke sein kann, sofern die richtigen Marktmechanismen vorliegen. Um das gewaltige Potenzial anderer Regionen zu erschließen, ist Folgendes notwendig:

- Globale Klimaschutzmechanismen (Kyoto-Instrumente wie CDM, Clean Development Mechanism, und JI, Joint Implementation), müssen für solarthermische Kraftwerke geöffnet werden.
- Etablierung von nationalen Einspeisegesetzen für solarthermische Kraftwerke, da diese das wirksamste Instrument sind, um den Einsatz der Technologie voranzutreiben
- Konsequente Umsetzung des Solarplans für die Mittelmeerregion
- Das europäische Stromnetz muss für Solarstrom aus Nordafrika geöffnet und erweitert werden.
- Etablierung von überregionalen Einspeisetarifen wie zwischen Europa, Afrika und dem Nahen und mittleren Osten: Der Markt für erneuerbare Energien muss geöffnet werden, um innerhalb und außerhalb der Europäischen Union wirksam zu sein, so dass erneuerbarer Strom die innereuropäischen Grenzen effektiv überqueren kann.
- Europäische Organisationen müssen sich in Nordafrika engagieren und dort Partnerschaften eingehen. Afrika verfügt über unbegrenzte solare Ressourcen, die durch den Austausch von Technologien, Know-How und Arbeitskräften erschlossen werden können. Dies würde eine industrielle und personelle Basis für die Umsetzung solarthermischer Kraftwerke in diesen Ländern aufbauen, die wirtschaftlichen Beziehungen fördern und einen Investitionsrahmen schaffen, indem die Liberalisierung des nordafrikanischen Strommarkts unterstützt würde.

---

## Ausgestaltung von Fördermaßnahmen

### Einspeisetarife

Experten halten in Südeuropa gesetzlich vorgeschriebene Tarife von 24-27 Euro-Cent/ kWh mit einer garantierten Laufzeit von 20 bis 25 Jahren für erforderlich, damit Projekte finanzierungswürdig für Banken sind. Die Einspeisetarife müssen außerdem

- Investoren die Sicherheit bieten, dass die Prämien sich nicht ändern, so dass die Projektrenditen eingehalten werden können.
- klare und öffentlich bekanntgegebene Laufzeiten für die Berechtigung von Projekten haben.
- einen Zeitraum vorsehen, nach dem der Tarif nach Abbezahlung eines Projektes gesenkt wird, damit dies keine unnötigen Auswirkungen auf den Strompreis für Endverbraucher hat.

### Darlehensgarantien

Um einen besseren Zugang zu Investitionsfonds zu gewähren, sind neue Darlehensgarantien erforderlich, die über bestehende Kanäle bei multilateralen Banken, über bestehende nationale Darlehensprogramme und – für solarthermische Kraftwerke in den Entwicklungsländern Nordafrikas – über globale Umweltprogramme wie z. B. GEF, UNEP und UNDP gewährt werden..

### Unterstützung neuer technologischer Entwicklungen

Wie bei jedem Industriezweig, der sich in der Entwicklung befindet, senken neue Technologie-Generationen die Kosten deutlich. Damit die Kosten auf diesem Weg weiterhin gesenkt werden, ist es erforderlich:

- vorkommerzielle Demonstrationsanlagen zu finanzieren, damit die Technologien der nächsten Generation auf den Markt gelangen können.
- Demonstrationsanlagen mit EU-Darlehensgarantien auszustatten, um das technische Innovationsrisiko abzudecken.
- die Erforschung und Entwicklung von Materialien, Komponenten und Systementwicklungen zu finanzieren, z. B. Beschichtungen, Speicherung, Direktdampf/Salzschnmelzen-Systeme, angepasste Dampfgeneratoren und Beam-Down-Systeme.

---

## Spezielle technische Maßnahmen

### Solarbrennstoffe

Für Solarbrennstoffe ist das ultimative Ziel die Entwicklung technisch und wirtschaftlich praktikabler Technologien für solarthermochemische Prozesse, mit denen Solarbrennstoffe – vor allem H<sub>2</sub> – hergestellt werden können. Zu den politischen Maßnahmen, die vom Industrieverband Solar-PACES vorgeschlagen und von Greenpeace unterstützt werden, zählen:

- Sofortige und beschleunigte Umsetzung der Forschungs- und Entwicklungsergebnisse für den Übergang von der heutigen fossilen Wirtschaft zu einer solargetriebenen Wasserstoffwirtschaft der Zukunft. Das EU-FP6-Projekt INNOHYP-CA (2004-2006) hat einen Fahrplan entwickelt, der den Weg zur Umsetzung thermochemischer Prozesse für die H<sub>2</sub>-Massenproduktion aufzeigt.
- Entwicklung und Demonstration solarchemischer Produktionsverfahren, um deren technische und wirtschaftliche Machbarkeit zu beweisen.
- Ein weltweiter Konsens über die vielversprechendsten künftigen Energieträger – sowohl erneuerbarer Strom als auch Wasserstoff.
- Eine klare Entscheidung, den Wechsel von fossilen zu erneuerbaren Energien und von Benzin zu H<sub>2</sub> einzuleiten.
- Konkrete Schritte seitens der Regierungen, Regulierungsbehörden, Versorgungsunternehmen und privaten Investoren, die Infrastruktur auszubauen und neue Märkte zu schaffen.

