

Systemaspekte hybrider Solar-kraftwerke

von Franz Trieb,
Wolfgang Meinecke,
Klaus Hennecke und
Frithjof Staiß

Überblick

Moderne Kraftwerkskonzepte mit fossiler und solarer Energie (hybride Kraftwerke) lassen einen entscheidenden Schritt in Richtung Konkurrenzfähigkeit und beschleunigter Markteinführung solarthermischer Technologien zur Stromerzeugung erwarten. Verschiedene hybride Kraftwerkskonzepte werden vorgestellt, mit denen neue Wege zur verbesserten Marktfähigkeit in sonnenreichen Gebieten besprochen werden. Auf Kosten und Marktchancen wird eingegangen. Hybride Kraftwerkskonzepte haben ein für Europa interessantes Potential, Marktchancen zusammen mit dem reichlichen Sonnenenergieangebot im Mittelmeerraum für eine umweltverträgliche Energieversorgung zu nutzen und Beiträge für das CO₂-Reduzierungsprogramm der Europäischen Union zu leisten.

Modern power plants using fossil and solar energy (hybrid plants) hold the promise for a decisive step towards competitiveness and accelerated market introduction of solar thermal technologies for power generation. Several hybrid power plant concepts are presented which offer new approaches towards improved marketability in sunny regions. Cost aspects as well as market aspects are discussed. For Europe, solar hybrid plant concepts have the interesting potential to combine market opportunities with the ample solar resource in the Mediterranean region towards an environmentally friendly energy supply, thus contributing to the CO₂ reduction program of the European Union.

winden zu helfen, vorhandenes Know-how zu nutzen und zu erweitern sowie die Einführung in den Energiemarkt sonnenreicher Länder zu beschleunigen.

Es werden verschiedene hybride Kraftwerkskonzepte vorgestellt, wobei es sich bei den solaren Technologien um die für zentrale Stromerzeugung bedeutenden Rinnenkollektor- und Zentralreceiversysteme handelt. Aus der Analyse der systemtechnischen Aspekte werden dann Kostengesichtspunkte und Marktchancen vor dem Hintergrund einer globalen CO₂-Mindeststrategie abgeleitet.

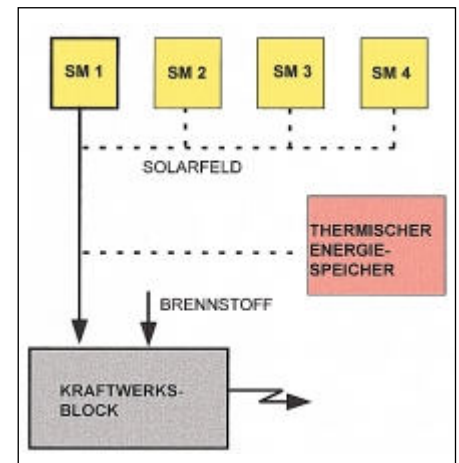


Abbildung 1: Grundkonfiguration hybrider solarthermischer Kraftwerke (SM 1 – solar multiple – kennzeichnet eine Solarfeldgröße, die den Vollastbetrieb der Anlage zu 100% mit Sonnenenergie erlaubt)

1. Einleitung

Trotz der bemerkenswerten technologischen Entwicklungserfolge der vergangenen fünfzehn Jahre und der beeindruckenden kommerziellen Betriebsergebnisse der Solarkraftwerke in der kalifornischen Wüste haben solarthermische Kraftwerke noch nicht den Sprung in die Wirtschaftlichkeit geschafft. Dies ist in einem realen Preisrückgang der fossilen Brennstoffe und der konventionellen Kraftwerkstechnologien seit den achtziger Jahren begründet.

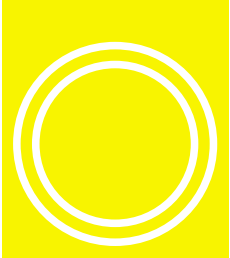
Vor diesem Hintergrund wurden in den letzten Jahren hybride solar/fossile Kraftwerkskonzepte entwickelt, die als technologische Übergangslösungen geeignet sind, Marktbarrieren über-

2. Prinzip hybrider Kraftwerke

In einem Hybridkraftwerk (Abbildung 1) erzeugt ein Kollektorfeld Hochtemperaturwärme, die in einem konventionellen thermodynamischen Prozeß – im einfachsten Fall in einem Dampfkraftwerk – zur Erzeugung von Elektrizität genutzt wird. In der Grundauslegung ist der Kollektor gerade so groß, daß er unter maximaler Einstrahlung den autonomen Betrieb des Kraftwerks bei Nennlast ermöglicht (Konfiguration mit einem solaren Vielfachen von 100%: solar multiple SM=1). Ein solches Kraftwerk erlaubt an guten Standorten einen rein solaren Betrieb bis zu ca. 2.000 äquivalenten Vollaststunden pro Jahr. Die Verfügbarkeit des Kraftwerks kann jedoch erhöht werden, wenn entweder

Dr. Franz Trieb ist wissenschaftlicher Mitarbeiter des Instituts für Technische Thermodynamik in Stuttgart und Dipl.-Ing. Wolfgang Meinecke sowie Dipl.-Ing. Klaus Hennecke sind wissenschaftliche Mitarbeiter in der Hauptabteilung Energietechnik in Köln in der Deutschen Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DLR).

Dipl.-Wirtsch.-Ing. Frithjof Staiß ist Fachgebietsleiter im Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart.



mit fossilem Brennstoff zugefeuert wird oder ein thermischer Energiespeicher und ein vergrößertes Solarfeld (SM=2–4) eingebaut werden. Gefordert wird grundsätzlich, daß hybride Kraftwerke geringere Emissionen und damit eine deutliche Brennstoffeinsparung gegenüber rein fossil-gefeuerten Kraftwerken erzielen.

Bei den klassischen solarthermischen bzw. hybriden Kraftwerkskonzepten handelt es sich ausschließlich um Dampfkraftwerke (DKW¹), die ihre Verbrauchsenergie aus konzentrierenden Hochtemperaturkollektoren (Parabolrinnen und Zentralreceiversysteme) und aus der Zufuehrung mit Kohle, Schweröl oder Erdgas beziehen.

Bei einigen neuen hybriden Kraftwerkskonzepten werden solarthermische Technologien an kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD²) angekoppelt [1][2][3]. Dabei wird der solare Installationsumfang bewußt klein gestaltet, wodurch der Anteil an der jährlich im gesamten Kraftwerk eingesetzten solarthermischen Energie lediglich etwa 10 bis 30 % beträgt. Durch dieses „Aufsatteln“ solarthermischer Technologie auf im übrigen konventionelle Kraftwerkstechnik werden wesentliche positive Effekte für die Überwindung der Marktbarrieren erwartet. Der kleine Solaranteil führt zu geringen Mehrinvestitionen für das Solarfeld. Der Zusatzbrennstoff (Erdgas oder leichtes Heizöl) und je nach Einkopplungskonzept auch die thermische Nutzenergie aus der Sonne wird mit dem hohen Wirkungsgrad des Kombikraftwerks verstromt.

Derartige hybride GuD-Kraftwerke unterscheiden sich somit von den klassischen solaren Dampfkraftwerken mit fossiler Zusatzfeuerung dadurch, daß sie vorrangig fossil betrieben werden und ein rein solarer Betrieb in den meisten Fällen nicht möglich ist. Da der solare Energiebeitrag bei diesen Konzepten mittelfristig unterhalb von 50% liegen wird, ist auch das CO₂-Emissions-Minderungspotential entsprechend begrenzt.

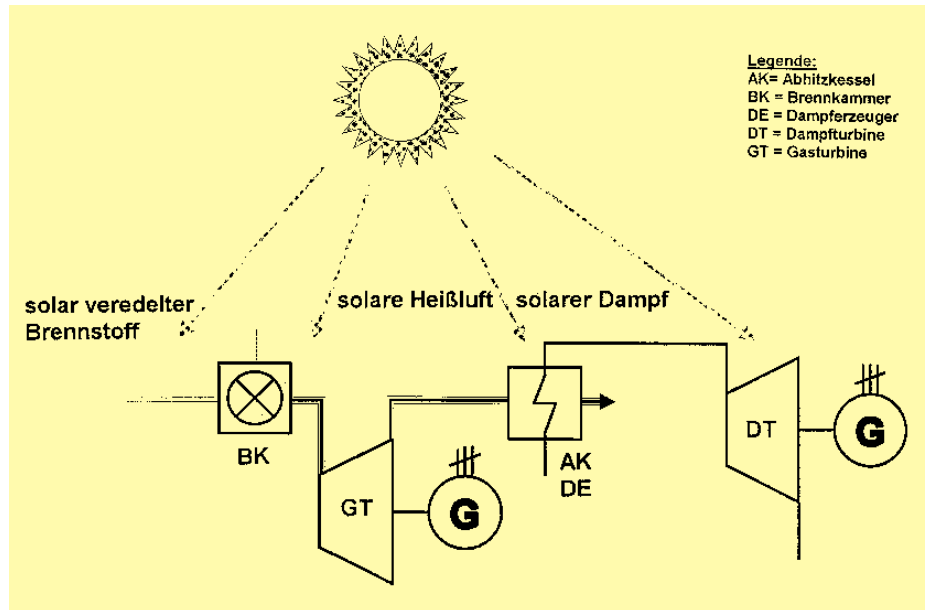


Abbildung 2: Optionen der solaren Energieeinspeisung bei hybriden Solarkraftwerken: solare Wasser-/Dampfeinspeisung, solare Heißluftspeisung, solar veredelte Brennstoffeinspeisung, am Beispiel einer Gas- und Dampfturbinenanlage

