

# Solarturm- kraftwerke

von Robert Pitz-Paal,  
Reiner Buck,  
Manfred Schmitz-Goeb und  
Gerhard Weinrebe

## Überblick

In Turmkraftwerken wird die Solarstrahlung durch eine große Anzahl von einzelnen, der Sonne nachgeführten Spiegeln (Heliostaten) auf einen Strahlungsempfänger (Receiver), der sich auf einen Turm befindet, konzentriert. Das dort aufgeheizte Wärmeträgermedium (geschmolzenes Salz, Wasserdampf, Luft) kann dann zur Stromerzeugung in einem Wärmekraftprozeß verwendet werden. Der Schwerpunkt dieses Beitrags liegt in der Darstellung der vier verschiedenen Konzepte (PHOEBUS, SOLAR TWO, SOLGAS, REFOS) von Solarturmkraftwerken, die heutzutage verfolgt werden. Darüber hinaus wird der Status bei der solaren Komponentenentwicklung (Heliostat, Receiver, thermischer Energiespeicher) für diese Konzepte präsentiert. Zum Abschluß werden die Vermarktungsperspektiven der diskutierten Konzepte abgeschätzt.

Central receiver power plants use a big number of individually sun-tracking mirrors (heliostats) that concentrate the direct solar insolation onto a receiver located on a tower. There the solar energy heats up a transfer medium (molten salt, water-steam, air) which can be used for thermal electricity production. This paper presents the four different concepts (PHOEBUS, SOLAR TWO, SOLGAS, REFOS) of central receiver power plants which are presently under development. Also the development status of the solar components (heliostat, receiver, thermal energy storage) used in these concepts are reviewed. Finally, market penetration perspectives for the four plant concepts are discussed.

durch die Verwendung eines thermischen Energiespeichers entkoppeln.

Bei den sogenannten Solarturmkraftwerken erfolgt die Konzentration der Sonnenstrahlung über zweiachsig nachgeführte Einzelspiegel (sog. Heliostate), die um einen zentralen Turm, auf dem sich der Receiver befindet, angeordnet sind. Durch diese Anordnung lassen sich Strahlungsleistungen von bis zu 500 MW in einem vergleichsweise kompakten Receiver übertragen, was eine günstige Kostendegression auf dem Weg hin zu großen Leistungseinheiten verspricht. Die verschiedenen Konzepte von Solarturmanlagen unterscheiden sich im wesentlichen in der Art des verwendeten Wärmeträgers, wie Wasserdampf, Natrium, geschmolzenem Salz oder Luft. Während Natrium aufgrund seines hohen Preises und seines Gefahrenpotentials bei den heutigen Konzepten keine Rolle spielt, sind die anderen Optionen Bestandteil der heutzutage verfolgten Konzepte.

Im folgenden Abschnitt werden vier unterschiedliche Solarturmkraftwerkskonzepte vorgestellt. In Abschnitt 3 wird ein kurzer Überblick über den Status bei der 'solaren' Komponentenentwicklung für diesen Kraftwerkstyp gegeben. Dieser umfaßt das Heliostatfeld, den Receiver und – wo einsetzbar – auch den thermischen Energiespeicher. Zum Abschluß werden – soweit das aus heutiger Sicht möglich ist – die Marktchancen und Perspektiven der Konzepte erläutert.

## 1. Einleitung

Die Erzeugung von elektrischer Energie in solarthermischen Kraftwerken ist einer der seit Anfang der siebziger Jahre beschrittenen Wege, um langfristig die begrenzten fossilen Energieträger zu ersetzen. In diesen Systemen wird durch Konzentration der direkten solaren Strahlung mittels eines Spiegelsystems auf einen Strahlungsempfänger (Receiver) eine so hohe Temperatur in einem Wärmeträgermedium erzeugt, daß damit in einem thermodynamischen Kreisprozeß mechanische Energie gewonnen und durch einen Generator in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Bei diesem Konzept läßt sich das Strahlungsangebot und die Energienachfrage

## 2. Heutige Konzepte für Solarturmkraftwerke

### 2.1 PHOEBUS

Beim diesem Konzept [1][2][3] wird Umgebungsluft als Wärmeträger verwendet. Um die Strahlungsenergie an die Luft zu übertragen, kommt ein sogenannter volumetrischer Receiver (siehe unten) zum Einsatz, der sich wesentlich von den Rohrbündelsystemen der anderen Konzepte unterscheidet. Die Luft verläßt den Receiver mit 700°C.

Der solare Anlagenteil wird beim PHOEBUS-Kraftwerk mit einem Dampfkraftwerk gekoppelt. Die Heißluft strömt durch einen Dampferzeuger, in

Dr.-Ing. Robert Pitz-Paal ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Hauptabteilung Energietechnik in Köln, Dipl. Ing. Reiner Buck ist wissenschaftlicher Mitarbeiter im Institut für Technische Thermodynamik in Stuttgart und Dipl. Ing. Gerhard Weinrebe ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Hauptabteilung Plataforma Solar de Almería in Spanien der Deutschen Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V.

Dipl.-Ing. Manfred Schmitz-Goeb ist Projektleiter für Solarthermische Kraftwerksanlagen bei der L.& C. Steinmüller GmbH, Gummersbach

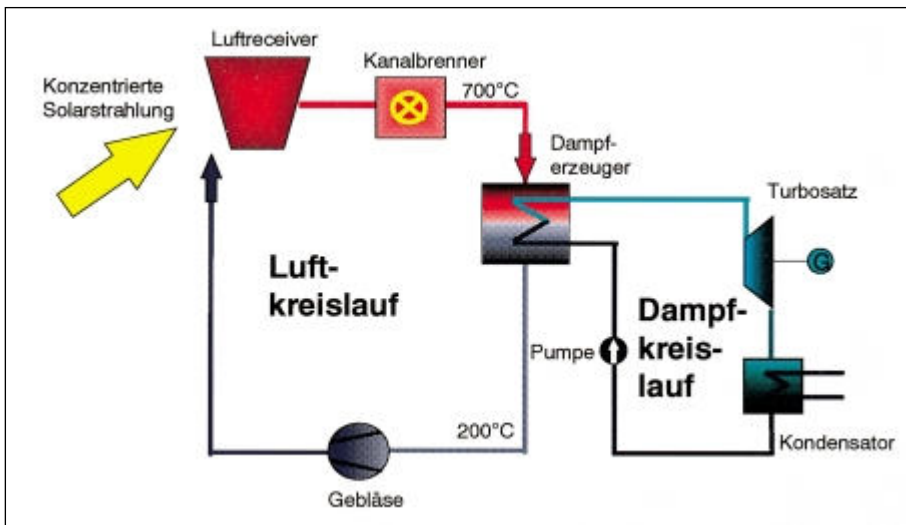
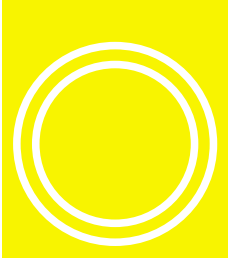


Abbildung 1: Verfahrensschema des PHOEBUS-Solarturmkraftwerks

dem der hochgespannte Dampf zum Antrieb der Turbine hergestellt wird. [Abbildung 1](#) zeigt ein Schema des Gesamtsystems.

