

# Parabolrinnensysteme

**Dr. Michael Geyer**  
Flabeg Solar  
International GmbH  
michael.geyer@flabeg.com

**Hansjörg  
Lerchenmüller**  
Fraunhofer ISE  
lerch@ise.fhg.de

**Dr. Volker Wittwer**  
Fraunhofer ISE  
wittwer@ise.fhg.de

**Dr. Andreas Häberle**  
PSE GmbH  
ah@pse.de

**Dr. Eckard Lüpfer**  
DLR  
e.luepfert@dlr.de

**Klaus Hennecke**  
DLR  
klaus.hennecke@dlr.de

**Wolfgang Schiel**  
SBP  
w.schiel@sbp.de

**Georg Brakmann**  
Fichtner Solar GmbH  
brakmannG@fichtner.de

*Abbildung 1  
Luftaufnahme der  
fünf 30MW-SEGS-  
Kraftwerke bei Kramer  
Junction, USA*

Die solarthermische Stromerzeugung ist eine bedeutende Technologieoption zur Verminderung von Schadstoffemissionen, insbesondere von CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> und Staubpartikeln im Kraftwerksbereich und trägt so unmittelbar zur CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategie der Bundesregierung bei, zu der diese sie sich international verpflichtet hat. Parabolrinnen-Kraftwerke bieten die folgenden Vorteile:

- Parabolrinnen-Kraftwerke nutzen die Solarstrahlung im kraftwerkstechnischen Maßstab. Die solarthermische Kraftwerkstechnologie eignet sich für einen Einsatzbereich von 10 bis 1000 MW elektrischer Leistung.
- Parabolrinnen-Kraftwerke können gesicherte Leistung bereitstellen. Mit fossiler Zusatzfeuerung und/oder thermischer Speicherung können solarthermische Kraftwerke auch in einstrahlungsarmen Zeiten und nachts die installierte Leistung garantieren.
- Parabolrinnen-Kraftwerke können heute im Großkraftwerksbereich den billigsten Solarstrom liefern. Bei projektierten solaren Stromerzeugungskosten zwischen 10 und 15 €/ct/kWh können Parabolrinnen-Kraftwerke in

Sonnenländern heute schon im großen Maßstab zur Erzeugung kostengünstigen Solarstroms eingesetzt werden.

- Parabolrinnen-Kraftwerke sind erprobt. Noch immer stellen die 9 SEGS<sup>1</sup>-Parabolrinnenkraftwerke in Kalifornien mit 354 MW installierter Leistung die weltweit einzigen, kommerziell betriebenen Solarkraftwerke dar. Mit fast 10 TWh produziertem und für 1,5 Milliarden US\$ verkauftem Solarstrom hat die Parabolrinnentechnologie eindrucksvoll ihr Potenzial unter Beweis gestellt, zuverlässig sauberen Solarstrom erzeugen zu können.
- Die solarthermische Stromerzeugung ist in konventionelle thermische Kraftwerke integrierbar und kann damit CO<sub>2</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen im großen Maßstab vermeiden.
- Parabolrinnen-Kraftwerke sind ideal geeignet für Joint Implementation Projekte. Gemeinsam können Industrieländer und Entwicklungsländer mit Parabolrinnen-Kraftwerksprojekten die Stromerzeugung in sonnenreichen Entwicklungsländern entscheidend umweltfreundlicher machen und damit das Klima unserer Erde schützen.



<sup>1</sup> SEGS Solar Electric Generating Systems

| SEGS Anlage  | I                 | II                | III               | IV   | V    | VI                | VII  | VIII              | IX    |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|------|------|-------------------|------|-------------------|-------|
| Jahr der Inbetriebnahme  | 1985              | 1986              | 1987              | 1987 | 1988 | 1989              | 1989 | 1990              | 1991  |
| Nettoleistung [MW]   | 13,8              | 30                | 30                | 30   | 30   | 30                | 30   | 80                | 80    |
| Aperturfläche Solarfeld [1000m <sup>2</sup> ]  | 83                | 190               | 230               | 230  | 251  | 188               | 194  | 464               | 484   |
| Solarfeld Auslasstemperatur [°C]   | 307               | 321               | 349               | 349  | 349  | 391               | 391  | 391               | 391   |
| Turbinenwirkungsgrad [%]   |                   |                   |                   |      |      |                   |      |                   |       |
| Solar-Betrieb  | 31,5 <sup>a</sup> | 29,4 <sup>b</sup> | 30,6              | 30,6 | 30,6 | 37,6 <sup>c</sup> | 37,6 | 37,6              | 37,6  |
| Gas-Betrieb  | -                 | 37,3              | 37,3 <sup>d</sup> | 37,3 | 37,3 | 39,5              | 39,5 | 37,6 <sup>e</sup> | 37,6  |
| Dampfparameter am Turbineneinlass im Solar-Betrieb   |                   |                   |                   |      |      |                   |      |                   |       |
| Druck [bar]  | 35,3              | 27,2              | 43,5              | 43,5 | 43,5 | 100               | 100  | 100               | 100   |
| Temperatur [°C]  | 415 <sup>a</sup>  | 360               | 327               | 327  | 327  | 371               | 371  | 371               | 371   |
| Jährliche Betriebsdaten (Auslegung)  |                   |                   |                   |      |      |                   |      |                   |       |
| Thermischer Wirkungsgrad Solarfeld [%]   | 35                | 43                | 43                | 43   | 43   | 43                | 43   | 53                | 50    |
| Solar-elektrischer Wirkungsgrad, netto [%]   | 9,3               | 10,7              | 10,2              | 10,2 | 10,2 | 12,4              | 12,3 | 14,0              | 13,6  |
| Stromerzeugung, netto [GWh/a]  | 30,1              | 80,5              | 91,3              | 91,3 | 99,2 | 90,9              | 92,6 | 252,8             | 256,1 |
| Gasverbrauch [10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a]   | 4,8               | 9,5               | 9,6               | 9,6  | 10,5 | 8,1               | 8,1  | 24,8              | 25,2  |
| Spez. Installationskosten [US\$/kW]  | 4490              | 3200              | 3600              | 3730 | 4130 | 3870              | 3870 | 2890              | 3440  |
| a) Dampferzeugung mit Solarenergie, Überhitzung durch Gas (18% des Energieeinsatzes)<br>b) Im Solarbetrieb wird der Dampf mit Solarenergie erzeugt und überhitzt (SEGS II-IX)<br>c) Turbine mit Zwischenüberhitzung (SEGS VI-IX)<br>d) Im Gasbetrieb sind die Dampfparameter am Turbineneinlass 105 bar/510 °C (SEGS III-VII)<br>e) Der Wärmeträgeröl-Erhitzer wurde eingeführt. Dampfparameter sind im Solar- und Gasbetrieb identisch. |                   |                   |                   |      |      |                   |      |                   |       |