Tabelle 1: Solare Dampferzeugung für Dampfkraftwerke

<p>1. Solar Electricity Generating System</p> <p>Kurzname: SEGS</p> <p>Kollektor: Ölgekühlte Parabolrinne</p> <p>Kraftwerkblock: Dampfkraftwerk</p> <p>Solareinkopplung: Dampferzeuger</p> <p>Hersteller/Entwickler: Pilkington Solar International</p>	
<p>2. PHOEBUS Solarturmkraftwerk</p> <p>Kurzname: PHOEBUS</p> <p>Kollektor: Heliostaffeld mit offenem, volumetrischem, luftgekühltem Turmreceiver</p> <p>Kraftwerkblock: Dampfkraftwerk</p> <p>Solareinkopplung: Dampferzeuger</p> <p>Hersteller/Entwickler: L&C Steinmüller</p>	
<p>3. Solar TWO Central Receiver System</p> <p>Kurzname: SOLAR TWO</p> <p>Kollektor: Heliostaffeld mit salzgekühltem Rohrbündel-Turmreceiver</p> <p>Kraftwerkblock: Dampfkraftwerk</p> <p>Solareinkopplung: Dampferzeuger</p> <p>Hersteller/Entwickler: Southern California Edison, SNL, Bechtel</p>	

Legende zu den Tabellen 1, 2 und 3

AK Abhitzekessel	G Generator	KO Kondensator	SV Speisewasservorwärmung
BK Brennkammer	GT Gasturbine	KS Kaltsalzspeicher	SW Speisewassertank
BS Brennstoff	HF Heliostaffeld	LE Lufterhitzer	T Syngas-Tank
DE Dampferzeuger	HS Heißsalzspeicher	PD Prozeßdampf	TS Thermischer Energiespeicher
DI Dampfinjektion	KA Kamin	RE Receiver	WA Wasseraufbereitung
DT Dampfturbine	KF Kollektorfeld	RK Rinnenkollektorfeld	ZB Zusatzbrenner

¹ DKW = Dampfkraftwerk

² GuD = kombiniertes Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk

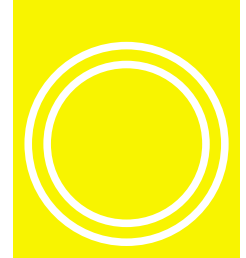


Tabelle 2: Konzepte zur solaren Dampferzeugung für Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (zur Legende siehe Tabelle 1)

<p>4. Siemens Konzept Solares GuD-Kraftwerk</p> <p>Kurzname: SIEMENS</p> <p>Kollektor: Direktverdampfende Parabolrinne Kraftwerkblock: GuD-Kraftwerk Solareinkopplung: Dampfturbine</p> <p>Hersteller/Entwickler: SIEMENS/KWU, ZSW, DLR</p>	
<p>5. Solare Kraft-Wärme-Kopplung mit GuD</p> <p>Kurzname: SOLGAS</p> <p>Kollektor: Heliostatfeld mit direktverdampfendem Rohrbündel-Turmreceiver Kraftwerkblock: GuD-Kraftwerk mit KWK Solareinkopplung: Dampferzeuger</p> <p>Hersteller/Entwickler: Sevillana, SOLGAS-Study Group</p>	
<p>6. Integrated Solar and Combined Cycle System</p> <p>Kurzname: ISCCS</p> <p>Kollektor: Ölgekühlte Parabolrinne Kraftwerkblock: GuD-Kraftwerk Solareinkopplung: Dampferzeuger+Speisewasservorwärmer</p> <p>Hersteller/Entwickler: Pilkington Solar International</p>	
<p>7. GuD-Kraftwerk mit solarer Dampfinjektion</p> <p>Kurzname: SDI</p> <p>Kollektor: Direktverdampfende Parabolrinne Kraftwerkblock: GuD-Kraftwerk Solareinkopplung: Dampfeinspritzung in die Gasturbine</p> <p>Hersteller/Entwickler: IVTAN-Institute for High Temperatures</p>	

- Solare Dampfeinspeisung in den Dampferzeuger bzw. Abhitzeessel (Konzept 5)
- Solare Dampfinjektion in die Gasturbine (nur bei GuD-Kraftwerken, Konzept 7)

Die Qualität des solar erzeugten Dampfes richtet sich einerseits nach den technischen Möglichkeiten des Solarsystems und andererseits nach den Erfordernissen der Einspeisung an den geeigneten Nahtstellen des Kraftwerkes. Typische Solardampfzustände (obere Eckwerte) sind für die:

- Rinnentechnologie (heutige Technologie mit Thermoöl): 100 bar/370 °C
- Rinnentechnologie mit Direktverdampfung (Zukunftstechnologie): 100 bar/500 °C
- Zentralreceiversystem (heutige Technologie mit Luft): 100 bar/540 °C.

Das solare Dampferzeugersystem (hier kurz „solarer Dampferzeuger“ genannt) besteht aus den folgenden wesentlichen Untersystemen:

- Ölgekühlter oder direktverdampfender Rinnenkollektor,
- oder Heliostatfeld mit solarem Strahlungsempfänger (Receiver),
- Wärmeübertragungssystem einschließlich Wärmetauscher und Dampferzeuger sowie Neben-/Hilfssysteme,
- solarspezifische Leit- und Starkstromtechnik.

3.1.1 Hybride Dampfkraftwerke

Die mit Hilfe der Sonnenenergie erzeugte Wärme wird bei den klassischen Konzepten (Tabelle 1) über ein Wärmeträgermedium und einen Dampferzeuger an den Kraftwerksteil übergeben.

Die kalifornischen Solar Electricity Generating Systems SEGS (Tabelle 1, Konzept 1) nutzen dafür ein bis 400°C beständiges Thermoöl. Der Kollektor besteht aus parallel verschalteten, 100m langen parabolisch geformten Reflektorinnen, in deren Brennlinie ein Absorberrohr liegt, das von dem Öl gekühlt wird. Während sich diese Anlagen durch eine nachgewiesene hohe Zuverlässigkeit und die größte Betriebserfahrung aller solaren Stromerzeugungstechnologien auszeichnen (ca. 6.000 GWh kommerziell bereitge-

Prinzipiell bestehen folgende wesentliche Optionen, Solarenergie in konventionelle Kraftwerksprozesse einzuspeisen (Abbildungen 1 und 2):

- solare Dampfeinspeisung in Dampfkraftwerke (Konzept 1–3; Tabelle 1)
- solare Dampfeinspeisung in GuD-Kraftwerke (Konzept 4–7; Tabelle 2)
- solare Heißluftterzeugung bzw. solar veredelter Brennstoff (Synthesegaserzeugung) für kombinierte GuD-Kraftwerke (Konzept 8–11; Tabelle 3).

3. Übersicht aktueller hybrider Kraftwerkskonzepte

3.1 Konzepte mit solarer Wasser-/Dampfeinspeisung

Grundsätzlich bestehen vier systemtechnische Alternativen für die Einspeisung solar erzeugten Dampfes in fossil gefeuerte Kraftwerke:

- Solare Dampferzeugung und Speisewasservorwärmung über zusätzliche Wärmeträger (Konzepte 1,2,3,6)
- Solare Dampfeinspeisung in die Dampfturbine (Konzept 4)

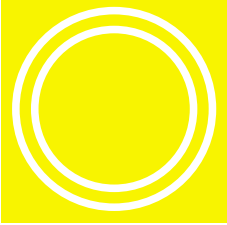


Tabelle 3: Konzepte zur solaren Heißgas- bzw. Brenngaserzeugung für GuD-Anlagen (zur Legende siehe Tabelle 1)