Ein erdgasbefuerter Kanalbrenner zwischen Receiver und Dampferzeuger fñhrt der Luft zusatzliche Wärme zu, wenn die Sonnenstrahlung nicht ausreicht, um die gewünschte Dampfmenge zu erzeugen. Das Solarturmkraftwerk kann auf diese Weise nicht nur dann Strom erzeugen, wenn gerade die Sonne scheint, sondern auch während Schlechtwetterperioden und in der Nacht. Das Kraftwerk kann durch erhöhte fossile Zufueuerung im Mittellast- oder sogar Grundlastbetrieb betrieben werden, um so die Investitionskosten auf eine größere produzierte Strommenge zu verteilen. Dadurch sinkt das finanzielle Risiko für den Betreiber und die notwendige betriebliche Flexibilität ist sichergestellt, um Stromlieferverpflichtungen auch zu Zeiten nicht vorhandener Sonneneinstrahlung zu erfüllen.

Der PHOEBUS ist ein im wesentlichen konventionelles Kraftwerk. Durch das beschriebene Konzept der Einkopplung solarer Energie ist ein maximaler solarer Anteil an der erzeugten Energie möglich. Mit zunehmenden Brennstoffkosten rentiert sich die Integration eines thermischen Energiespeichers (siehe unten) in das Konzept, der die Verwendung des fossilen Brennstoffs überflüssig macht.

Seit 1993 wird in dem europäischen Solarforschungszentrum in Almería

ein Versuchskreislauf mit dem Luftreceiver mit der thermischen Leistung von 3 MW getestet, der alle Komponenten eines zukünftigen PHOEBUS-Kraftwerks beinhaltet. Die Versuchsergebnisse zeigen das ausgezeichnete Zusammenspiel der Komponenten sowie eine geringe thermische Trägheit des Systems, die ein schnelles Anfahren ermöglicht [4]. Der einfache Aufbau und der unproblematische Wärmeträger 'Luft' machen diese Technik besonders attraktiv.

## 2.2 SOLAR TWO

'Solar Two' [5] ist eine umgebaute Variante eines 10 MW<sub>e</sub> Solarkraftwerks in der kalifornischen Mojawewüste, das bereits von 1982 bis 1988 (damals als 'Solar One') betrieben worden ist. Es demonstrierte die grundsätzliche Machbarkeit der solarthermischen Stromerzeugung im Megawatt-Maßstab. Als Wärmeträgermedium im Receiver wurde Wasser eingesetzt. Es zeigten sich Probleme, den Betrieb bei Wolkendurchgängen aufrecht zu erhalten. Die hierdurch verursachten erheblichen Verlusten führten dazu, daß Solar One deutlich hinter seinen Erwartungen zurück blieb.

Um diese Probleme zu vermeiden, wurde das Kraftwerk umgebaut und verwendet nun eine Salzschnmelze aus Kalium- und Natriumnitrat (KNO<sub>3</sub>, NaNO<sub>3</sub>), die sowohl als Wärmeträger als auch als Speichermedium eingesetzt wird. Durch die Verwendung dieses thermischen Energiespeichers wird das Strahlungsangebot und die Ener-

gienachfrage entkoppelbar. Das Schaltungsschema des umgebauten Kraftwerks ist in [Abbildung 2](#) dargestellt. Salz wird aus einem kalten Salzspeicher auf den Turm und durch den Receiver gepumpt, wo es sich erwärmt. Es gelangt dann in den heißen Tank. Von dort aus wird bei Bedarf Salz entnommen, und durch einen Dampferzeuger geleitet, der Frischdampf für einen konventionellen Dampfturbinen-Kreislauf erzeugt. Das im Dampferzeuger abgekühlte Salz gelangt in den kalten Salzspeicher. Grundsätzlich läßt sich mit diesem Konzept nicht nur nachts sondern bei entsprechender Größe von Energiespeicher und Solarfeld auch 24 h/Tag Strom produzieren. SOLAR TWO hat eine elektrische Leistung von 10 MW<sub>e</sub>, die durch den vorhandenen Energiespeicher bis zu 3 h nach Sonnenuntergang voll genutzt werden kann.

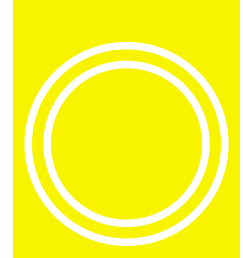
Sollten sich die in SOLAR TWO gesetzten Erwartungen am Ende der Demonstrationsphase (1998) bestätigen, so kann, um die Kosten weiter zu senken, in der nächsten Stufe ein Kraftwerk in einer Einheitsgröße von 100-200 MW<sub>e</sub> gebaut werden.

## 2.3 SOLGAS

SOLGAS ist der Projektname eines Solarturmkraftwerkes im spanischen Huelva, das im Rahmen einer von der Europäischen Union (EU) geförderten Machbarkeitsstudie untersucht wurde [6].

Beim SOLGAS Konzept liefert ein Solarturmkraftwerk mit Wasserdampf-Receiver Sattedampf auf einem Temperaturniveau von z. B. 320°C in den Abhitzekeessel eines konventionellen Gas- und Dampfturbinenkraftwerks. Dieses Anlagenkonzept benötigt immer Erdgas als zusätzlichen Brennstoff, um die Gasturbine zu betreiben und kann keine Elektrizität im sogenannten „solar only mode“ erzeugen (vgl. [7]).

Das Schaltungsschema ist in [Abbildung 3](#) dargestellt. Der Receiver übernimmt einen Teil der Verdampfung des Wassers, die sonst im Abhitzekeessel des konventionellen Teils der Anlage erfolgen müßte. Diese Betriebsweise verbessert die Wärmeübertragung zwischen dem Abgas der Gasturbine und dem Wasser bzw. Dampf, so daß



2.4 REFOS

Ein anderes solar-fossiles Kraftwerkskonzept, das bei der DLR (unter dem Namen REFOS) und am Weizman-Institut in Israel untersucht wird, wärmt die verdichtete Luft in einem Gasturbinenprozeß solar vor [8][9]. **Abbildung 4** zeigt beispielhaft ein solches System. Die vom Verdichter auf ca. 15 bar komprimierte Luft wird mit etwa 400 °C dem geschlossenen volumetrischen Receiver zugeführt und dort durch die absorbierte Solarstrahlung auf 800 °C erhitzt. Anschließend erfolgt in der Brennkammer durch Zuführung fossilen Brennstoffs die Erhitzung der Luft auf die geforderte Turbineneintrittstemperatur. Eine Nutzung des Gasturbinenabgases zum Betrieb eines Dampfturbinenkreislaufs verbessert den thermischen Wirkungsgrad der Anlage deutlich gegenüber reinen Dampfprozessen. Auf diese Weise wird auch die eingekoppelte Solarenergie mit einem hohen Wirkungsgrad in Strom umgewandelt.

