

SOLARENERGIE AUS DEM SONNENGÜRTEL

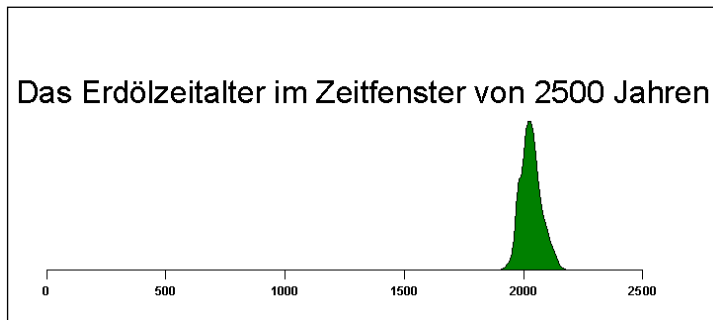
Gerd Eisenbeiß¹, Michael Geyer²

¹Forschungszentrum Jülich, ²IEA ,SolarPACES

1. Warum Solarenergie?

Zwei globale Engpässe bedrohen die Energieversorgung der noch immer wachsenden Menschheit. Im Vordergrund der Besorgnis steht heute für viele der Engpass der Entsorgung der Nutzungsrückstände des Energieverbrauchs, also insbesondere das CO₂ sowie andere Treibhausgase. Scheinbar in den Hintergrund getreten ist die Gefahr eines Versorgungsengpasses, offenbar weil die gute aktuelle Versorgungslage und die niedrigen Rohstoffpreise die Illusion nähren, dies bliebe auch so, wenn nicht 6,2 sondern 10 Mrd Menschen die Erde bevölkern und wenn diese Menschen einen materiellen Lebensstandard genießen wollen, der dem unseren zumindest näher kommt.

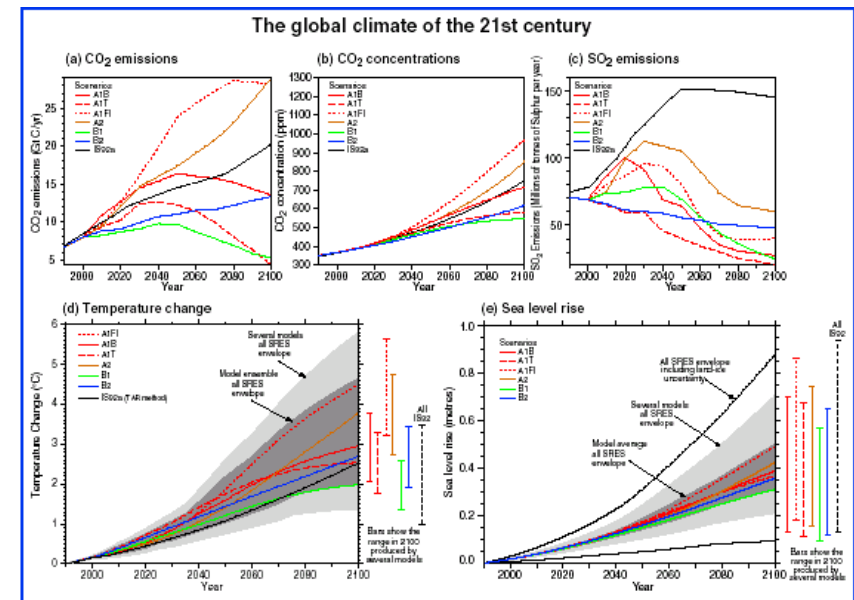
Wir wissen doch, wie wichtig Energie für ein Leben in Wohlstand und Sicherheit ist. Da mag man optimistisch sein und annehmen, dass die Energieeffizienz noch große Reserven bietet: wenn sich der mittlere Energieverbrauch der Menschheit in den nächsten Jahrzehnten pro Kopf auch nur verdoppelt und die Zahl der Menschen ebenfalls fast um den Faktor zwei zunimmt, reicht die Rechenkunst von Adam Riese, um zu begreifen, dass wir das Spektrum der nutzbaren Energiequellen wesentlich erweitern müssen, um Mengenprobleme und wahrscheinliche Verteilungskonflikte, möglicherweise auch Kriege zu vermeiden!



Diese Skizze zeigt qualitativ, dass trotz guter aktueller Versorgungslage die historische Sondersituation des Verbrauchs fossiler Energieträger nicht außer Acht gelassen werden darf: in etwa einem Jahrhundert verbraucht die Menschheit fast vollständig, was die Erde an brauchbaren Brennstoffen angesammelt hat. Zwar ist die Situation für unsere egoistische Gegenwart noch nicht bedrohlich; insbesondere Kohle ist reichlich vorhanden, aus vielen Weltregionen

beziehbar und daher relativ sicher verfügbar. Bei den vor allem für den Verkehr erforderlichen Kohlewasserstoffen sieht es allerdings weniger gut aus. Zunehmend sehen Analytiker Öl bereits am „midterm depletion point“, d.h. die Hälfte des zu wirtschaftlich erschwinglichen Kosten gewinnbaren Öls ist bereits verbraucht und die Förderung liegt zur Zeit gerade bei ihrem historischen Maximum. Die „jüngere“ Gasnutzung gibt uns mehr Zeit; das gälte aber nur, wenn nun nicht alle zu Erdgas übergängen und so den Gasverbrauch dramatisch beschleunigten – ein Prozess, der aber bereits beobachtbar begonnen hat.

