

Hochkonzentrierende photovoltaische Großanlagen

Stand und Perspektiven

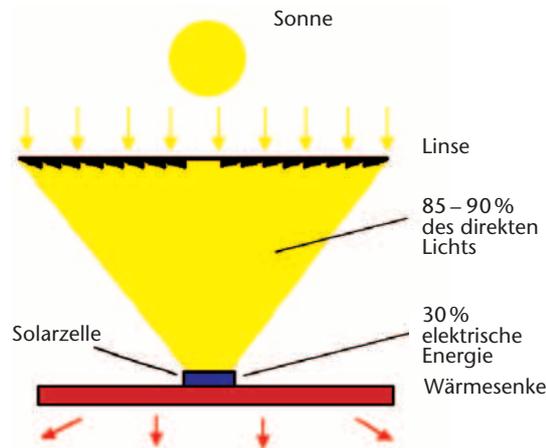
Einleitung

Um Solarstrahlung über den photovoltaischen Effekt direkt in elektrische Energie umzuwandeln, hat man prinzipiell zwei Möglichkeiten: Man kann die gesamte bestrahlte Fläche mit Solarzellen auslegen und muss dann sehen, dass man die Kosten dieser großflächigen elektronischen Bauteile senkt. Oder man ersetzt das teure Halbleitermaterial durch eine billige Optik in Kombination mit einer billigen Mechanik. Diese Vorgehensweise bezeichnet man mit Konzentrator-technologie. Vorteilhaft ist dabei, dass man bei sehr hoher Konzentration und den dann sehr kleinflächigen Solarzellen (bis hinunter zu Leuchtdiodengröße) bessere, d.h. wirkungsvollere Materialien einsetzen kann, z.B. Stapelzellen aus III-V-Halbleitern mit Zellwirkungsgraden über 30% [1]. Das Konzentrieren des Sonnenlichts über Spiegel oder wie in *Abb. 1* gezeigt das Fokussieren über eine flache Fresnel-Linse hat den weiteren Vorteil, dass die Solarzellen bei höheren Lichtintensitäten prinzipiell effizienter arbeiten können.

Die in *Abb. 1* gezeigte Punktfokus-anordnung hat den Vorteil, dass man mit passiver Luftkühlung auskommt, da dem Sonnenlicht über den höheren Solarzellenwirkungsgrad vergleichsweise mehr Energie entzogen wird als in einer Flachmodul-

zelle. Dadurch fällt weniger Abwärme an, die auf einen Kühlkörper, z.B. ein Kupferblech, von der Größe der lichteinfallenden Fläche verteilt wird.

Ein Nachteil dieser Konzentratortechnik mit geometrischer Optik ist, dass das Konzentratormodul der Sonne nachgeführt werden muss und dass nur direktes Sonnenlicht umgewandelt werden kann. Die Konzentratortechnik kann man anhand ihres Konzentrierungsfaktors in drei Bereiche ein-



Dr. Gerhard P. Willeke
Fraunhofer ISE
willeke@ise.fhg.de

Dr. Andreas W. Bett
Fraunhofer ISE
bett@ise.fhg.de

Abbildung 1
Schematische Darstellung einer Punktfokus-solarzelle, die mittels einer flachen Fresnel-linse direktes Sonnenlicht direkt in elektrische Energie umwandelt

teilen. Dabei werden die Nachführgeräte bei höherer Konzentrierung immer komplexer und genauer. In diesem Beitrag werden nur hochkonzentrierende Systeme behandelt, d.h. es geht um Lichtintensitäten von einigen hundert Sonnen.



