

Gas- und Dampfturbinen-Solkraftwerk in Ägypten

Ägypten bewarb sich 1998 bei der Global Environment Facility (GEF) um einen Zuschuss von ca. 50 Millionen US\$ zur Finanzierung der solaren Zusatzkosten eines „Integrated Solar Combined Cycle System“ (ISCCS = GuD-Kraftwerk mit integriertem Solarsystem) in Kuraymat südlich von Kairo (Abb. 1). Ausgehend von den Ergebnissen einer SolarPACES START Mission wurde im Auftrag der New and Renewable Energy Authority (NREA, Kairo) eine detaillierte Machbarkeitsstudie mit Technologieauswahl, Vorplanung, Energie- und Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt.

Die Untersuchung wurde durch die folgenden Vorgaben eingegrenzt:

- Das Vorhaben soll als BOO(T)¹-Projekt verwirklicht werden.
- Als fossile Energiequelle ist Erdgas vorgesehen.
- Die elektrische Gesamtleistung soll im Bereich von 80 bis 150 MW liegen.
- Die Jahresstromproduktion soll einen Solaranteil von etwa 10% enthalten.
- Betriebsdauer, Zinssatz und Erdgaspreis werden zu 25 Jahre, 10% und 0,05 US\$/m³ angenommen.
- Der Barwert der solaren Zusatzkosten des Projekts soll 50 Millionen US\$ nicht überschreiten.
- Die Stromerzeugung soll nach dem Zuschuss der GEF auf dem ägyptischen Markt konkurrenzfähig sein.

Als solare Technologiealternativen wurden von der NREA das Parabolrinnen-System mit Thermalöl als Wärmeträger und der Solarturm mit offenem volumetrischem Receiver ausgewählt.

Für den Fall des Rinnensystems wurde die in Kalifornien kommerziell erprobte LS-3 Kollektor-Technologie mit dem GuD-Kraftwerksblock integriert (Abb. 2). Die Zufuhr der Solarenergie erfolgt durch Verdampfung eines Teils des Speisewassers im Solar-Dampferzeuger und Einspeisung des Sattdampfes in den Hochdruck-

Dr. Jürgen Rheinländer
ZSW

juergen.rheinlaender@zsw-bw.de

Dr. Heiner Führung
Lahmeyer International GmbH
gefue@lif.de



Dampfkreis vor dem Überhitzer im Abhitze-kessel. Der GuD-Prozess kann unabhängig vom Solarfeld betrieben werden, wenn keine Solarwärme ansteht. Der Erhitzer im Ölkreislauf kann kurzfristige Defizite des Solarangebots ausgleichen.

Abbildung 1
Standort Kuraymat
ca. 100 km südlich
von Kairo

¹ (Build Own Operate and Transfer)

Ein Betreibermodell, bei dem die Anlagenlieferanten neben dem Bau und Anlagenbetrieb auch Betreiberkapital einbringen.

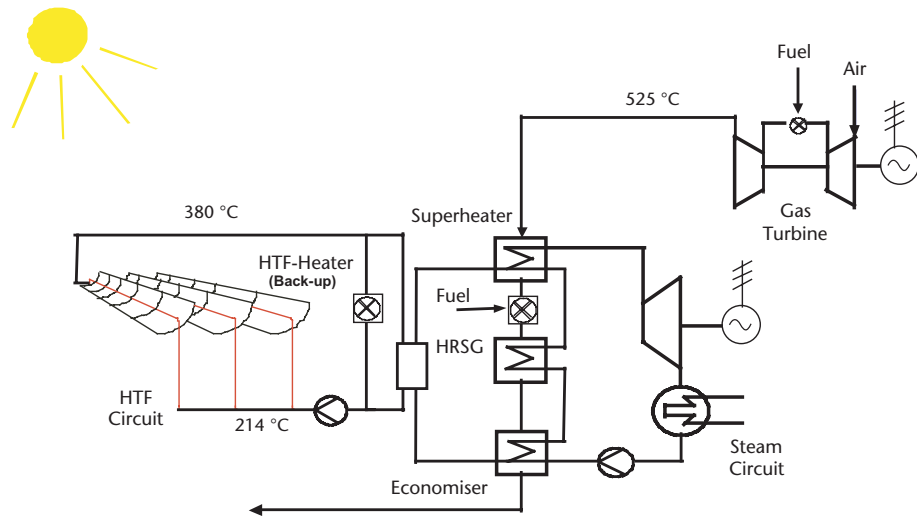


Abbildung 2
GuD und Parabol-
rinnen-Solarfeld
(Thermalöl)

Außerdem ist eine Zusatzfeuerung in der Verdampferstrecke zu Spitzenlastzeiten nach Sonnenuntergang möglich.