Interessanterweise hat dieser Run ins Erdgas etwas mit der zweiten Engpasssituation, nämlich bei der Entsorgung, zu tun. Denn der zunächst bequemste Weg, positiv auf die Gefährdung des Weltklimas zu reagieren, ist natürlich der fuel switch zum kohlenstoffarmen Methan. Das mag ja den Anstieg der Treibhausgase von heute jährlich 2,5% etwas dämpfen, schafft aber nur Zeitgewinn bis zur Etablierung akzeptabler CO₂-freier Energiequellen. Bei fairer Zurechnung sind daher die Entwicklungskosten der erneuerbaren Energien externe Kosten insbesondere des Erdgasverbrauchs – „fair“ ist hier gemeint im Sinne des nachhaltigen Intergenerationen-Ausgleichs.



Diese Abbildung zeigt, was das IPCC für mit hoher Wahrscheinlichkeit gesicherte Aussagen über die Zukunft unseres Klimasystems hält. Wollen wir das Risiko solcher Veränderungen nicht eingehen, deren Folgen ja nicht abschätzbar sind, so müssen wir die Entwicklung und

Verbreitung erneuerbarer Energien voran treiben. Dabei müssen wir sie mit allen Möglichkeiten moderner Wissenschaft so kostengünstig machen, dass den Menschen möglichst wenig Verzicht beim Umstieg von fossiler auf solare¹ Energieversorgung zugemutet werden muss. Denn freiwilliger Verzicht zugunsten des Klimaschutzes und künftigen Lebens ist kaum zu erwarten. Das zeigt ja schon das Ergebnis von Kyoto und seiner Nachfolgekongressen, bei dem man sich fragt, was mehr zu bestaunen ist: die Unzulänglichkeit der Absprachen oder die Tatsache, dass es überhaupt zu einem Ansatz gekommen ist, das Problem wenigstens anzugehen.

2. Warum im Sonnengürtel?

Im Sonnengürtel der Erde liegen eine Reihe von leider noch immer sehr armen Ländern mit schnell wachsender Bevölkerung. Vor etwa 10 Jahren hat sich das DLR die Entwicklung rund um das Mittelmeer intensiv angeschaut, um den ebenfalls rasch wachsenden Kraftwerksbedarf und das Potenzial von Solarkraftwerken zu eruieren. Im Ergebnis gibt der Neubaubedarf Spielraum für viele GW an solaren Kraftwerken, wenn diese zu attraktiven Bedingungen gebaut werden können.

Natürlich sind die Regionen des (semi-)ariden Sonnengürtels klimatisch besonders geeignet, Solarenergie zu ernten, da dort um die 2000 kWh pro m² und Jahr (teilweise bis 2600 kWh) solar zur Verfügung stehen anstelle von nur etwa 1000 kWh in Mitteleuropa. Da ein Gutteil der Kosten bei solarer Energiegewinnung flächenproportional anfällt, sollten sich die Kosten einer solaren kWh grob halbieren. Bei konzentrierenden Technologien, die der direkten Sonneneinstrahlung bedürfen, ist der Sonnengürtel sogar einzige Nutzungszone, da sowohl die gemäßigten wie auch die (sub-)tropischen Zonen zuviel Wolken und Dunst aufweisen. So ist es auch kein Zufall, dass der Süden Spaniens mit der Plataforma Solar de Almería der Geburtsort der konzentrierenden Solartechnologie war und dann Amerikaner und Israelis in Kalifornien eine erste Generation von solarthermischen Kraftwerken zum Laufen und ans Netz gebracht haben, von denen weiter unten noch die Rede sein wird.

Während Biomasse in den (semi-)ariden Gebieten kaum eine Rolle als Energiequelle spielt, ja eher wegen Brennholz Mangels Armutskrisen verschärft, sind Windparks und dezentrale Photovoltaik-Anwendungen durchaus attraktiv und auf dem Vormarsch.

¹ „solar“ und „erneuerbar“ werden in diesem Text als Synonyme verwendet, obwohl manche erneuerbare Energie physikalisch nicht auf die Sonne zurück geführt werden können.

3. Grundproblem Kosten und Finanzierung

Kernfrage bei fast allen erneuerbaren Energien ist die Finanzierung der Mehrkosten gegenüber herkömmlichen Lösungen. Diese Mehrkosten sind insbesondere zu Beginn der Anwendungsphase neuer Technologien hoch, um dann in einer Lernkurve zu sinken. Der große Erfolg der Windenergie u.a. in Deutschland war nur möglich, weil für die Demonstrationsprojekte und die erste Breitereprobung von 250 MW Kapazität erhebliche Zuschüsse aus öffentlichen F+E-Haushalten geflossen sind. Obwohl durch diese Maßnahmen die Kosten von Windkraftwerken deutlich gesunken sind, reicht diese Kostenreduktion nicht für volle Wettbewerbsfähigkeit aus. Deshalb ist unverändert eine erhöhte Einspeisevergütung für Windstrom erforderlich, um den erfolgreichen Prozess fortzusetzen und eines Tages subventionsfrei bestehen zu können.