Auch bei diesem Konzept muß nach heutigem Stand der Entwicklung die Solarenergie durch den Einsatz fossiler Energie aufgewertet werden. Der solar-fossile Betrieb verringert jedoch die spezifischen Investitionskosten der Anlage und erlaubt zugleich eine hocheffiziente Umsetzung des eingesetzten fossilen Brennstoffs. Bei Grundlastbetrieb (8.000h/a) könnten mit diesem Konzept etwa 13% des Brennstoffs eingespart werden, mehr als bei vergleichbaren anderen solarhybriden Konzepten. Durch Erhöhung der Receiveraustrittstemperatur kann dieser Anteil außerdem weiter gesteigert werden.

3. Status bei der Komponententwicklung

3.1 Heliostate

Das Heliostatenfeld eines Solarturmkraftwerkes stellt mit ca. 80% der solaren Investitionskosten einen wesentlichen Anteil der Gesamtkosten dar. Es wurden daher viele Anstrengungen unternommen, Heliostate mit guten optischen und mechanischen Eigenschaften bei gleichzeitig geringen Fertigungs-, Betriebs- und Wartungskosten zu entwickeln. Diese technologischen und ökonomischen Anforderungen

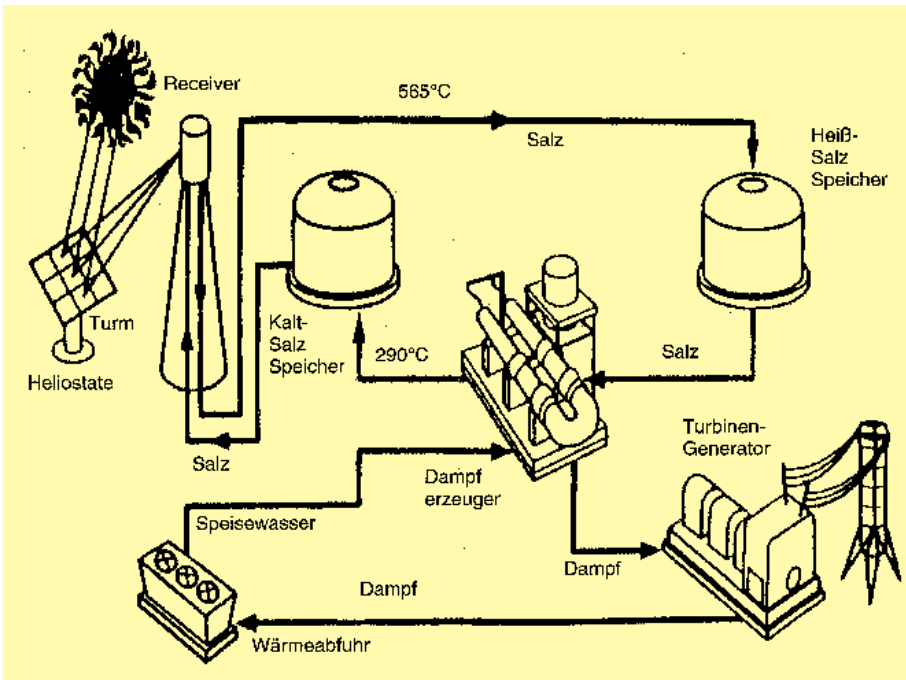
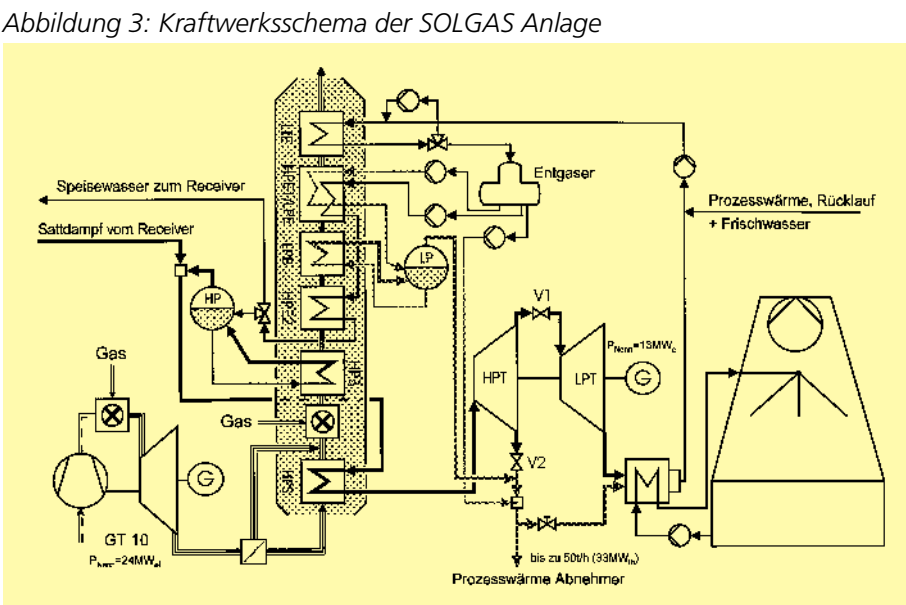


Abbildung 2: Kraftwerksschema der SOLAR TWO Anlage



geringere Temperaturdifferenzen zur Wärmeübertragung benötigt werden als bei rein fossilem Betrieb. Um Fluktuationen der Frischdampfmenge durch kurzzeitige Schwankungen im solaren Strahlungsangebot möglichst einzuschränken, wird ein zusätzlicher Gasbrenner im Abhitzekegel direkt vor dem Verdampfer eingesetzt.

Bei Grundlastbetrieb (8.000 h) können bei diesem Konzept im Jahresmittel nur etwa 6% der thermischen Energie, die in das Kraftwerk eingekoppelt werden, durch die Sonne bereit ge-

stellt werden. Zudem ist ein deutlich größerer Regelungsaufwand notwendig, um sowohl das fluktuierende solare Energieangebot als auch die bedarfsbedingt schwankende Prozesswärmenachfrage zu beherrschen. Das Konzept setzt jedoch die eingesetzte fossile Energie mit einem hohen Wirkungsgrad von etwa 70% (einschließlich Prozesswärme) um. Es zielt darauf ab, eine konventionell attraktive Kraftwerksvariante durch eine relativ kleine Solaranlage zu ergänzen, um das Betriebs- und Investitionskostenrisiko zu minimieren.

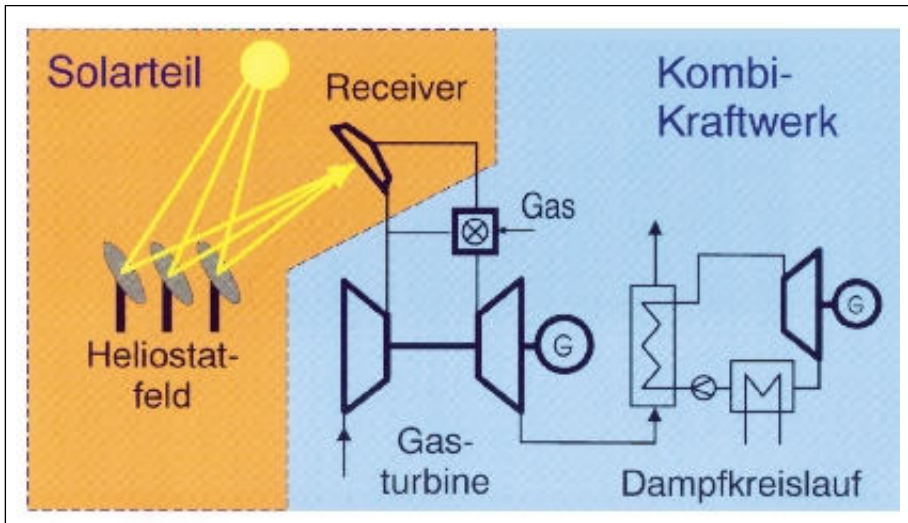
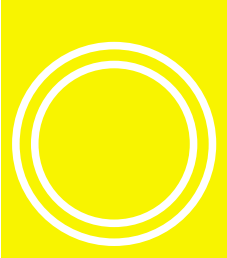


Abbildung 4: Kraftwerksschema des REFOS Konzepts

gen der Solarturmkraftwerke der nächsten Generation werden nur große (Membran-) Heliostate mit mindestens 100m<sup>2</sup> Spiegelfläche erfüllen können [10].

