

# Solare Turmtechnologie – Stand und Potenzial

Reiner Buck\*

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) e. V.,  
Institut für Technische Thermodynamik, Solarforschung,  
Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart

---

## Zusammenfassung

Die Technologie der solaren Turmkraftwerke wird vorgestellt und die einzelnen Komponenten werden beschrieben. Von unterschiedlichen Herstellern werden mehrere Entwicklungslinien vorangetrieben, die sich vor allem im Wärmeträgermedium unterscheiden. Ein erstes kommerzielles Solarturmkraftwerk wurde 2007 in Betrieb genommen, weitere Anlagen sind im Aufbau oder in der Planung. Der Stand und die Merkmale dieser Anlagen werden diskutiert. Die erwarteten Betriebs- und Kostendaten werden denen von Parabolrinnenanlagen gegenübergestellt. Abschließend erfolgt ein Ausblick auf die vorrangigen Ziele bei der weiteren Entwicklung.

---

## 1 Einführung

Für Anlagen zur solarthermischen Stromerzeugung werden aktuell weltweit drei Technologielinien verfolgt: Parabolrinnen-Anlagen, Solarturm-Anlagen und Dish-Anlagen. Parabolrinnen-Anlagen sind am weitesten entwickelt und werden derzeit von mehreren Firmen projiziert und gebaut, Anlagen mit 420 MWe Gesamtleistung sind bereits am Netz. Diese Anlagen sind gekennzeichnet durch einen etwa 80-fachen Konzentrationsfaktor, der Betriebstemperaturen von 400°C (max. 500°C) ermöglicht. Die typische Leistungsklasse liegt bei 50 bis 100 MWe. Solarturm-Kraftwerke erzielen höhere Konzentrationsfaktoren (ca. 500 bis 1000-fach) und erlauben damit Betriebstemperaturen von 600°C bis über 1000°C. Die typische Leistungsklasse reicht von 10 bis 100 MWe. Parabolspiegel-Anlagen (Dish-Anlagen) weisen Konzentrationsfaktoren über 1000 auf, übliche Betriebstemperaturen liegen bei 700°C. Systeme mit 3 bis 25 kWe sind für dezentrale Anlagen oder Solarparks in der Entwicklung.

Die vorliegende Präsentation fasst den aktuellen Stand der Solarturm-Technologie zusammen und zeigt das Potenzial der Technologie auf, auch im Vergleich mit den anderen Technologien.

## 2 Technologie der solaren Turmkraftwerke

Die wesentlichen Komponenten eines Solarturmkraftwerkes sind ein Heliostatfeld, ein Turm mit einem solaren Receiver auf seiner Spitze, sowie der thermodynamische Kraftwerksprozess zur Stromerzeugung. Das Heliostatfeld besteht aus einer Vielzahl von einzelnen Heliostaten (leicht gekrümmte Spiegel), die der Sonne so nachgeführt werden, dass der reflektierte Strahl auf dem Receiver gebündelt wird. Auf dem Receiver werden Konzentrationsfaktoren von etwa 500 bis 1000 erreicht, entsprechend 500 bis 1000 kW/m<sup>2</sup> Strahlungsflussdichte. Im Receiver wird mit Hilfe der absorbierten Solarstrahlung ein Wärmeträgermedium erhitzt, dessen thermische Energie im nachfolgenden Kraftwerksprozess zur Stromerzeugung genutzt wird. Durch Speicherung der Wärme kann eine zeitliche Entkopplung zwischen Solarstrahlungsangebot und elektrischer Leistungsabgabe erreicht werden. Wesentliches Merkmal der Solarturmkraftwerke ist, dass durch die starke Strahlungskonzentration am Receiver hohe Betriebstemperaturen von 600°C bis über 1000°C erreicht werden, die im nachgeschalteten Kreisprozess höhere Wirkungsgrade ermöglichen. Hierdurch können die Stromgestehungskosten reduziert werden.

Derzeit werden mehrere unterschiedliche Technologie-Linien verfolgt, die im Folgenden beschrieben werden. Ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal ist das verwendete Wärmeträgermedium (WTM), das den Receivertyp maßgeblich beeinflusst. Die wichtigsten Optionen sind 1) Systeme mit direkter Dampferzeugung (Satttdampf, überhitzter bzw. superkritischer Dampf), 2) Systeme mit flüssigem WTM (Flüssigsalz, Flüssigmetall), 3) Systeme mit Luft als WTM (drucklos, unter Druck) und 4) Systeme mit Partikelreceiver (direkt bestrahlter Partikel-Fallfilm).

Auch beim Heliostatfeld werden mehrere Konzepte verfolgt. Während einige Hersteller auf Heliostatgrößen von 120 m<sup>2</sup> und mehr setzen, werden von anderen wesentliche kleinere Heliostate eingesetzt. Große Heliostate erreichen die Kostenreduktion durch Nutzung des teureren Zweiachsen-Antriebs für große Flächen, während

kleine Heliostate auf Kostenvorteile durch rasche Massenfertigung mit hohen Stückzahlen setzen. Beim optischen Verhalten ergeben sich prinzipielle Vorteile für kleine Heliostate (weniger Astigmatismus-Verluste). Weiterhin werden alternative Optik-Konzepte wie das „beam down“-Konzept verfolgt, bei dem durch ein weiteres Spiegelsystem auf dem Turm eine Umlenkung auf den am Boden montierten Receiver erfolgt.