## Entwicklungsgeschichte und Betriebserfolge der Parabolrinnen-Kraftwerke

Um 1880 trieb der Amerikaner John Ericsson eine Heißluftmaschine mit einem Parabolrinnenkollektor an. 1907 meldeten Dr. Wilhelm Meier aus Aalen und Adolf Remshardt aus Stuttgart ein Patent an über eine Vorrichtung zur unmittelbaren Verwendung der Sonnenwärme zur Dampferzeugung in Parabolrinnenkollektoren. Und es dauerte nur fünf Jahre, bis 1912 die Parabolrinne zur Krafterzeugung eingesetzt wurde, als Shumann und Boys eine 45 kW Dampfmotorpumpe in Meadi, Ägypten konstruierten. Sie verwendeten dafür Parabolrinnenkollektoren mit einer Länge von 62 m, einer Aperturweite von 4 m und einer gesamten Aperturfläche von 1200 m<sup>2</sup>. „20.000 Quadratmeilen von Kollektoren in der Sahara“, so schrieb Shuman, „könnten der Welt auf Dauer die 270 Millionen Pferdestärken liefern“, die sie zu jener Zeit benötigte. 1916 bewilligte der Deutsche Reichstag 200.000 Reichsmark für eine Parabolrinnen-Demonstration in Deutsch-Südwest-Afrika. Der Erste Weltkrieg und die

Entdeckung von Erdöl in Nahost verhinderten die Realisierung dieses Plans.

Das Interesse an der Parabolrinnen-Technologie erwachte erst wieder ab 1977 als Reaktion auf die Ölkrise. Zu dieser Zeit förderten sowohl das US Department of Energy (DOE) als auch das Bundesministerium für Forschung und Technologie die Entwicklung von mehreren Prozesswärmeanlagen und Wasserpumpensystemen mit Parabolrinnenkollektoren. Neun Mitgliedsländer der Internationalen Energie Agentur (IEA) beteiligten sich an der Demonstration von Parabolrinnensystemen mit einer elektrischen Gesamtleistung von 500 kW<sub>el</sub> auf der Plataforma Solar de Almería, die 1981 in Betrieb genommen wurden. Fast 10.000 m<sup>2</sup> Parabolrinnensysteme der Firma Acurex wurden zwischen 1977 und 1982 in Prozesswärme-Demonstrationsanlagen in USA installiert.

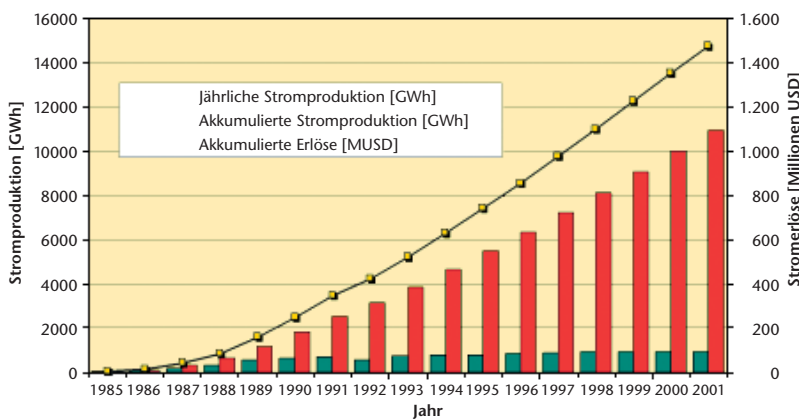
1983 wurde eine erste privat finanzierte Prozesswärmeanlage mit 5580 m<sup>2</sup> Parabolrinnenkollektoren in Chandler, Arizona, erfolgreich in Betrieb genommen. Die Anlage erzeugte und speicherte thermische Energie zur Beheizung von Elektrolyttanks in einem kupferverarbeitenden Betrieb.

Tabelle 1  
Technische Daten von  
SEGS-Kraftwerken

In den Jahren 1984 bis 1991, als LUZ International Limited neun kommerzielle SEGS-Solkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von 15-80 MW<sub>e</sub> entwickelte und ans Netz brachte, machte die Entwicklung von Parabolrinnensystemen einen gewaltigen Sprung nach vorne. Über 2 Millionen Quadratmeter Parabolrinnenkollektoren der Typen LS-1, LS-2 und LS-3 wurden in neun Kraftwerken mit einer gesamten Stromerzeugungskapazität von 354 MW installiert.