### Prozesswärme

Die von Greenpeace unterstützten Forderungen der Internationalen Energieagentur (IEA) für den künftigen Ausbau von Prozesswärme:

- Die Schaffung wirtschaftlicher Anreize für Industriezweige, die bereit sind, in solarthermische Anlagen zu investieren, durch Senkung der Amortisationszeiten. Zum Beispiel: niedrig verzinsten Darlehen, Steuernachlässe, direkte Finanzierungshilfen, Fremdfinanzierung. Bislang wurden Förderpläne dieser Art nur regional begrenzt eingesetzt.
- Der Bau solarthermischer Demonstrations- und Pilotanlagen in Industriezweigen, einschließlich fortschrittlicher und innovativer Lösungen wie kleine bündelnde Kollektoren.
- Die Bereitstellung von Informationen für die betroffenen Industriezweige, um mehr Aufmerksamkeit für Fragen der Prozesswärme zu schaffen, nämlich:
  - Die wahren Kosten der Wärmeerzeugung und des Einsatzes konventioneller Energien sowie deren Relevanz für die wirtschaftlichen Gesamtkosten der Industrie
  - Die Vorteile der Nutzung geeigneter solarthermischer Technologien
- Unterstützung weiterer Forschungsprojekte und Innovationen zur Steigerung der technischen Reife und zur Kostenreduzierung, insbesondere bei Hochtemperatur-Anwendungen.

## Über die Autoren

---

### ESTELA

ESTELA ist ein europäischer Industrieverband, der gegründet wurde, um die aufstrebende europäische solarthermische Industrie zur Erzeugung ökologischen Stroms in Europa und darüber hinaus zu unterstützen, hauptsächlich im Mittelmeerraum. ESTELA umfasst und ist offen für alle Beteiligten in Europa: Befürworter, Bauträger, Hersteller, Versorgungsunternehmen, Ingenieurbüros, Forschungsinstitute.

- Zur Förderung von Solartechnologien hoher und mittlerer Temperaturen für die Erzeugung thermischen Stroms, um sich nachhaltigen Energiesystemen zu nähern
- Zur Unterstützung von Forschungsmaßnahmen und Innovationen einschließlich der Berufsausbildung und unter Befürwortung von Chancengleichheit
- Zur Förderung höchster Qualität bei der Planung, Entwicklung, dem Bau und Betrieb solarthermischer Kraftwerke
- Zur internationalen Förderung solarthermischen Stroms, hauptsächlich im Mittelmeerraum und in Entwicklungsländern
- Zur internationalen Kooperation als Beitrag zum Kampf gegen den Klimawandel
- Zur Vertretung des solarthermischen Stromsektors auf europäischer und internationaler Ebene

### Solar PACES

SolarPACES ist eine internationale Kooperationsgemeinschaft, die nationale Expertenteams aus der ganzen Welt zusammenbringt, um sich mit der Entwicklung und Markteinführung solarthermischer Anlagen zu befassen. Sie ist eine von mehreren Kooperationen, die unter dem Dach der Internationalen Energieagentur organisiert sind, um bei der Suche nach Lösungen für weltweite Energieprobleme zu helfen. Die Organisation konzentriert sich auf technische Entwicklungen, und die Mitgliedsstaaten arbeiten zusammen an Projekten, die das breite Spektrum an technischen Problemen lösen sollen, die mit dem kommerziellen Einsatz solarthermischer Kraftwerke verbunden sind. Weitere Kernelemente des Programms von SolarPACES sind neben der technischen Entwicklung die Markterschließung und die Schaffung eines größeren Bewusstseins für das Potenzial solarthermischer Technologien.

## Abkürzungen

### Greenpeace International

Greenpeace ist eine internationale Umweltorganisation, die mit gewaltfreien Aktionen für den Schutz der Lebensgrundlagen kämpft. Unser Ziel ist es, Umweltzerstörung zu verhindern, Verhaltensweisen zu ändern und Lösungen durchzusetzen. Greenpeace ist überparteilich, politisch und finanziell unabhängig und nimmt keine Gelder von Regierungen, Parteien oder der Industrie. Die Organisation ist in 40 Ländern vertreten, spricht für 2,8 Millionen Mitglieder auf der ganzen Welt und inspiriert jeden Tag viele Millionen weitere Menschen dazu, selber zu handeln. Greenpeace kämpft seit 1971 gegen die Umweltzerstörung. Damals fuhr ein kleines Boot mit Freiwilligen und Journalisten nach Amchitka, ein Gebiet westlich von Alaska, in dem die US-Regierung damals unterirdische Atomtests durchführte. Diese Tradition des „Zeugnisaufnehmens“ auf gewaltfreie Weise setzt sich bis heute fort, und Schiffe sind weiterhin ein wichtiger Bestandteil der Greenpeace-Kampagnenarbeit.