Im Falle des ISCCS mit PHOEBUS-Solarturm ist die solare Erhitzung von Luft im volumetrischen Receiver auf Temperaturen über der des Abgases der Gasturbine vorgesehen (Abb. 3).

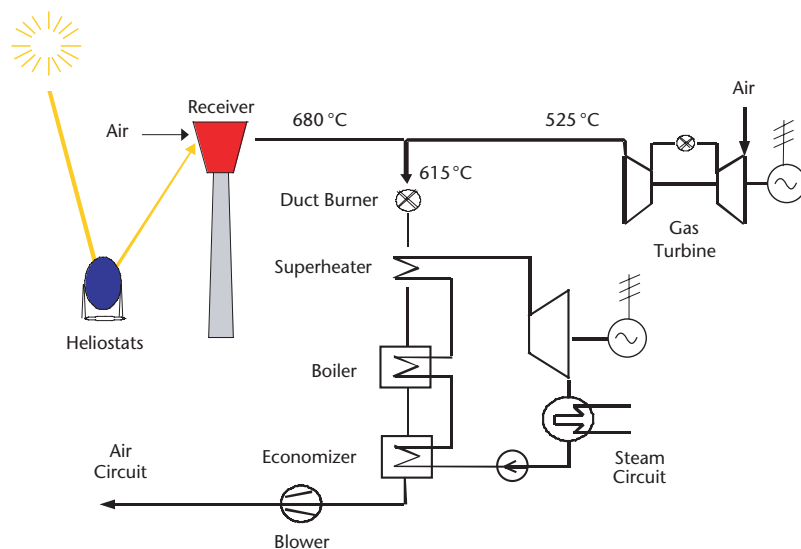
Heiße Luft und Abgase werden vor Eintritt in den Abhitzekegel gemischt. Der Kanalbrenner vor dem Abhitzekegel kann kurzfristige Defizite des Solarangebots ausgleichen.

Außerdem kann damit eine Zusatzfeuerung zu Spitzenlastzeiten nach Sonnenuntergang erfolgen.

In Kuraymat wird das ISCCS in der Nähe zum Nil und zu einem bereits arbeitenden Dampfturbinen-Kraftwerk errichtet. Das erleichtert die Kühlung und den Zugang zum Stromnetz (Abb. 4). Die Vorplanung orientierte sich an der Obergrenze von 50 MioUS\$ für die solaren Zusatz-Gesamtkosten des Projektes.

Auslegungsergebnisse		Rinne	Turm
Apertur	m ²	190.000	157.000
Solaranteil an Gesamt- Nettleistung 124 MW	MW	30	27
Deckungsgrad im Jahresbetrieb	%	9,0	8,2
CO ₂ -Vermeidung	%	7,0	6,8