<p>8. Solar Powered Steam Injected Gas Turbine for the Cogeneration of Electricity and Heat</p> <p>Kurzname: SOLSTICE</p> <p>Kollektor: Heliostatfeld mit geschlossenem, volumetrischem, luftgekühltem Turmreceiver</p> <p>Kraftwerkblock: Gasturbine mit Dampfeinspritzung und Kraft-Wärme-Kopplung</p> <p>Solareinkopplung: Direkte Luftvorwärmung für Gasturbine</p> <p>Hersteller/Entwickler: DLR</p>	
<p>9. GuD-Kraftwerk mit solarer Luftvorwärmung</p> <p>Kurzname: REFOS</p> <p>Kollektor: Heliostatfeld mit geschlossenem, volumetrischem, luftgekühltem Turmreceiver</p> <p>Kraftwerkblock: GuD-Kraftwerk</p> <p>Solareinkopplung: Direkte Luftvorwärmung für Gasturbine</p> <p>Hersteller/Entwickler: DLR</p>	
<p>10. Combined Cycle Power Tower</p> <p>Kurzname: KOKHALA</p> <p>Kollektor: Heliostatfeld mit salzgekühltem Rohrbündel-Turmreceiver</p> <p>Kraftwerkblock: GuD-Kraftwerk</p> <p>Solareinkopplung: Luftvorwärmung für Gasturbine über Wärmetauscher</p> <p>Hersteller/Entwickler: NREL</p>	
<p>11. GuD mit solarer Reformierung von Erdgas</p> <p>Kurzname: SOLREF</p> <p>Kollektor: Heliostatfeld mit geschlossenem, volumetrischem Receiver-Reaktor</p> <p>Kraftwerkblock: GuD-Kraftwerk</p> <p>Solareinkopplung: Brennwertterhöhung des Brennstoffs durch solare Erzeugung von Synthesegas aus Erdgas</p> <p>Hersteller/Entwickler: DLR</p>	

stellter Solarstrom bei 354 MW installierter Leistung), gilt der aufwendige Thermoölkreislauf als deutlicher technischer und wirtschaftlicher Nachteil dieses Konzepts. Energiespeicherung mit Beton, keramischen Werkstoffen oder mit Latentwärmespeichern ist bei diesem Konzept möglich. Hybridisierung erfolgt entweder über Zusatzbrenner zur Erhitzung des Thermoöls oder über Boiler im Dampfkreislauf.

Das europäische PHOEBUS-Konzept verwendet Luft als Wärmeträger mit entsprechenden Vorteilen hinsichtlich

des erreichbaren Temperaturbereichs (bis 800°C), der Beständigkeit und der Umweltverträglichkeit des Wärmeträgers (Tabelle 1, Konzept 2). Das System basiert auf einem offenen, volumetrischen, zentralen Receiver, der durch ein Heliostatfeld erhitzt und durch von außen angesaugte Luft gekühlt wird. Auch hier wird die Solarwärme über einen externen Wärmeträgerkreislauf (Luft) an den Dampferzeuger des Kraftwerks übergeben. Als thermischer Speicher werden luftgekühlte Feststoffspeicher (Beton, keramische Materialien usw.) verwendet.

Hybridisierung erfolgt über Kanalbrenner auf der Luftseite. Die maßgeblichen Komponenten wurden erfolgreich auf der Plataforma Solar de Almería in Spanien getestet. Der nächste Schritt ist die Erstellung einer ersten Anlage im Kraftwerksmaßstab.

SOLAR TWO ist ein Zentralreceiversystem, bei dem der zentrale Rohrbündel-Absorber durch flüssiges Nitratsalz bei Betriebstemperaturen bis 650°C gekühlt wird (Tabelle 1, Konzept 3). Die Einkopplung der Sonnenenergie erfolgt ebenfalls über einen Dampferzeuger. Zur Verifizierung dieses Konzepts wurde die bereits bestehende Experimentier- und Demonstrationsanlage SOLAR ONE bei Barstow, Kalifornien auf Salzbetrieb umgerüstet und Mitte 1996 in Betrieb genommen. Große Salttanks dienen als thermische Speicher für das Solarsystem. Eine Hybridisierung ist möglich, wurde bisher jedoch nicht untersucht. Der Testbetrieb bis 1998 soll die technische Machbarkeit dieses Systems nachweisen.

Abbildung 3 zeigt die spezifischen CO₂-Emissionen eines hybriden Dampfkraftwerks als Funktion der jährlichen Auslastung bei unterschiedlichen Solarfeld- und Speichergrößen sowie die Bandbreite spezifischer CO₂-Emissionen bei verschiedenen Formen fossiler Stromerzeugung.

Das Solarkraftwerk kann in der Grundauslegung (SM=1) bis zu 2.000 h/a rein solar betrieben werden. Praktisch wird man jedoch, um eine höhere Auslastung zu erreichen, mit einem fossilen Brennstoff – im Beispiel Schweröl – zufeuern, so daß die spezifischen CO₂-Emissionen im Mittellastbereich auf ca. 0,5 kg/kWh ansteigen. Gegenüber dem Kohlekraftwerk wird auch hier noch eine deutliche CO₂-Minderung erreicht. Gegenüber dem erdgasgefeuerten GuD-Kraftwerk ist jedoch keine Emissionsminderung zu verzeichnen. Im Mittel- und Grundlastbereich sind demnach erdgasgefeuerten GuD-Kraftwerke ohne Speicher aus der Sicht der CO₂-Emissionen überlegen. Bei einem Hybridbetrieb mit Erdgas werden die spezifischen Emissionen um ca. 30 % gegenüber dem Ölbetrieb gesenkt. Qualitativ bleibt jedoch auch dann der Vorteil des GuD-Kraft-

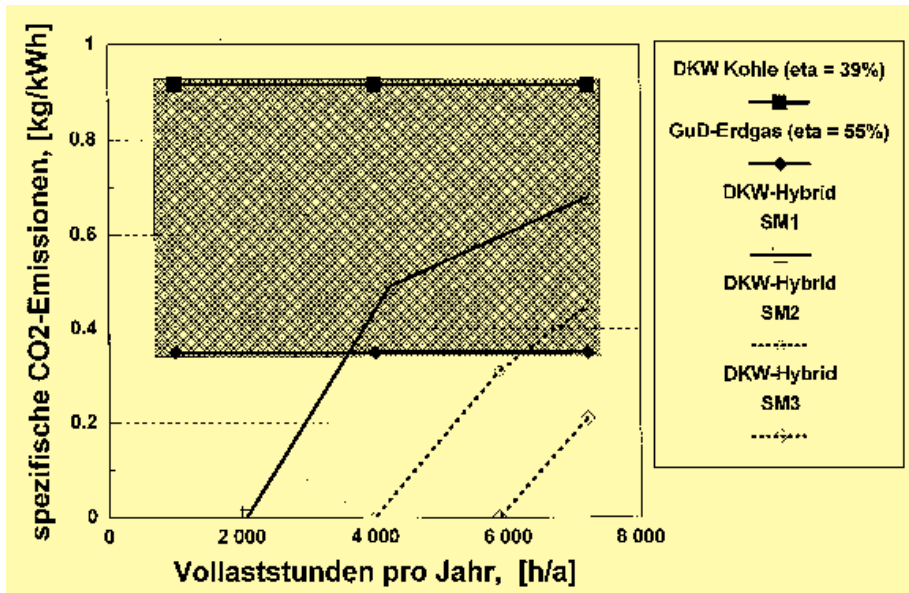
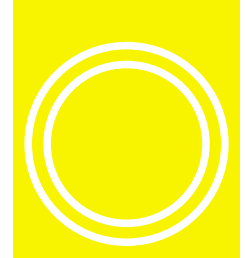


Abbildung 3: Spezifische CO₂-Emission eines solarthermischen Dampfkraftwerks und Bandbreite fossiler Referenzanlagen (exemplarisch erstellt für ein Parabolrinnenkraftwerk mit 80 MW Nennleistung an einem Standort mit einer jährlichen Einstrahlung von 2.000 kWh/m²a, qualitativ jedoch gültig für alle hybriden Dampfkraftwerkskonzepte).

werk in der Mittel- und Grundlast erhalten.

Nur wenn das Solarkraftwerk ein vergrößertes Solarfeld (SM=2–3) und einen entsprechenden Energiespeicher besitzt, dann kann – mit entsprechend höherem Aufwand – auch bei höherer Auslastung eine CO₂-Minderung gegenüber einem GuD-Kraftwerk erreicht werden.

Abbildung 3 macht deutlich, daß der Betrieb eines solarthermischen Hybridkraftwerkes heutiger Technik nur bedingt, also in Abhängigkeit von der Konfiguration (Solar- und Speicheranteil), der Betriebsweise (Auslastung) und der Art der Zufeuerung (Brennstoff) zu einer realen Emissionsminderung gegenüber einem konventionellen Referenzkraftwerk führt.