<b>EPC</b>	Entwicklung, Beschaffung, Bau – eine Vertragsform für schlüsselfertige Lösungen
<b>GEF</b>	Globale Umweltfazilität
<b>DISS</b>	Direkter Solardampf
<b>ISCC</b>	Integrierter Solarkombinationszyklus
<b>LFR</b>	Linearer Fresnel-Reflektor
<b>NEAL</b>	New Energy Algeria
<b>NREA</b>	New and Renewable Energy Authority
<b>ONE</b>	Office National d'Electricité (Stromunternehmen Marokkos)
<b>SEGS</b>	Solar Energy Generating System

Wichtige solarthermische Kraftwerke die Mitte 2009 in Betrieb oder im Bau sind

Status zeigt an ob O = in Betrieb, C = im Bau/Auftragsvergabe, P = in Planung

Die Informationen stammen aus vielen verschiedenen Quellen, darunter SolarPACES and Protermosolar (<http://www.protermosolar.com/>), sowie Presseerklärungen der Unternehmen.



# Anhang 1

## Wichtige solarthermische Kraftwerke die Mitte 2009 in Betrieb oder im Bau sind\*

(Status zeigt an ob O = in Betrieb, C = im Bau/Auftragsvergabe, P = in Planung)

STANDORT	NAME DER ANLAGE: BAUHERR	STATUS	TYP	LEISTUNG (MW)	SOLAR-LEISTUNG (MWE)	INBE-TRIEB-NAHME
Israel	Ashalim: Ausschreibungsverfahren; Zwei solarthermische Kraftwerke, jeweils mit einer installierten Leistung von 80 MW bis 125 MW und einer installierten Gesamtleistung von bis zu 220 MW.	P	Rinne	220	220	2012
Marokko	Marokko ISCC Anlage 2	O	Rinne		6	TBD
Marokko	Abi Ben Mathar: ONE / Abengoa	C	ISCC/Rinne	470	20i	TBD
Algerien	Hassi R'mel: Abengoa (GEF-Finanzierung); NEAL hat Angebote von nationalen und internationalen Investoren für den Bau-Besitz-Transfer dieses 150-MW-Solar-/Erdgas-Hybridkraftwerkes ausgeschrieben	C	ISCC/Rinne	150	25ii	2010
Ägypten	Kuramayyat: Iberdola (GEF-Finanzierung); Das Thermalkraftwerk wird durch einen gestützten JBIC-Kredit über US\$ 97 Mio. mitfinanziert. Das Projekt wird der NREA gehören, welche die lokalen Mittel bereitstellt, die für das Projekt benötigt werden.	C	ISCC/Rinne	150	25	2010i
Algerien	2 x ISCC-Anlagen: NEAL; Zwei Anlagen von je 400 MW, davon jeweils 70 MW Solarenergie	P	ISCC/Rinne	800	140	2015
Südafrika	Northern Cape Province: Eskom	P	Solarturm	100	100	TBC
Spanien	Solucar PS-10: Abengoa; Nahe Sevilla, das erste spanische solarthermische Kraftwerk, das ans Netz ging. Das PS-10-Projekt erhielt €5 Mio. vom 5. Rahmenprogramm der Europäischen Union. Es wird jährlich 24 GWh Solarstrom erzeugen.	O	Solarturm	11	11	2006
Spanien	Anzalcollar TH: Abengoa	O	Schüssel/Stirling	8 x 0.01	0.08	TBD
Spanien	Andasol 1 & 2: Solar Millennium/ ACS Cobra; Zwei Anlagen mit je 50 MW	O	Rinne	100	100	2008/09ii
Spanien	Andasol 3: Solar Millennium; 50 MW, 7.5 h storage	C	Rinne	50	50	2011
Spanien	Ibersol: Solar Millennium; 50 MW, 7.5 h storage	C	Rinne	50	500	2011
Spanien	PS-20: Abengoa; Bau hat bereits begonnen. Die Anlage wird 2008 am gleichen Standort wie die PS-1 ans Netz gehen und 4.8 GWh / Jahr erzeugen.	C	Solarturm	20	20	2009
Spanien	Solnova Electricidad 1, 3 und 4: Abengoa; Drei 50 MW-Anlagen im Bau, zwei weitere in Planung. Solnova 1, 2, 3, 4 und 5 werden zusammen insgesamt 114,6 GWh / Jahr erzeugen.	C	Rinne	150	150	2009-10iii
Spanien	Lebrija: Sacyr, Solel (Valoriza)	C	Rinne	50	50	2010iv
Spanien	Ibersol Ciudad Real: Iberdrola; Wird über einen Zeitraum von 25 Jahren 114 GWh /Jahr erzeugen.	C	Rinne	40	40iii	2009
Spanien	Alvarado 1: Acciona	C	Rinne	50	50	2009
Spanien	Palma de Rio 1 & 2: Acciona; Zwei Anlagen mit je 50 MW, der Bau der zweiten beginnt im Juni 2009.	C	Rinne	100	100	2010
Spanien	Puertollano: Iberdrola	C	Rinne	50	50	TBC
Spanien	Manchasol 1: ACS Cobra; Zwei Anlagen mit je 50 MW	C	Rinne	100	100	2010/11
Spanien	Extresol 1 & 2: ACS Cobra; Zwei Anlagen mit je 50 MW	C	Rinne	100	100	2009/10v
Spanien	Gemasolar (Solar Tres): Sener, Masdar; Das erste Solarkraftwerk mit zentralem Solarturm und Salzabsorbertechnik, das für die kommerzielle Versorgung geeignet ist. Wird ca. 100 GWh/Jahr erzeugen	C	Solarturm	50	17	2008
Spanien	PE1: Novatec/Prointec	O	LFR	1.4	1.4	2009
Spanien	Badajoz: La Dehesa	C	Rinne	50	50	2009
Spanien	Badajoz: La Florida: SAMCA	C	Rinne	50	50	2010
Spanien	Majadas 2: Acciona	C	Rinne	50	50	2009
Italien	Solarleistung in bestehendes Kombikraftwerk integriert	C	Rinne	760	5	2010
Spanien	Andasol 3: Solar Millennium	P	Rinne	50	50	2011
Griechenland	Solarleistung unter Verwendung des Dampfzyklus	P	Rinne	50	50	TBD
Deutschland	Solar Tower Jülich	O	Solarturm	1.5	1.5	2008



