

Renews Spezial

Ausgabe 40 / August 2010

Hintergrundinformationen
der Agentur für Erneuerbare Energien

Kosten und Potenziale von Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken

Autoren:

Jörg Mühlenhoff/Florian Witzler
Stand: August 2010

Herausgegeben von:

**Agentur für Erneuerbare
Energien e. V.**

Reinhardtstr. 18
10117 Berlin
Tel.: 030-200535-3
Fax: 030-200535-51
kontakt@unendlich-viel-energie.de

ISSN 2190-3581

Schirmherr:

„deutschland hat
unendlich viel energie“
Prof. Dr. Klaus Töpfer

Unterstützer:

Bundesverband Erneuerbare Energie
Bundesverband Solarwirtschaft
Bundesverband WindEnergie
Geothermische Vereinigung
Bundesverband Bioenergie
Fachverband Biogas
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz

Inhalt

• Zusammenfassung	5
• Technik und Anwendung im Vergleich	5
– Speichern von Solarenergie	7
• Marktentwicklung 2009	7
– Entwicklungsvorsprung der Photovoltaik	8
– Marktentwicklung von PV und solarthermischen Kraftwerken bis 2020	7
• Kostenvergleich Photovoltaik – Solarthermische Kraftwerke	9
– Annahmen für den Vergleich	9
– Vorgehensweise und Berechnung	9
• Beispielanlagen im direkten Vergleich	15
• Fazit und Ausblick	16

Einleitung

Die direkte Sonneneinstrahlung kann auf zwei Wegen für die Stromerzeugung genutzt werden: Photovoltaikanlagen (PV) wandeln einfallendes Licht mittels Solarzellen in elektrische Energie um. Herzstück jeder Solarzelle ist ein Halbleiter, z.B. Silizium. Das Sonnenlicht wird direkt in Gleichstrom umgewandelt, der direkt verbraucht oder auch in Wechselstrom umgewandelt in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden kann.

Solarthermische Kraftwerke (Concentrating Solar Power, CSP) bündeln die Sonneneinstrahlung mit Spiegeln, um mit der konzentrierten Wärme der Sonnenstrahlen eine Flüssigkeit zu erhitzen. Diese gibt ihre thermische Energie an einen Dampferzeuger ab und treibt so eine Turbine zur Stromerzeugung an. Während Photovoltaikanlagen schon diffuse Lichteinstrahlung genügt, um in praktisch allen Regionen der Welt Strom zu erzeugen, sind solarthermische Kraftwerke auf klaren Himmel angewiesen und daher primär in den Regionen mit ausreichend hoher direkter Sonneneinstrahlung einsatzfähig, dort allerdings mit höherer Stromausbeute. Solarzellen erzeugen direkt Strom, während solarthermische Kraftwerke – wie konventionelle Erdgas- oder Kohlekraftwerke – Wärme in Strom umwandeln. Anstatt einen fossilen Energieträger zu verbrennen, dient hier die Solarwärme als Wärmequelle.

Eine andere Technik ist die Solarthermie im Niedertemperaturbereich, die auf deutschen Dächern bereits millionenfach im Einsatz ist. Solarkollektoren können einen Großteil der Wärmeenergie für die Warmwasserversorgung liefern und Heizungsanlagen unterstützen. Diese Technologie soll im Folgenden aber nicht weiter behandelt werden.

Vor allem solarthermische Kraftwerke werden mit großen Erwartungen hinsichtlich ihres Beitrags zur zukünftigen Stromversorgung verknüpft. Großprojekte wie „Desertec“ werden über die Solarbranche hinaus kontrovers diskutiert. Die vorliegende Hintergrundinformation vergleicht zunächst die beiden Technologien und ihre *jeweiligen Chancen*. Eine umfassende *Kostenanalyse* macht anschließend die mögliche Entwicklung der jeweiligen Investitions- und Stromgestehungskosten von PV und CSP transparent.