Ein solcher Kraftakt ist von den zumeist armen Staaten des Sonnengürtels nicht zu erwarten. Deshalb braucht die Lernkurve für nur dort einsetzbare Technologien internationale Finanzierungsinstrumente, wie sie die Weltbank, bzw. die Global Environmental Facility (GEF) bereitstellen. Interessant werden auch die Instrumente des Kyoto-Abkommens, etwa die Joint Implementation Projekte, für die sich solarthermische Kraftwerke gut eignen.

Der Erfolg der kalifornischen SEGS-Anlagen (Investition: gut 1.5 Milliarden \$) ist ebenfalls einer staatlichen Anschubfinanzierung – in diesem Falle durch tax credits und günstige Einspeisevergütungen – zuzuschreiben. Diese bewirkte schnelle Kostenreduktionen, brach aber zu schnell ab, um den Fortschritt zu verstetigen.

Heute finden solarthermische Kraftwerke wieder bessere Bedingungen vor: niedrige Zinsen im Euro-Raum, europäische Selbstverpflichtungen zum Klimaschutz durch Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, vor allem aber die Freigabe von 200 Mio \$ für solarthermische Projekte in Ägypten, Marokko, Mexiko und Indien sowie die Budgetierung weiterer Markteinführungshilfen. Speziell in Spanien existiert eine Verordnung, die kostendeckende Markteinführungsprämien für solare Stromerzeugung verspricht, aber für solarthermische Kraftwerke noch nicht befriedigend spezifiziert ist; man erwartet eine Prämienregelung in Höhe von etwa 0,13 €/kWh. Über diese öffentlich finanzierten Instrumente hinaus gibt es weltweit attraktive Finanzierungsangebote von Entwicklungsbanken, kommerziellen Banken und Privatinvestoren für erneuerbare Energien in Entwicklungsländern.

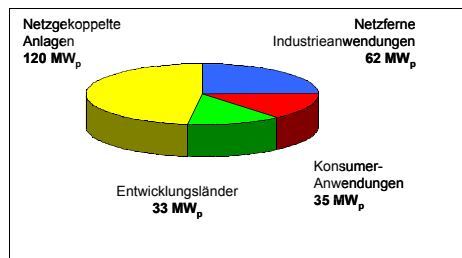
Aber wie bei der Windkraft ist die Grundvoraussetzung für jegliches Engagement von Kraftwerks-Unternehmern und Finanziers eine langfristig gesicherte und kostendeckende Vergütung des eingespeisten Solarstroms und damit eine klare politische Aussage, der entsprechenden Technologie Marktchancen zu sichern.

4. Stand und Perspektiven der Technik

a) Photovoltaik

Für Physiker muss sicher nicht über Halbleiterphysik und die letzten Geheimnisse erfolgreicher Zellkonzepte gesprochen werden. Physiker könnten dazu neigen, die höchsten Wirkungsgrade solcher Zellen und Module zu bestaunen; für Verbreitung und Nutzung im Sonnengürtel der Erde sind allerdings wie bei uns die Kosten entscheidend. Leider sind diese auch heute noch so hoch, dass Photovoltaik so noch keine energiewirtschaftliche Bedeutung erreichen kann. Normale Stromerzeugung kostet in Deutschland wie auch anderswo, etwa im Sonnengürtel der Erde, nur wenige cents/kWh, Solarstrom aus Photovoltaikanlagen das Vielfache.

Träger der Photovoltaik-Verbreitung ist heute noch fast ausschließlich die Zelle aus relativ dicken kristallinen Siliziumscheiben, insbesondere wenn es um Leistung geht. Ihr Wirkungsgrad liegt bei 12 bis 15% an der Klemme des Moduls, die Systemwirkungsgrade etwa bei Wasserpumpen, autarken Kleinanwendungen mit Batterie oder Wechselstromanwendungen liegen um einiges niedriger. Die Kosten sind dementsprechend hoch, können aber bei netzunabhängigen Kleinanwendungen und in Konkurrenz zu wenig effizienten Dieselmotoren vielfach bestehen. Eine der hoffnungsvollen Entwicklungen zu kostengünstigeren Lösungen ist die Dünnschichttechnik auf Basis von Silizium oder Verbindungshalbleitern, an der an vielen Stellen – u.a. auch im Forschungszentrum Jülich – intensiv gearbeitet wird.



Marktsegmente der Photovoltaik – Jahr 2000

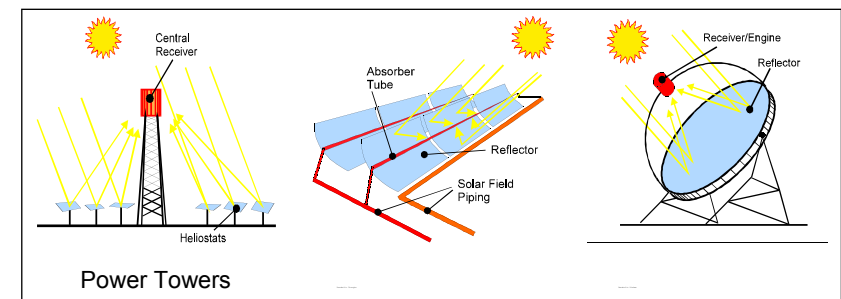
Noch nie ist eine Technologie so extensiv gefördert worden wie die Photovoltaik in Deutschland; von Zuschüssen, die das Vielfache des Marktwertes betragen, können andere Technologien nur träumen, auch solche auf der Basis erneuerbarer Energie. Es waren schon sehr singuläre politische Konstellationen, die 1998/99 dazu geführt haben, die Stromverbraucher und –erzeuger zu einer Förderung dieses Ausmaßes (immerhin 0,5 €/kWh als garantierte Einspei-