3.1.2 Hybride GuD-Kraftwerke mit solarem Dampf

Bei der direkten Einkopplung von solar erzeugtem Dampf in die Dampfturbine wird Sattdampf oder überhitzter Dampf am Mitteldruck- oder überhitzter Dampf am Hochdruckgehäuse der Dampfturbine eingespritzt, je nachdem, bei welchen Dampfparametern der Kollektor arbeitet [5][6][7][8][9][10]. Beim SIEMENS-Konzept (Tabelle 2, Konzept 4) wird eine direktverdampfende Parabolrinne

direkt an den Mitteldruckteil der Dampfturbine angeschlossen. Die Dampfturbine wird so ausgelegt, daß sie den Solardampf jederzeit, auch mit schwankendem Massenstrom (jedoch mit konstanten Temperaturen und ggf. in Grenzen gleitenden Drücken), übernehmen kann. Das Kraftwerk läuft im reinen fossilen Betrieb ohne solaren Energiebeitrag über die längste Zeit des Jahres, wobei z.B. die Dampfturbine im Teillastbetrieb läuft. Hier wird deutlich, daß die solare Ankopplung die Thermodynamik des konventionellen Kraftwerkprozesses beeinflusst. Deutlich wird auch, daß der Anteil des solaren Energiebeitrags zum gesamten Kraftwerkprozeß aus naturgegebenen (Sonneneinstrahlung), thermodynamischen und gesamtwirtschaftlichen Gründen relativ klein ist. Damit sind typische solare Energiebeiträge (je nach Konzeptlösung und Auslastung) auf 10 bis 30 % der in das Kraftwerk insgesamt solar/fossil eingebrachten thermischen Jahresenergie begrenzt.

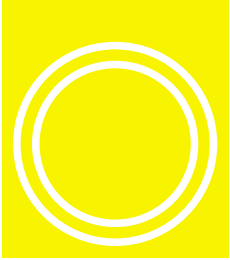
Bei der Einspeisung von solar erzeugtem Dampf in den Dampferzeuger bzw. Abhitzeessel eines GUD-Kraftwerkes sind umfangreiche Veränderungen des konventionellen Dampferzeugers notwendig (SOLGAS³-Konzept Tabelle 2, Konzept 5 aus [12]). Die Solaranlage kann prinzipiell die

gesamte Verdampfung des Speisewassers übernehmen. Somit kann der fossil gefeuerte Kessel zum erheblichen Teil oder ganz von der Verdampfung entlastet werden. Hierdurch ergibt sich eine bemerkenswerte Verbesserung des thermodynamischen Kesselprozesses, da die Rauchgas-Abkühlkurve wesentlich enger an die Kurve des Wasser-/Dampfprozesses angelegt werden kann (Pinch-Point Effekt). Auf diese Weise gelingt es, überhitzten Dampf von 98 bar/482 °C bei einer Gasturbinen-Abgastemperatur von 550 °C, also mit einer heißgasseitigen Temperaturdifferenz von nur 70 K, zu erzeugen. Während die Gasturbine stets mit voller Last läuft, kann die Dampfturbine in moderaten Teillasten betrieben werden. Wegen der gutmütigen Teillast-Wirkungsgradcharakteristik von Dampfturbinen ergeben sich nur kleine Wirkungsgradeinbußen der gesamten GuD-Anlage. Ein zusätzlicher gasgefeuerter Brenner und ein zusätzliches Verdampferrohrbündel ersetzen bedarfsweise ausfallende Sonnenenergie und garantieren (in diesem speziellen Falle der Kraft-Wärme-Kopplung) die Prozeßdampferzeugung. Damit bietet sich auch die Option an, jederzeit die Dampferzeugerleistung zu erhöhen, um z.B. die Dampfturbinenleistung voll auszunutzen, dann aber infolge der Zufeuerung in den Dampfkreislauf bei wesentlich schlechterem Nutzungsgrad des Brennstoffs.

Die solare Dampfeinspeisung in dem Dampferzeuger einer GuD-Anlage wird auch in einer Siemens/KWU-Konzeptstudie untersucht [5].

Beim ISCCS – Integrated Solar and Combined Cycle System der Firma Pilkington Solar (Tabelle 2, Konzept 6) – wird über einen zwischengeschalteten Thermoölkreislauf die Speisewasservorwärmung und Dampferzeugung in einer Dampfturbinenanlage betrieben [11]. Der fossil beheizte Kessel wird in solchen Fällen durch Einbau solar beheizter Wärmetauscher-Rohrbündel für Speisewasservorwärmung und Verdampfung modifiziert. Das Solarfeld übernimmt im Hybridbetrieb bei voller Solarleistungsverfügbarkeit einen großen Teil der Hochdruck-Speisewasser-

³ SOLGAS = Sol-Gas Projekt mit Partnern aus Spanien, Deutschland und Portugal



vorwärmung und der Verdampfung sowie die gesamte Zwischenüberhitzung. Die Abhitze der mit voller Last laufenden Gasturbine wird für die Dampfüberhitzung genutzt, so daß der solar-erzeugte Dampf mit 100 bar/370 °C (übliche Rinnenkollektorsystem-Parameter mit Thermoölkreislauf) auf etwa 500 °C überhitzt in die Hochdruckturbine eintreten kann. Im Solarbetrieb ergibt sich dadurch ein thermodynamischer Vorteil gegenüber normalen GuD-Kraftwerken mit Dampfzuständen von üblicherweise 60 bar/450 °C. Das Gasturbinensystem bleibt dabei unverändert (60 MW), während die Dampfturbinenleistung gegenüber konventionellen GuD-Kraftwerken in diesem Falle von etwa 30 MW_e auf 80 MW_e vergrößert wurde. Folglich ist der Wirkungsgrad des Dampfturbinensystems mit etwa 40% bei Vollast deutlich besser als bei konventionellen GuD-Kraftwerken. Entsprechend steigt im Hybridbetrieb der Wirkungsgrad des gesamten Kraftwerks. Die volle Auslastung der Dampfturbine über das Jahr kann allerdings auch nur über eine fossile Zufeuerung in den Dampfkreislauf mit entsprechenden Abstrichen im Jahresnutzungsgrad erreicht werden.

Das Konzept 7 in Tabelle 2 mit Injektion des mit Rinnenkollektor- oder Zentralreceiversystemen solar erzeugten Dampfes in die Gasturbine (SDI - Solare Dampfinjektion⁴) erscheint als eine Lösung, bei der moderne Gasturbinentechnologie mit Dampfinjektion in verfahrenstechnisch einfacher Weise mit Solarenergie kombiniert werden kann [13]. Bekanntlich haben dampfinjizierte Gasturbinenkraftwerke das Potential, unter Einsparung der bei GuD-Kraftwerken nachgeschalteten Dampfturbine, mit GuD-Anlagen kleiner Leistungsgröße praktisch konkurrieren zu können. Für Hybridkraftwerke ist die Dampfinjektion aus betriebswirtschaftlichen und ökologischen Gründen nur dann zu vertreten, wenn am Standort Wasser verfügbar ist und ohne größere ökologische oder ökonomische Einschränkungen genutzt werden kann. Denn das mit dem Dampf injizierte Wasser geht mit dem Rauchgas über den Schornstein verloren. Der Wasserverbrauch ist um ca. 20% höher als bei einem gleichwertigen GuD-Kraftwerk mit Kondensationskühlturm, aber deutlich niedri-

ger als bei einem entsprechenden Dampfkraftwerk mit Kondensationskühlturm. Die typischen Satttdampfzustände (20 bar/212°C bis 30 bar/234 °C) können von einem Solarsystem ohne weiteres erzeugt werden. Für derartige Konzepte mit solarer Dampf injektion liegen noch keine detaillierten Konzeptuntersuchungen vor.

3.2 Konzepte mit solarer Heißluftzeugung/-einspeisung

Grundsätzlich sind zwei Konzepte für die Nutzung solar erzeugter Heißluft in Hybridkraftwerken möglich:

- Direkte solare Erhitzung der Verdichterluft einer Gasturbine (Konzept 8, 9 in Tabelle 3)
- Indirekte solare Erhitzung der Verdichterluft einer Gasturbine (Konzept 10 in Tabelle 3).

Die Konzepte 8 und 9 in Tabelle 3 mit solarer Erhitzung der Gasturbinen-Verdichterluft werden in der DLR verfolgt. Beim SOLSTICE⁵-Konzept (Konzept 8 in Tabelle 3) wird neben der Option der solaren Erhitzung der Verbrennungsluft die Dampf injektion in die Brennkammer der Gasturbine thermodynamisch genutzt [14]. Basis dieses Konzepts ist die vom sogenannten „Cheng-Cycle“ bekannte Gasturbinenanlage mit Dampf injektion, die heute mit Leistungen von 2 bis 6 MW_e marktgängig ist. Bei der solaren Variante wird die Verbrennungsluft mit bis zu 20 bar/400°C hinter dem Verdichter abgezweigt und zum solaren Strahlungsempfänger geleitet, dort auf maximal etwa 800°C erhitzt und strömt schließlich in die modifizierte Brennkammer der Gasturbine. In der Brennkammer wird die Lufttemperatur durch zusätzliche Verbrennung von Erdgas auf die Betriebstemperatur der Gasturbine (ca. 1.200°C) erhitzt. Der Cheng-Cycle erlaubt, den im Abhitze-kessel erzeugten Dampf zu überhitzen und mit 14 bar/482°C in die Brennkammer einzuspritzen, wodurch die Leistung der Gasturbine um bis zu 30% angehoben werden kann. Alternativ kann der Dampf als Prozeßdampf mit 14 bar/200°C an einen externen industriellen Prozeß geliefert werden. SOLSTICE-Anlagen sind für relativ kleine Leistungseinheiten konzipiert, was deren Markteinführung er-

leichtern könnte. Die Brennstoffzufuhr zur Brennkammer kann im Falle voller Sonneneinstrahlung um bis zu 50% gegenüber dem reinen fossilen Betrieb reduziert werden. Der Jahresnutzungsgrad der eingespeisten Solarenergie erreicht bei Kraftwerksanwendungen etwa 19%. Bei Kraft-Wärme-Kopplung kann ein Nutzungsgrad von etwa 40% erzielt werden. Bei diesem Konzept wird ein geschlossener volumetrischer Luftreceiver eingesetzt. Ein Prototyp wird gegenwärtig in Stuttgart in experimentellen Ausführungen mit zunächst relativ kleinen thermischen Leistungen von 100 kW entwickelt.