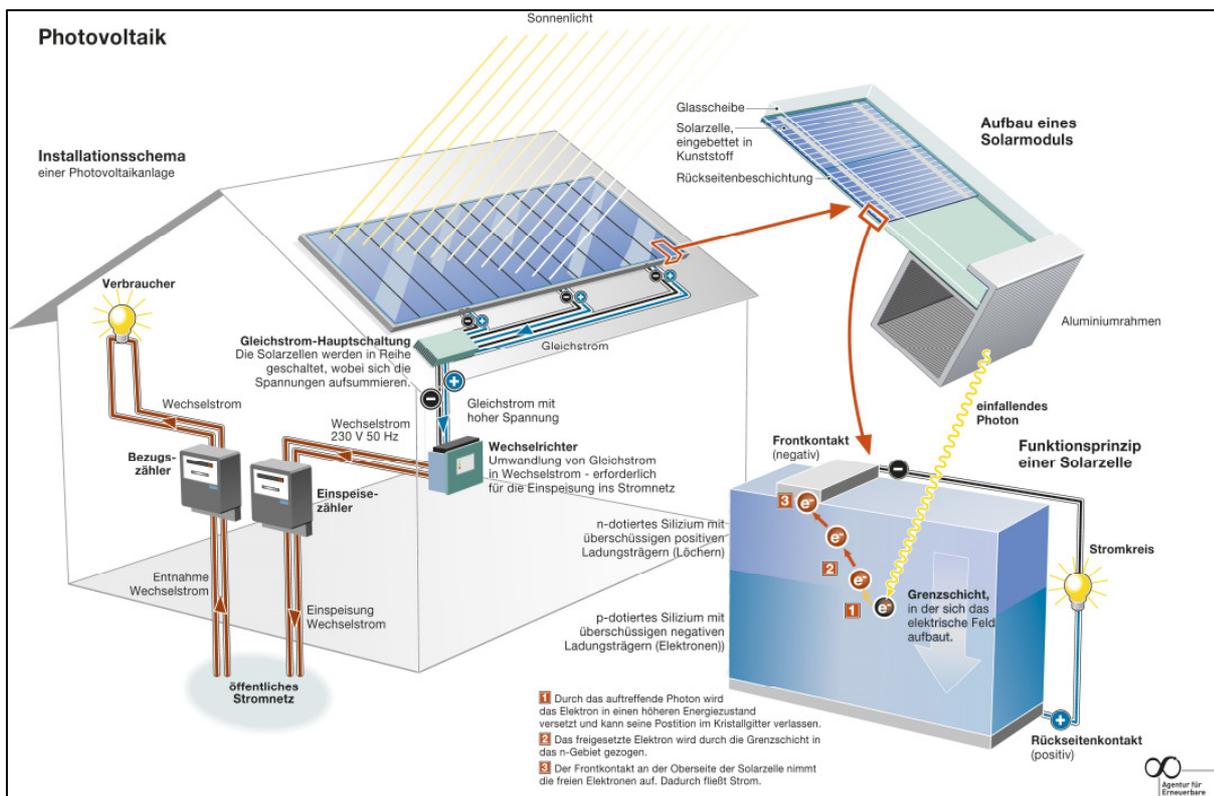
Technik und Anwendung im Vergleich

Photovoltaikanlagen bestehen üblicherweise aus mehreren Photovoltaik-Modulen. Je mehr Module nebeneinander aufgereiht und zusammengeschaltet sind, desto größer sind die belegte Fläche und die installierte Leistung. Kleine Aufdachanlagen mit 1 Kilowatt Peak (kWp) Nennleistung belegen je nach Wirkungsgrad der Module ca. 6 - 20 m² Fläche und liefern an durchschnittlichen Standorten in Deutschland ca. 900 Kilowattstunden Strom im Jahr. Das entspricht ca. 25 % des jährlichen Stromverbrauchs eines Durchschnittshaushaltes.

Photovoltaik lässt sich sehr flexibel dimensionieren: Solarzellen können als Kleinstzellen in mobilen Anwendungen, z.B. in Taschenrechner oder Uhren integriert werden. Aber auch großflächige *Photovoltaik-Kraftwerke* mit mehreren Tausend Modulen und mehr als 50 Megawatt (MW) Leistung sind möglich.

Solarzellen werden nach den Herstellungsverfahren ihrer Halbleitermaterialien unterschieden:

- *monokristalline Siliziumzellen* (15 – 18 % Wirkungsgrad, Stand 2009)
- *polykristalline Siliziumzellen* (13 – 16 % Wirkungsgrad, Stand 2009)
- *Dünnschichtzellen* aus amorphem Silizium und anderen Halbleitermaterialien wie z.B. Cadmium-Tellurid (CdTe) oder Kupfer-Indium-(Gallium)-Diselenid (CIS, CIGS) (6 – 13 % Wirkungsgrad, Stand 2009)



Solarthermische Kraftwerke sind ebenfalls in kleinen Einheiten in kW-Größe bis hin zu Großkraftwerken im MW-Bereich möglich. Solarthermische Kraftwerke können unterschiedliche Technologien nutzen, um die einfallende Sonnenstrahlung zu konzentrieren und somit eine Trägerflüssigkeit für den Antrieb der Dampfturbine zu erhitzen:

- *Parabolrinnenkraftwerke* sind global am weitesten verbreitet. Über einem bis zu 6 m breiten und 150 m langen, gekrümmten Spiegel („Parabolrinne“) verläuft ein Absorberrohr („Receiver“), in dem Thermoöl zirkuliert. Durch die Konzentration der Sonnenstrahlung im Absorberrohr können Temperaturen von 390 – 550° C erreicht werden. Die größten Parabolrinnenkraftwerke erreichen eine Leistung von 80 MW, werden jedoch bereits auch in deutlich größeren Leistungsbereichen konkret geplant.
- *Fresnel-Rinnenkraftwerke* sind noch in der Entwicklung. Statt einer gekrümmten Parabolrinne nutzen sie Flachspiegel und einen zweiten Spiegel über dem Absorberrohr, um dort direkt Wasser zu verdampfen. Fresnel-Rinnenkraftwerke erreichen 200 – 500° C und können auf ähnlich große Leistung wie Parabolrinnenkraftwerke ausgelegt werden.
- *Solarturmkraftwerke* bestehen aus einem Feld von Flachspiegeln („Heliostate“) und einem Turm, an dessen Spitze sich ein metallischer oder keramischer Schwamm („Receiver“) befindet. Die Heliostat-Spiegel bündeln die Sonneneinstrahlung in mehreren Metern Höhe genau auf diesem Receiver.



Quelle: BSW-Solar/Solar Millennium



Quelle: DLR/Stadtwerke Jülich

Die heiße Luft oder auch verdampfendes Wasser kann dann in den Solarturm gesaugt werden, um wiederum eine konventionelle Dampfturbine anzutreiben. Solarturmkraftwerke erreichen 600 – 1.200° C und sind bisher in den Leistungsbereichen von 1- 20 MW gebaut worden. Aufgrund der hohen Temperaturen können Solarturmkraftwerke auch industrielle Prozesswärme bereitstellen.

- *Dish-Stirling-Anlagen* eignen sich im Gegensatz zu den drei anderen Technologien auch für die dezentrale Stromerzeugung ab ca. 3 kW bis ca. 100 kW Leistung, z.B. in Regionen ohne große zusammenhängende Stromnetze. Im Brennpunkt eines schüsselförmigen Hohlspiegels („Dish“) ist ein Absorber aufgehängt. Ein dort erhitztes Gas (z.B. Helium, Luft) kann dann einen Stirling-Motor oder eine Mikrogasturbine antreiben. Weltweit sind 2009 erst Anlagen mit insgesamt ca. 500 kW Leistung in Betrieb.

Zu den besonders für solarthermische Kraftwerke geeigneten Regionen mit dauerhaft hoher und ungestörter Sonneneinstrahlung gehören Steppen, Wüsten, Buschland und Savannen in USA, Mittel- und Lateinamerika, Afrika, Mittelmeerraum, Naher und Mittlerer Osten, Zentralasien und Australien. Hier können mit solarthermischen Kraftwerken mit einer Größe von 1 Quadratkilometer jährlich rund 100 – 130 Mio. kWh Strom erzeugt werden. Das entspricht dem Stromverbrauch von 37.000 deutschen Durchschnittshaushalten oder einem konventionellen kleinen Kohlekraftwerksblock mit ca. 20 MW Leistung. Solarthermische Kraftwerke sind allerdings hinsichtlich ihrer Standortanforderungen anspruchsvoller als Photovoltaik: Sandstürme und hohe Luftfeuchtigkeit müssen auf großen ebenen Flächen ausgeschlossen werden.

Speichern von Solarenergie

Solarthermische Kraftwerke lassen sich besonders gut mit großen *Wärmespeichern* verbinden (z.B. *Hochtemperatur-Beton, Keramik, Flüssigsalze*). Solarthermische Kraftwerke können damit nahezu rund um die Uhr bedarfsgerecht Strom einspeisen. Diese Flexibilität unterscheidet solarthermische Kraftwerke von PV-Anlagen, die Strom unmittelbar zum Verbrauch anbieten bzw. vor allem zu Spitzenlastzeiten in den Mittagstunden ins Stromnetz einspeisen. Mögliche Speichertechnologien für PV-Anlagen sind z.B. *Akkumulatoren* (Batterien) bzw. indirekt die etablierten (*Massen-*) *Stromspeicher*, auf die das Stromnetz zum Ausgleich von Schwankungen sowieso zurückgreift (z.B. *Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher*).