severgütung zu Beginn des Programms) zu zwingen. Man kann nur hoffen, dass diese Maßnahme entsprechend wirksam dazu beiträgt, die Lernkurve rascher und erfolgreicher zu durchschreiten, als ohnehin zu erwarten gewesen wäre. Immerhin hat das Programm eine Aufbruchstimmung bei Herstellern erzeugt, in Deutschland PV-Produktionsanlagen zu errichten.

Obige Abbildung zeigt die Marktsegmente und damit die Anwendungsbereiche der Photovoltaik, wie sie heute verkauft wird. Man sieht, dass dabei die Entwicklungsländer des Sonnengürtels noch kaum Anteil haben dürften, weil dort weder netzgekoppelte Anlagen noch netzferne Industrieanwendungen subventioniert werden. Das könnte sich erst ändern, wenn die optimistischen Marktprognosen recht behalten, die für 2010 bereits einen Jahresumsatz von 1400 MW sehen und mit Lernkurveneffekten rechnen, die die Modulkosten auf deutlich unter 1 €/W_p senken sollen.

b) Solarthermische Kraftwerke (Rinne)

Bei allen Art solarthermischer Stromerzeugung (vgl. die drei Prinzipskizzen) wird die konzentrierte Strahlungswärme der Sonne genutzt, um Solardampf zu erzeugen und damit eine



Prinzipien der Solarkonzentration

konventionelle Dampfturbine mit Stromgenerator anzutreiben. Dies ist der effizienteste und wirtschaftlichste Weg, die Sonnenergie in modernste Kraftwerkstechnik zu integrieren und von der hundertjährigen Turbinentechnik-Entwicklung zu profitieren. Stromerzeugungskosten von 10 bis 15 cents/kWh bieten für eine Zukunft hoher Energiepreise sogar die Möglichkeit, Solarstrom auch nach Mitteleuropa zu transportieren und hier anzubieten. Gleichzeitig bietet diese enge Verzahnung mit einer konventionellen Dampfturbine die Möglichkeit, bei Bewölkung oder in den Nachtstunden die Stromerzeugung weiter aufrecht zu erhalten, indem mit fossilen Brennstoff zugeführt werden kann. Damit kann die für den Markt so wichtige

Anforderung planbarer und gesicherter Erzeugung erfüllt werden, ohne das im Kraftwerksgeamtsystem andere fossile Reservekraftwerke vorgehalten werden müssen.



SEGS Kraftwerke/Kramer Junction: 5 x 30 MW, 25% Gaszufuehrung

Eine heute bereits kommerziell verfügbare Option ist das solarthermische Parabolrinnenkraftwerk: Von diesem Anlagentyp wurden 1984 – 91 in Kalifornien 9 Kraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 354 MW privat geplant und errichtet (Abbildung). Diese Technik wurde seitdem weiter entwickelt und weist auch heute noch ein beträchtliches Entwicklungspotenzial auf: etwa bei der Weiterentwicklung der Komponenten und der Systemtechnik von Hybridkonzepten, um Wirkungsgrade zu erhöhen und Kosten zu senken. Da die Technik andererseits anwendungsreif ist, kommt auch der Entwicklung von Projekten und Märkten große Bedeutung zu, wozu natürlich insbesondere günstige politische und ökonomische Rahmenbedingungen gehören, um im international hochkompetitiven Markt für Kraftwerke und Strom mit dieser sauberen, aber noch etwas teureren Technologie Schritt halten zu können. Um in Spanien und für Weltbank-finanzierte Projekte eine eigene Kollektortechnologie anbieten zu können, haben die deutschen Firmen Flabeg Solar International und Schlaich Bergermann und Partner gemeinsam mit der spanischen Abengoa auf der Plataforma Solar de Almería den EuroTrough Kollektor entwickelt (vgl. Abbildung unten).



Parabolrinne / EuroTrough

Bei der Weiterentwicklung stellt die sogenannte Direktverdampfung eine wichtige Entwicklungslinie dar. Statt des aufwendigen und teuren Ölkreislaufs, der bisher die Wärme an den Dampferzeuger überträgt, wird dabei der Dampf direkt in den Absorberrohren der Parabolrinnen erzeugt. Abgesehen von dem großen regelungstechnischen Aufwand verspricht diese Idee eine wesentliche Senkung der Investitions- und Betriebskosten und außerdem eine Wirkungsgradsteigerung durch höhere Prozesstemperaturen um bis zu 20 %. Diese Technologie wird auf der Plataforma Solar de Almería im Pilotmaßstab erprobt.