Für den Kraftwerksprozess werden bisher vorwiegend Dampfprozesse eingesetzt. Neuerdings werden auch Gasturbinen-Prozesse entwickelt, die zunächst im Hybridbetrieb mit Zusatzfeuerung gefahren werden sollen. Prinzipiell kann jeder der möglichen Kraftwerksprozesse hybrid betrieben werden, um so für den Betreiber eine gesicherte Leistungsbereitstellung zu gewährleisten. Die Einbindung von Speichern kann sowohl die Auslastung der Kraftwerkskomponenten erhöhen, als auch die Leistungsabgabe zu Zeiten mit Nachfragespitzen verschieben. Weiterhin sind Speicher für die Beherrschung von transienten Vorgängen (z. B. Wolkendurchzug) sinnvoll.

Eine zukünftige Option stellt die direkte Nutzung der solar erzeugten Hochtemperaturwärme in thermochemischen Prozessen, z. B. zur solaren Wasserstoff-Herstellung, dar. Aufgrund der notwendigen hohen Temperaturen sind für diese Option nur Turmkraftwerke geeignet.

### 3 Aktueller Stand der Solarturm-Technologie

Im Jahr 2007 wurde von Abengoa die weltweit erste kommerzielle Solarturmanlage PS10 bei Sevilla mit einer Nennleistung von 11 MWe in Betrieb genommen. Diese Anlage hat 624 Heliostate je 121 m<sup>2</sup> und nutzt einen Sattdampf-Receiver mit einer thermischen Leistung von 55MW und einer Größe von 11 x 11 m. Eine ähnliche Anlage mit einer Nennleistung von 20 MWe befindet sich auf dem gleichen Gelände kurz vor der Fertigstellung.

In Deutschland befindet sich das Solarturm-Versuchskraftwerk Jülich mit einer Leistung von 1.5 MWe im Aufbau. Dieses Kraftwerk verwendet einen offenen volumetrischen Luftreceiver, mit der auf 700°C erhitzten Luft wird eine Dampfturbine angetrieben. Eine Reihe weiterer Anlagen verschiedener Hersteller befindet sich in unterschiedlichen Phasen des Baus oder der Planung. so z. B. in Spanien die Anlage „Solar Tres“ mit Flüssigsalz als Wärmeträger- und Speichermedium. Diese Anlage wird eine Leistung von 17 MWe und eine Speicherkapazität von 15h aufweisen.

Die Fa. LUZ2/Brightsource baut derzeit in Israel eine Versuchsanlage für ein Solarturmkraftwerk mit direkter Erzeugung von überhitztem Dampf (540°C; 140 bar). Die Anlage soll 2008 fertig gestellt werden und besitzt eine thermische Receiverleistung von 6 MW. Eine Dampfturbine ist nicht vorgesehen, es sollen ausschließlich die solaren Komponenten demonstriert werden, um anschließend ein 100 MWe Solarturm-Kraftwerk zu errichten. Dieses Kraftwerk soll aus mehreren Teilfeldern bestehen, die jeweils einen eigenen Turm haben und den erzeugten Dampf einem zentralen Powerblock zuführen. Ähnliche Konzepte werden von der Fa. eSolar verfolgt.

Eine zukünftige Option stellen solar-hybride Gasturbinen-Systeme dar, die aufgrund des hohen Wirkungsgrades weitere Kostenreduktions-Potenziale aufweisen. Eine erste Prototyp-Anlage soll 2010 in Betrieb gehen.

### 4 Kostenperspektive und Ausblick

Im Jahr 2003 wurde von Sargent&Lundy<sup>[1]</sup> ein detailliertes Review zum Kostenpotenzial von solarthermischen Kraftwerkstechnologien durchgeführt. Unter Berücksichtigung erwarteter technologischer Weiterentwicklungen und der Einführung von Serienfertigung wurden u. a. die Kennwerte für Anlagen, die ab 2020 gebaut werden, abgeschätzt. Die wesentlichen Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

		Parabolrinnen-Anlagen	Solarturm-Anlagen
Kraftwerksleistung	[MWe]	400	220
Speicherdauer (Kapazitätsfaktor)	[h]	12 (57%)	13 (73%)
jährlicher Wirkungsgrad (solar zu Strom)		15.5%	17.3%
Kollektorfläche	[km <sup>2</sup> ]	3.910	2.772
spez. Anlagenkosten	[\$/kWe]	3220	3591
Stromgestehungskosten	[\$/kWh]	0.0621	0.0547

Derzeit werden fast ausschließlich Parabolrinnen-Anlagen gebaut, bedingt durch die fehlende Langzeiterfahrung sowie den Mangel an Referenzanlagen bei der Solarturm-Technologie. Erschwerend für die breite Markteinführung ist auch die Vielzahl unterschiedlicher Systeme, die die Massenfertigung einschränkt. Andererseits besteht keine Abhängigkeit von wenigen Herstellern der Schlüsselkomponenten, wie derzeit bei den Parabolrinnensystemen. Mit der in den nächsten Jahren erwarteten Fertigstellung weiterer Solarturm-Referenzanlagen wird die Bedeutung dieser Technologie stark zunehmen. Die zukünftigen Entwicklungsschwerpunkte bei den Solarturm-Anlagen werden vor allem bei der Optimierung der Systeme und der Betriebsdaten sowie dem Nachweis der Langzeit-Stabilität gesehen.

## **Literatur**

<sup>[1]</sup> Sargent & Lundy LLC Consulting Group; Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts, NREL Report NREL/SR-550-34440.