Marktentwicklung 2009

	Photovoltaik	Solartherm. Kraftwerke
Installierte Leistung und Stromerzeugung in Deutschland	9.800 MW, 6,2 Mrd. kWh	1,5 MW
Installierte Leistung und Stromerzeugung in Europa (EU-27)	15.943 MW, ca. 12,2 Mrd. kWh	232,4 MW
Installierte Leistung und Stromerzeugung weltweit	22.878 MW ca. 25 Mrd. kWh	715,65 MW

Quellen: BMU, REN21 (PV); DLR, ESTELA/Greenpeace (CSP)

Deutschland ist in Europa mit großem Abstand vor Spanien Marktführer im Bereich der Stromerzeugung mit Photovoltaik-Anlagen. Rund 760.000 PV-Anlagen mit einer Leistung von 9.800 MW, erzeugten 2009 ca. 6,2 Mrd. Kilowattstunden Strom. Die Anlagen sind überwiegend auf privaten Hausdächern installiert. Nur ca. 1.666 MW Leistung stammen von großen Freiflächenanlagen. Im Jahr 2009 wuchs die installierte Leistung in Deutschland um 3.900 MW. Im

Jahr 2010 wird ein Zubau von über 3.400 MW erwartet. Die ersten solarthermischen Kraftwerke Europas sind seit 2008 in Spanien am Netz. Ende 2008 wurde das einzige solarthermische Kraftwerk Deutschlands mit 1,5 MW in Jülich als Versuchskraftwerk in Betrieb genommen. Solarthermische Kraftwerke sind seit den 1980er Jahren in den USA kommerziell erfolgreich im Einsatz. Dort ist der größte Anteil der weltweiten Leistung von 600 MW installiert. Im Jahr 2010 sollen 12 Kraftwerke mit je einer Leistung von 50 MW in Betrieb genommen oder in Auftrag gegeben werden. Die meisten Anlagen befinden sich in Spanien im Bau. Andere Mittelmeerländer folgen dem spanischen Beispiel.

Entwicklungsvorsprung der Photovoltaik

Mit der Entwicklung der PV-Industrie und den gesicherten finanziellen Förderbedingungen für Strom aus solchen Anlagen ist seit den 1990er Jahren vor allem in Deutschland eine stark wachsende Branche entstanden, die bereits über einen Erfahrungsschatz in den industriellen Fertigungsprozessen verfügt und bedeutende Kostensenkungspotenziale erschließen konnte.

Mit steigenden internationalen Produktionskapazitäten konnten *economies of scale* umgesetzt werden. Die historische Lernkurve zeigt, dass mit jeder Verdoppelung der Produktionskapazitäten die Preise für PV-Module um durchschnittlich 22 % sanken. Lagen die Produktionskosten für ein Watt Leistung für PV-Module 1980 noch bei rund 30 US\$, so wird mittlerweile die Schwelle von 1 US\$ erreicht. Eine weitere Reduzierung von Herstellungs- und Stromgestehungskosten ist zu erwarten und kann jährlich zwischen 6 bis 7 % betragen. Weltweit stand 2009 eine jährliche Produktionskapazität von 12.322 MW bereit, davon 1.850 MW in Deutschland.

Im Vergleich dazu steht die Entwicklung von solarthermischen Kraftwerken noch in der Anfangsphase. Zwar werden seit den 1980er Jahren in den USA die ersten Kraftwerke der Parabolrinnen-Technologie betrieben, kommerziell weiterverfolgt wird CSP aber erst wieder in der zweiten Hälfte der 2000er Jahre. Deutschland gilt in Forschung und Entwicklung als bedeutender Standort. Die ersten kommerziellen europäischen solarthermischen Kraftwerke sind seit 2008 in Spanien am Netz. Weltweit waren 2009 solarthermische Kraftwerke mit rund 600 MW Leistung in Bau und rund 12.300 MW in konkreter Planung.

Marktentwicklung von PV und solarthermischen Kraftwerken bis 2020

Szenarien zur zukünftigen Marktentwicklung der dynamisch wachsenden PV- und CSP-Branche sind schwierig und gehen aufgrund unterschiedlicher Annahmen teilweise sehr weit auseinander. Die folgende Tabelle soll eine Orientierung geben hinsichtlich des möglichen Ausbaus von PV- und CSP-Anlagen in Deutschland, der EU und weltweit. Dabei werden die Bandbreiten der in unterschiedlichen Studien prognostizierten Marktentwicklung abgebildet.

In Deutschland wird bis 2020 eine Solarstromerzeugung mit Photovoltaik von 20 bis 40 Mrd. kWh erwartet, womit 3,4 bis 7 % des deutschen Stromverbrauchs gedeckt würden. Besonders stark gehen die Schätzungen zum Ausbau in der EU auseinander. Optimistische Prognosen des Branchenverbands ESTELA erwarten bis 2020 weltweit eine annähernd so hohe Stromerzeugung aus solarthermischen Kraftwerken wie aus PV-Anlagen.

Ausbauprognosen für Photovoltaik und solarthermische Kraftwerke

	prognostizierte installierte Leistung (MW) 2020	prognostizierte Stromerzeugung (Mrd. kWh) 2020	prognostizierter Anteil am Stromverbrauch 2020
Photovoltaik in Deutschland	23.162 bis 39.500	20 bis 40	3,4 % bis 7,0 %
<small>Quellen: BMU/DLR 2009; AEE/BEE 2009</small>			
Photovoltaik in der EU-27	48.000 bis 390.000	56 bis 462	1,5 % bis 12,0 %
<small>Quellen: IEA WEO 2009; EPIA/AT Kearney 2009</small>			
Photovoltaik weltweit	102.000 bis 269.000	146 bis 386	0,7 % bis 1,8 %
<small>Quellen: IEA WEO 2009; DLR/EREC/Greenpeace 2008</small>			
CSP in der EU-27	3.056 bis 11.290	9 bis 47	0,2 % bis 1,2 %
<small>Quellen: ESTELA/Greenpeace 2009</small>			
CSP weltweit	7.300 bis 84.000	22 bis 355	0,1 % bis 1,7 %
<small>Quellen: ESTELA/Greenpeace 2009</small>			

Kostenvergleich Photovoltaik – Solarthermische Kraftwerke

Mit dieser Gegenüberstellung der beiden Arten solarer Stromerzeugung soll anhand vergleichbarer Kennzahlen ein Überblick gegeben werden, der es erlaubt, Rückschlüsse auf die zukünftigen Entwicklungen beider Systeme zu ziehen und die Vorteilhaftigkeit und Einsatzmöglichkeiten in Ihrer jeweiligen Anwendung darzustellen.