Tab. 1 zeigt die wichtigsten Daten der neun Anlagen, die in der Mojave-Wüste in Südkalifornien seit nunmehr über 10 Jahren zuverlässig in Betrieb sind und bis Ende 2001 fast 10 Milliarden Kilowattstunden reinen Solarstrom erzeugt,

Abbildung 2  
Stromproduktion und Erlöse der neun SEGS Kraftwerke seit 1985 (hier inklusive des 25% Fossil-Anteils)



und damit fast 1,5 Milliarden US Dollar durch die Einspeisung in das kalifornische Netz Erlöse haben. Diese solare Stromproduktion entspricht mehr als 50% des auf der Welt erzeugten Solarstroms.

Die Betriebserfahrungen der Parabolrinnenkraftwerke in Kalifornien sind hervorragend und bilden die Grundlage für heutige Projektplanungen in Südeuropa und Entwicklungsländern im Sonnengürtel der Erde. Die Komponenten erwiesen sich als sehr zuverlässig; so betrug der Bruch der Solarreflektoren, die auch Wüstenstürmen standhalten müssen, weniger als ein 1 % pro Jahr. Sie werden, wie auch andere Solarfeld- und Kraftwerkskomponenten, im Rahmen der routinemäßigen Wartungsarbeiten ständig ersetzt und sind normaler Bestandteil der Wartungskosten.

Die Originalspiegel weisen auch nach mehr als 10 Jahren Betrieb noch keinerlei Leistungsmin- derung auf. Man kann also davon ausgehen, dass die Lebensdauer des Parabolrinnenfeldes die geplante technische Nutzungsdauer von 25 Jahren bei weitem übertrifft. Die technische Verfügbarkeit des Solarfeldes lag in den vergan- genen 5 Jahren stets über 98%. Setzt man das privat finanzierte Projektvolumen der SEGS Kraftwerke von ca. 1,5 Milliarden US Dollar und die produzierte Menge erzeugten Solarstroms von fast 10 TWh ins Verhältnis zu den Förder- mitteln, die in die Entwicklung der Parabol- rinnentechnologie geflossen sind, so ergibt sich eine hervorragende Relation von Aufwand zu Markterfolg, an der die europäische Industrie zu gut einem Drittel partizipiert hat.

Seit 1998 waren es vor allem die von der EU unterstützten Forschungs- und Entwicklungs- Vorhaben DISS<sup>2</sup> und EuroTrough, sowie die

Abbildung 3  
DISS<sup>2</sup> Parabolrinnen- Strang zur Direktver- dampfung auf der Plataforma Solar



<sup>2</sup> direct solar steam (DISS)





Abbildung 4  
EuroTrough ET150  
Parabolrinnenkollektor  
auf der Plataforma  
Solar, Spanien

ebenfalls von der EU kofinanzierten Projektvorbereitungsstudien mit ENDESA in Spanien und mit CDER und O.N.E. in Marokko, die die Entwicklung einer eigenen Parabolrinnen-Technologie in Europa gestartet haben. Das Interesse der EU an solarthermischer Stromerzeugung ist in den vergangenen Jahren gewachsen. Mit der Ankündigung des spanischen Wirtschaftsministeriums, einen spezifischen Tarif für solarthermische Kraftwerke zu regulieren, sagte sie unter anderem 5 Mio. € für das 50 MW<sub>el</sub> Parabolrinnenprojekt AndaSol mit EuroTrough Kollektoren zu.

Die Bedeutung der solarthermischen Stromerzeugung für den globalen Klimaschutz hat den Deutschen Bundestag im Jahr 2000 zu dem Beschluss bewegt, das dreijährige Zukunftsinvestitionsprogramm für solarthermische Stromerzeugungstechnologien zu öffnen und die Zuständigkeit dem Bundesumweltminister anzuvertrauen. In diesem Programm stellt die Parabolrinnen-Entwicklung zwei Drittel der Förderungen dar. Schwerpunkte sind hier die Demonstration eines EuroTrough-Kollektorstrangs in der kalifornischen Anlage SEGS V, die Entwicklung eines deutschen Parabolrinnen-Receiver, die Planung des Demonstrationskraftwerks AndaSol, die Entwicklung optischer Messverfahren und die Untersuchung des Fresnel-Konzeptes. DLR und Fraunhofer ISE sind in diesem Forschungsprogramm Partner. Die Industriepartner Solar Millennium AG, Flabeg Solar International GmbH, Schlaich Bergermann und Partner GmbH, Schott-Rohrglas GmbH und E.ON gehen in diese Projekte mit 50% Eigenbeteiligung. Heute werden die Weichen gestellt,

wer bei den zukünftigen Aufträgen technisch, wie ökologisch und wirtschaftlich das beste Angebot machen kann. Die deutsche Industrie und Forschung sind in der Technologie international sehr gut positioniert.