STANDORT	NAME DER ANLAGE: BAUHERR	STATUS	TYP	LEISTUNG (MW)	SOLAR-LEISTUNG (MWE)	INBE-TRIEB-NAHME
USA	SEGS VIII und IX: Luz / Solel; Zwei Anlagen mit je 80 MW	O	Rinne	160	160	1989/90i
USA	SEGS II - VII: Luz / Solel; Sechs Anlagen mit je 30 MW	O	Rinne	180	180	1984-89
USA	SEGS I: Luz / Solel	O	Rinne	13.8	13.8	1984
USA	Saguaro APS Plant: Solargenix	O	Rinne	1	1	2006
USA	Nevada Solar One: Acciona; Bau hat 2006 begonnen. Kommerzieller Betrieb wird über 130 GWh / Jahr erzeugen	O	Rinne	64	64	2007
USA	Kimberlina: Ausra	O	LFR	5	5i	2008
USA	Idaho Demonstration plant: Sopogy	C	Mikro-STA		0.05	
USA	Mojave: Solel; Diese Anlage könnte Strom für 400.000 Haushalte liefern. Stromabnahmevertrag wurde 2007 geschlossen.	P	Rinne	553	553ii	2011
USA	Solar One, Phase 1: Stirling Energy Systems (SES)	P	Schüssel-Motor	300	300	2009-2012
USA	Solar Two, Phase 1: SES; Stirling Energy Systems (SES) haben einen Stromabnahmevertrag mit Southern California Edison Company über 500 MW Strom aus ihren Stirlingmotoren abgeschlossen, optionale Ausweitung auf 850 MW.	P	Schüssel-Motor	500	500	2009-2010
USA	Solana: Abengoa; In Arizona gelegen, der Bauherr hat mit Arizona Public Service einen Vertrag für den Bau und Betrieb abgeschlossen.	P	Rinne	280	280	2012
USA	Carrizo (Kalifornien): Ausra; Die Komponenten für diese Anlage werden in einem eigens dafür gebauten Werk in den USA gefertigt.	P	LFR	177	177	2010ii
USA	Harper Lake (Kalifornien): NextEra	P	Rinne	250	250	2011
USA	Beacon (Kalifornien): NextEra	P	Rinne	250	250	2011
USA	Ivanpah 1: Brightsource Energy	P	Solarturm	100	100	2010
USA	Invanpah 2 : Brightsource Energy	P	Solarturm	300	300	2012-2013
USA	Kalifornien: BrightSource; Stromabnahmevertrag mit PG&E	P	Solarturm	900	900	TBD
USA	Kalifornien: Brightsource; Stromabnahmevertrag mit Southern California Energy	P	Solarturm	1300	1300	TBD
USA	Florida: Florida Power and Light, Ausra	P	LFR	300	300	No data
USA	New Mexico: eSolar	P	Solarturm	105	105	2011
USA	Südkalifornien: eSolar; Stromabnahmevertrag mit SCE	P	Solarturm	140	140	2011
USA	Coalinga: Martifer Renewables	P	Rinne	107	107	2011
USA	Next Generation Solar Centre: NextEra	P	Rinne als Zusatz zu ISCC	75	75	2011
USA	Solar Two, Phase 2: SES	P	Schüssel-Motor	600	600	2011
USA	Solar One, Phase 2: SES	P	Schüssel-Motor	300	300	2013-2014
USA	Nevada: Solar Millennium	P	Rinne	250	250	2013*2014
Mexiko	Solarthermisches Hybridkraftwerk: GEF-Finanzierung, Auftrag nicht erteilt	P	Rinne	480	31	TBD
USA	Kalifornien: Bethel Energy	P	Parabolrinne	100	100	TBD
USA	Palmdale Hybrid: Inland Energy	P	Rinne als Zusatz zu ISCC	50	50	TBD
USA	Victorville Hybrid: Inland Energy	P	Rinne als Zusatz zu ISCC	50	50	TBD
China	China Plant Expansion: Solar Millennium	C	Rinne		50	TBD
Australien	Liddel Power Station: Ausra/ Macquarie Generation	C	LFR	2000	2	2009
<b>Summe in Betrieb (MW)</b>				560 MW		
<b>Summe im Bau (MW)</b>				984 MW		
<b>Summe in Planung/angekündigt (MW)</b>				7,463 MW		