Wie bereits früher bemerkt, haben sich die Bedingungen für neue solarthermische Kraftwerke in letzter Zeit verbessert; deshalb seien hier einige Projekte kurz geschildert:

In Spanien wird das Projekt AndaSol als 50 MW Parabolrinnenkraftwerk unter Führung der Firma Abengoa und der Solar Millenium AG in einem Hochtal der Sierra Nevada vorbereitet. Dabei soll zum ersten Mal ein 9 Stunden-Speicher eingesetzt werden, mit dem das Kraftwerk über 3600 Vollaststunden im Jahr betrieben werden und insgesamt 180 GWh/a an reinem Solarstrom liefern kann. Die Stromerzeugungskosten dieses Projektes sollen bei 0,15 €/kWh liegen.

In Ägypten wird für den Standort Kuraymat (am Nil südlich von Kairo) ein hybrides, also solar-fossiles Kombikraftwerk mit einer Gesamtleistung von 135 MWe ausgeschrieben. Es soll aus einem Solarfeld 30 MWe Solarleistung gewinnen und 2005 ans Netz gehen. Darüber hinaus wurden bereits vier weitere solcher Hybrid-Kraftwerke bis 2010 in die Ausbauplanung aufgenommen. Die Finanzierung der Vorarbeiten wurde bereits vom GEF der Weltbank übernommen; für die Realisierung der Projekte selbst sind ebenfalls GEF-Mittel eingeplant.

Für den indischen Standort Mathania im Staat Rajasthan soll 2002 ein ebenfalls hybrides Kombikraftwerk mit einer Gesamtleistung von 140 MWe (Solarfeld für 35 MWe) ausgeschrieben werden und 2005 ans Netz gehen. Nach vielen Jahren wechselnder indischer Regierungsbeschlüsse zu diesem Projekt haben sich 1999 Weltbank und KfW mit der indischen Regierung über Finanzierung und Implementierung geeinigt. Die KfW wurde als Operating Agent für die zugesagte GEF-Förderung in Höhe von 50 Mio \$ benannt und hat die gesamte Finanzierung des Projektes inzwischen sichergestellt, die Bundeskanzler Schröder bei seinem Indien-Besuch im Oktober 2001 mit seiner Unterschrift unter den Finanzierungsvertrag ratifizierte. Parallel zur Errichtung und dem Betrieb des Kraftwerks selbst planen KfW und GEF ein 5 Mio \$-Programm, dass die weitere Kostensenkung solcher Projekte und vielfache Realisierung in Indien zum Ziel hat.

Am marokkanischen Standort Ain-Beni-Mathar in der Nähe der algerischen Grenze möchte der nationale marokkanische Energieversorger ONE ein ähnliches Hybrid-Kraftwerk (140MW Gesamtleistung, davon 35 MW solar) bis 2004 ans Netz bringen, um nach der Stilllegung eines nahegelegenen Kohlekraftwerks die Stromversorgung im Nordosten Marokkos

zu sichern und alternative Arbeitsplätze zu schaffen. Die marokkanische Regierung hatte bereits 1999 bei GEF einen förmlichen Antrag zur Förderung eines solchen Projektes gestellt und Anfang 2000 – nach dem positiven Ergebnis der Kostensenkungsstudie – grünes Licht für die Ausschreibung der Engineering-Leistungen zur Planung und Vorbereitung der Terms of Reference dieses Projektes erhalten. Die Gesamtkosten des Projektes werden auf 114 Mio \$ geschätzt, von denen 70 Mio \$ im Rahmen eines BOO-Projektes² privat finanziert werden sollen. Die solaren Mehrkosten in Höhe von ca. 43 Mio \$ werden von der GEF gedeckt. Die Ausschreibungsunterlagen sollen in 2002 veröffentlicht werden.

Das mexikanische Elektrizitätsversorgungsunternehmen CFE (Comision Federal de Electricidad) bereitet zur Zeit die Ausschreibung eines 285 MWe Kombikraftwerks an einem Standort nahe der US-kalifornischen Grenze vor. Das Kraftwerk soll als "Independent Power Project" (IPP) ausgeschrieben und privat finanziert werden. Die Bieter sollen die Möglichkeit erhalten, in diesem Kraftwerk ein 40 MW Solarfeld integriert anzubieten, für dass eine GEF-Förderung von ca. 50 Mio \$ zugesagt ist. In einer Machbarkeitsstudie wurde ein Parabolrinnenfeld von 200'000 bis 300'000 m² Größe favorisiert. Seitens CFE ist die Vertragsvergabe für Oktober 2002 geplant, Baubeginn für Februar 2003. Der kommerzielle Betrieb soll im April 2005 aufgenommen werden. Das Investitionsvolumen wird auf 200-300 Mio \$ geschätzt. Dieses Kraftwerk ist Teil eines Ausschreibungsprogramms von vier Kombikraftwerken mit 200-300 MW Leistung.

c) Solarthermische Kraftwerke (Turm)