## Parabolrinnenkollektoren im Vergleich

Parabolrinnen-Kollektoren sind einachsige der Sonne nachgeführte konzentrierende Solar-Kollektoren. Ihre Einsatzgebiete sind größere Solarsysteme, bei denen die Betriebstemperaturen im Bereich von über 80 °C bis mindestens 400 °C liegen. Ihr Reflektor folgt der Form eines parabolischen Zylinders, der ideale Fokus ist eine gerade Linie, die Fokallinie. In der Position der Fokallinie befindet sich das sogenannte Absorberrohr, das die konzentrierte Strahlung absorbiert und so bei Temperaturen bis zu typischer Weise 400 °C an das hindurch strömende Wärmeträger-Fluid überträgt. An der Oberfläche des Absorberrohres herrschen Flussdichten der Sonnenstrahlung bis zur etwa 100-fachen Einstrahlung. Das Wärmeträger-Fluid ist Wasser/Dampf, Thermo-Öl oder auch Salzschnmelze. Um hohe Wirkungsgrade bei den Betriebstemperaturen zu erreichen, wird zusätzlich zu einer selektiven Beschichtung zur Isolation ein Vakuum zwischen innerem Absorberrohr und dem konzentrischen äußeren Glasrohr erzeugt. Der Reflektor muss mit ausreichender geometrischer Präzision und Widerstandsfähigkeit gegen alle aufkommenden Windlasten die einfallende Solarstrahlung effizient reflektieren. Eisenarmes Glas, einachsige gekrümmt und mit rückseitiger Verspiegelung ist aufgrund der dauerhaft guten

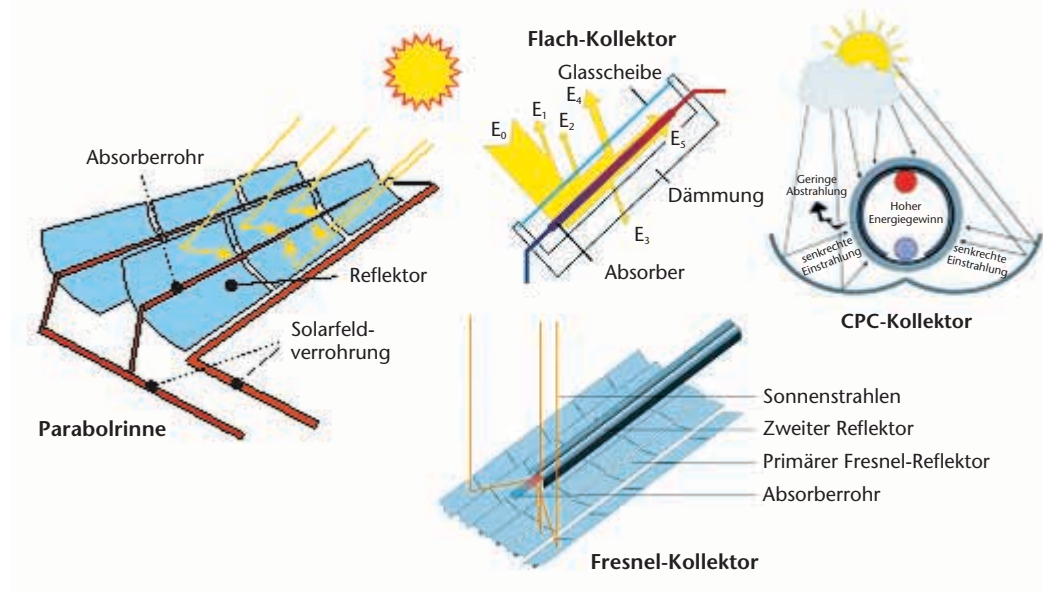


Abbildung 5  
Parabolrinne im Vergleich mit anderen Kollektortypen

Reflektivität für das solare Spektrum und wegen bester Beständigkeit gegen Kratzer hervorragend geeignet.

Zum Erreichen der Konzentration wird der Kollektor um seine in der Regel nord-süd-orientierte Längsachse so der Sonne nachgeführt, dass die Symmetrie-Ebene der Parabel auf etwa  $0,04^\circ$  genau zur Sonne weist. Parabolrinnenkollektoren können Solar-Dampf sowohl für Prozesswärmeanwendungen als auch für konventionelle Dampf- und Kombikraftwerke liefern, wobei sie die Funktion eines solaren Dampferzeugers anstelle eines mit fossilem Brennstoff befeuerten Dampferzeugers erfüllen. Der Brennstoff ist also die Sonnenstrahlung. Für Prozesswärmeanwendungen stehen Parabolrinnen im Wettbewerb mit anderen bewährten Kollektortechnologien wie Flach-, Vakuumröhren- und CPC-Kollektoren<sup>3</sup>, die nicht der Sonne nachgeführt werden. In jüngster Zeit wird das Fresnel-Konzept, bei dem horizontal angeordnete Spiegelfacetten der Sonne nachgeführt werden, als eine zukünftige Variante der Parabolrinne ebenfalls mit Interesse diskutiert. Auch wenn die Energie-Erträge deutlich geringer ausfallen, liegt doch im einfachen Aufbau des Fresnel-Kollektors und in der Möglichkeit, den Raum unter dem Kollektor zu nutzen, ein interessantes Potenzial für weitere Kostensenkungen. Hierzu sind jedoch weitere Untersuchungen erforderlich, insbesondere bedarf es eines experimentellen Belegs aller wirtschaftlichen und technischen Annahmen. Erste

Ergebnisse einer Systemstudie des Forschungsverbunds Sonnenenergie werden im folgenden berichtet:

Mit den Jahresrechnungen wird das optimale Einsatzgebiet dieser verschiedenen Kollektortypen aufgezeigt. Als Standort für den Vergleich von Jahres- und Monaterträgen wurde Hurgada in Ägypten ( $27,14^\circ\text{N}$ ,  $33,51^\circ\text{O}$ ) gewählt und aus einem Strahlungsdatensatz (METEONORM) die mittleren Monatswerte von Direktstrahlung, Diffusstrahlung, Globalstrahlung und Umgebungstemperatur bestimmt. Ausgehend von den jeweiligen winkelabhängigen Kosinusverlusten<sup>4</sup> und der zur Verfügung stehenden Direktstrahlung vergleicht die nachfolgende Tab. 2 die jährlich verfügbare Einstrahlung, die auf einen Quadratmeter Aperturfläche der verschiedenen Kollektortechnologien einfällt. Die meiste Strahlungsmenge hat dabei die Parabol-schüssel zur Verfügung, in deren zweiachsig nachgeführter Aperturfläche die gesamte Direktstrahlungsmenge von  $2760 \text{ kWh/m}^2\text{a}$  einfällt.