Annahmen für den Vergleich

Auf Seiten der Photovoltaik gehen PV-Freiflächenanlagen und Dachanlagen in die Kostenbetrachtung ein. In den direkten Kostenvergleich gehen auf Seiten der solarthermischen Kraftwerke ausschließlich bestehende, bereits erprobte Anlagen (d.h. primär Parabolrinnenkraftwerke in Südspanien) ein. Rahmen für den Vergleich sind der europäische Strommarkt und die Einspeisevergütungen für Solarstrom in ausgewählten europäischen Staaten. Die Grafiken vergleichen PV und CSP auf der Basis von wissenschaftlichen Studien, Forschungsprojekten und Angaben beteiligter Unternehmen.

Grundsätzlich bestehen methodische Probleme der Vergleichbarkeit, da es sich um zwei unterschiedliche Systeme handelt. Die Angaben zu PV-Kosten in Deutschland lassen sich u.a. aufgrund der unterschiedlichen Sonneneinstrahlung nicht unmittelbar mit den Angaben zu solarthermischen Kraftwerken in (Süd-)Europa vergleichen. Ebenfalls liegen nur wenige Datenquellen vor, die den Vergleich auf einer breiten Basis stützen könnten. Die dargestellten Bandbreiten der Daten unterliegen daher einer hohen Abweichung und bieten nur eine grobe Orientierung hinsichtlich der Trends und Größenordnungen.

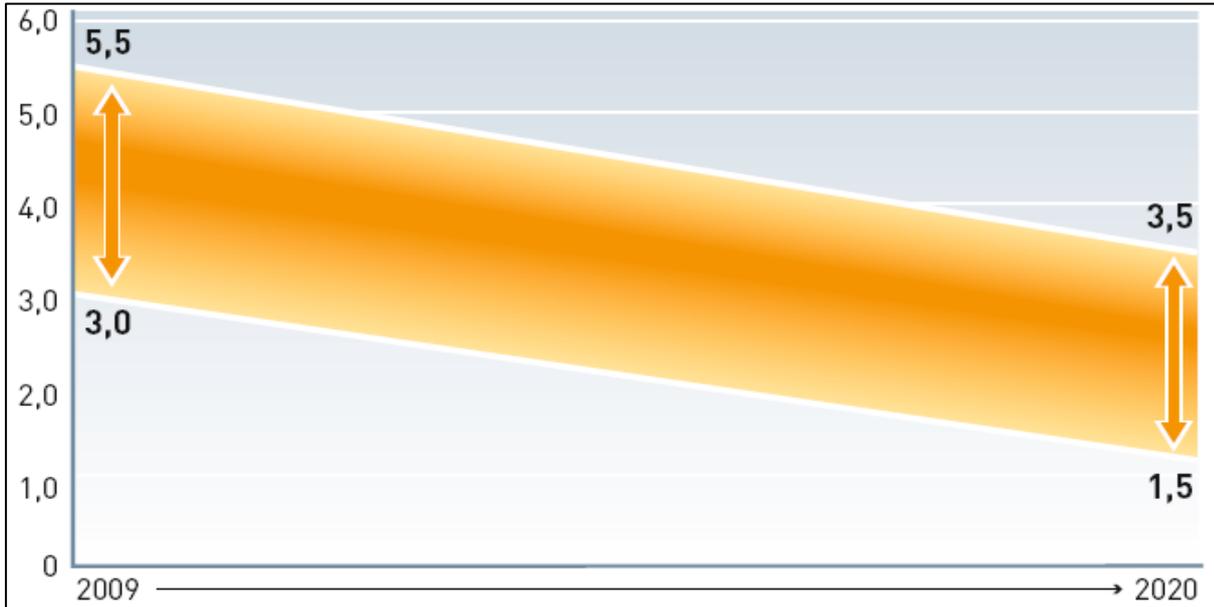
Vorgehensweise und Berechnung

a) Investitionskosten

Die Investitionskosten von PV-Freiflächenanlagen sinken erfahrungsgemäß proportional mit der Größe der Anlage und beinhalten die Kosten der Komponenten (Module, Wechselrichter, etc.) und die Kosten der Installation. Sie reichen derzeit von rund 3 Mio. Euro bis zu 5,5 Mio. Euro je MW installierter Leistung (3.000 bis 5.500 Euro/kW), abhängig von Wirkungsgrad, der Technologie der Module und der Anlagengröße. Sie werden bis 2020 auf etwa 1,5 bis 3,5 Mio. Euro je MW installierter Leistung sinken. Kostensenkungspotenziale von 6-7 % pro Jahr sind für diese Annahme zugrunde gelegt und in der folgenden Grafik dargestellt.

Investitionskosten von Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Deutschland