Abbildung 3
GuD mit PHOEBUS
Solarturm und
Heliostatfeld



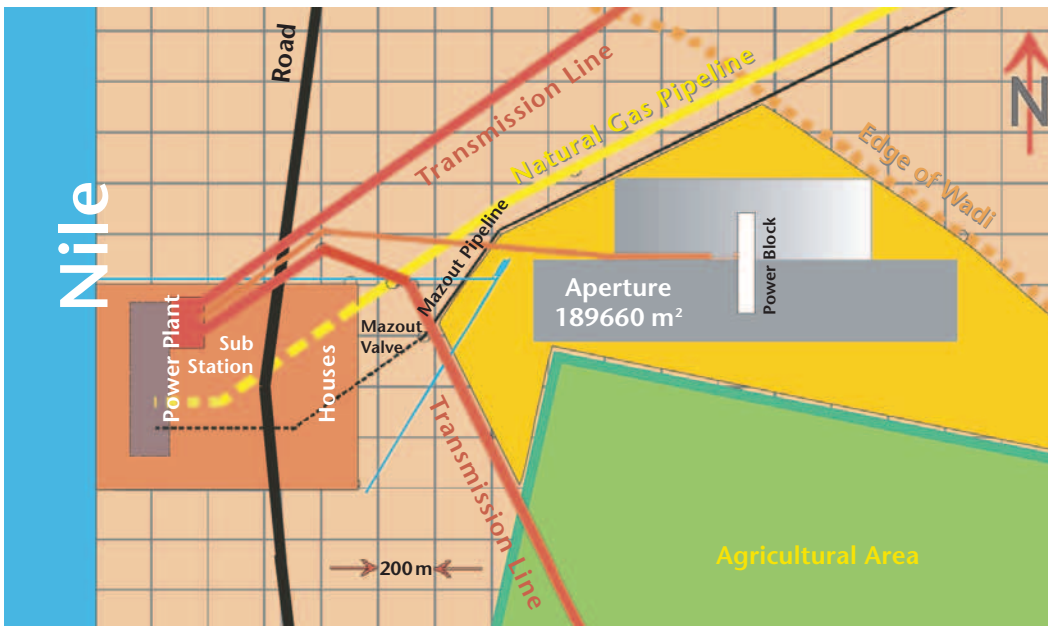


Abbildung 4
Einpassen des Parabolrinnen-Solarfeldes in die verfügbare Fläche am Standort Kuraymat

Abbildung 5
Verlauf der Kraftwerksleistung an einem Tag im Juni

Das Solarturmsystem wurde deshalb in seiner Nennleistung um etwa 10% kleiner ausgelegt, was die größere Unsicherheit über die Kosten dieser noch nicht in großem Maßstab kommerziell realisierten Technologie berücksichtigt.

Die von NREA ausgewählte Betriebsweise „solar boosting“ erlaubt maximale Stromlieferung: Die Lastprofile für Ägypten zeigen nur geringen Einfluss der Jahreszeiten auf den täglichen Lastverlauf. Doch der Unterschied zwischen Abend und Tag ist groß: Für etwa 4 Stunden ist die Abendlast um 33% höher als die Durchschnittslast für den Rest des Tages. Diese Spitzenlast kann bei einem ISCCS entweder durch thermische Energiespeicherung oder durch fossile Zusatzfeuerung aufgefangen werden (Abb. 5). Wegen der bei thermischen Speichern noch bestehenden Entwicklungsdefizite wurde diese Alternative für das Projekt in Ägypten nicht untersucht.

Rinne und Turm zeigen verschiedene Abhängigkeiten von der Jahreszeit wegen der unterschiedlichen Nachführungen der Reflektoren (Abb. 6).

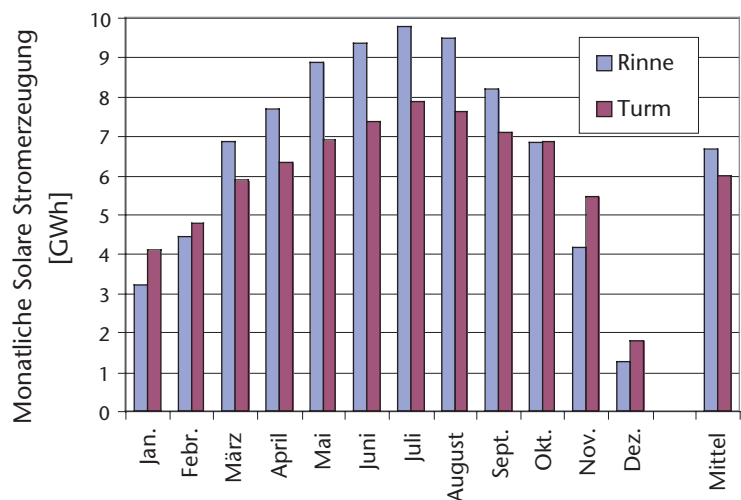
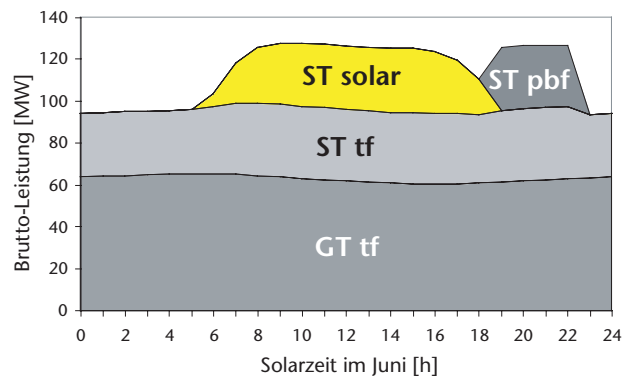
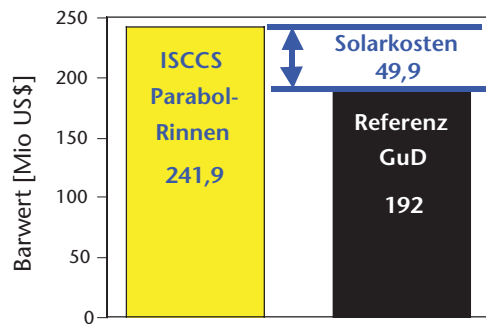