Dank der Diffusstrahlung, die in konzentrierenden Systemen nicht nutzbar und in der Tabelle mit Null eingetragen ist, steht einem mit  $30^\circ$  Neigung aufgestelltem Flachkollektor jährlich die zweithöchste Strahlungsmenge zur Verfügung; die Kosinusverluste mindern zwar das Direktstrahlungsangebot auf  $1960 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ , dafür sind aber  $564 \text{ kWh/m}^2\text{a}$  an Diffusstrahlung zusätzlich verfügbar.

<sup>3</sup> Compound Parabolic Concentrator (CPC)

<sup>4</sup> Wirkungsgradverluste auf Grund der schrägen Einstrahlung der Sonne

| Standort Hurgada, Ägypten<br>27.14° Nord, 33.51° Ost | Neigungswinkel<br>in Nord-Süd<br>Richtung | Azimuth-<br>ausrichtung der<br>Kollektorachse | Jährliche<br>Direkt-<br>strahlung<br>kWh/m <sup>2</sup> a | Jährliche<br>Diffus-<br>strahlung<br>Wh/m <sup>2</sup> a | Jährliche<br>verfügbare<br>Gesamtstrahlung<br>Wh/m <sup>2</sup> a | Verfügbare<br>Strahlung<br>bezogen auf<br>Jahres-Direkt-<br>strahlung<br>% |
|--|---|---|---|--|---|--|
| Fresnel-Kollektor                                    | 0°  | 0° (Nord-Süd)                                 | 1936  | 0  | 1936  | 70,1%  |
| Parabolrinne Ost-West                                | 0°  | 90° (Ost-West)                                | 1981  | 0  | 1981  | 71,8%  |
| Flachkollektor                                       | 0°  | 0° (Nord-Süd)                                 | 1816  | 564  | 2380  | 86,2%  |
| Parabolrinne Nord-Süd                                | 0°  | 0° (Nord-Süd)                                 | 2464  | 0  | 2464  | 89,3%  |
| Parabolrinne Nord-Süd 5° Tilt                        | 5°  | 0° (Nord-Süd)                                 | 2523  | 0  | 2523  | 91,4%  |
| Flachkollektor                                       | 30°                                       | 0° (Nord-Süd)                                 | 1960  | 564  | 2524  | 91,4%  |
| Parabolschüssel                                      | 2 achsige Nachführung                     |   | 2760  | 0  | 2760  | 100,0%   |

Tabelle 2  
Vergleich der jährlich verfügbaren Einstrahlung

Vergleich der jährlich verfügbaren Einstrahlung am Standort Hurgada (Ägypten 27, 14°N, 33,51°O), die in Abhängigkeit von Nachführung und Aufstellung in die Aperturfläche der verschiedenen Kolleorttechnologien fällt (berechnet mit Meteornorm auf Basis von mittleren Monatswerten).

Bei einachsiger Nachführung der Aperturfläche können die jährlichen Kosinusverluste der Direktstrahlung gegenüber feststehenden Aperturflächen reduziert werden: Bei Nachführung von Ost nach West und 5° Nord-Süd Neigung der Nachführ-Achse liegen die jährlichen Kosinusverluste deutlich unter 10%. Die jährliche verfügbare Direktstrahlung einer solchen einachsigen nachgeführten Aperturfläche ist damit identisch zur jährlich verfügbaren Globalstrahlung einer feststehenden Aperturfläche, die in Nord-Südrichtung um 30° geneigt ist.

Bei einer Ost-West-Ausrichtung der Parabolrinne oder bei abschnittsweiser Ost-West Nachführung nach dem Fresnel-Prinzip ergeben sich deutlich höhere jährliche Kosinusverluste in der Größenordnung von ca. 30%, die die verfügbare jährliche Direktstrahlung für dieses Nachführungsprinzip auf unter 2000 kWh/m<sup>2</sup>a einschränken. Um vergleichen zu können, welchen jährlichen Energieertrag nun ein Flachkollektor, ein Parabolrinnenkollektor und ein Fresnelkollektor aus der ihnen verfügbaren jährlichen Einstrahlung in Abhängigkeit der gewählten Betriebstemperatur gewinnen können, sind in den Vergleichs-

rechnungen die konkreten Kollektor-Wirkungsgradkurven für einen typischen Flachkollektor (Abb. 6), den EuroTrough ET150 Parabolrinnenkollektor auf der Plataforma Solar de Almería mit UVAC-Absorberrohr der Firma Solel aus Israel sowie den Solarmundo Fresnel-Kollektor zugrundegelegt (Abb. 7). Die Wirkungsgradkurve des Solarmundo Fresnel-Kollektors wurde bislang nur eingeschränkt experimentell bestätigt; insbesondere steht hier für das geplante Direktverdampfungskonzept ein experimenteller Nachweis aus.