## Anmerkungen für Tabelle

- i** Informationsseite des Abengoa Solar Projektes [http://www.abengoa-solar.com/sites/solar/en/our\\_projects/international/Marokko/index.html](http://www.abengoa-solar.com/sites/solar/en/our_projects/international/Marokko/index.html). Abgerufen am 9/4/09.
- ii** Informationsseite des Abengoa Solar Projektes [http://www.abengoa-solar.com/sites/solar/en/our\\_projects/international/Algerien/index.html](http://www.abengoa-solar.com/sites/solar/en/our_projects/international/Algerien/index.html). Abgerufen am 9/4/09.
- iii** Informationsseite des Flagsol Projektes: [http://www.flagsol.com/gef\\_projects.htm](http://www.flagsol.com/gef_projects.htm). Abgerufen am 9/4/09.
- iv** Eskom Steckbrief (2007) [http://www.eskom.co.za/live/content.php?Item\\_ID=28&Revision=en/113](http://www.eskom.co.za/live/content.php?Item_ID=28&Revision=en/113) Abgerufen am 27/04/09
- v** Projektinformationsseite Flagsol, [http://www.flagsol.com/andasol\\_projects.htm](http://www.flagsol.com/andasol_projects.htm). Abgerufen am 20/04/09
- vi** Projektinformationsseite, Abengoa Solar [http://www.abengoasolar.es/sites/solar/en/our\\_projects/solucar/index.html](http://www.abengoasolar.es/sites/solar/en/our_projects/solucar/index.html) Abgerufen am 20/04/09
- vii** Solel Pressemitteilung vom 19. Februar 2009: Solel Begins Construction on New 50 MW Solar Field in Spain Using Advanced SunField LP Technology <http://www.solel.com/files/press-pr/lebrija-release-english-final2.pdf>. Abgerufen am 20/04/09
- viii** Renewable Energy World, 9. April 2007, <http://www.renewableenergy-world.com/rea/news/article/2007/10/iberdrola-ingenieria-to-build-isccs-150-mw-solar-thermal-plant-in-Agypten-50195>. Abgerufen am 20/04/09
- ix** ACS Pressemitteilung Cobra begins construction on Extresol-1 in Torre de Miguel (Bajaoz), July 2007, [http://www.grupoacs.com/adjuntos/2173\\_nota\\_de\\_prensa\\_extresoleng\\_.pdf](http://www.grupoacs.com/adjuntos/2173_nota_de_prensa_extresoleng_.pdf). Abgerufen am 20/04/09
- x** Präsentation der SolarGenix Energy vor dem IEEE, 2006 [http://ewh.ieee.org/r6/las\\_vegas/IEEE/LASVEGAS/MAY2006.pdf](http://ewh.ieee.org/r6/las_vegas/IEEE/LASVEGAS/MAY2006.pdf). Abgerufen am 20/04/09.
- xi** Ausra Steckbrief, The Kimberlina Solar Thermal Energy Plant. <http://www.ausra.com/pdfs/KimberlinaOverview-101108.pdf>. Abgerufen am 20/04/09.
- xii** PG&E Pressemitteilung, Juni 2007 PG&E Signs Contract with Solel for 553 MW [http://www.solel.com/files/press-pr/pg\\_e\\_solel.pdf](http://www.solel.com/files/press-pr/pg_e_solel.pdf). Abgerufen am 20/04/09.
- xiii** Abengoa Projektaktualisierung, [http://www.abengoasolar.com/sites/solar/en/our\\_projects/solana/index.html](http://www.abengoasolar.com/sites/solar/en/our_projects/solana/index.html). Abgerufen am 9/4/09.
- xiv** Ausra Pressemitteilung, November 2007. PG&E and Ausra announce 177 MW Solar Thermal Agreement <http://www.ausra.com/news/releases/071105.html>. Abgerufen am 9/4/09.
- xv** FPL Pressemitteilung September 2007 FPL Plans to boost US Solar Energy Production <http://www.fplgroup.com/news/contents/2007/092607.shtml>. abgerufen am 9/4/09.
- xvi** CNET-Nachrichten, 3. Juni 2008, eSolar lands solar power plan deal [http://news.cnet.com/8301-11128\\_3-9959107-54.html](http://news.cnet.com/8301-11128_3-9959107-54.html). Abgerufen am 9/4/09.
- xvii** World Bank Project Datenbank: Project ID: P066426 <http://web.worldbank.org/>. abgerufen am 9/4/09.