Bandbreite bis 2020 in Mio. Euro/MW Leistung

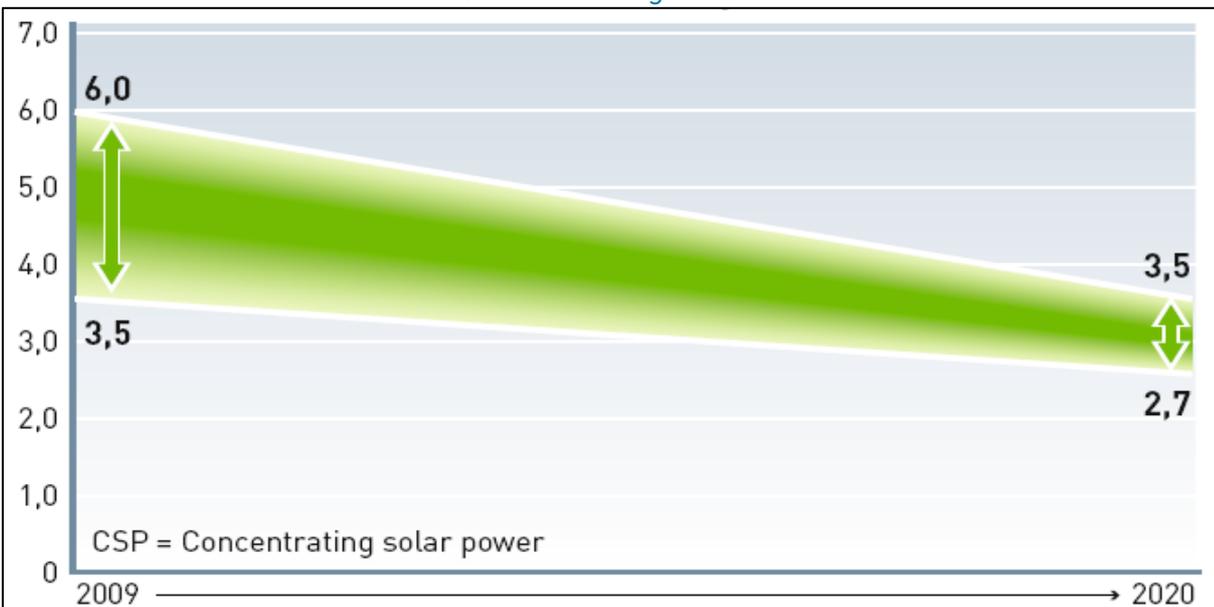


Quellen: Sarasin, LBBW, DLR, eigene Berechnung; Stand: 10/2009

Solarthermische Kraftwerke weisen derzeit Investitionskosten von knapp über 3 Mio. Euro bis ca. 6 Mio. Euro je MW Leistung (3.000 bis 6.000 Euro/kW) bei Parabolrinnen- und Solarturmkraftwerken und bis zu 10 Mio. Euro je MW bei Dish-Stirling Systemen auf. Die Investitionskosten erhöhen sich abhängig von Speichern und der damit verbundenen Erhöhung des Kapazitätsfaktors (Nennleistungsstunden pro Jahr). Die Kosten für Speichertechnologie betragen derzeit ca. 13 % der Gesamtinvestitionskosten bei Parabolrinnenkraftwerken. Die Bandbreite aktueller Investitionskosten und der Prognosen für 2020 ist in der folgenden Grafik verdeutlicht. Die Investitionskosten werden sich unter aktuellen Annahmen bis 2020 auf 2,7 bis 3,5 Mio. Euro je MW Leistung reduzieren.

Investitionskosten von solarthermischen Kraftwerken CSP in Europa

Bandbreite bis 2020 in Mio. Euro/MW Leistung



Quellen: Greenpeace/ESTELA, Sarasin, DLR, WI; Stand: 10/2009

Investitionskosten unterhalb von 2 Mio. Euro je MW sind durch die erfolgreiche Markteinführung der aktuellen Zeit durchaus zu erwarten.

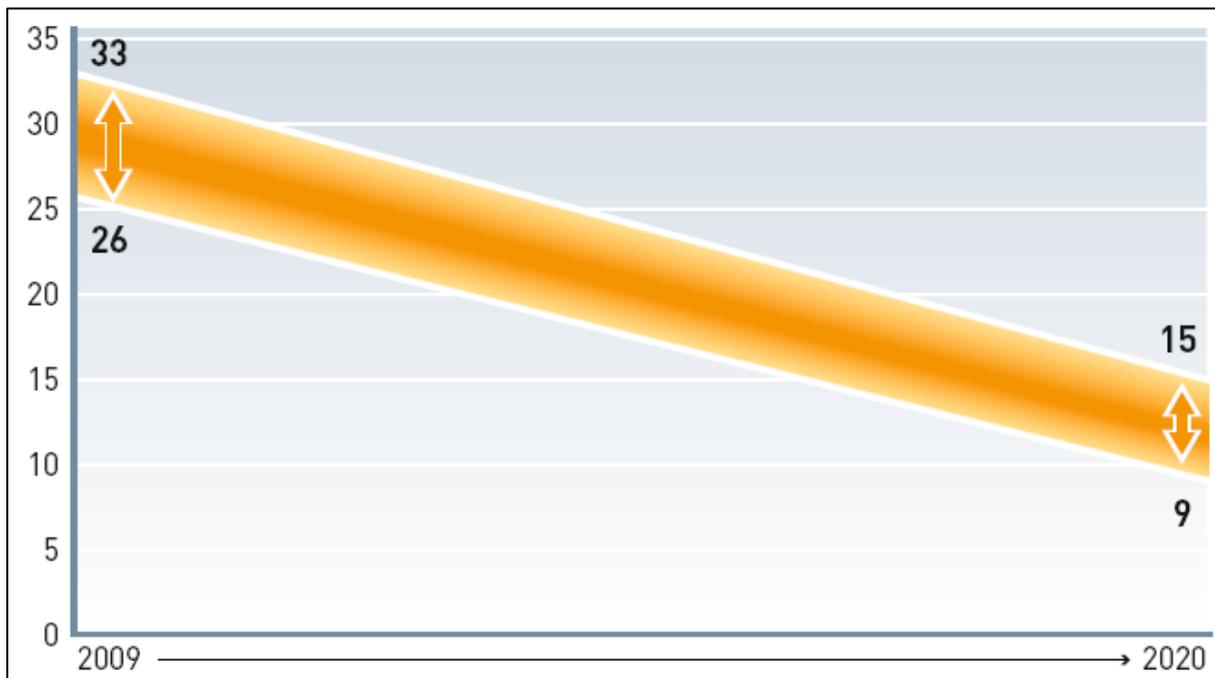
Die Wasserkosten solarthermischer Kraftwerke betragen 2009 ca. 3 Prozent der jährlichen Kosten. Hier ist eine Abschätzung der zukünftigen Kosten vom potentiellen Standort abhängig. Bei Angabe der Bandbreiten im Jahr 2020 sind die Wasserkosten daher noch nicht enthalten.

b) Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten enthalten sämtliche anfallenden Kosten, die für die Erzeugung einer Kilowattstunde (kWh) entstehen. Hierzu zählen die *Investitionskosten* sowie die *Kosten des laufenden Betriebes*. Die *Netzausbaukosten* sowie mögliche zusätzliche Infrastrukturkosten für Wasser- und Erdgasversorgung sind dabei nicht berücksichtigt. Für PV und CSP muss in den Stromgestehungskosten nach Standort unterschieden werden. So kann der Vergleich an dieser Stelle nur vollzogen werden, indem auf die unterschiedlichen Solarstrahlungswerte in Europa eingegangen wird. Diese liegen in Deutschland zwischen 900 und 1.200 kWh pro m² und Jahr auf eine horizontale Fläche. In Spanien beträgt die Solarstrahlung etwa 1.100 bis 1.800 kWh pro m² und Jahr.

Die aktuellen und die für 2020 prognostizierten Stromgestehungskosten von PV-Freiflächenanlagen in Spanien und Deutschland machen die folgenden Grafiken deutlich. Für die Stromgestehungskosten von solarthermischen Kraftwerken ist ebenfalls eine Bandbreite bis 2020 aufgeführt. *Dish-Stirling-Systeme* sind aus dieser Betrachtung aufgrund fehlender Daten ausgenommen.