Die Vision hinter der Entwicklung neuer Turmkonzepte ist die Nutzung der prinzipiell hohen Temperaturen einer Punktkonzentration zu hohen Stromerzeugungs-Wirkungsgraden, am besten durch Kombination mit einer Gasturbine oder gar einem G&D-Prozess. Turmkraftwerke wurden bereits in zahlreichen Varianten zu Test- und Demonstrationszwecken gebaut. In einer ersten Entwicklungsphase wurde in dem sogenannten Receiver (er wandelt die konzentrierte Strahlungsenergie in Wärme um) auf der Turmspitze Satteldampf produziert und anschließend nach der Überhitzung der Dampfturbine zugeführt. Insbesondere durch ungenügende Materialeigenschaften der verwendeten Stähle wie auch durch thermodynamische Aspekte waren die Möglichkeiten dieser Technik jedoch begrenzt. Zur Verbesserung wurden zwei Pfade verfolgt: der „europäische“ Pfad, der volumetrische Receiver und Luft als Zwischenwärmeträger nutzt, und der „amerikanische“ Pfad, der Rohrbündel-Receiver und geschmolzenes Salz als Zwischenwärmeträger nutzt. Beide Technologien haben ihre spezifischen Vor- und Nachteile. Die Probleme, die das geschmolzene Salz technologisch bereitet, haben zum Abschluss der Forschungsarbeiten an der amerikanischen Variante geführt. Das Vorhaben „Solar Two“ in der Kalifornischen Mojave-Wüste soll nicht weiter verfolgt werden (Abbildung vorhergehende Seite). Dagegen trifft die dort gewählte Speicher-Lösung mit zwei

² BOO= Build Own Operate

Flüssig-Salztanks auf großes Interesse für künftige Projekte der solarthermischen Kraftwerkstechnik, weil diese eine Entkopplung der Stromerzeugung von der Solareinstrahlung erlauben und damit bedarfsgerechten Betrieb ermöglichen. Im Betrieb wird der eine Speicher mit heißem (560°) Flüssigsalz gefüllt; von dort wird der Dampferzeuger bedarfsgesteuert versorgt und das dabei abgekühlte Salz wird dann im 2. Speicher gesammelt, bis es an der Spitze des Turms im Receiver wieder solar erhitzt werden kann.



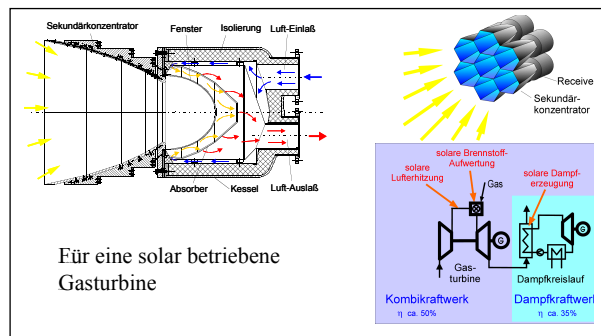
Solarturm in Barstow – Solar Two 10 MW

Projekte in der Entwicklung sind in Spanien PS10 und Solar Tres. Beim Projekt PS10 handelt es sich um ein 10 MWe-Solarturmkraftwerk mit volumetrischem Luftreceiver. Das Kraftwerk soll über einen thermischen Energiespeicher verfügen und kann daher rein solar, d. h. völlig ohne Zufeuerung von Brennstoff, betrieben werden. Kernstück ist das System aus Receiver und Dampferzeuger, das von der deutschen Firma Babcock-Borsig bereitgestellt wird. Das System wurde in den neunziger Jahren mit Förderung des BMBF in der deutschen Industrie entwickelt und auf der PSA qualifiziert. Konsortialführer des PS10 Projekts ist die spanische Firma INABENSA, die zum ABENGOA-Konzern gehört. Die Gesamtprojektkosten belaufen sich auf ungefähr 30 Mio €. Man hat eine Bewilligung von 5 Mio € der EU und hofft auf eine Einspeiseprämie von etwa 13 cent/kWh. Ein Standort in der Nähe von Sevilla ist im Besitz des Konsortiums, Genehmigungen für den Anschluss an das Netz und für das Bohren von Brunnen für Kühlwasser sind bereits erteilt.

Das Projekt Solar Tres ist nach dem Vorbild der Solar Two-Anlage in Barstow als 15 MW-Turmkraftwerk mit einer Salzsammelzelle als Wärmeträgermedium konzipiert. Die Konsortialpartner sind daher neben der spanischen Ghera die amerikanischen Unternehmen Boeing und Bechtel. Der thermische Energiespeicher ist auf eine Kapazität von 16 Vollaststunden ausgelegt, so dass ein rein solarer Grundlastbetrieb rund um die Uhr möglich wird. Ein Standort in der Nähe von Cordoba wurde bereits ausgewählt. Die Kosten des Gesamtprojekts belaufen

sich auf ca. 80 Mio €. Zur Zeit verhandelt das Konsortium mit der EU über eine Förderung. Insgesamt ist vorgesehen, 10 Anlagen dieses Typs in Spanien zu errichten.

In der Forschung ist unverändert die Vision die, Hochtemperatur-Solarwärme aus Turmreceivern in Gasturbinen zu bringen. Daran arbeiten Deutsche (DLR), Spanier und Israelis. In Almería wird zur Zeit ein Cluster von 3 Receivermodulen getestet; ein erfolgreicher EU-Antrag wird erlauben, eine 300 kW Gasturbine dazu zu stellen und damit Systemversuche zu fahren. Die Abbildung zeigt links oben eine erste Version des druckaufgeladenen volumetrischen Receivers, der die über einen vorgeschalteten Sekundärreceiver hochkonzentrierte Solarstrahlung im Volumen der Kavität einfängt und auf die Brennluft einer Gasturbine überträgt (Schaltbild in der Skizze rechts unten). In einem Kraftwerk würden viele solcher Receivermodule zusammen gefasst.