Abbildung 6
Monatliche solare Stromerzeugung – Rinnen- und Turmsysteme im Vergleich

Abbildung 7
Vergleich der Barwerte des ISCCS-Projekts und des Referenz-GuD-Projekts



Die Ermittlung und der Vergleich der Barwerte der ISCCS-Projekte und des Referenz-GuD-Projekts ergibt die „solaren Zusatzkosten“, deren Begrenzung mit 50 Millionen US\$ zu beachten war (Abb. 7).

Eine Sensitivitätsanalyse zeigt den großen Einfluss des (erwarteten) Erdgaspreises auf die Stromgestehungskosten (Abb. 8). Mit dem GEF-Zuschuss gelingt die Absenkung der Stromgestehungskosten auf das aktuelle Preisniveau im Land von ca. 2,4 US cent/kWh.

Fazit

Obwohl sich mit einem ISCCS nur geringe Solaranteile an der Stromerzeugung verwirklichen lassen, sind die Aussichten für die weitere großtechnische Realisierung dieses Konzepts aus technischen und wirtschaftlichen Gründen gut:

Die Auslegungsgrößen des ISCCS und das energetische Betriebsverhalten erfüllen die Anforderungen. Die solaren Mehrkosten des Projekts überschreiten nicht die von der GEF gesetzte Obergrenze von 50 Millionen US\$. Die Stromgestehungskosten sind unter Einrechnung des Zuschusses der GEF konkurrenzfähig.

Damit ist das Projekt technisch und wirtschaftlich machbar.

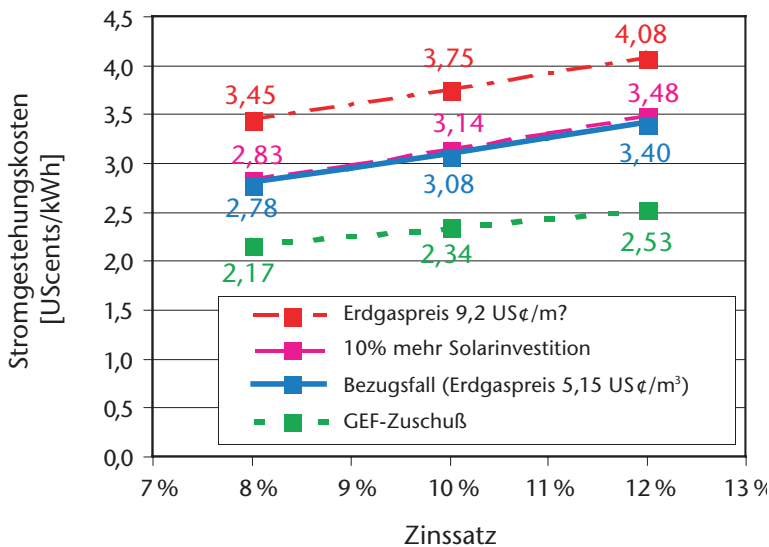


Abbildung 8
Sensitivität der Stromgestehungskosten für Zinssatz, Erdgaspreis, Fehler beim Ansatz der Investitionskosten