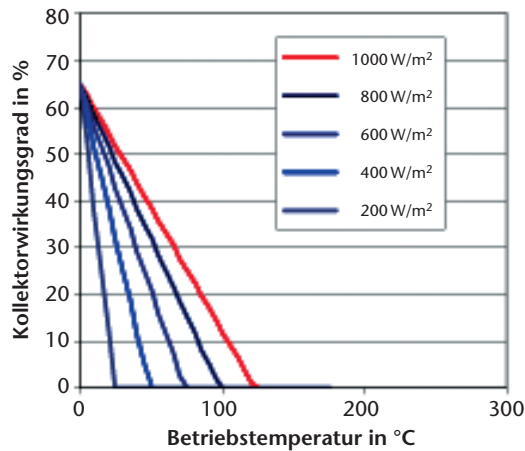


Abbildung 6  
Thermischer Kollektorwirkungsgrad in Abhängigkeit von Betriebstemperatur und Einstrahlung für einen typischen Flachkollektor ( $h_{opt}=0.65$  und  $8 \text{ W/m}^2\text{K}$  Verluste)

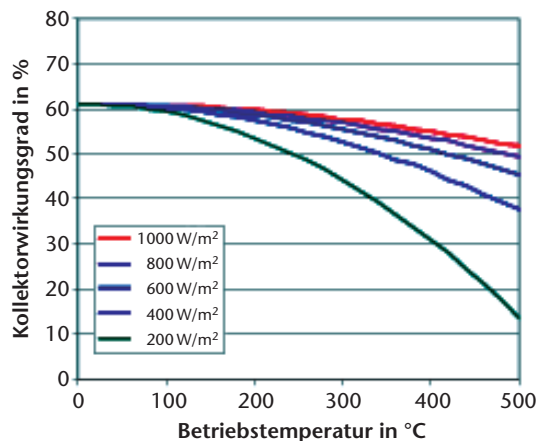
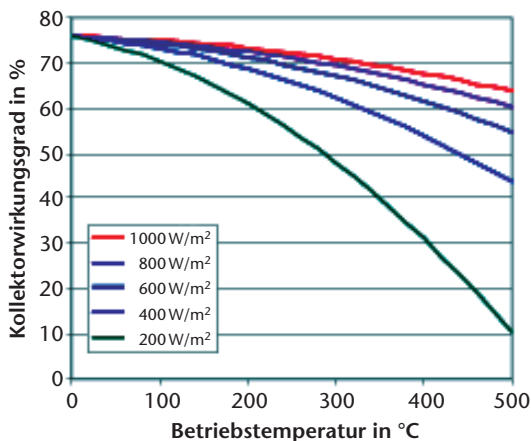
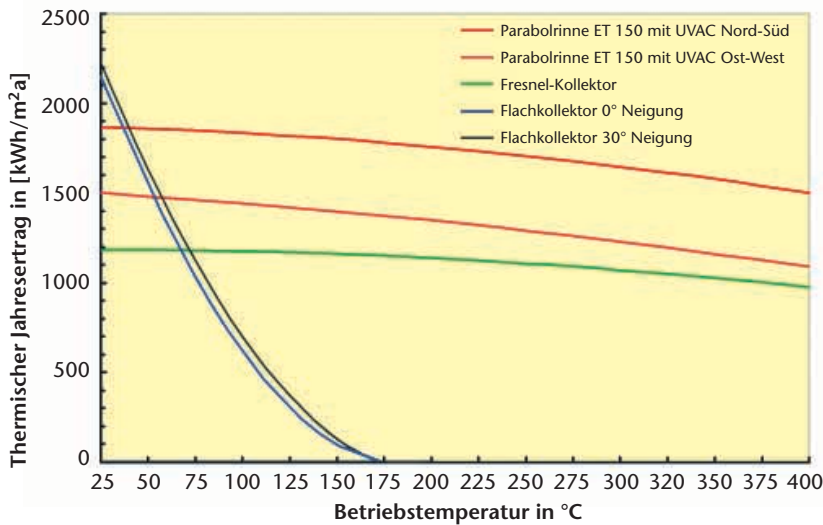


Abbildung 7  
Thermischer Kollektorwirkungsgrad in Abhängigkeit von Betriebstemperatur und Einstrahlung (rechts) für den Euro Trough 150 und (links) für den Solarmundo Fresnel-Kollektor (aus berechneten Daten)



**Abbildung 8**  
Erzielbare Jahresausbeuten der verschiedenen Kollektortechnologien in Abhängigkeit der gewünschten Betriebstemperatur am Standort Hurgada, Ägypten.

Abb. 8 zeigt die erzielbaren thermischen Jahreserträge in Abhängigkeit der gewünschten Betriebstemperatur für die verschiedenen Kollektortechnologien am Standort Hurgada. Bei niedrigen Betriebstemperaturen unter 50°C kann der Flachkollektor seinen Vorteil ausspielen, sich auch die Diffusstrahlung nutzbar machen zu können. Oberhalb von 50°C liefert der Parabolrinnen-Kollektor EuroTrough ET150 mit UVAC-Absorberrohr in Nord-Süd Ausrichtung die höchsten (experimentell nachgewiesenen) Jahreserträge. Die von Solarmundo vorgeschlagenen Fresnel-Kollektoren in Nord-Süd-Aufstellung können ca. zwei Drittel der thermischen Jahreserträge des Parabolrinnenkollektors erreichen; ein Nachweis dafür steht jedoch noch aus. In den bestehenden Anlagen in Kalifornien sind Gesamtwirkungsgrade von Sonneneinstrahlung in Strom von über 20% im Sommer und über 14% im Jahresmittel nachgewiesen worden.