Im Jahre 1994 begann auf der „Plataforma Solar de Almería (PSA)“ ein Heliostaten-Technologieprogramm<sup>1</sup> [11]. Es entstanden zwei Heliostate mit 150m<sup>2</sup> (ASM150) bzw. 100m<sup>2</sup> Spiegelfläche (GM100), die im direkten Vergleich unter realen Bau- und

Betriebsbedingungen zeigen, welches Konstruktionsprinzip die geeignete Lösung für den solarthermischen Kraftwerkmarkt der Zukunft darstellt. Eine Überblick über die beiden Heliostate gibt die [Tabelle](#).

### 3.1.1 150m<sup>2</sup>-Metallmembranheliostat ASM 150

Der ASM150<sup>2</sup> ([Abbildung 5](#)), wurde 1995 auf der PSA aufgebaut und in Betrieb genommen [12]. Bei diesen

Heliostaten wird ein dünnes Stahlblech über einen Druckring gespannt und anschließend mit Spiegelglas beklebt. Auf der Rückseite des Druckringes ist eine zweite Membran angebracht. Durch Unterdruck in dem durch die beiden Membranen gebildeten Raum wird die bespiegelte Membran so verformt, daß ein Hohlspiegel entsteht und das Sonnenlicht auf den Receiver fokussiert wird. Der Spiegel wird in einem Drehstand kardanisch aufgehängt, so daß er der Sonne zweiachsig nachgeführt wird. Der Konzentrador bildet einschließlich der mit Spiegeln beklebten Vorderseitenmembran ein Flächentragwerk, d.h. Tragwerksfunktion und optische Funktion sind ganzheitlich vereint.

Der Heliostat wurde umfangreichen Tests unterzogen, um seine optische Qualität, seine Nachführgenauigkeit, den Eigenenergieverbrauch und seine Zuverlässigkeit und Wartungsfreundlichkeit zu ermitteln und gegebenenfalls weiter zu verbessern. Messungen ergaben, daß die optische Qualität den Auslegungswert weit übertrifft und für einen Heliostaten dieser Größe bisher unerreicht war [13]. Auch die Robustheit des Konzeptes wurde bei Windgeschwindigkeiten von über 80 km/h in Betriebsstellung und 120 km/h in Überlebensstellung eindrucksvoll dokumentiert. Erfahrungen aus dem Testbetrieb und detaillierte Kostenanalysen werden beim Hersteller LCS direkt in die zukünftige Serienfertigung einfließen.

### 3.1.2 100m<sup>2</sup>-Glas/Metall-Heliostat GM 100

Der GM100 ([Abbildung 6](#)) ist eine vergrößerte Ausführung des Heliostatentyps, den man schon seit den 80er Jahren kennt: ein zentraler Fuß bzw. Pylon mit darauf montierter Azimut/Elevations-Getriebeeinheit, an der ein Torsionsrohr mit Auslegern zur Befestigung der einzelnen Spiegelfacetten befestigt ist. Die mechanische Funkti-

Tabelle: Heliostate ASM150 und GM100 im Überblick

	ASM	GM 100
Typ	Metallmembran – Konzentrador auf Fachwerkdrehstand	Facettierter T-Heliostat mit Zentralgetriebe auf Pylon
Spiegelfläche	150 m <sup>2</sup>	100 m <sup>2</sup>
Design	Schlaich Bergermann + Partner, Stuttgart L. & C. Steinmüller, Gummersbach	CIEMAT, Madrid
Bau	L. & C. Steinmüller, Gummersbach	Pujol Montala (Getriebe) CIEMAT, Madrid (Facetten) Jupasa, Madrid (Struktur, Montage)
Konzentrador	gespannter Metallmembrankonzentrador mit aufgeklebten Dünnglasspiegeln	32 Glas/Metall Facetten je 3 m x 1.1 m
Konzentradorgewicht	< 22 kg/m <sup>2</sup>	20 kg/m <sup>2</sup> (nur Facetten)
Brennweite	200 m - ∞ einstellbar durch Unterdruck im Konzentradorgehäuse	480 m
Canting	On-Axis (durch Konstruktionsprinzip automatisch gegeben)	On-Axis (manuell mit Laserstrahl-Cantingmethode)
Optische Qualität	besser 1,5 mrad (gemessen)	2,6 mrad (Auslegungswert)
Antrieb	Servomotoren	Asynchron-Drehstrommotoren
Getriebe (Masse)	Cyclodrive 1003:1 (2 x 20 kg)	zentrales Getriebe (1300 kg)

<sup>1</sup> unter maßgeblicher Beteiligung der deutschen und spanischen Industrie (LCS, SBP, FDE, JUPASA, Pujol Montala).

<sup>2</sup> entwickelt von einem deutschen Industriekonsortium (L.&C. Steinmüller (LCS), Schlaich Bergermann und Partner (SBP) und Fichtner Development Engineering (FDE).