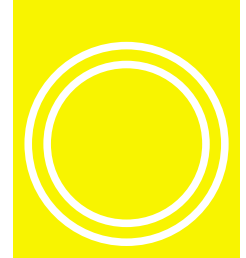
Das zweite Konzept REFOS – solare Luftvorwärmung (Konzept 9, Tabelle 3) nutzt den o.g. geschlossenen volumetrischen Luftreceiver für die solare Verdichterluft erhitzung in GuD-Kraftwerken [15][19]. Bei diesem Konzept werden kommerzielle GuD-Leistungsgrößen von 180 MW_e mit relativ großen solaren Energiebeiträgen – im Auslegungspunkt ca. 50% – vorgesehen. Es werden solare Nutzungsgrade von über 25% erwartet, weil die eingekoppelte Solarenergie die thermodynamisch äußerst effiziente Energieumwandlung des GuD-Systems nutzen kann. Die zukünftige Entwicklung leistungsfähiger keramischer Receiver wird die Heißlufttemperaturen von heute 800 °C auf etwa 1000 °C anheben und damit die solaren Energiebeiträge – u.U. auch unter zusätzlicher Anwendung thermischer Speicher – noch weiter erhöhen.

Konzept 10 (KOKHALA-Konzept) wird von US-Firmen für die Vermarktung des flüssigsalzgeköhlten Zentralreceiversystems in Kombination mit einem GuD-Kraftwerk untersucht. Bei dem von NREL⁶ entwickelten Konzept wird die vom Verdichter der Gasturbine verdichtete Luft vor Eintritt in die Brennkammer mittels eines Salz/Luftwärmetauschers auf etwa 540 °C erhitzt [16, 17]. Die Salztemperatur kann bis 565°C betragen. Der solare Energiebeitrag bewegt sich zwischen 18 und 30%, je nach Gasturbinenkonzept in

⁴ Die Abkürzung SDI wurde von den Autoren eingeführt

⁵ SOLSTICE = Solar Powered Steam Injected Gas Turbine for Cogeneration of Electricity and Heat

⁶ NREL = National Renewable Energy Laboratory, Golden/CO, USA



Abhängigkeit des Verdichtungsverhältnisses (d.h. der Verdichteraustritts-temperatur). Die Kraftwerksleistungen wurden für Blöcke von 100 und 300 MW_e konzipiert. Die Brennkammer der Gasturbine ist so ausgelegt, daß sie die Verdichterluft in einem weiten Temperaturbereich von etwa 300 °C (ohne Solarbeitrag) bis 540 °C (mit vollem Solarbeitrag) aufnehmen und auf die gewünschten Gasturbineintrittstemperatur von etwa 1.200 °C durch Erdgasfeuerung erhitzen kann. Bei Schwankungen des Sonnenenergieangebots und nach Sonnenuntergang sorgt die Brennkammer für konstante Heißluftbedingungen, um die Gasturbine bei voller Last betreiben zu können. Eine Besonderheit des Flüssigsalz-Solarsystems ist der Energiespeicher (Heißsalzspeicher), mit dessen Hilfe die solare Lufterhitzung tageszeitlich und energetisch vom Sonnenenergieangebot entkoppelt, also sehr flexibel vonstatten gehen kann. Je nach Auslegung von Solarfeld und Energiespeicherkapazität kann der solare Energiebeitrag an die lokalen Bedürfnisse optimal angepaßt werden.

Bereits in den 80'er Jahren wurden im Rahmen eines deutsch/spanischen Technologieprogramms GAST⁷ Untersuchungen für ein 20 MW_e Kraftwerk mit solarem Zentralreceiversystem durchgeführt [18]. Bei diesem Konzept wurde die Verdichterluft vor der entsprechend modifizierten Brennkammer der Gasturbine eines GuD-Kraftwerkes in einem Rohrbündelreceiver mit metallischen oder keramischen Rohren erhitzt. Mit metallischen Receiverrohren wurden 800 °C und mit keramischen Rohren 1.200 °C Heißlufttemperaturen im Großversuch in Almeria erreicht. Die Verwendung eines Rohrbündelreceivers in Zusammenhang mit dem Anspruch, die Arbeitstemperatur der Gasturbine ohne Zufeuerung zu erreichen, stellte sich als wenig erfolgversprechend heraus, so daß dieses Projekt wieder eingestellt wurde.

3.3 Konzept mit solar veredelter Brennstoffeinspeisung

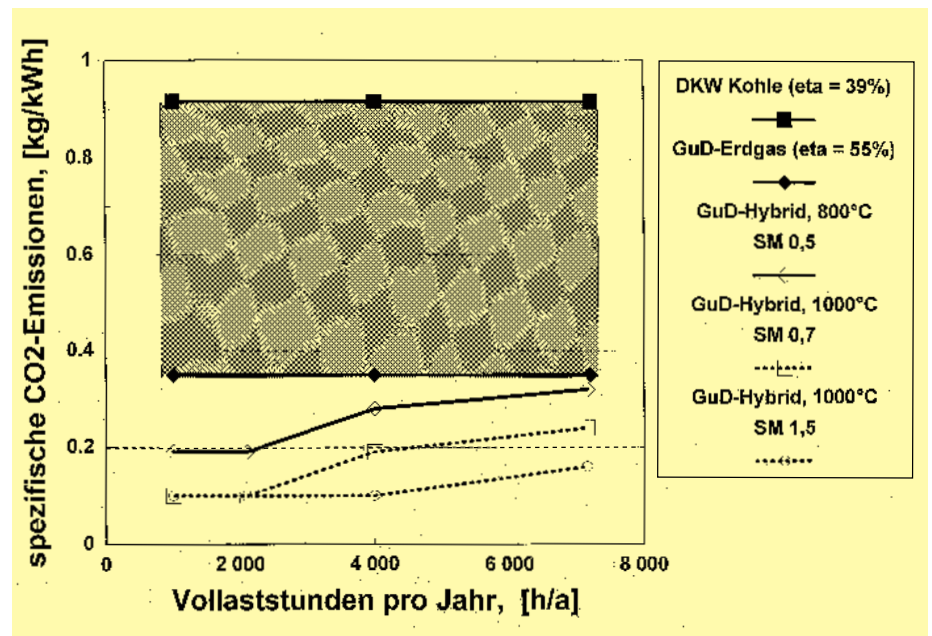
Während die o.g. Lösungen solare En-

ergie als thermische Energie in ein konventionelles Kraftwerk einkoppeln, nutzt ein weiteres von der DLR verfolgtes Konzept mit einem solarchemischen Reaktor die Möglichkeit, solar veredelten Brennstoff in der Brennkammer eines GuD-Kraftwerkes einzukoppeln (SOLREF, Konzept 11, Tabelle 3). Das Konzept nutzt das Potential solarer Strahlungsempfänger mit keramischen Absorberbauteilen, Prozeßtemperaturen von über 800°C zu erzeugen und sie für die Reformierung von Erdgas (Methan) zur Synthesegaserzeugung einzusetzen. Das Synthesegas, das energiereicher ist als Erdgas, wird von der Gasturbine des GuD-Kraftwerkes als zusätzlicher Brennstoff genutzt. Der solare Synthesegaserzeuger besteht aus dem hochkonzentrierenden Kollektorfeld, dem solarchemischen Strahlungsempfänger und den chemisch-verfahrenstechnischen Komponenten der Methanreformierung bzw. Synthesegaserzeugung. An der Schnittstelle zwischen der Solaranlage und dem GuD-Kraftwerk kann ein Speichertank vorgesehen werden, der Synthesegas speichern kann. Mit dem Tank kann eine völlige Entkopplung des Betriebs von Solaranlage und Kraftwerk erreicht werden.

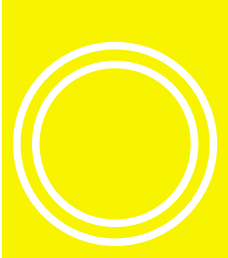
Das beschriebene Hybridkonzept nutzt das aus der konventionellen Chemie bekannte Verfahren der Synthesegaserzeugung durch Wasserdampf- bzw.