Stromgestehungskosten von Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Deutschland Bandbreite bis 2020 in Cent/kWh



Quellen: Sarasin, EuPD, EPIA/A.T. Kearney, Eon; Stand 10/2009

In der derzeit angewendeten *Parabolrinnen-Technologie* wird Wasser vor allem für die Kühlung des Dampfes und zum kleinen Teil für die Reinigung der Parabolspiegel benötigt. In der Grafik sind die Wasserkosten bereits in den Stromgestehungskosten eingerechnet. Für die derzeitigen Standorte für Parabolrinnenkraftwerke ist die Wasserversorgung gesichert. Je nach Standort, Nutzungsdauer und -umfang kann die Grundwasserverfügbarkeit jedoch auch in Frage gestellt werden. Wie sich die Kosten für den Wasserverbrauch an potenziellen weiteren Standorten entwickeln und welchen

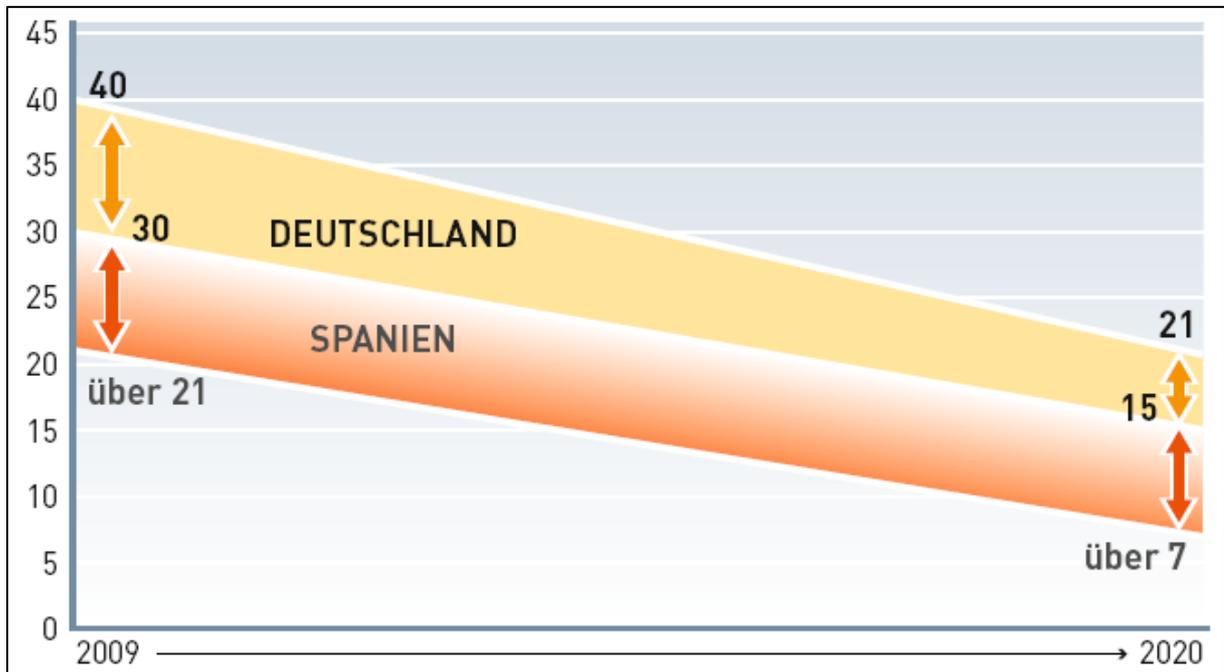
Stellenwert die Wasserversorgung auch unter Berücksichtigung technologischer Weiterentwicklungen einnimmt, kann derzeit noch nicht abschließend bewertet werden. Für künftige Anlagen sind je nach Standort auch luftgekühlte Kondensatoren vorgesehen, die den Wasserbedarf der Anlagen um etwa 90 % reduzieren. Damit würden auch die Stromgestehungskosten steigen. Je höher die Außentemperaturen, desto aufwändiger wird die Kühlung. Mit steigendem Aufwand für die Kühlung würde auch der Wirkungsgrad sinken.

Die Stromgestehungskosten für *PV-Freiflächenanlagen* liegen in Deutschland derzeit in einer Bandbreite zwischen 26 und 33 Cent/kWh und werden sich unter heutigen Annahmen auf 9 bis 15 Cent/kWh im Jahr 2020 reduzieren.

Die Stromgestehungskosten für *PV-Dachflächenanlagen* liegen in Deutschland derzeit zwischen 30 und 40 Cent/kWh, für 2020 werden etwa 15 bis 21 Cent/kWh angenommen. Für Spanien gelten aktuell Stromgestehungskosten von über 21 Cent/kWh, die sich bis 2020 auf etwa 7 bis 10 Cent/kWh reduzieren können.

Stromgestehungskosten von Photovoltaik-Dachflächenanlagen in Deutschland und Spanien