Abbildung 2
Vier 25 kW Amonix-Anlagen in Phoenix, Arizona, USA



Abbildung 3
Zweiachsig nachgeführtes Dish-Spiegelfeldsystem des australischen Herstellers Solar Systems

Beispiele von kommerziellen Hochkonzentratorsystemen

Eine kommerzielle Großanlage ist die 25 kW-Konzentratoreinheit des amerikanischen Herstellers Amonix [2]. Dieses Gerät arbeitet mit Fresnellinsen und Punktfokussolarzellen aus Silicium mit Zellwirkungsgraden von 26%. Das Gesamtsystem hat einen DC-Systemwirkungsgrad von über 18%. Amonix hat vor kurzem erst mit dieser Technik einen 300 kW PV-Konzentratorpark der Arizona Public Service, dem größten Stromanbieter in Arizona ausgerüstet, von dem in *Abb. 2* ein Drittel, also 100kW, zu sehen sind [3].

Ein anderes hochkonzentrierendes PV-Systemkonzept wird von der australischen Firma Solar Systems verfolgt, welches mit spiegelnden Schüsseln arbeitet (*Abb. 3*) [4]. Ein solches ebenfalls zweiachsig nachgeführtes System besteht aus einem Spiegel­feld aus Glas-Polymer-Stahllaminaten und einem wassergekühlten 48 x 48 cm² großen Solarzellenfeld aus bei 480 Sonnen betriebenen Punkt­kontakt-Si-Solarzellen der kalifornischen Firma SunPower, die bei 480 Sonnen betrieben werden [5]. Als DC-Systemwirkungsgrad werden hier 19% angegeben.

3 Vergleich von Windgeneratortechnik und Hochkonzentratorphotovoltaik

Aufgrund des relativ geringen Elektronikanteils und des großen Mechanikanteils (tragende Systemkomponenten) ist eine gewisse technologische Nähe eher zur Windenergie als zur PV-Flachmodul­technik gegeben und damit die Aussicht verbunden, eine ähnlich rasante Marktentwicklung und Kostendegression anstreben zu können. Diese Ähnlichkeit zwischen hochkonzentrierenden PV-Konzentrator­technik und technologischen Aspekten der Windenergie soll an dieser Stelle diskutiert werden [6].

- Bei beiden Technologien dominieren gewöhnliche Materialien (z.B. Stahl) und der Zusammenbau erfolgt in wenig kapitalintensiven Fertigungsstrassen (*Abb. 4*). Gezeigt ist der Konzentrator­modul-Zusammenbau bei Amonix und eine Windgenerator-Nabenfertigung.
- Bei beiden Technologien gab es Anfangs­probleme mit der Zuverlässigkeit. Bei der Windenergie sind sie inzwischen gelöst; bei der Konzentrator­technik steht man noch am Anfang.
- Der Windenergie­konverter braucht natürlich windreiche Standorte und der PV-Hochkonzentrator Standorte mit viel direktem Sonnenlicht.

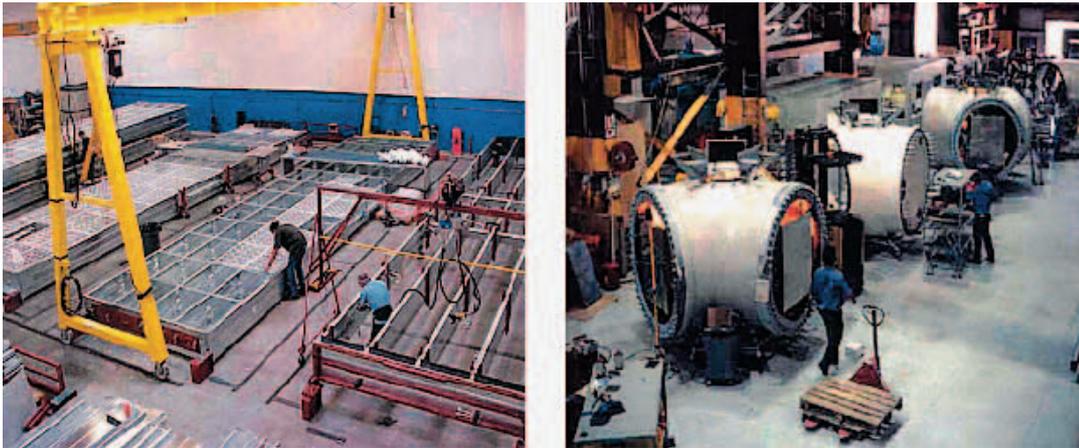


Abbildung 4 Vergleich der Hochkonzentrator-modulfertigung bei Amonix a) mit einer Wind-generator-Nabenfertigung b) [6]