Kohlendioxid-Methanreformierung. Erdgas (Methan) und Wasserdampf bzw. Kohlendioxid werden dem katalytisch arbeitenden chemischen Reaktor unter Druck zugeführt. Bei der Solaranlage handelt es sich um einen sogenannten Receiver-Reaktor, dessen Technologie vom oben schon beschriebenen geschlossenen volumetrischen Luftreceiver abgeleitet ist und dessen keramischer Absorber katalytisch beschichtet ist. Die chemischen Reaktionen laufen somit direkt im Receiver-Reaktor unter hochkonzentrierter Solarstrahlung bei etwa 850°C ab. Vom diesem Konzept mit solarer Synthesegaserzeugung werden solare Nutzungsgrade von 10–25% und Brennstoffeinsparungen von maximal 25% erwartet. Das GuD-Kraftwerk erfährt lediglich bei der Brennkammer der Gasturbine geringe Veränderungen, um die Synthesegaserzeugung zusätzlich zum Erdgas zu erlauben. Zur Zeit wird ein solarchemisches Receiver-Reaktorexperiment mit einer thermischen Leistung von 280 kW in Zusammenarbeit mit dem Weizman-Institut in Israel für den Nachweis der technischen Machbarkeit durchgeführt. Da eine starke Synergie zu dem vorher beschriebenen Konzept zur solaren Luftvorwärmung besteht, werden beide Varianten des Receivers in einem gemeinsamen Projekt (REFOS-Projekt) untersucht, das voraussichtlich bis zum Jahr 2000 laufen wird.

Abbildung 4: Spezifische CO₂-Emission eines solarthermischen GuD-Kraftwerkes mit solarer Luftvorwärmung (REFOS) und Bandbreite fossiler Referenzanlagen



⁷ GAST = Gasgekühltes Sonnen-Turmkraftwerk, Programm, 1981 – 1987



Die in Tabellen 2 und 3 beschriebenen, in der Regel erdgasgefeuerten Hybridkonzepte (4 bis 11) haben zum Ziel, eine wirtschaftliche Einbindung der Solartechnik in den Kraftwerkspark und eine Reduzierung der Investitionsaufwendungen und Stromgestehungskosten zu erreichen. Da sie bei Erdgasfeuerung mit konventionellen GuD-Kraftwerken konkurrieren, stellt sich automatisch der Anspruch, daß diese Konzepte in der Mittel- bis Grundlast – dem Haupteinsatzgebiet der GuD-Technik – eine Emissionsminderung gegenüber einem konventionellen GuD-Kraftwerk zu erreichen.

Abbildung 4 zeigt die theoretisch berechnete Emissionscharakteristik am Beispiel eines hybriden solarthermischen Kraftwerks mit solarer Luftvorwärmung (REFOS-Konzept). Bei Betriebstemperaturen um 800°C wird der Solaranteil bei den ersten Anlagen unter 50% liegen (SM=0,5). Mit besseren Materialien besteht die Möglichkeit, den Solaranteil durch höhere Betriebstemperaturen und durch den Einsatz thermischer Speicher zu vergrößern (gestrichelte Linien in Abbildung 4). Im gesamten Betriebsbereich,

d.h. bei beliebigen Anteilen der Zuführung mit Erdgas, ergeben sich – bei wesentlich kleineren Solarfeldern und damit bei deutlich geringeren Kosten als beim solaren Dampfkraftwerk in Abbildung 3 – Emissionsminderungen selbst gegenüber dem hocheffizienten fossilen GuD-Kraftwerk. Dieser inhärente Vorteil gegenüber solaren Dampfkraftwerken ergibt sich aus dem hohen Umwandlungswirkungsgrad des GuD-Kraftwerksblocks, der bei diesem Konzept zur Umsetzung sowohl der Sonnenenergie als auch des Zusatzbrennstoffs genutzt wird.

3.4 Zusammenfassung der Konzeptübersicht

Tabelle 4 zeigt eine zusammenfassende Übersicht des Stands der Technik, der Zeiträume für eine Kommerzialisierung, Optionen für Speicherung und Hybridbetrieb sowie grobe Richtwerte für Kosten, Wirkungsgrade, Solaranteile und Blockgrößen der beschriebenen Kraftwerkskonzepte.

Hybridkraftwerke haben im Vergleich zum üblichen konventionellen Kraftwerkspark mit Blockleistungen bis

etwa 900 MW_e eher bescheidene Kraftwerksgrößen. Der Grund dazu liegt in den begrenzten Leistungsgrößen solarer Spiegelfelder, die aus heutiger Sicht im Bereich bis maximal 100-200 MW äquivalenter elektrischer Leistung liegen.

Während solare Dampfkraftwerke Stand der Technik sind und vor der Kommerzialisierung stehen, besteht bei den meisten anderen Konzepten noch ein erheblicher Forschungsbedarf.

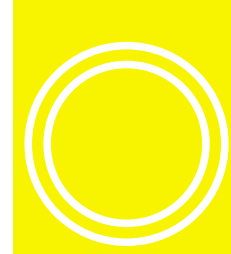
Tabelle 4 zeigt, daß zur Zeit nur solare Dampfkraftwerke (in Zusammenhang mit Speichern auch in der Mittel- bis Grundlast) das Potential besitzen, einen rein solaren bzw. vorwiegend solaren Betrieb zu gewährleisten. Nachteilig sind allerdings die hohen spezifischen Investitionen und die damit verbundenen hohen Stromgestehungskosten dieser Systeme. Bei diesen Anlagen können theoretisch alle verfügbaren Brennstoffe zur Hybridisierung verwendet werden.

Es fällt auf, daß die Hybridisierung mit Kohle und zum Teil auch mit Schweröl

Tabelle 4: Übersicht solarer Kraftwerkskonzepte

Technisches Konzept		SOLARE DAMPKRAFTWERKE			GUD MIT SOLAREM DAMPF				GUD MIT SOLAREM GAS			
		1 SEGS	2 PHOEBUS	3 SOLAR TWO	4 SIEMENS	5 SOLGAS	6 ISCCS	7 SDI	8 SOLSTICE	9 REPOS	10 KOKHALA	11 SOLREF
Stand der Technik		E	E	P								
Kommerziell eingeführt	E									P		P
Prototypen und Komponententest	P				F							
Forschung und Experimente	F					S	S	S	S		S	
Studien	S											
Erwartete Kommerzialisierung		E										
Kommerziell eingeführt	E											
Kurzfristig verfügbar	K		K	K								
Mittelfristig verfügbar	M					M			M			
Langfristig verfügbar	L				L			L		L	L	L
Speicheroptionen												
Thermisch	T	T	T	T					T	T	T	
Chemisch	C						T					C
Hybridbetrieb möglich mit:												
Erdgas	G	G	G	(G)	G	G	G	G	G	G	G	G
Diesel, Heizöl Extraleicht	D	D	D	/D)	D	D	D	D	D	D	D	D
Heizöl Schwer	HS	HS	(HS)	(HS)								
Kohle	C	(C)	(C)	(C)								
Rein Solar	S	S	S	S					(S)	(S)		
Investition	DM/kW	< 6.000	< 6.000	< 6.000	< 3.000	< 3.500	< 3.500	(< 3.500)	< 4.000	< 3.000	< 3.000	< 3.000
Stromgestehungskosten	DM/kWh	< 0,30	< 0,30	< 0,30	< 0,10	< 0,10	< 0,15	(< 10)	< 0,15	< 0,10	< 0,10	< 0,10
Solarer Jahresnutzungsgrad	%	15	15	15	17	17	15	(20)	19	25	22	18
Solaranteil im Auslegungspunkt	%	< 100	< 100	100	< 30	< 30	< 45	(< 20)	< 50	< 50	< 35	< 25
Leistungsbereich	MW/unit	30–200	30–200	30–200	> 80	< 30	> 100	(> 100)	< 6	> 80	> 30	> 80

Werte in Klammern: bisher nicht untersucht bzw. Untersuchungen noch nicht abgeschlossen.



noch nicht eingehend untersucht wurde, obwohl sich gerade hier eine gute Möglichkeit zu einer deutlichen Emissionsminderung gegenüber konventioneller Technik bietet. Im Hinblick auf zukünftige globale Maßnahmen zur CO₂-Minderung wie z.B. Joint Implementation, bei denen die CO₂-Vermeidungskosten ausschlaggebend für eine Umsetzung sein werden, stellen sich diese Konzepte – vorausgesetzt sie verdrängen stark kohlenstoffhaltige Brennstoffe wie z.B. Schweröl oder Kohle – deutlich günstiger dar als die solaren GuD-Konzepte, die häufig mit relativ sauberen und hocheffizienten erdgasgefeuerten GuD-Kraftwerken konkurrieren. Gegenüber Kohle- und Schwerölkraftwerken erreichen solare Dampfkraftwerke CO₂-Vermeidungskosten von ca. 25-150 DM/tCO₂, während die CO₂-Vermeidungskosten von hybriden GuD-Anlagen gegenüber konventionellen GuD-Anlagen bei 200 bis 500 DM/tCO₂ liegen.