## Anhang 2

### In der Branche tätige Unternehmen

#### Rinnensysteme

- Acciona
- ACS
- Abengoa
- Sener
- Solar Millennium
- SkyFuel
- Solel
- Solare XXI

#### Lineare Fresnel-Reflektoren

- Ausra
- MAN/SPC
- Novatec/ Biosol
- SkyFuel

#### Solartürme

- Abengoa
- Brightsource Energy
- SolarReserve
- eSolar

#### Schüssel-Motoren-Systeme

- Stirling Energy Systems
- Schlaich Bergermann und P.
- Infinia Corporation
- Brayton Energy

#### Stirlingmotoren

- Kockums
- Cleanenergy
- Stirling Energy Systems
- Infinia Corporation
- Sunpower

#### Salzschmelze-Komponenten

- Friatec-Rheinhuete
- SQM

## Anhang 3

### Frühe Solarkraftwerke

NAME	STANDORT	LEISTUNG (MWE)	TYP, WÄRMETRÄGER & WÄRMESPEICHER	INBETRIEB- NAHME	FINANZIERUNG
Eurelios	Adrano, Sizilien	1	Solarturm, Wasser-Dampf	1981	Europäische Gemeinschaft
SSPS/CRS	Almería, Spanien	0.5	Solarturm, Natrium	1981	8 europäische Länder & USA
SSPS/DCS	Almería, Spanien	0.5	Rinne, Öl	1981	8 europäische Länder & USA
Sunshine	Nio, Japan	1	Solarturm, Wasser-Dampf	1981	Japan
Solar One	Kalifornien, USA	10	Solarturm, Wasser-Dampf	1982	US Energieministerium & Versorgungsbetriebe
Themis	Targassonne, Frankreich	2.5	Solarturm, Salzschnmelze	1982	Frankreich
CESA-1	Almería, Spain	1	Solarturm, Wasser-Dampf	1983	Spanien
MSEE	Albuquerque, USA	0.75	Solarturm, Salzschnmelze	1984	US Energieministerium & Versorgungsbetriebe
SEGS-1	Kalifornien, USA	14	Rinne, Öl	1984	Private Projektfinanzierung – Luz
Vanguard 1	USA	0.025	Schüssel, Wasserstoff	1984	Advanco Corp.
MDA	USA	0.025	Schüssel, Wasserstoff	1984	McDonnell-Douglas
C3C-5	Krim, Russland	5	Solarturm, Wasser-Dampf	1985	Russland

## Anhang 4: Liste der Länder in den einzelnen IEA-Regionen

### oecd north

**america**  
Canada, Mexico,  
United States

### latin america

Antigua and Barbuda,  
Argentina, Bahamas,  
Barbados, Belize,  
Bermuda, Bolivia,  
Brazil, Chile, Colombia,  
Costa Rica, Cuba,  
Dominica, Dominican  
Republic, Ecuador,  
El Salvador, French  
Guiana, Grenada,  
Guadeloupe,  
Guatemala, Guyana,  
Haiti, Honduras,  
Jamaica, Martinique,  
Netherlands Antilles,  
Nicaragua, Panama,  
Paraguay, Peru, St.  
Kitts-Nevis-Anguila,  
Saint Lucia, St. Vincent  
and Grenadines,  
Suriname, Trinidad and  
Tobago, Uruguay,  
Venezuela

### oecd pacific

Australia, Japan, Korea  
(South), New Zealand

### oecd europe

Austria, Belgium,  
Czech Republic,  
Denmark, Finland,  
France, Germany,  
Greece, Hungary,  
Iceland, Ireland, Italy,  
Luxembourg,  
Netherlands, Norway,  
Poland, Portugal,  
Slovak Republic, Spain,  
Sweden, Switzerland,  
Turkey, United Kingdom

### transition economies

Albania, Armenia,  
Azerbaijan, Belarus,  
Bosnia-Herzegovina,  
Bulgaria, Croatia,  
Estonia, Serbia and  
Montenegro, the former  
Republic of Macedonia,  
Georgia, Kazakhstan,  
Kyrgyzstan, Latvia,  
Lithuania, Moldova,  
Romania, Russia,  
Slovenia, Tajikistan,  
Turkmenistan, Ukraine,  
Uzbekistan, Cyprus\* ,  
Malta\*