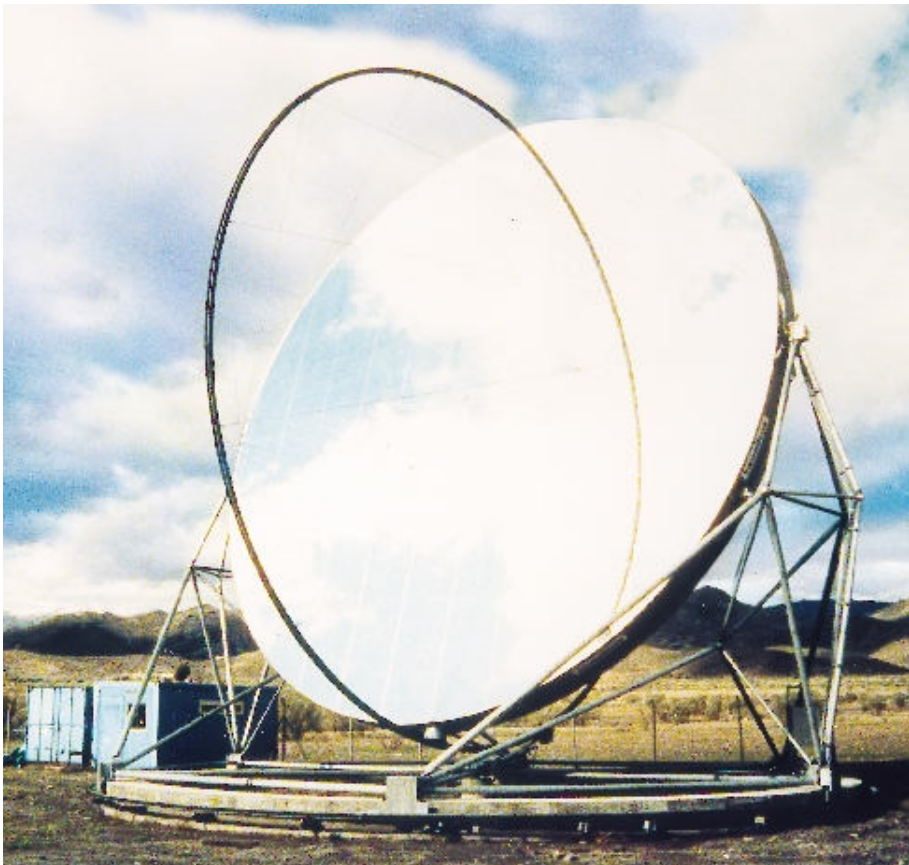
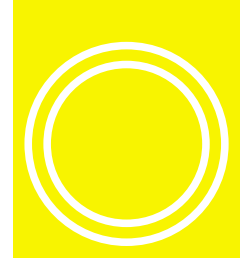


Abbildung 5: 150m<sup>2</sup> Metallmembran-Heliostat ASM150 auf der Plataforma Solar de Almería im Routinebetrieb

Abbildung 6: 100m<sup>2</sup> Glas-Metall-Heliostat GM100 auf der Plataforma Solar de Almería



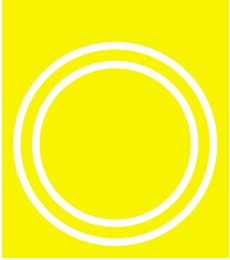
on (Torsionsstab und Ausleger) und optische Funktion (Facetten) sind getrennt. Zwei wesentliche Neuerungen wurden beim GM100 eingeführt:

- Eine zentrale, höhenverstellbare, schwenkbare Meßvorrichtung erlaubt, die einzelnen Spiegelfacetten unabhängig von Sonnenschein und Sonnenstand präzise auszurichten. Auf der PSA wurde diese Methode zur Ausrichtung der einzelnen Facetten erfolgreich eingesetzt [14].
- Eine „intelligente“ lokale Heliostaten-Reglereinheit berechnet selbstständig den Sonnenvektor und den daraus für den Heliostaten resultierenden Azimut- und Elevations-Sollwinkel. Der zentrale Heliostatenfeld-Kontrollrechner muß nur noch einmalig die Koordinaten des gewünschten Zielpunktes übermitteln, sowie eventuelle Änderungen desselben bzw. Sonderbefehle. Dadurch wird der Datenfluß drastisch reduziert und der Einsatz einer Funksteuerung ermöglicht. Diese Steuerung bietet Vorteile wie weniger Verkabelung, geringere Anforderungen an den Blitzschutz der Installation und eine höhere Flexibilität [15].

Während die kostengünstige und präzise Einstellprozedur für die Spiegelfacetten nur für die Glas/Metallbauweise notwendig ist, kann die „intelligente“ lokale Heliostatensteuerung mit oder ohne Funksteuerung auch auf die anderen Heliostatkonzepte übertragen werden, wenn sie sich bewährt. Dieser Spiegeltyp wird ab Ende 1996 den ersten Erprobungstests unterzogen.

### 3.1.3 Vergleich

Die durch Schwerkraft und vor allem Wind hervorgerufenen Drehmomente werden beim ASM außen am steifen Druckring in den als Fachwerk ausgeführten Drehstand eingeleitet. Durch diese „natürliche Untersetzung“ bleiben die Kräfte klein, und damit können auch kleine – und damit preiswerte – Antriebseinheiten eingesetzt werden. Im Gegensatz dazu werden beim GM100 die Momente in die zentrale Getriebeeinheit eingeleitet, die entsprechend dimensioniert sein muß, was sich natürlich auch in deutlich höheren Kosten für diese Komponente niederschlägt.



Durch die Variation des Unterdrucks im Konzentratorinneren des ASM150 läßt sich der Krümmungsradius der Membran und damit die Brennweite einstellen. Die Fertigung ist also für alle Heliostate gleich, unabhängig vom Abstand Heliostat-Strahlungsempfänger. Die Kontur der Facetten des GM100 muß dem Abstand vom Strahlungsempfänger des jeweiligen Aufstellungsortes angepaßt werden, was die Fertigung aufwendiger gestaltet. Dafür ist es aber möglich, die Facetten an einer zentralen Fertigungsstelle herzustellen, so daß die Endmontage vor Ort weniger Zeit beansprucht.

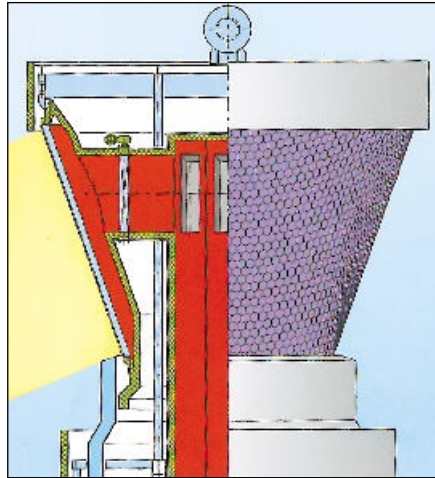


Abbildung 7: PHOEBUS-Receiver

Während der ASM150 im Lauf der letzten 15 Monate bereits bewiesen hat, daß er den gestellten Anforderungen entspricht, wird der GM100 dazu in den nächsten Monaten die Gelegenheit haben.

### 3.2 Receiver

Receiver dienen dazu, die konzentrierte Strahlung an ein Wärmeträgermedium zu übertragen. Energieverluste entstehen durch unvollständige Absorption der Strahlung, thermische Eigenstrahlung, Konvektionsverluste durch Wind, etc., und durch die thermischen Trägheitseffekte beim Anfahren. Es gilt, diese Verluste möglichst zu minimieren, da sie es notwendig machen zusätzlich (teure) Heliostaten aufzustellen, um sie zu kompensieren.

#### 3.2.1. PHOEBUS

Übliche Receiver bestehen aus einem Röhrenwärmetauscher, bei dem die Absorption an der Rohroberfläche stattfindet. PHOEBUS besitzt einen volumetrischen Receiver, der aus einem lockeren Drahtgestrick aufgebaut ist (Abbildung 7). Die Sonnenstrahlung kann in das Gestrick eindringen und wird größtenteils erst in der Tiefe an den Drähten absorbiert und in Wärme umgewandelt. Ein Gebläse saugt Luft durch das Drahtgestrick. Der Luftstrom nimmt die Wärme auf, wobei die vorne liegenden Drähte durch die einströmende kalte Luft gekühlt werden. Da die nach außen weisende Oberfläche des Receivers kälter ist als die Temperatur, mit der die Luft das Gestrick wieder verläßt, hat diese Bauart geringe thermische Verluste.