Für eine solar betriebene Gasturbine

Druckreceiver und Receiver-Reaktoren

d) Dezentrale solarthermische Kraftwerke (Dishes)



EURODISH auf der PSA (Kosten:
5500 €/kW oder <20 c/kWh

Die nun schon ältere Idee, Solarstrahlung in nachzuführenden Paraboloidspiegeln zu konzentrieren und den Erhitzerkopf eines Stirlingmotors durch zweidimensionale Nachführung im Brennfleck zu halten, scheiterte bisher an drei Problemen: der Verfügbarkeit ausgereifter und kostengünstiger Stirlingmotoren, der kostengünstigen Baubarkeit der Konzentratoren und der Hybridisierung, also der Integration eines Brenners, um auch ohne Sonne und Speicher Strom erzeugen zu können.

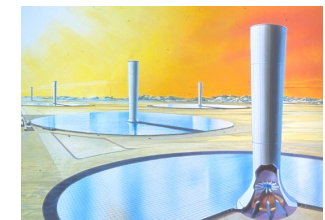
Alle diese Probleme wurden in den letzten Jahren mit Nachdruck angegangen und Lösungen voran gebracht. So ist es schwedischen Teams gelungen, saubere Kleinbrenner für Stirling zu entwickeln, die deutsche Firma SOLO hat Stirlingmotoren der Leistungsklasse um 10 kW nun schon zahlreich und mit Erfolg getestet, und auf der Plataforma Solar de Almería sind mehrere solare DishSysteme (Abbildung rechts) seit Jahren getestet worden, u.a. mit fossiler Hybridfeuerung. Die Abbildung auf der vorigen Seite unten zeigt das Ergebnis einer von der EU geförderten Anlage, die nun dank Förderung aus UMTS-Mitteln weiterbetrieben und in drei Referenzländern (in Verhandlung sind u.a. Italien und Indien) aufgestellt und erprobt werden kann. Sie leistet 10 kW und etwa 120 kWh an einem guten Sonnentag im Sonnengürtel der Erde. Die Kosten könnten am Ende der Lernkurve bei 10 bis 20 c/kWh liegen, also für netzferne Versorgungsaufgaben gut geeignet sein.



Dish-Stirling-Anlage
DISTAL II auf der PSA

e) Aufwind-Kraftwerk

So einfach das physikalische Prinzip eines Kamins ist, so überraschend ist immer wieder seine Anwendung auf die solare Stromerzeugung. Die Abbildung zeigt, wie das Prinzip zur Anwendung kommen soll: unter einem riesigen gläsernen Flachdach wärmt die Sonne die Luft auf (übrigens auch den Boden, was einer intrinsischen Speicherwirkung mit abendlichem Nachlauf gleichkommt); der Kamin sorgt für den Auftrieb und damit für die Luftströmung, die am unteren Kamineintritt Turbinen antreibt. Aus ökonomischen Gründen müssen solche Aufwind-Kraftwerke auf 100 MW und mehr ausgelegt werden. Das hat dann beispielsweise folgende beeindruckende Dimensionen zur Folge: Kaminhöhe und -durchmesser 950 bzw 115 m, Kollektorfelddurchmesser 3600 m, d.h. 10 km² überglaste Fläche. Der Technologie-Entwickler Prof. Schlaich und sein Team rechnen nicht mit Problemen der Baubarkeit und kalkulieren die Kosten der Stromerzeugung auf unter 10 c/kWh, wenn die Lernkurve über einige wenige Zwischenanlagen kleinerer Leistung durchschritten werden kann. Da aber fehlt seit vielen Jahren der mutige Finanzier; allerdings gibt es zur Zeit konkrete Planungsarbeiten u.a. in Australien.



Vision einer Serie von Aufwind-Kraftwerken

f) Windenergie

Windenergie (die Abbildung zeigt deutsche Anlagen in Marokko) ist eine Erfolgsgeschichte. Schon heute dürften 15 GW weltweit installiert sein; für das Jahr 2010 wird ein Ausbau auf 110 GW für möglich gehalten. Auch Länder im Sonnengürtel haben teilweise sehr gute Windbedingungen. So wird für Nordafrika eine installierte Leistung von 140 MW gemeldet, u.a. ein erster großer Windpark von 50 MW in Marokko; Ägypten hat einen Ausbauplan auf 6 GW und in Indien sind bereits über 1,2 GW Windkapazität installiert. Wissenschaftler des Kasseler Instituts für Solare Energietechnik (ISET) haben das Windpotenzial gründlich erfasst, Kosten von Anlagen ermittelt und auch einen Transport von Windstrom nach Deutschland kalkuliert: das eindrucksvolle Ergebnis sind 30 €/MWh Erzeugungskosten im südlichen Marokko und nur 50% Kostenaufschlag für den Transport nach Kassel. D.h. dass nicht nur solarthermische Kraftwerke, sondern noch günstiger Windparks aus dem Sonnengürtel der Welt zur Stromversorgung auch Mitteleuropas beitragen können.