Andererseits kann bei knappen Erdgasressourcen innerhalb einer nationalen Kraftwerksausbaustrategie dargestellt werden, daß hybride, erdgasgefeuere GuD-Anlagen – deutliche Brennstoffeinsparung gegenüber konventionellen GuD-Anlagen vorausgesetzt – die Erdgasressourcen erweitern und damit „schmutzigere“ Kraftwerke – z.B. Kohlekraftwerke – aus der Ausbauplanung verdrängen (siehe hierzu [22]). In diesem Fall können die CO₂-Vermeidungskosten auf Null absinken.

Einen inhärenten Vorteil haben diejenigen hybriden Kraftwerkskonzepte, die nur geringe Änderungen der Kraftwerkskonfiguration und Betriebsweise der konventionellen Anlage erfordern, da der Nutzungsgrad des Kraftwerksblocks und die Anpassungsfähigkeit der Anlage an die Bedarfsstruktur am geringsten beeinflusst werden. Je größer die durch die Solarisierung erforderlichen Veränderungen, desto größer sind die entsprechenden Abstriche im Nutzungsgrad und in der Leistungsverfügbarkeit der Anlage, die dann zum Teil die durch die Sonnenenergie erzielten Gewinne wieder aufzehren. Hier besteht noch ein erheblicher Forschungsbedarf, um die einzelnen Systeme in dieser Hinsicht zu bewerten.

Grundsätzlich steigt der solare Nut-

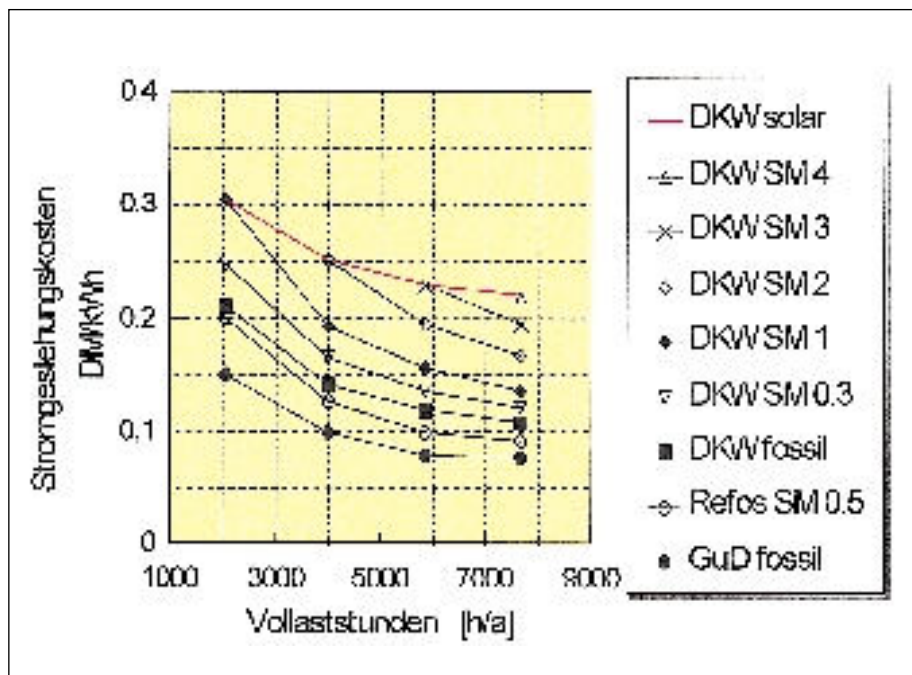


Abbildung 5: Stromgestehungskosten solarthermischer Hybridkraftwerke (DKW: Dampfkraftwerk; SM 1: solar multiple; Refos: GuD-Kraftwerk mit solarer Luftvorwärmung; GuD: Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk)

zugsgrad bei den Systemen deutlich an, bei denen die Sonnenenergie in die Gasturbine eingekoppelt wird, da so der hohe Nutzungsgrad des GuD-Kraftwerksblocks zur Umwandlung der Sonnenenergie genutzt wird.

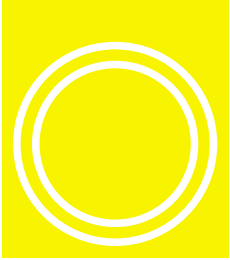
Aufgrund der zahlreichen Forschungstätigkeiten auf diesem Gebiet stellt die vorliegende Übersicht keinen Anspruch auf Vollständigkeit. So können z.B. einige der dargestellten Konzepte alternativ mit einem PHOEBUS-Luftreceiver verwirklicht werden [24], was zur Zeit in einer entsprechenden Studie [23] untersucht wird.

4. Kostengesichtspunkte und Marktchancen

Abbildung 5 zeigt die Stromgestehungskosten eines hybriden, ölgefeuerten Dampfkraftwerks in Abhängigkeit von der Konfiguration und von der Auslastung der Anlage. Die Konfigurationen mit vergrößertem Kollektor – SM 2, SM 3 und SM 4 – verfügen über einen entsprechenden Energiespeicher zur Aufnahme der zusätzlichen solaren Wärmemengen. Die Werte gelten für ein Parabolrinnenkraftwerk mit 80 MW Leistung an einem Standort ohne wesentliche saisonale Schwankungen der Einstrahlung (2.350 kWh/m²a). Sie können

unter diesen Bedingungen als exemplarisch für alle solaren Dampfkraftwerkskonzepte angesehen werden. Als ökonomische Parameter wurden ein Zinssatz von 7%/a, Brennstoffkosten von 6 DM/GJ und eine Abschreibungsdauer von 20 Jahren gewählt. Im unteren Teil sind zum Vergleich die unter gleichen Bedingungen errechneten Kosten eines hybriden, erdgasgefeuerten GuD-Kraftwerkes (180 MW) mit solarer Luftvorwärmung eingetragen [19].

Bei hybriden Dampfkraftwerken ist durch die Kombination von Solarfeld, Speicher und Zufeuerung der solare Anteil an der Stromerzeugung und damit die jährliche Brennstoffeinsparung in weiten Grenzen wählbar. Damit läßt sich ein Kompromiß zwischen dem betriebswirtschaftlichen Anspruch auf Kostenminimierung und dem gesellschaftlichen Anspruch auf eine spürbare Senkung der CO₂-Emissionen im Kraftwerksbereich erreichen. Die Stromgestehungskosten bewegen sich je nach Solaranteil und Auslastung zwischen 30 und 10 Pf/kWh. Das Kostenniveau hybrider und rein fossiler GuD-Kraftwerke liegt deutlich niedriger, nämlich zwischen 15 bis weit unter 10 Pf/kWh im Grundlastbereich, dem eigentlichen Anwendungsbereich von GuD-Kraftwerken.



Die Einführung von Solarkraftwerken wird im wesentlichen durch ihre geringere Wirtschaftlichkeit gehemmt. Das in den siebziger Jahren geltende Kriterium einer krisenunabhängigen Energieversorgung, das damals den Anstoß für die Entwicklung erneuerbarer Energietechnologien gab, ist heute ebenso wie die in den achtziger Jahren diskutierte Schonung der globalen Brennstoffressourcen in den Hintergrund gerückt. Die Preise für Brennstoffe und Kraftwerke sind seitdem real gefallen, und die bekannten Ressourcen an Erdgas und Kohle nehmen eher zu. In den neunziger Jahren ist die Treibhausgasproblematik in den Vordergrund gerückt und kann in nicht allzu ferner Zukunft die Entwicklung des auf dem Energiesektor mitbestimmen.

Aus dieser Problematik lassen sich unter Beachtung der Systemaspekte solarthermischer Kraftwerke folgende Schritte für deren Einführung ableiten:

Als erster Schritt muß die Integration kleiner bis mittlerer Solaranteile in hybriden Pilotanlagen in den wichtigsten Ländern des Sonnengürtels der Erde erfolgen, um das vorhandene Wissen zu sichern und umzusetzen. Dabei sollte zunächst auf bereits verfügbare bzw. marktreife Technologien wie die ölgekühlte Parabolrinne und das PHOEBUS-Konzept zurückgegriffen werden, um den kommerziellen Einstieg zu ermöglichen und das Vertrauen dieser Länder in die neue Technologie zu festigen. Zur Zeit gibt es einige vielversprechende Projektentwicklungen mit Unterstützung der Weltbank und der Deutschen Kreditanstalt für Wiederaufbau.

Gleichzeitig sollte die Forschung und Entwicklung hybrider Dampf-, GuD- und Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Konzepte sowie thermischer Speicher bis zur kommerziellen Reife weitergeführt werden. Dies ermöglicht die Einführung solarthermischer Technologien in alle Sektoren der Kraftwerkstechnik, da sich der Markt auch in Zukunft relativ gleichmäßig auf Dampfturbinenkraftwerke und Gasturbinen- bzw. GuD-Kraftwerke verteilen wird. Kohle- und schwerölgefeuerte Hybridanlagen sollten dabei ebenso beachtet werden wie hybride GuD-Anlagen sowie KWK-Konzepte.