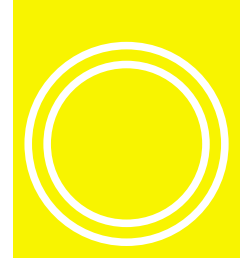
Der Luftreceiver hat folgende Vorteile: Die Luft als Wärmeträgermedium ist ungiftig, nicht korrosiv, unbrennbar, überall verfügbar sowie leicht zu handhaben. Der Kraftwerkstyp ist unproblematisch und hat universelle Einsatzmöglichkeiten. Der Receiver kann morgens bei Sonnenaufgang schnell angefahren werden, da keine großen Massen aufgewärmt werden müssen.

#### 3.2.2 SOLAR TWO

Der SOLAR TWO Receiver ist ein Rohrreceiver, der von einer Salzschnmelze

Abbildung 8: Salzreceiver der SOLAR TWO Anlage





als Wärmeträgermedium durchströmt wird (Abbildung 8). Die Rohrbündel sind in Zylinderform mit einer Höhe von ca. 10 m Höhe angeordnet und werden in Serpentin von Salz durchströmt, das von ca. 290°C auf 565°C erwärmt wird. Insgesamt 800 geschwärzte Rohre aus hochwarmfestem Stahl sind auf 24 Paneele verteilt. Die Rohre sind flexibel aufgehängt, so daß sie sich bei Erwärmung frei ausdehnen können. Alle Zu- und Abführleitungen sind elektrisch beheizbar, damit es beim Anfahren des Receivers nicht zum Ausfrieren des Salzes in den Rohrleitungen kommt. Bevor der Receiver für SOLAR TWO gebaut wurde, ist die Funktionsfähigkeit des Systems durch Experimente an einer kleineren Versuchsanlage nachgewiesen worden.

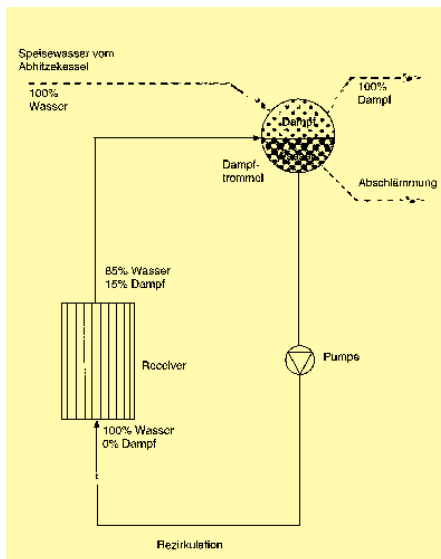


Abbildung 9: Rezirkulationskonzept beim SOLGAS Receiver

### 3.2.3 SOLGAS

Beim SOLGAS Receiver handelt es sich um einen Wasserdampf-Receiver mit Dampftrommel und Strömungsrezirkulation (Abbildung 9), wie er in ähnlicher Weise als LaMont-Kessel in der konventionellen Kraftwerkstechnik bekannt ist.

Bei diesem Prinzip befinden sich Flüssigkeits- und Dampfphase im Gleichgewicht in einer Dampftrommel. Das Wasser zirkuliert durch den Rohrbündelreceiver, wobei bei einem Durchlauf etwa 15% verdampfen. Das entstandene Wasser/Dampf Gemisch wird in die Trommel zurückgeleitet, wo sich

die beiden Phasen trennen. Der trockene Dampf (Satttdampf) wird aus der Trommel zum Überhitzer in dem fossil befeuerten Dampferzeuger geleitet. Die Verdampfung des Wassers in der senkrechten Receiverrohren garantiert eine gute und gleichmäßige Kühlung der bestrahlten Rohrbündel und verhindert damit eine Überhitzung der Rohrwand.

Aufgrund der geringen Wärmekapazität des Receivers begrenzen lediglich die auftretenden thermischen Spannungen im Absorberrohr die Geschwindigkeit von An- und Abfahren. Plötzliche Schwankungen im solaren Strahlungsangebot werden über ein kurzzeitiges Absenken des Wasserstandes bei gleichzeitiger Druckabsenkung in der Dampftrommel gedämpft. Die Dampftrommel wirkt zudem wie ein kleiner Energiespeicher, der die Wasserdampf-Temperatur bei Betriebsunterbrechungen oder über Nacht nahezu beibehält.

### 3.2.4 REFOS

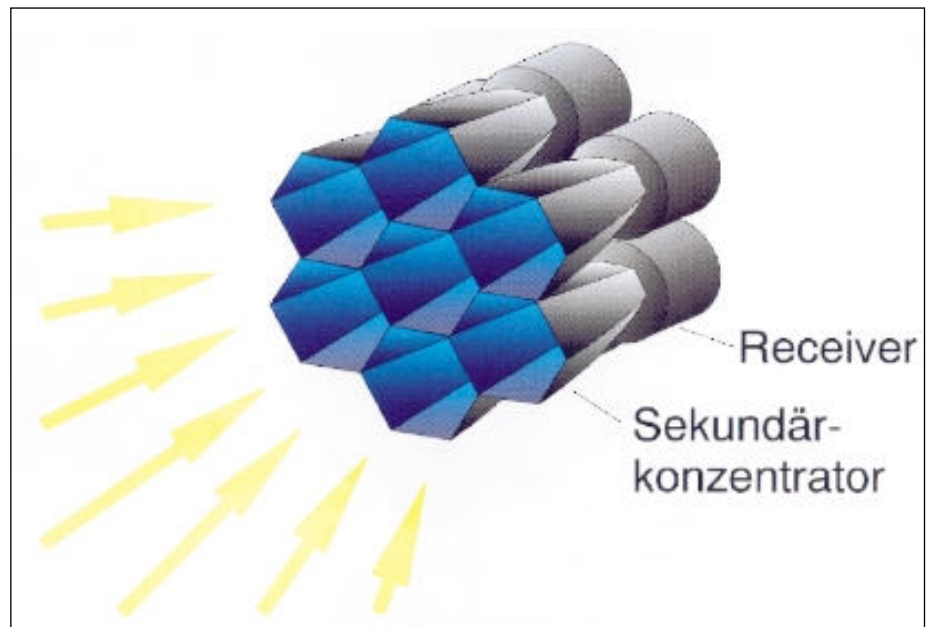
Für die direkte solare Luftvorwärmung für Kombikraftwerke muß der Receiver bei Drücken von etwa 15 bar und Temperaturen zwischen 400 und 800°C arbeiten. Beim sogenannten volumetrischen Receiver müssen hierzu mehrere Module kleinerer Leistung parallel geschaltet werden, um die er-

forderliche Gesamtleistung zu erbringen. Jedes der Module besteht hierbei aus einem Sekundärkonzentrator, an dessen Austrittsöffnung sich der eigentliche Receiver befindet. Ein Sekundärkonzentrator ist eine trichterförmige Anordnung von Spiegelflächen, die die eintretende Solarstrahlung nochmals in die Austrittsapertur konzentriert. Durch ein Quarzfenster trifft die konzentrierte Solarstrahlung auf den Absorber, der aus einem hochporösen Material (z. B. Keramikschaum) besteht. Die durchströmende Luft wird hierbei auf die geforderte Temperatur erhitzt. Abbildung 10 zeigt eine solche Anordnung, wobei mehrere bienenwabenartig nebeneinander angebrachte Module den gesamten Brennfleck des Spiegelfeldes abdecken.