Enercon-Anlage in Marokko

5. Ausblick auf das Solarzeitalter.

Auch wenn wir über sehr langfristige Zeiträume keine sichere Aussage machen können, so muss doch aus heutiger Sicht immer wieder gesagt werden, dass an der Nutzung der Sonne und der erneuerbaren Energiequellen kaum ein Weg vorbei führen wird. Selbst ein Erfolg der Kernfusion, technisch und wirtschaftlich, sowie breit akzeptiert Strom bereitstellen zu können, würde nur einen Teil der Versorgungsaufgabe der Zukunft lösen. Natürlich könnte die Menschheit Erfindungen machen, die wir heute noch nicht ahnen. Deshalb muss auch der Satz gelten, dass in jeder neuen Lage neu nachzudenken ist. Aber warum sollten dabei jene Technologien wieder verschwinden, die schon heute in echten Märkten lebensfähig sind und entsprechend allgemeiner Erfahrung auf der Lernkurve fortschreiten und billiger werden dürften. Also dürfen wir sicher sein, auf einem strategisch richtigen Pfad zu wandeln, zu forschen und zu fördern.

Gerade im Sonnengürtel der Welt sind die Bedingungen für Solarnutzung besonders günstig; auch Windenergie hat dort großes Potenzial, Wasserkraft und Biomasse natürlich weniger. Blicken wir aber auf unsere Versorgungsprobleme in Mitteleuropa, so kommen wir wahrscheinlich um Energieimport auch in der Nachölzeit nicht herum. Es wird ein schlichtes Rechenexempel global tätiger Investoren und Energiehändler sein, ob z.B. Photovoltaik vom Dach für den Verbrauch billiger ist als Solarstrom aus Nordafrika – Transport- und Verteilkosten inklusive.

Auseinander setzen müssen wir uns dann noch mit dem Speicherproblem und dem Verkehr. Noch ist es im großen energiewirtschaftlichen Maßstab, also im Netzverbund, zumeist billiger, fossile Kraftwerke „nachzufahren“, wenn erneuerbare Energie mit ihrer erratischen Charakteristik nicht ausreichend zur Verfügung stehen, als (noch) zu teure Speicher einzusetzen. Dies gilt insbesondere für Wasserstoff als Speichermedium, wenn dieser CO₂-frei und ohne Einsatz von nuklearer Energie erzeugt werden soll. Erst sehr langfristig, wenn Solarkraft die kostengünstigste Technologie ist und gegenüber dem unmittelbaren Verbrauch im Überschuss produziert wird, wird Wasserstoff wahrscheinlich unausweichlich, um auch Kraftfahrzeugen des Individual- und Güterverkehrs mit Treibstoff zu versorgen. Dabei ist es sekundär und „nur“ von ökonomischer Bedeutung, ob der Wasserstoff rein oder als Methanol an ein C-Atom gebunden eingesetzt wird. Es ist deshalb gut gewesen, dass in Deutschland eine Reihe von großen Systemexperimenten (z.B. HYSOLAR gemeinsam mit Saudi Arabien und Solarwasserstoff Bayern unter Federführung der Energiewirtschaft) durchgeführt worden sind, mittels derer untersucht werden konnte, ob es im Zusammenspiel von Solarenergie, Elektrolyse und Wasserstoff-Technik irgendwelche, langfristig anzugehende Forschungs- und Entwicklungsprobleme gibt. Es zeigte sich in diesen und anderen Experimenten und Demonstrationen, dass es keine grundsätzlichen Probleme der technischen Machbarkeit solarer Wasserstoffherzeugung gibt – lediglich Optimierungsfragen, die heute nicht zeitkritisch sind, weil die Einstandskosten der Solarenergie viel zu hoch sind, um einem so erzeugten Wasserstoffgas eine Marktchance zu lassen. Deshalb ist es klug und ökonomisch richtig, die erneuerbaren Energien zunächst im Wärme- und Strommarkt durchzusetzen und damit Kohlenwasserstoffe für den Verkehrssektor frei zu setzen.

Wegen des erfreulichen Fortschritts bei der Entwicklung von Brennstoffzellen, die teilweise ja nur Wasserstoff elektrochemisch verarbeiten können, gibt es jetzt allerdings eine Zwischenphase, in der Wasserstoff aus Erdgas und anderen Kohlenwasserstoffen reformiert werden muss, wo nicht er nicht als Nebenprodukt industrieller Elektrolyse lokal verfügbar ist.

Dieser Ausflug in die öffentlich weit überschätzte Wasserstoffwelt führt also konsequenterweise zurück auf den Ausgangspunkt und die volle Konzentration auf die Aufgabe, Solarenergie und die anderen erneuerbaren Energien möglichst rasch kostengünstig und breit einsetzbar zu machen – hier, im Sonnengürtel der Welt und insbesondere in Gegenden ohne starke Stromversorgungsnetze. Dass erneuerbare Energien sehr viel für die Energieversorgung

der Welt tun können, geht auch aus dem letzten Szenario von SHELL hervor. Bei dieser Aufgabe werden die mutige Unternehmer, erstklassige Ingenieure, gute Kaufleute und exzellente Finanzierungsfachleute gebraucht – aber natürlich auch beste Physiker!

Deshalb herzlichen Dank für die Einladung der DPG.