In ca. 15 Jahren kann voraussichtlich mit Hilfe entsprechender Klimaschutzkonzepte und unter besseren wirtschaftlichen Voraussetzungen mit einer massiven Einführungsphase solarthermischer Kraftwerke begonnen werden mit dem Ziel, bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts die angestrebten globalen Emissionsziele – 25 % gegenüber heutigen Emissionen – zu erreichen. Dabei müssen vor allem die „schmutzigen“ Brennstoffe wie Kohle und Schweröl aus dem Mittel- und Grundlastbereich verdrängt werden, um nennenswerte Effekte zu erzielen. Diese Verdrängung kann sowohl durch solarthermische Kohle/Schweröl-Hybridsysteme mit hohem Solaranteil und Speicher als auch durch hybride oder rein erdgasgefeuerte GuD-Kraftwerke erfolgen. Um die Nachhaltigkeit der dann hoffentlich erreichten Emissionsziele zu gewährleisten, müssen auch die erdgasgefeuerten Systeme in jedem Fall in zunehmendem Maße durch Hybridisierung entlastet werden.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Solange keine zusätzlichen Maßnahmen und Instrumente zur Minderung der Treibhausgasemissionen im Kraftwerksbereich geschaffen werden und der internationale Markt aufgrund rein ökonomischer Kriterien den Einsatz von Kraftwerken bestimmt, werden voraussichtlich nur solche Kraftwerkstypen in Nischenmärkten zum Einsatz kommen, die wirtschaftlich oder nahe an der Wirtschaftlichkeit sind und durch Zuschüsse internationaler Organisationen wie z.B. der Weltbank gefördert werden. Die Finanzierung hybrider Kraftwerke wird dadurch erleichtert, daß die solaren Anteile an der Stromerzeugung relativ klein gehalten werden können. Dies gilt sowohl für hybride Dampf- als auch GuD-Kraftwerke. Systeme mit großen Solarfeldern und Speichern werden den Sprung in die Wirtschaftlichkeit zunächst nicht von sich aus schaffen.

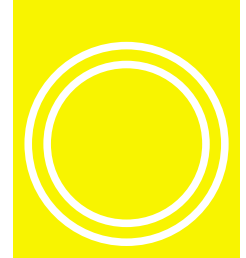
Unter der Voraussetzung von Klimaschutzkonzepten, die Maßnahmen zur Minderung der Treibhausgasemissionen anhand der CO₂-Vermeidungskosten bewerten und valuieren, können auch Kraftwerke mit großen Solaranteilen und Speichern in die Wirtschaft-

lichkeit gehoben werden, insbesondere wenn dadurch kohle- und schwerölgefeuerten konventionellen Dampfkraftwerke verdrängt bzw. hybridisiert werden. Diese Möglichkeit ergibt sich aus den empfohlenen globalen Emissionszielen für Kohlendioxid, die ohne einen nennenswerten Beitrag durch die Solartechnik kaum erreicht werden können.

Der Erfolg der einzelnen Konzepte wird damit wesentlich durch die zukünftige globale Umweltpolitik und durch die Entwicklung des Kraftwerkssektors bestimmt werden. Solange die Richtlinien für eine zukunftsweisende, nachhaltige Energieversorgung nicht klar definiert sind, müssen zumindest die vielversprechendsten technischen Optionen aufrechterhalten und weitergeführt werden, die sich aus Forschung und Entwicklung ergeben. Insgesamt ist die Vielfalt der Möglichkeiten eine erfreuliche Entwicklung, da so der gesamte Kraftwerksmarkt mit seiner noch größeren Vielfalt konventioneller Konzepte in einer nicht allzu fernen Zukunft solarisiert werden kann. Auf der anderen Seite wird die äußerst harte Konkurrenz mit relativ sauberen und hocheffizienten, erdgasgefeuerten GuD-Kraftwerken zu einer strengen Auswahl derjenigen Konzepte führen, die den Einstieg in eine globale Vermarktung schaffen werden.

Literatur

- [1] K. Hennecke
„Solar Hybrid Systems – a Survey and Preliminary Assessment of Different Technical Approaches“, UN ECE Workshop on Renewable Sources of Energy, Almeria (1994)
- [2] M. Geyer
„Hybrid Solar Thermal Power Cycles, CO₂ Emissions and the Fossil Combined Cycle Challenge“, Intl. Conf. on Comparative Assessments of Solar Power Technologies, SOLCOM I, Jerusalem (1994)
- [3] T. Williams
„Solar Thermal Electric Hybridization Issues“, SolarPACES Technical Report Nr. III-6/95, Köln (1995)
- [4] J. Rheinländer, R. Ratzesberger, F. Staiß
„Solar Steam Supply to Fossil Fired Combined Power Cycles“, Intl. Conf. on Comparative Assessments of Solar Power Technologies, SOLCOM I, Jerusalem (1994)



- [5] Beiträge zu Kreislaufuntersuchungen, Projekt STEM, Task 8 (Solar Thermal Electricity in the Mediterranean), EU APAS Programm 1995/1996 (1996)
- [6] K. Künstle, A. Lezvo, K. Reiter
„Solar Powered Combined Cycle Plant“, Power Generation Europe '94, Köln (1994)
- [7] M. Müller, F. Lippke, R. Ratzesberger, J. Rheinländer
„Kreisprozeßschaltungen für Parabolrinnen-Solarkraftwerke mit direkter Dampferzeugung im Solarfeld“, BWK 44/10 (1992)
- [8] M. Müller, K. Hennecke
„Solare Farmkraftwerke und Direktverdampfung in Parabolrinnenkollektoren“, Themen 93/94, Forschungsverbund Sonnenenergie (1994) 57–63
- [9] W. Köhler, K. Reiter, W. Kastner, R. Rippe
„Solar Power Combined Cycle Plant with Direct Steam Generation by Water Injection“, Power-Gen '95 Europe, Amsterdam (1995)
- [10] M. Becker, K. Hennecke, B. Oberle, U. Sprengel
„Forschung und Entwicklung für Parabolrinnenkraftwerke - Direktverdampfung, Komponenten, Hybridsystem“, Solarthermische Kraftwerke II, VDI-GET, Stuttgart (1995)
- [11] „Assessment of Solar Thermal Trough Power Plant Technology and its Transferability to the Mediterranean Region“, Zusammenfassung und Schlußbericht für die Europäische Kommission, CER und ENDESA, Köln, (1994)
- [12] „SOLGAS Project: Hybrid Combined Cycle Cogeneration Plant Based on Central Receiver Technology“, Schlußbericht, SODEAN (1995)
- [13] O. Popel, E. Shpilrain
„Russian Activity in the Field of Solar Thermal Concentrating Technologies“, Proc. 6th Intl. Symp. on Solar Thermal Concentrating Technologies, Mojacar (1992)
- [14] F. Trieb, R. Buck
„Gasturbine mit Dampfinkjektion zur solaren Kraft-Wärme-Kopplung“, Konzeptvorschlag SOLSTICE (1995)
- [15] R. Köhne, J. Kleih
„Punktkonzentrierende Systeme und Komponenten zur solarthermischen Stromerzeugung“, Themen 94/94. FORSCHUNGSVERBUND SONNENENERGIE (1994) 65–74
- [16] P. Summers
„Hybrid Power Towers“, NREL in Review, Golden (1994)
- [17] T. Williams
„Evaluation of the Kokhala Solar Concept“, SolarPACES Task 3 (1996)
- [18] M. Becker, M. Böhmer
„GAST, The Gas-Cooled Solar Towers Technology Program“, Springer-Verlag (1989)
- [19] G. Brose, R. Buck, R. Köhne, R. Tamme, F. Trieb
„Brennstoffeinsparung in fortschrittlichen Kombikraftwerken durch solare Reformierung von Erdgas“, interne Studie, DLR-IB 95101, Stuttgart (1995)
- [20] M. Lotker
„Barriers to Commercialization of Large Scale Solar Electricity“, Sandia Report, SAND 91-7014 (1991)
- [21] M. Becker, M. Macias, J. Ajona
„Solar Thermal Power Stations“, Positionspapier für EUREC-Agency, (1996)
- [22] F. Trieb, J. Nitsch
„Joint Implementation am Beispiel Solarthermischer Kraftwerke“, BMU Vorhaben „Praktische Durchführung von Joint Implementation“ (1996)
- [23] „Prozeßvarianten Solarthermischer Turmkraftwerke“, PROSOL Studie (1996)
- [24] G. Keintzel, A. Finker
PHOEBUS - Ein Solarturmkraftwerk vor der Markteinführung, VDI-Bericht 1200 (1995)

IOMW_e SOLAR TWO Solarkraftwerk nahe Barstow, Kalifornien (Betriebsbeginn Mitte 1996)