Entsprechende Receiver für die Koppelung mit Gasturbinen mit 100 kW und 300 kW thermischer Leistung wurden bei 3 bar erfolgreich getestet [16][17]. Abbildung 11 zeigt den Aufbau eines solchen Receivers. Im Rahmen eines Mitte 1996 angelaufenen Projektes soll bei der DLR die Entwicklung dieses Receiver-Typs soweit vorangetrieben werden, daß detaillierte Aussagen zu technischen Daten, zu Lebensdauer und zu den Kosten möglich sind.

Ein etwas anderes Konzept eines volumetrischen Luftreceivers, das eine Ab-

Abbildung 10: Modulare Bauweise für die druckbeaufschlagten volumetrischen Luftreceiver: Receiver mit Sekundärkonzentrator



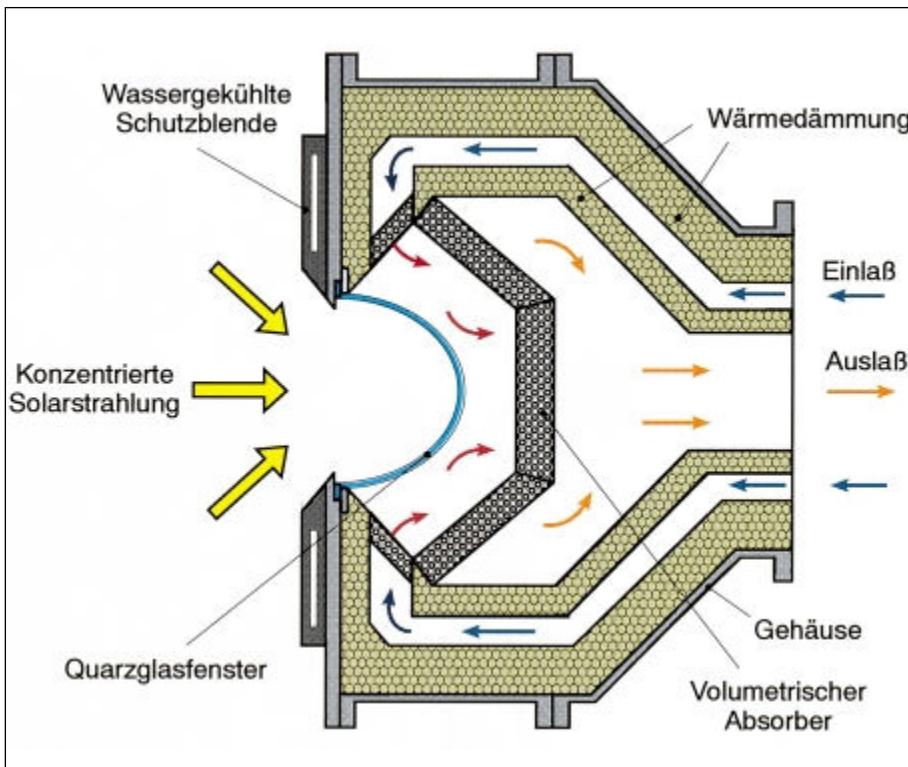
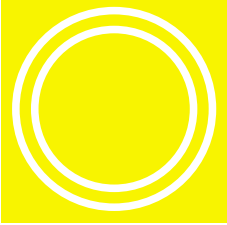


Abbildung 11: Querschnitt durch ein volumetrisches Receivermodul vom Typ VOBREC

sorberstruktur aus einer Vielzahl von querangeströmten keramischen Stäbchen verwendet, wird am Weizman Institut verfolgt. Der Receiver erreicht eine Austrittstemperatur von ca.  $1.100^{\circ}\text{C}$  bei einer thermischen Leistung ca.  $50\text{ kW}$  [18].

### 3.3 Thermische Energiespeicher

Thermische Energiespeicher dienen dazu, Strahlungsangebot und Energienachfrage zu entkoppeln. Dies ermöglicht es den Anlagentypen SOLAR TWO und PHOEBUS schon heute, auf eine fossile Zuführung zu verzichten. Eine Weiterentwicklung des REFOS Konzepts hin zu höheren Temperaturen würden den Verzicht auf fossilem Brennstoff bei gleichzeitigem Einsatz eines thermischen Energiespeichers auch hier ermöglichen. Einzig das SOLGAS Konzept kommt auch bei Einsatz eines Energiespeichers nicht ohne fossilen Brennstoff zum Betrieb der Gasturbine aus.

Der Einsatz von fossilem Brennstoff stellt jedoch zur Zeit noch die erheblich kostengünstigere Variante dar, den Anlagenbetrieb unabhängig vom Strahlungsangebot aufrechtzuerhalten.

#### 3.3.1 PHOEBUS

Bei der Verwendung eines gasförmigen Wärmeträgermediums wie im Falle von PHOEBUS muß die thermische Energie an ein anderes Speichermedium übertragen werden. Zweckmäßig ist hier eine keramische Speichermasse, wie sie z. B. aus der Hochofentechnologie bekannt ist. Ein parallel zum Dampferzeuger geschalteter Speicher wird beim Beladen von heißer Luft und beim Entladen von kalter Luft in entgegengesetzter Richtung durchströmt. Die Vorteile des Feststoffspeichermediums liegen in den geringen Kosten für den Speicherwerkstoff, seinen potentiell hohen Speichertemperaturen und seiner hohen Lebensdauer.

Ein kompletter PHOEBUS Versuchskreislauf mit thermischem Speicher wurde auf der Plataforma Solar de Almería aufgebaut und getestet. Mit dieser Schaltung konnte auch bei stark schwankender Solareinstrahlung eine konstante Dampferzeugerleistung gewährleistet werden. Bei entsprechender Größe des Speichers (und natürlich des Heliostatenfeldes) läßt sich die solare Stromerzeugung bis in die Nachtstunden ausdehnen.

#### 3.3.2 SOLAR TWO

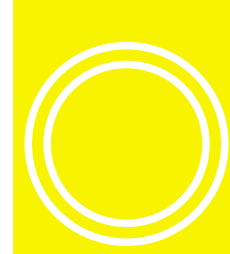
Zwei Flüssigsalzspeicher nehmen geschmolzenes Salz auf. Der 'heiße' Tank befindet sich auf einer Temperatur von  $565^{\circ}\text{C}$  während der kalte Tank bei  $290^{\circ}\text{C}$  liegt. Beim Beladen wird Salz dem kalten Speicher entnommen, im Receiver aufgeheizt und dem heißen Speicher zugeführt. Beim Entladen wird Salz dem heißen Speicher entnommen, im Dampferzeuger abgekühlt und dem kalten Speicher wieder zugeführt. Durch das große Volumen-zu-Oberflächenverhältnis ist zu erwarten, daß bei einem täglichen Lade- und Entladezyklus ca. 99% der vom Receiver an den Speicher gelieferten Energie an den Dampferzeuger weitergereicht werden kann. Mit einer elektrischen Zusatzheizung muß verhindert werden, daß die Salzschmelze bei längeren Stillstandszeiten erstarrt. Aufgrund der hohen Korrosionsraten bei den erhöhten Temperaturen muß der Heißsalzspeicher aus Edelstahl gefertigt werden, während der andere ferritischen Stahl zuläßt.