Im Vergleich von Weltjahresproduktion und installierter Spitzenleistung ist die Windenergie der (normalen Flachmodul-) Photovoltaik um den Faktor 10 voraus. (Tab.1). Dies liegt daran, dass elektrische Energie aus Wind einen Faktor 5 günstigeren Systempreis hat und eine um den Faktor 2 höhere Jahresvolllaststundenzahl (in unseren Breiten). Der Konzentratormarkt ist vergleichsweise klein, was auch an den heute noch etwas höheren Systempreisen im Vergleich zu Flachmodulen liegt. Aufgrund der technologischen Nähe zur Windenergie – der Anteil der Photovoltaik in PV-Hochkonzentratoren liegt nur im Promille-Bereich – wird auch hier erwartet, dass die Preise sich bei Massenfertigung entsprechend schnell und signifikant reduzieren lassen.

Die Standortfrage

Die Standortfrage geht mit der Verfügbarkeit der benötigten solaren Direktstrahlung einher. Wenn man die Daten der spanischen Gruppe um Prof. Luque verwendet (Abb. 5) [9], scheint die zweiachsig eingesammelte Direktstrahlung in erster Näherung mit der Globalstrahlung auf

Tabelle 1 Preisvergleich und Perspektive für hochkonzentrierende Photovoltaiksysteme

	Weltjahresproduktion [MW _p /a]	Weltweit installierte Kraftwerksleistung [GW _p]	Systempreis (1 MW _p) [€/W _p]
Wind	4000	20	1
Photovoltaik	400	2	5
PV-Konzentrator	0,5	0,002	6
Kostenanalyse	10	-	<2 [7]
	1000	-	<1,5 [8]

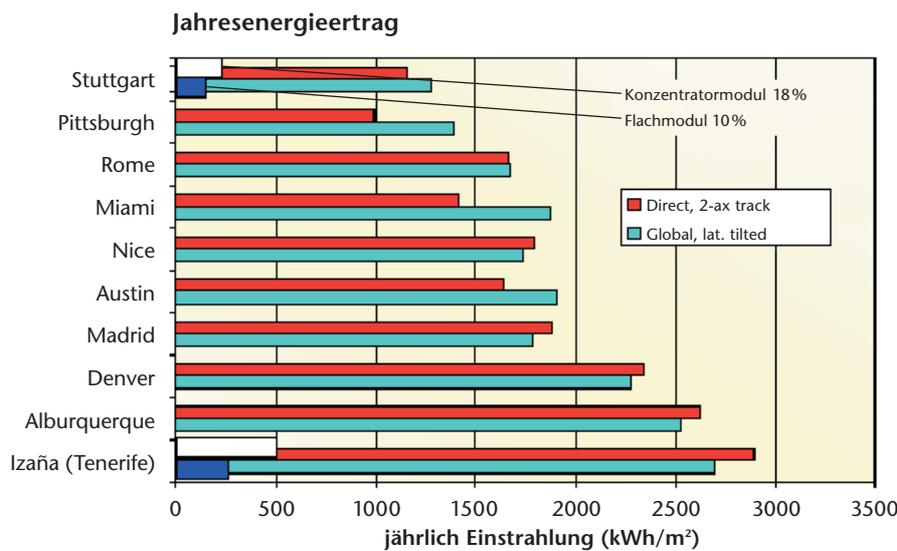


Abbildung 5 Die auf ein zweiachsig nachgeführtes System am jeweiligen Standort jährlich einfallende Direktstrahlungsenergie im Vergleich zur auf breitengradgeneigte Flächen einfallende Globalstrahlungsenergie. Die bei Modulwirkungsgraden von 10 % zu erwartenden Jahresenergieerträge sind für die Standorte Stuttgart und Teneriffa ebenfalls dargestellt.