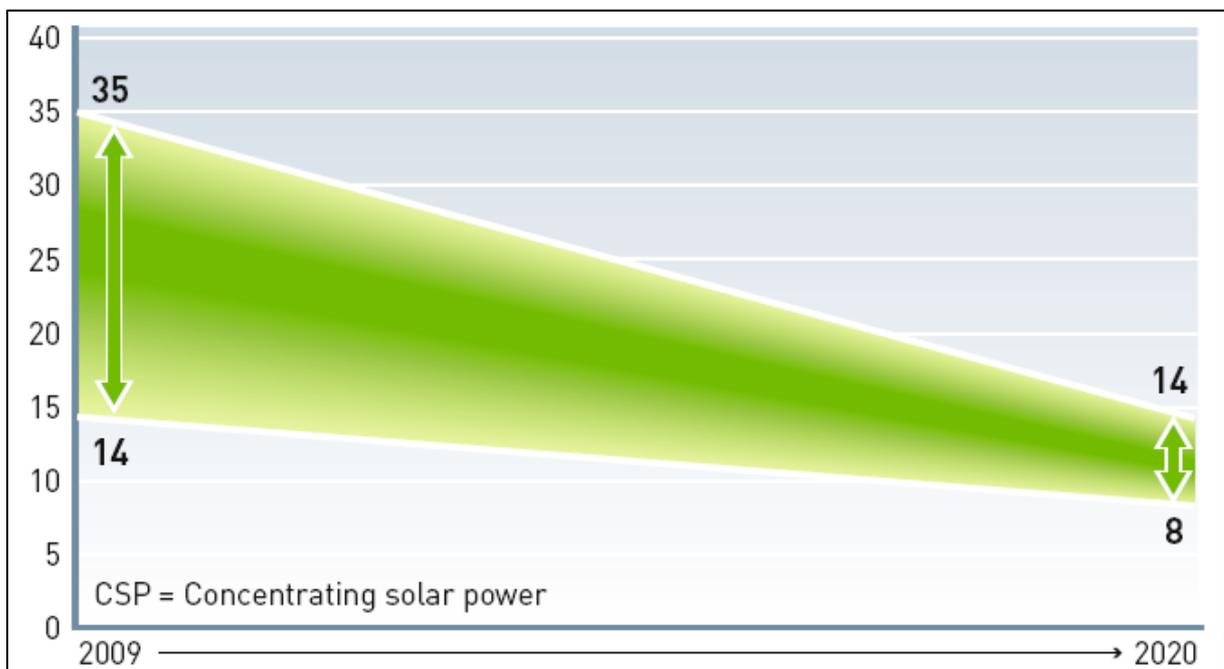
Bandbreite bis 2020 in Cent/kWh



Quellen: LBBW, Eon, EuPD, EPIA/Greenpeace; Stand 10/2009

Stromgestehungskosten von solarthermischen Kraftwerken (CSP) in Europa

Bandbreite bis 2020 in Cent/kWh



Quellen: LBBW, Greenpeace/ESTELA, Sarasin, Eon, DPG, DLR/IFFU/WI; Stand 10/2009

Für solarthermische Kraftwerke in Südeuropa liegen die Stromgestehungskosten 2009 zwischen 14 und 35 Cent/kWh, abhängig von der verwendeten Technologie, der Dimensionierung der Anlage, der Größe von thermischen Speichern sowie der Zuführung von z.B. Erdgas. Für 2020 werden Kosten zwischen 8 und 14 Cent/kWh für südeuropäische Standorte (Spanien) erwartet. Aufgrund ihres

mehrjährigen Betriebs seit Ende der 1980er Jahre sind *Parabolrinnenkraftwerke* gut entwickelt. Chancen werden sich in den nächsten Jahren für Kraftwerke mit Solarturm- und *Fresnel-Technologie* ergeben, wobei diese erst am Beginn der kommerziellen Nutzung stehen. *Dish-Stirling-Systeme* sind derzeit die kostenintensivste Variante. Sie eignen sich für den dezentralen Einsatz in kleinen Einheiten.

c) Stromeinspeisevergütungen

Der kostendeckende Betrieb von PV-Anlagen wie auch von solarthermischen Kraftwerken ist auf den europäischen Strommärkten aktuell von einer Abnahmegarantie und Mindestpreisen abhängig. Die Vergütung von Solarstrom gestaltet sich in Spanien etwas differenzierter als in Deutschland. Da sich derzeit der europäische Markt für solarthermische Kraftwerke sehr stark auf Spanien konzentriert, werden die gesetzlichen Einspeiseregulungen für Solarstrom hier kurz erläutert.

Strom aus PV-Anlagen wird ausschließlich mit einem festen Einspeisetarif vergütet, der für neue Anlagen quartalsweise angepasst wird. Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus sonstigen Erneuerbaren Energien - einschließlich solarthermischer Kraftwerken - mit bis zu 50 MW Leistung können zwischen dem festen Einspeisetarif und einem Bonus zusätzlich zum am freien Markt erzielten Strompreis wählen. Weitere Beispiele für Einspeisevergütungen für Solarstrom sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Einspeisevergütungen für PV-Freiflächen- und -Dachanlagen in Europa	
Einspeisetarif Spanien 2010 (Euro)	0,2586 für Freiflächen-Anlagen 0,3219 für Hausdach-Anlagen
Einspeisetarif Italien 2010 (Euro)	0,298 – 0,358 für Freiflächen-Anlagen 0,318 - 0,44 für Hausdach-Anlagen
Einspeisetarif Frankreich 2010 (Euro)	0,314 – 0,377 für Freiflächen-Anlagen 0,314 - 0,58 für Hausdach-Anlagen
Einspeisetarif Deutschland 2010 (Euro)	0,2416 – 0,2843 für Freiflächen-Anlagen 0,2479 - 0,3914 für Hausdach-Anlagen

Einspeisevergütungen für solarthermische Kraftwerke in Europa	
Einspeisetarif Spanien 2010 (Euro)	0,28499 fester Tarif Spotmarktpreis + Bonus (0,26) = max. 0,363 und min. 0,2687
Var. 1	
Var. 2	
Einspeisetarif Italien 2010 (Euro)	0,22 - 0,28
Einspeisetarif Frankreich 2010 (Euro)	0,314
Einspeisetarif Griechenland 2010 (Euro)	0,23 - 0,27

Beispielanlagen im direkten Vergleich

Da die beiden Anlagen in Lieberose/Brandenburg und Andasol/Andalusien über jeweils rund 50 MW installierte Leistung verfügen und annähernd zeitgleich errichtet worden sind, bieten sie sich – trotz der unterschiedlichen geographischen Rahmenbedingungen und Sonneneinstrahlung – für einen Vergleich der wichtigsten Kenngrößen an.

Kenngröße	Photovoltaik PV-Freiflächenanlage Lieberose/ Brandenburg	Solartherm. Kraftwerk Andasol 1/Andalusien (mit Wärmespeicher abzgl. 12 % Gaszuführung)
		
	<small>Quelle: juwi-Gruppe/First Solar GmbH</small>	<small>Quelle: paul-langrock.de/Solar Millennium AG</small>
Grundstücksfläche (m2)	1.620.000	1.950.000
Modulfläche bzw. Solarfeldfläche (m2)	500.000	510.120
jährliche Sonneneinstrahlung (kWh/m2/a)	1.150 (globale Horizontalstrahlung)	2.136 (direkt-normale Strahlung)
installierte Leistung (MW)	53	49,9 (Turbinenleistung)
jährliche Netto-Stromerzeugung (kWh/a)	53.000.000	150.000.000
Volllaststunden	1.000	3.000
jährlicher Stromertrag der Modul- bzw. Solarfeldfläche (kWh/m2/a)	106	294
jährlicher Stromertrag je Fläche (kWh/m2/a)	32,72	76,92
Wirkungsgrad (Stromertrag/Einstrahlung/m2)	9,22 %	13,77 %
Investitionssumme/MW Leistung (Euro)	3.018.868	5.611.222
jährlicher Wasserbedarf (m3/a)	-	600.000
jährlicher Wasserbedarf der Stromerzeugung (m3/GWh/a)	-	3.352

Fazit und Ausblick

Der Vergleich beider Technologien ist durch sehr unterschiedliche Charakteristiken der Anlagentypen sehr schwierig: Photovoltaik kann grundsätzlich überall und in jeglicher Anlagengröße eingesetzt werden, während sich solarthermische Kraftwerke als Parabolrinnen-, Solarturm- und Fresnel-Kraftwerke vor allem in sonnenreichen Gebieten der Erde erfolgreich betreiben lassen. Photovoltaik hat bereits einen Schritt in die industrielle Massenproduktion gemacht, während solarthermische Kraftwerke im Vergleich dazu noch über geringe Erfahrungen verfügen.