Allerdings sind Wirkungsgrad und Jahresertrag nicht die einzigen Kriterien für die Kollektorbewertung. Gesamtwirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit geben am Ende den Ausschlag für die Systemwahl. Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren sind weltweit in über 100 Millionen Quadratmetern installiert worden und stellen für die dezentrale, solare Brauchwasserbereitstellung/ Heizungsunterstützung die wirtschaftlichste Lösung dar.

Für kommunale und industrielle Wärmenutzer werden mit steigender Anlagengröße und/oder Anwendungstemperatur zunehmend auch Parabolrinnenkollektoren attraktiv. Unterschiedliche, speziell auf die Anforderungen dieses Marktsegmentes zugeschnittene Kollektoren werden beispielsweise von den Firmen IST und Duke Solar (USA), SOLEL (IL), Heinrich und SOLITEM (D) angeboten bzw. entwickelt. Die 2,5 Millionen Quadratmeter Parabolrinnenkollektoren der SEGS-Kraftwerke in Kalifornien stellen bislang die einzige kommerzielle Anwendung nachgeführter konzentrierender Kollektoren zur Stromerzeugung dar und haben in fast 15 Jahren Betriebszeit ihre Langzeitzuverlässigkeit bewiesen. Vom Fresnel-Kollektor gibt es bislang einen vielversprechenden Prototyp von ca. 2500 Quadratmetern, der jedoch seine Zuverlässigkeit im Solarkraftwerksbetrieb noch zeigen, und seine theoretischen Kostenvorteile in kommerziellem Maßstab nachweisen muss.

## Notwendigkeit weiterer Forschung, Entwicklung und Demonstration

Trotz der vielen aufgezeigten Forschungs- und Entwicklungs-Anstrengungen der letzten zehn Jahre ist seit 1991 keine neue Parabolrinnenanlage mehr gebaut oder bestellt worden. Die öffentlichen Förderinstitutionen wie die EU und private Geldgeber haben deutlich gemacht, dass sie keine weiteren Mittel in die Entwicklung übernächster Parabolrinnen-Technologien investieren wollen, bevor nicht wenigstens eine kommerzielle Demonstrationsanlage die Forschungs- und Entwicklungs-Ergebnisse der letzten zehn Jahre erfolgreich umsetzt. Ein Handicap solarthermischer Anlagen sind die Kosten für Betrieb und Wartung. Auch wenn diese in einem ersten Entwicklungs-Programm des amerikanischen SunLab bei Kramer-Junction drastisch reduziert werden konnten, besteht hier noch großes Reduktionspotenzial. Ziel muss sein, die Kosten für Betrieb und Wartung von heute ca. 3 ct/kWh auf unter 0,8 ct/kWh zu senken. Dazu müssen Personal- und Ersatzteilkosten gesenkt werden.



Um bei einer Parabolrinnen-Anlage ähnlich wie bei Windanlagen einen weitgehend unbemannten Betrieb erreichen zu können, werden bei Betrieb und Wartung innovative Entwicklungen angestrebt, wie automatisierte Betriebssteuerung nach Wettervorhersage und Bedarfsvorhersage, automatisierte Erfassung des Solarfeld-Wartungszustandes und automatisierte Wartungsprozeduren. Um die Stromgestehungskosten darüber hinaus weiter senken zu können, müssen die Solarfeldkosten noch einmal halbiert werden. Dies ist nur durch den Einsatz moderner Fertigungstechnologien bei der Herstellung der Kollektor-Komponenten erzielbar. Dazu gehört die Entwicklung von automatisierten Fertigungskonzepten und Prototyp-Fertigungsrobotern und ihre Qualifikation für die Solarfeld-Schlüsselkomponenten. Weitere kostensenkende Forschung und Entwicklung sind für folgende Schwerpunkte notwendig:

- Analyse des Direktstrahlungsangebot für alle bekannten Projektstandorte
- Entwicklung von Speicherkonzepten für direktverdampfende Systeme
- Erhöhung der Arbeitstemperatur des Wärmeträgers
- Entwicklung von hocheffizienten Absorberschichten, die die bisherige Betriebstemperatur von 400-450°C auf 550-600°C (Oberflächentemperatur) erhöhen

## Zusammenfassung und Ausblick

Die Massenfertigung von über 2.000.000m<sup>2</sup> Parabolrinnenfeldern für den Bau von 354 MW<sub>e</sub> solarthermischer Kraftwerks-Kapazität in Kalifornien und die akkumulierte Betriebserfahrung hat heute der Parabolrinnen-Technologie gegenüber anderen solarthermischen Technologien folgende Wettbewerbsvorteile verschafft:

- **Geringster Materialeinsatz:** Mit einem Materialeinsatz von 18 kg Stahl und 11 kg Glas pro m<sup>2</sup> Aperturfläche hat die Parabolrinnen-Technologie heute den geringsten Materialbedarf unter den solarthermischen Technologien.
- **Geringster Landbedarf:** Dank kompakter Aufstellbarkeit ist der Landbedarf der Parabolrinnen- und Fresneltechnologie heute ca. 30-50% geringer als bei Turm- und Dishanlagen.

- **Beste solare nachgewiesene Jahresausbeute:**

Dank stetiger Verbesserungen und langjähriger Betriebserfahrung hat bislang kein anderes solarthermisches System in der Praxis höhere Jahresausbeuten nachgewiesen als die SEGS-Kraftwerke in Kalifornien.