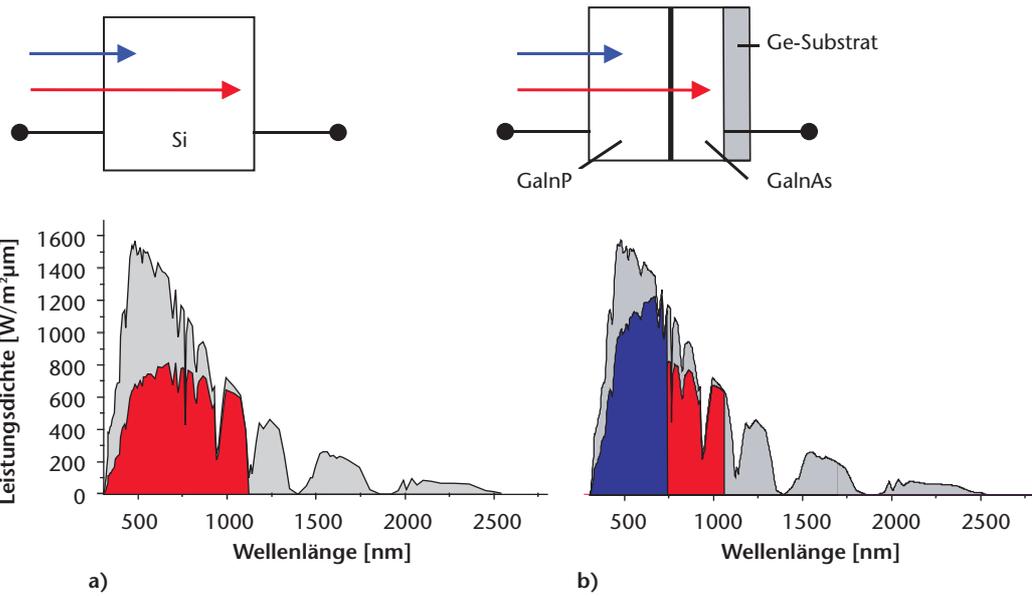


Abbildung 6
Anteil der im Sonnenlicht enthaltenen Leistungsdichte, die in einer Solarzelle umgewandelt wird: a) Siliziumzelle (rote Fläche) b) GaInP/GaInAs-Tandemzelle (blaue/rote Fläche)

eine breitengradgeneigte Fläche, zumindest für die gezeigten Standorte, korreliert zu sein. Also heißt mehr Sonne im Prinzip auch mehr direkte Strahlung. Aufgrund eines deutlich höheren Modulwirkungsgrades unter realistischen Bedingungen von ca. 18% lassen sich erwartungsgemäß z. B. für Teneriffa und interessanterweise auch für Stuttgart höhere Jahresenergieerträge für PV-Hochkonzentratoren erzielen als für Flachmodule mit einem realistischen Modulwirkungsgrad von ca. 10%.