**india**  
India

### china

People's Republic  
of China including  
Hong Kong  
developing asia  
Afghanistan,  
Bangladesh, Bhutan,  
Brunei, Cambodia,  
Chinese Taipei, Fiji,  
French Polynesia,  
Indonesia, Kiribati,  
Democratic People's  
Republic of Korea,  
Laos, Macao, Malaysia,  
Maldives, Mongolia,  
Myanmar, Nepal, New  
Caledonia, Pakistan,  
Papua New Guinea,  
Philippines, Samoa,  
Singapore, Solomon  
Islands, Sri Lanka,  
Thailand, Vietnam,  
Vanuatu

### middle east

Bahrain, Iran, Iraq,  
Israel, Jordan, Kuwait,  
Lebanon, Oman,  
Qatar, Saudi Arabia,  
Syria, United Arab  
Emirates, Yemen

### africa

Algeria, Angola, Benin,  
Botswana, Burkina  
Faso, Burundi,  
Cameroon, Cape Verde,  
Central African  
Republic, Chad,  
Comoros, Congo,  
Democratic Republic  
of Congo, Cote d'Ivoire,  
Djibouti, Egypt,  
Equatorial Guinea,  
Eritrea, Ethiopia,  
Gabon, Gambia, Ghana,  
Guinea, Guinea-Bissau,  
Kenya, Lesotho, Liberia,  
Libya, Madagascar,  
Malawi, Mali,  
Mauritania, Mauritius,  
Morocco, Mozambique,  
Namibia, Niger, Nigeria,  
Reunion, Rwanda, Sao  
Tome and Principe,  
Senegal, Seychelles,  
Sierra Leone, Somalia,  
South Africa, Sudan,  
Swaziland, United  
Republic of Tanzania,  
Togo, Tunisia, Uganda,  
Zambia, Zimbabwe

# Anhang 5

## Zusammenfassung der Schlüsselparameter des Szenarios

REFERENCE	CUMMULATIVE [MW]	ANNUAL GLOBAL MARKET VOLUME [MW]	CAPACITY FACTOR	PRODUCTION (TWh)	CO2 REDUCTION (WITH 600GCO <sup>2</sup> /kWh) (ANNUAL MIOTCO <sup>2</sup> )	AVOID CO <sup>2</sup> REDUCTION SINCE 2007 (CUMMULATIVE MIO TCO <sup>2</sup> )	PROGRESS RATIO
<b>Year</b>							
2007	418	0	30%	1	1	1	90%
2008	481	0	30%	1	1	2	90%
2009	1,010	529	30%	3	2	3	90%
2010	1,673	663	31%	5	3	6	90%
2015	4,065	566	32%	11	7	31	90%
2020	7,271	681	34%	22	13	82	94%
2025	10,009	550	34%	30	18	162	94%
2030	12,765	552	36%	40	24	267	96%
2035	14,856	371	36%	47	28	400	96%
2040	16,420	273	38%	55	33	552	96%
2045	17,219	160	38%	57	34	721	96%
2050	18,018	160	42%	66	40	901	98%

MODERATE	CUMMULATIVE [MW]	ANNUAL GLOBAL MARKET VOLUME [MW]	CAPACITY FACTOR	PRODUCTION (TWh)	CO2 REDUCTION (WITH 600GCO <sup>2</sup> /kWh) (ANNUAL MIOTCO <sup>2</sup> )	AVOID CO <sup>2</sup> REDUCTION SINCE 2007 (CUMMULATIVE MIO TCO <sup>2</sup> )	PROGRESS RATIO
<b>Year</b>							
2007	418	0	30%	1	1	1	90%
2008	481	0	30%	1	1	2	90%
2009	1,010	529	30%	3	2	4	90%
2010	3,945	2,936	31%	11	6	10	90%
2015	24,468	5,463	38%	81	49	143	92%
2020	68,584	12,602	41%	246	148	630	96%
2025	140,053	16,082	41%	503	302	1,814	96%
2030	231,332	19,895	43%	871	523	3,920	98%
2035	342,607	24,008	43%	1,291	774	7,270	98%
2040	478,632	29,541	46%	1,929	1,157	12,113	98%
2045	640,668	34,456	46%	2,582	1,549	19,050	98%
2050	830,707	40,557	50%	3,638	2,183	28,318	100%

ADVANCED	CUMMULATIVE [MW]	ANNUAL GLOBAL MARKET VOLUME [MW]	CAPACITY FACTOR	PRODUCTION (TWh)	CO2 REDUCTION (WITH 600GCO <sup>2</sup> /kWh) (ANNUAL MIOTCO <sup>2</sup> )	AVOID CO <sup>2</sup> REDUCTION SINCE 2007 (CUMMULATIVE MIO TCO <sup>2</sup> )	PROGRESS RATIO
<b>Year</b>							
2007	418	0	30%	1	1	1	90%
2008	481	0	30%	1	1	2	90%
2009	11,932	4,208	31%	32	19	42	90%
2010	16,826	4,894	31%	46	27	70	90%
2015	29,419	6,814	45%	116	70	176	86%
2020	84,336	14,697	48%	355	213	887	89%
2025	186,978	25,202	48%	786	472	2,672	89%
2030	342,301	35,462	50%	1,499	900	6,189	91%
2035	549,582	45,829	50%	2,407	1,444	12,265	91%
2040	818,182	59,486	53%	3,799	2,279	21,659	91%
2045	1,144,109	69,211	53%	5,312	3,187	35,724	91%
2050	1,524,172	80,827	59%	7,878	4,727	55,250	93%