- **Beste solare Wirtschaftlichkeit:** Heute werden in 30-80 MW Anlagen spezifische Solarfeldkosten von 200-250 € pro m<sup>2</sup> kalkuliert. Damit lässt sich ein rein solarer Stromerzeugungspreis zwischen 10 und 16 ct/kWh, je nach solarer Einstrahlung und weiterer Standortbedingung, erreichen. Durch zukünftige Weiterentwicklungen von Materialien, Kollektortechnologien und Kraftwerkssystemen ergeben sich weitere Kostensenkungspotenziale.

- **Beste Modularität:** Unter den solarthermischen Technologien kommt die Parabolrinnen- und Fresneltechnik mit einer sehr geringen Zahl verschiedener Bauteile aus und bietet sich daher am besten für Standardisierung, Massenfertigung und Kostensenkung an.

- **Höchster Wertschöpfungsanteil für deutsche Industrie:** Parabolrinnen-Kraftwerke sichern der deutschen Industrie einen hohen Wertschöpfungsanteil im solarthermischen Kraftwerksgeschäft. Auch wenn solarthermische Kraftwerke in Deutschland nicht einsetzbar sind, so liegt doch in der Fertigung der Schlüsselkomponenten Parabolspiegel und Absorberrohre in Deutschland ein erheblicher Wertschöpfungsanteil. Dies sichert also Arbeitsplätze in Deutschland.

Bei einer Implementierungsrate von beispielsweise 100 MW pro Jahr werden jeweils ca. 400 dauerhafte, qualifizierte Arbeitsplätze bei der herstellenden Industrie und den Ingenieurbüros in Spanien und Deutschland generiert. Hinzu kommen weitere 1.000 Arbeitsplätze für den Bau und die Errichtung, vornehmlich in den Projektländern und etwa 150 Dauer-Arbeitsplätze für den Betrieb der Anlagen.

Aktuelle Projektentwicklungen summieren sich bereits zu ca. 3.000 MW in den kommenden 8 Jahren. Die Marktaussichten für die Dekade 2010-2020 liegen bei etwa 15.000 MW.



## Literatur

M. Geyer, E. Lüpfert, R. Osuna, A. Esteban, W. Schiel, A. Schweitzer, E. Zarza, P. Nava, J. Langenkamp, E. Mandelberg:  
EuroTrough – Parabolic Trough Collector Developed for Cost Efficient Solar Power Generation, Proceedings 11th SolarPACES Int. Symp. Conc. Solar Power and Chemical Energy Technologies, September 4-6, 2002, Zürich, Switzerland, S. 13-19

R. Aringhoff, M. Geyer, U. Herrmann, R. Kistner, P. Nava, R. Osuna:  
AndaSol – 50MW Solar Plants with 9 Hour Storage for Southern Spain, Proceedings 11th SolarPACES Int. Symp. Conc. Solar Power and Chemical Energy Technologies, September 4-6, 2002, Zürich, Switzerland

J. Dersch, M. Geyer, U. Herrmann, B. Kelly, R. Kistner, W. Ortmanns, R. Pitz-Paal, H. Price:  
Trough Integration into Power Plants – a study on the performance and the economy of integrated solar combined cycle systems, Proceedings 11th SolarPACES Int. Symp. Conc. Solar Power and Chemical Energy Technologies, September 4-6, 2002, Zürich, Switzerland

A. Häberle, C. Zahler, H. Lerchenmüller, C. Wittwer, M. Mertins, F. Trieb, J. Dersch:  
[www.solarpaces.org](http://www.solarpaces.org)

**EuroTrough Project. Abschlussbericht:**  
Final Public Report, European Commission Contract No. JOR3-CT98-00231, Sevilla/Almería/Brüssel, 2001

**Pilkington Solar.**  
Status Report on Solar Thermal Power Plants – Experience, Prospects and Recommendations to Overcome Market Barriers of Parabolic Trough Collector Power Plant Technology. Cologne 1996. ISBN 3-9804901-0-6

R. Pitz-Paal, D. Krüger, K. Hennecke:  
Prozesswärme mittels Solarthermie, BWK Bd. 52 (2000) 6, 59-62

H. Schweiger (Ed.):  
The Potential of Solar Heat for Industrial Processes „POSHIP“, Final Report, EU Project No. NNE5-1999-0308, AIGUASOL Ingeniería, Barcelona (2001)

D. Krüger, K. Hennecke, P. Schwarzbözl, M. Dokupil, B. Mahler et al. (2000):  
Test eines Parabolrinnenkollektors für Prozesswärmeerzeugung in einem Klima mit niedriger direkter Strahlung, in: OTTI Symposium für Thermische Solarenergie, OTTI Energie Kolleg, (Hrsg.), S. 121-125, Regensburg

B. Milow, K. Hennecke (2002):  
Solarthermische Kraftwerke und Prozesswärme – Aktivitäten im Bereich des Forschungsverbundes Sonnenenergie, in: OTTI Symposium für Thermische Solarenergie, OTTI Energie Kolleg, (Hrsg.), S. 143-151, Regensburg

E. Zarza., L. Valenzuela, J. León, K. Hennecke, M. Eck, H.-D. Weyers, M. Eickhoff (2002):  
Direct Steam Generation in Parabolic Troughs – Final Results and Conclusions of the DISS Project. Proceedings 11th SolarPACES Int. Symp. Conc. Solar Power and Chemical Energy Technologies, September 4-6, 2002, Zürich, Switzerland

M. Geyer, H. Klaiß:  
194 MW Solarstrom mit Rinnenkollektoren. BWK Nr.6 (1989), Seite 288-295