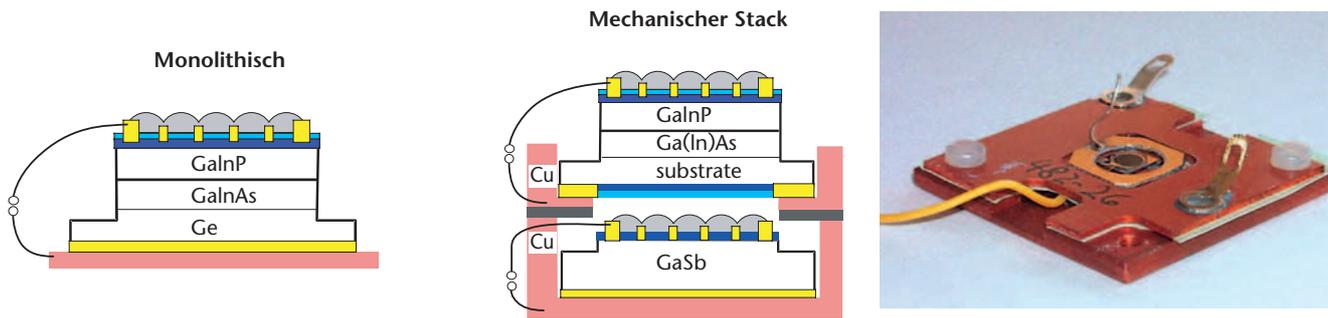
Wirkungsgradperspektiven

In den bislang verwendeten Si-Solarzellen wird die Energie im Sonnenlicht nicht optimal ausgenutzt, weil aufgrund der kleinen Bandlücke das kurzwellige blaue und grüne Licht bei der Absorption zu viel Wärme produziert. Dies verdeutlicht der graue Bereich in Abb. 6 für Wellenlängen kleiner als 700 nm. Dies kann man deutlich verbessern, wenn man zwei Solarzellen mit großer und kleiner Bandlücke aufeinanderstapelt, welche dann das blaue und rote Licht getrennt und damit effizienter umwandeln. Diesen Effekt kann man noch weiter treiben, indem man drei oder vier Zellen übereinander stapelt. Solche Stapelzellen kann man besonders gut aus III-V-Halbleitern herstellen, die auch zu Laser- und Leuchtdioden verarbeitet werden. Mit dieser Materialklasse kann man den benötigten Bandlückenbereich von 0.4-2.4 eV sehr gut abdecken, sodass damit auch die Drei- und Vierfach-Zellen realisiert werden können.

Am Fraunhofer ISE in Freiburg werden diese Zellen mittels der metallorganischen Gasphasen-Epitaxie (MOVPE – Metal Organic Vapour Phase Epitaxy) hergestellt. Diese Abscheidetechnik steht industriell zur Verfügung. In dem verwendeten Industriereaktor der Aachener Firma Aixtron können acht Hundertmillimeter-Wafer gleichzeitig prozessiert werden. Auf einem dieser 4-Zoll-Wafer aus Germanium können knapp 900 III-V-Stapelsolarzellen für 500fache Konzentration (Durchmesser 2 mm) untergebracht werden, was bei einem Zellwirkungsgrad von 30% einer Spitzenleistung von 400 Watt pro Wafer entspricht. Mit einem Produktionsreaktor, der einen Platzbedarf von 100 m² beansprucht, könnten somit pro Jahr mehr als 2 MW an Hochkonzentratorenzellen produziert werden.

Als nächsten Schritt kann man eine dritte Solarzelle hinzunehmen (Abb. 7), und zwar durch monolithischen Aufbau, d.h. mit einer automatischen elektrischen Serienschaltung (Abb. 7a), oder durch mechanische Stapelung, d.h. mit einer galvanischen Trennung (Abb. 7b). Mit dieser in Abb. 7b gezeigten Struktur hat das Fraunhofer ISE einen Weltrekordwirkungsgrad von 33,4% bei 300 Sonnen erzielt [1].

Die benötigten Fresnellinsen werden in Zusammenarbeit mit dem Ioffe-Institut (St. Petersburg, Russland) hergestellt. Die Fresnel-Struktur wird in eine 0,2 mm dünne Silikonschicht geprägt, die auf der Rückseite der Frontglasmodulabdeckung angebracht wird. Diese Linsen



haben eine Brennweite von 7,5 cm, sind 4 x 4 cm² groß und haben einen geometrischen Konzentrationsfaktor von etwa 530. Die in Handarbeit hergestellten Ganzglasmodule (Abb. 8a) werden in Freiburg unter realistischen Außenbedingungen getestet. Dabei konnten Modulwirkungsgrade bis knapp 25 % gemessen werden. Um weitere Aussagen über Modulwirkungsgrade, Jahresenergieerträge und insbesondere die Zuverlässigkeit dieser Technologie zu gewinnen, bauen wir derzeit in Zusammenarbeit mit unseren russischen Partnern einen 5 kW-Tracker in Leichtbauweise in Freiburg auf (Abb. 8b) [10]. Erste Messungen haben die erwartete geringe Nachführ-Leistungsaufnahme dieses Designs von unter 10 W bestätigt.