INVESTMENT COST (EURO KW)	ANNUAL INVESTMENT €BILLION	JOB MANUFACTURE & INSTALLATION	JOB O&E (JOBS/MW)	JOB TOTAL (JOBS/MW)	CSP POWER PENETRATION OF WORLDS ELECTRICITY IN % - REFERENCE	CSP POWER PENETRATION OF WORLDS ELECTRICITY IN % - CONTRAINT
4,000	not available	not available	418	418	0.0	0.0
4,000	1.000	not available	481	481	0.0	0.0
4,000	2.116	5,290	1,010	6,300	0.0	0.0
3,800	2.519	6,631	1,673	8,304	0.0	0.0
3,400	1.923	5,546	4,065	9,611	0.1	0.1
3,000	2.042	6,469	7,271	13,739	0.1	0.1
2,941	1.616	5,221	10,009	15,230	0.1	0.1
2,800	1.546	4,971	12,765	17,736	0.1	0.2
2,783	1.033	3,343	14,856	18,199	0.1	0.2
2,600	0.709	2,318	16,420	18,738	0.2	0.2
2,595	0.414	1,358	17,219	18,577	0.1	0.2
2,400	0.383	1,278	18,018	19,296	0.2	0.2

INVESTMENT COST (EURO KW)	ANNUAL INVESTMENT €BILLION	JOB MANUFACTURE & INSTALLATION	JOB O&E (JOBS/MW)	JOB TOTAL (JOBS/MW)	CSP POWER PENETRATION OF WORLDS ELECTRICITY IN % - REFERENCE	CSP POWER PENETRATION OF WORLDS ELECTRICITY IN % - CONTRAINT
4,000	not available	not available	418	418	0.0	0.0
4,000	1.000	not available	481	481	0.0	0.0
4,000	2.116	5,290	1,010	6,300	0.0	0.0
3,800	11.156	29,358	3,945	33,304	0.1	0.1
3,230	17.645	58,890	24,468	83,358	0.4	0.4
2,850	35.916	131,694	68,584	200,279	1.0	1.2
2,761	44.399	168,053	140,053	308,106	1.9	2.2
2,660	52.920	196,960	231,332	428,292	3.0	3.6
2,637	63.319	237,674	342,607	580,281	4.0	5.1
2,470	72.967	276,211	478,632	754,843	5.4	7.1
2,455	84.574	322,159	640,668	962,827	6.6	8.9
2,280	92.470	356,903	830,707	1,187,611	8.5	11.8

INVESTMENT COST (EURO KW)	ANNUAL INVESTMENT €BILLION	JOB MANUFACTURE & INSTALLATION	JOB O&E (JOBS/MW)	JOB TOTAL (JOBS/MW)	CSP POWER PENETRATION OF WORLDS ELECTRICITY IN % - REFERENCE	CSP POWER PENETRATION OF WORLDS ELECTRICITY IN % - CONTRAINT
4,000	not available	not available	418	418	0.0	0.0
4,000	1.000	not available	481	481	0.0	0.0
3,273	13.773	42,082	11,932	54,014	0.0	0.0
3,139	15.361	48,941	16,826	65,767	0.0	0.0
3,060	20.852	60,103	29,419	89,523	0.6	0.6
2,700	39.682	125,662	84,336	209,998	1.5	1.7
2,460	61.986	215,476	186,978	402,454	3.0	3.5
2,520	89.365	287,245	342,301	629,546	5.1	6.7
2,412	110.529	371,217	549,582	920,798	7.4	9.4
2,340	139.196	455,066	818,182	1,273,248	10.6	14.0
2,269	157.071	529,466	1,144,109	1,673,575	13.5	18.3
2,160	174.585	581,951	1,524,172	2,106,123	18.3	25.6



**GREENPEACE**

**Greenpeace International**

Otto Helderlingstraat 5  
1066 AZ Amsterdam  
The Netherlands  
Tel: +31 20 7182000  
Fax: +31 20 5148151

Greenpeace is an independent global campaigning organisation that acts to change attitudes and behaviour, to protect and conserve the environment and to promote peace.



**ESTELA**

European Solar Thermal Electricity  
Association,  
Renewable Energy House,  
Rue d'Arlon 63-67,  
B - 1040 Brussels



**Solar Paces**

SolarPACES Secretariate  
Apartado 39  
E-04200 Tabernas  
Spain  
solarpaces.org  
exec@solarpaces.org