Besonders mit dem Rückgriff auf Wärmespeicher bieten solarthermische Kraftwerke den Vorteil einer flexiblen, bedarfsgerechten Stromerzeugung eines erneuerbaren Kraftwerksblocks nahezu rund um die Uhr. Die PV-Technologie kann dagegen auch mit diffuser Sonneneinstrahlung dezentral und mit geringem Aufwand Strom erzeugen. Sie bietet gegenüber solarthermischen Kraftwerken eine höhere Standortunabhängigkeit. Im Vergleich können somit beide Technologien ihre jeweiligen Vorteile an spezifischen Standorten ausspielen.

Bedingt durch die unterschiedlichen in Europa geltenden Einspeisevergütungen für Solarstrom ist ein wirtschaftlicher Vergleich schwierig. Zum einen müssen Kraftwerkskonzepte im Megawattbereich wie CSP- oder PV-Freiflächenanlagen mit kleinen dezentralen Einheiten wie *Dish-Stirling*- oder PV-Hausdachanlagen verglichen werden. Zum anderen sind die Einspeisevergütungen an die jeweilige vor Ort sinnvolle Technologie ausgerichtet. Die Entwicklung in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union zeigt, dass beide Technologien unter der Voraussetzung angepasster Förderbedingungen erfolgreich in den Markt eingeführt werden können. Die PV-Technologie zeigt typische Lernkurven und konnte bereits massive Kostensenkungen realisieren, die sich bis 2020 fortsetzen werden. Die Investitions- und Stromgestehungskosten für solarthermische Kraftwerke in Europa sinken bis 2020 ebenfalls deutlich. Wie stark die Lernkurve hier zur Kostensenkung beitragen kann, wird sich erst nach einer gewissen Durchdringung des Marktes erweisen.

Deutschland würde mit einer hohen Dichte an Technologie-Unternehmen sowohl im PV- als auch im CSP-Bereich vom jeweiligen weiteren Ausbau durch Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte profitieren. Obwohl in Deutschland der Betrieb von solarthermischen Kraftwerken aufgrund der verhältnismäßig geringen Sonneneinstrahlung kommerziell nicht attraktiv ist, gehören deutsche Unternehmen und Forscher zu den weltweiten Marktführern. Photovoltaik liegt allerdings bei Betrachtung von Umsätzen und Arbeitsplatzeffekten (12,5 Mrd. Euro, 64.400 Beschäftigte) in Deutschland auch in Zukunft unangefochten vorne.

Photovoltaik bildet durch ihre Einsatzmöglichkeit in kleinen Einheiten einen schnell mobilisierbaren Baustein dezentraler Energieversorgung. Sie hat das Potenzial, den Stromverbraucher unmittelbar zum Stromerzeuger zu machen. Über die technische Entwicklung hinaus kann Photovoltaik somit die konventionellen Strommärkte auf den Kopf stellen und einen Beitrag zur Demokratisierung der Energiewirtschaft leisten. Mit dem in den 2010er-Jahren erwarteten Erreichen der *Grid Parity*, d.h. der Angleichung von Endverbraucherstrompreisen und PV-Stromgestehungskosten, wird der Direktverbrauch von selbsterzeugtem Solarstrom sinnvoll. Diese Entwicklung könnte zudem Netzausbaukosten reduzieren.

Strom aus solarthermischen Kraftwerken müsste dagegen in leistungsfähigen Netzen zunächst nach Deutschland transportiert werden. Sowohl für Länder im Sonnengürtel der Erde als auch für südeuropäische Staaten bietet die CSP-Technologie allerdings eine kostengünstige Perspektive für eine regenerative Energieversorgung. Während solarthermische Kraftwerke auf den südeuropäischen Strommärkten schnell zu einem ernstzunehmenden Konkurrenten für fossile Stromerzeuger werden

können, ist in vielen Schwellen- und Entwicklungsländern das erforderliche funktionierende, flächendeckende Stromübertragungs- und Verteilnetz für große solarthermische Kraftwerke noch nicht verfügbar. In Regionen, in denen der überwiegende Teil der Bevölkerung über keinen Anschluss ans Stromnetz verfügt, kann die Photovoltaik dagegen schon heute eine wirtschaftliche Stromversorgung bieten.

Quellen

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR): Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region. Stuttgart 2005.

EPIA/A.T. Kearney: SET for 2020. Brüssel 2009.

ESTELA/A.T. Kearney: Solar Thermal Electricity 2025. Brüssel 2010.

EU JRC/ IE: Renewable Energy Snapshots 2010. Brüssel 2010.

EUROSERVER: Photovoltaic Barometer. Brüssel 2010.

Greenpeace/ESTELA: Concentrating Solar Power Global Outlook. Brüssel 2009.

Hartl, Michael: Konzentrierte Solarenergie: Konzepte, Kostenreduzierung und Versorgungssicherheit. Paper zur 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Januar 2009.

Hirshman, William, u.a.: Verhaltendes Lächeln auf langen Gesichtern. In: Photon, 4/2009, S. 54-71.

International Energy Agency (IEA): Technology Roadmap Concentrating Solar Power. Paris 2010

International Energy Agency (IEA): Technology Roadmap Solar photovoltaic energy. Paris 2010

Landesbank Baden-Württemberg (LBBW): Solardarwinismus - die Besten bleiben... Branchenanalyse Photovoltaik 2009. Stuttgart 2009.

Sarasin: Solarenergie 2008. Stürmische Zeiten vor dem nächsten Hoch. Basel 2008.

Umweltbundesamt/Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Zukunftsmarkt Solarthermische Stromerzeugung. Dessau/Berlin 2007.

Wuppertal Institut: Ökonomische Chancen für die deutsche Industrie resultierend aus einer weltweiten Verbreitung von CSP-Technologien. Wuppertal 2009.

VDI/VDE: Solarthermische Stromerzeugung
<http://www.solar-thermie.org>

**Agentur für Erneuerbare
Energien e. V.**

Reinhardtstr. 18
10117 Berlin

Tel.: 030-200535-3

Fax: 030-200535-51

kontakt@unendlich-viel-energie.de

ISSN 2190-3581

www.unendlich-viel-energie.de