Zusammenfassung

Hochkonzentrierende PV-Anlagen für 250-500 Sonnen sind kommerziell erhältlich. Mit ersten PV-Konzentratorstandards sind wichtige Weichen für erhöhte Systemzuverlässigkeit gestellt. Die Systemwirkungsgrade von derzeit knapp 20 % sind erst der Anfang bei der Entwicklung dieser Technologie. Durch Einsatz höchst-effizienter Drei- und Vierfach-Stapelzellen mit realistischen Zellwirkungsgraden bis 40 % sind Systemwirkungsgrade bis 30 % im Bereich des Machbaren. Für diese in Flachmodulen derzeit unerreichbaren Wirkungsgrade ist auch in unseren Breiten genug direkte Strahlung da, sodass eine Anwendung sich hier lohnen kann.

Abbildung 7
Herstellung von III-V-Tripelzellen durch monolithischen Aufbau mit elektrischer Serienschaltung a) und mechanische Stapelung mit galvanischer Trennung b)



Abbildung 8
a) Außentest von FLATCON (Fresnel Lens All-glass Tandem CONcentrator)-Modulen
b) Aufbau eines 5 kW-Zweiachsenleichtbau-trackers am Fraunhofer ISE in Freiburg

Mit der technologischen Nähe zur Windenergie bei der Installation von hochkonzentrierenden PV-Anlagen ist die Aussicht verbunden, dass eine ähnlich rasante Marktentwicklung und Kostendegression für derartige PV-Großanlagen möglich ist.

Literatur:

- [1] A.W. Bett, C. Baur, R. Beckert, F. Dimroth, G. Letay, M. Hein, M. Meusel, S. van Riesen, U. Schubert, G. Siefert, O.V. Sulima, T.N.D. Tibbits, Development of High-Efficiency Mechanically Stacked GaInP/GaInAs-GaSb Triple-Junction Concentrator Solar Cells, 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, 22-26 October, 2001, B. McNelis, W. Palz, H.A. Ossenbrink, P. Helm (eds.), WIP-Munich and ETA-Florence, 2002, 84-87
- [2] www.amonix.com
- [3] V. Garboushian, D. Roubideaux, P. Johnston, H. Hayden, Initial Results From 300 kW High-Concentration PV Installation, Tech. Dig. Int. PVSEC-12, Jeju, Korea, 2001, 103-106
- [4] www.solarsystems.com.au
- [5] www.sunpowercorp.com
- [6] R. McConnell, Large-Scale Deployment of Concentrating PV: Important Manufacturing and Reliability Issues, in First Int. Conference on Solar Electric Concentrators, A Joint Conference with the 29th IEEE PVSC, May 20, 2002, New Orleans, LA USA, NREL/EL-590-32461, July 2002
- [7] V. Garboushian, personal communication
- [8] R. Swanson, Perspectives on the Past, Present and Future of Concentrating PV, in First Int. Conference on Solar Electric Concentrators, A Joint Conference with the 29th IEEE PVSC, May 20, 2002, New Orleans, LA USA, NREL/EL-590-32461, July 2002
- [9] E. Boes and A. Luque, Photovoltaic Concentrator Technology, in Renewable Energy – Sources for Fuels and Electricity, T. B. Johansson, H. Kelly, A.K.N. Reddy, R. H. Williams and L. Burnham (eds.), Island Press, Washington, 1993
- [10] V.D. Romyantsev, V.M. Andreev, N.A. Sadchikov, A.W. Bett, F. Dimroth, G. Lange, Experimental Installations with High Concentration PV Modules using III-V Solar Cells, Proc. Int Conf. PV in Europe, October 7-11, 2002, Rome, Italy, in print