#### 4. Marktchancen

Ein solarthermisches Kraftwerk hat höhere Investitionskosten als ein konventionelles Kraftwerk, da der solare Teil zusätzlich zum sowieso vorhandenen konventionellen Teil gebaut werden muß. Auf der anderen Seite schlagen die über die gesamte Lebensdauer eingesparten Brennstoffkosten zu Buche, so daß der Unterschied bei den letztlich entscheidenden Stromgestehungskosten wieder geringer wird. Sowohl durch Serieneffekte beim Bau weiterer Anlagen als auch durch eine Vergrößerung der Einheitsleistung (von heute  $30\text{ MW}_e$  auf bis zu  $200\text{ MW}_e$ ) läßt sich eine Kostendegression erzielen, so daß die regenerative Stromerzeugung mit Solarturmanlagen eine wirtschaftliche Alternative zu rein konventionellen Verfahren werden kann.

Das REFOS-Konzept als interessante Alternative für die solarthermischen Stromerzeugung bietet wegen der hohen Prozeßtemperaturen einen hohen Wirkungsgrad für die Umsetzung von Solarenergie in elektrischen Strom. Bis zu einer großtechnischen Realisierung sind aber erhebliche Entwicklungsarbeiten zu leisten, die im





wesentlichen den zuverlässigen und kostengünstigen Receiver in der entsprechenden Leistungsgröße betreffen.

Das SOLGAS Konzept ist noch weit von der Markteinführung entfernt und seine Chancen des schwer abzuschätzen. Es nutzt aufgrund der nur sehr moderaten solar erzeugten Dampftemperaturen das Potential der Turmtechnologie kaum aus. Auch eine stetige Weiterentwicklung auf der Basis dieses Konzepts ist nicht absehbar. Hingegen benötigt es die geringsten spezifischen Investitionskosten bei gleichzeitig geringstem solaren Anteil. Erfahrungen aus dem Betrieb solcher

Anlagen könnten neue Impulse für zielgerichtete Forschung und Entwicklung geben sowie ein Anstoß zur Serienfertigung von Heliostaten sein.

Die gleichzeitige Verwendung der Salzschmelze als Wärmeträger und Speichermedium bei SOLAR TWO ist ein technisch eindrucksvolles Konzept. Es erfordert allerdings sowohl beim Bau als auch beim Betrieb der Anlage hochqualifiziertes und zuverlässiges Personal. Es bleibt abzuwarten, ob sich nach der Auswertung der Versuchsergebnisse von SOLAR TWO ein Anbieterkonsortium findet, welches bereit ist, diese Technologie zu vermarkten.

Das PHOEBUS-Konzept wird heute von einem Kraftwerks- und Anlagenbauer als schlüsselfertiges Kraftwerk angeboten. Die solaren Komponenten haben sich in Versuchsanlagen bewährt, die konventionellen Kraftwerkskomponenten sind Stand der Technik. Die Verwendung des Wärmeträgermediums Luft bedeutet eine große Vereinfachung im Aufbau und bei der Wartung der Anlage und verlangt weniger spezifizierte Fachkräfte. Dies sind die Voraussetzungen für eine erfolgreiche Markteinführung dieser innovativen Technologie [4].

## Literatur

- [1] „PHOEBUS – A Solar Tower Plant with Volumetric Receiver – Post Feasibility Study 1C“, Fichtner Development Engineering und L.& C. Steinmüller GmbH, Stuttgart (1994)
- [2] G. Keintzel, A. Finker  
„PHOEBUS, Ein Solarturmkraftwerk vor der Markteinführung“, VDI-Berichte Nr. 1200 (1995)
- [3] P. Heinrich, M. Schmitz-Goeb  
„2,5 MW-Demonstrationsprogramm zum Air Receiver PHOEBUS (Konzeption, Ergebnisse)“, VDI-Berichte 1200 (1995)
- [4] D. J. Brundage, W. R. Gould, P. De Laquil  
„Solar Two Project Status and Commercialization Plans“, Proc. 7th Intl. Symp. on Solar Thermal Concentrating Technologies, Moskau (1994) 189 ff
- [5] M. Blanco  
„SOLGAS Project: Hybrid Combined Cycle Cogeneration Plant Based on Central Receiver Technology“, Final Report RENA-CT94-0043, erstellt für die EU-Kommission (1996)
- [6] W. Meinecke, K. Hennecke, F. Trieb, F. Staiß  
„Systemaspekte hybrider Solarkraftwerke“, Themen 96/97, Forschungsverbund Sonnenenergie (1997)
- [7] G. Brose, R. Buck, R. Köhne, R. Tamme, F. Trieb:  
„Brennstoffeinsparung in fortschrittlichen Kombikraftwerken durch solare Reformierung von Erdgas“, Interner Bericht DLR-IB 95 101 (1995)
- [8] A. Kribus, A. Segal, R. Zaibel, D. Carey, S. Kusek  
„Feasibility of Solar-Driven Combined Cycle“, ECE/WEC/UNESCO/MOST Workshop on the Use of Solar Energy, Bet Berl/Israel (1995)
- [9] T.A. Williams  
„Characterization of Solar Thermal Concepts for Electricity Generation“, Batelle PNL-6128 Vol. 1
- [10] M. Haeger, M. Romero  
„PSA Heliostat Technology Program for 1994 to 1996“, PSA Internal Document
- [11] G. Weinrebe  
„Test Program for Three PHOEBUS Type Large Area Heliostats“, PSA Technical Report GW12/94, Almería (1994)
- [12] G. Weinrebe, M. Schmitz-Goeb, W. Schiel  
„On the Performance of the ASM150 Stressed Membrane Heliostat“, Proc. 1996 ASME Intl. Conf. on Solar Energy, San Antonio (1996)
- [13] R. Monterreal  
„On-Axis Canting Method Using an Approximation of the Facets to an Ideal Spherical Surface (in Spanish)“, PSA Internal Report R12/95 RM, Almería (1995)
- [14] G. García  
„Technical Development of a New Stand-Alone Heliostat Field Control“, SolarPACES Technical Report No.III-4/95
- [15] R. Buck, P. Heller, H. Koch  
„Receiver Development for a Dish-Brayton System“, Proc. 1996 ASME Intl. Conf. on Solar Energy, San Antonio (1996)
- [16] M. Abele, H. Bauer, R. Buck, R. Tamme, A. Wörner  
„Design and Test Results of a Receiver-Reactor for Solar Methane Reforming“, Proc. 1996 ASME Intl. Conf. on Solar Energy, San Antonio (1996)
- [17] J. Karni, A. Kribus, R. Rubin, P. Doron  
„Development of Directly Irradiated Annular Pressurized Receiver with Novel Window and Absorber“, Proc. 7th Intl. Symp. on Solar Thermal Concentrating Technologies, Moskau (1994) 833