

HiConPV – Hochkonzentrierende PV am Solarturm

Norbert Geuder*

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) e.V.,
Institut für Technische Thermodynamik, Solarforschung,
Plataforma Solar de Almería, Apartado 39, 04200 Tabernas, Spanien

Zusammenfassung

Im Rahmen eines EU -Projektes wurde ein neues hochkonzentrierendes PV-System bis zum Prototyp-Stadium entwickelt, Komponenten erfolgreich getestet und System- und Marktanalysen durchgeführt. Das System kombiniert Parabolspiegel bzw. Heliostate mit großflächigen, modularen III-V Solarzellen, die für 1000-fache Konzentration ausgelegt sind. Mittelfristig werden für die HiConPV-Technologie bei Anlagengrößen um 1 MW Installationskosten von etwa $1 \text{ €/W}_{\text{nom}}$ prognostiziert und damit Stromgestehungskosten unter $0,10 \text{ €/kWh}$ erwartet.

1 Einführung

Konzentrierende Photovoltaik weist gegenüber herkömmlicher PV über die Substitution teurer PV-Panels durch im Vergleich preisgünstigere Konzentratoren ein deutliches Kosteneinsparungspotential auf und verspricht zudem höhere Wirkungsgrade. Erste derartige Systeme^[1] konzentrieren mit Linsen oder Flach- bzw. Parabolspiegeln und erreichen üblicherweise eine Konzentration zwischen 1 und 100. Ziel eines EU-Projektes war die Entwicklung eines neuartigen, hochkonzentrierenden PV-Systems mit 1000-facher Konzentration zum Prototypen sowie eine umfassende Marktanalyse der Technologie. Es wurden spezielle kompakte Photovoltaik-Module mit integriertem Kühlsystem entwickelt und bei den hohen Einstrahlungsintensitäten getestet. Die hohe Konzentration wird mit großflächigen Konzentratoren erreicht, wie sie bei großen solarthermischen Anlagen wie solaren Turmkraftwerken oder in sogenannten Dishes eingesetzt werden. Dadurch ergeben sich Anlagengrößen zwischen ca. 10 kW und 100 MW.

2 Komponentenentwicklung

Das vorgestellte HiConPV-System setzt sich aus folgenden Hauptkomponenten zusammen:

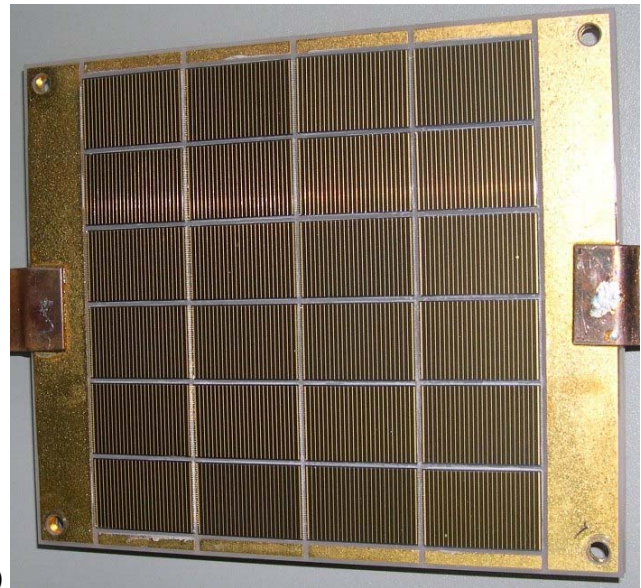
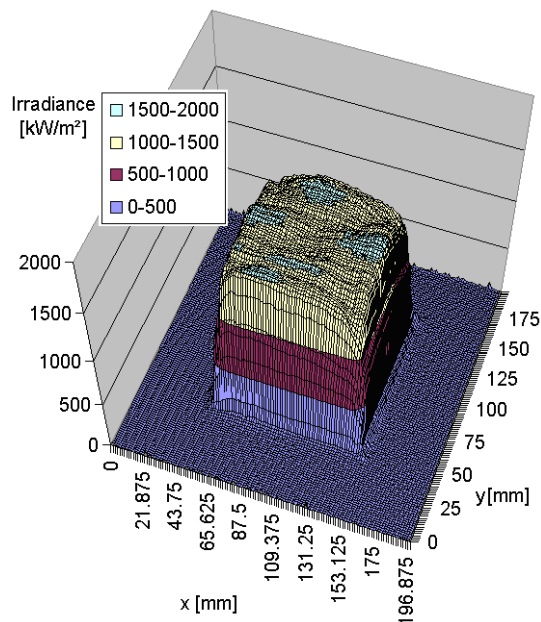
- einem Konzentratorensystem (gegebenenfalls mit einem dem Primärkonzentrator nachgeschalteten Sekundärkonzentrator bzw. Flussdichtehomogenisierer),
- dem Photovoltaik-Receivermodul,
- dem zugehörigen Kühlsystem für das Receivermodul,
- sowie dem Wechselrichter.

Sämtliche für andere Anwendungen bestehenden Komponenten müssen für die speziellen Anforderungen der HiConPV-Technologie entsprechend angepasst werden:

Für das Konzentratorensystem stellt sich bei der Anwendung mit PV-Modulen die deutlicher ausgeprägte Anforderung einer gleichmäßigen Flussdichteverteilung auf der gesamten Receiverfläche. Durch entsprechende Reihenschaltung der einzelnen PV-Zellen begrenzt die Stelle schwächster Einstrahlung die maximale Leistungsabgabe. Die Flussdichteverteilung auf einem Modul sollte zur Vermeidung höherer Verluste 10% nicht überschreiten. Zwei Konzentratorenvarianten wurden hier detaillierter untersucht: für solarthermische Anlagen bereits verfügbare Heliostate und Parabolspiegel sowie für HiConPV speziell maßgeschneiderte Konzentratoren. Ergebnis dieser Analysen ist unter anderem, dass speziell bei kleineren Systemen ein zusätzlicher Flussdichtehomogenisierer eingesetzt oder ein maßgeschneiderter Konzentrator verwendet werden muss, um die geforderte homogene Flussdichte zu erreichen (Abbildung 1).

Die technologisch herausforderndste Komponente ist das Receivermodul. Im Projektverlauf wurden am FhG-ISE Monolithisch Integrierte Module (MIM) aus GaAs single-junction-Zellen gefertigt und zu kompakten Konzentratormodulen (CCM) mit einer Fläche von ca. 100 cm^2 zusammengesetzt^[2]. Die Prototypen erreichten in Tests den prognostizierten Wirkungsgrad von 20%. Im Folgeschritt sollen diese Zellen durch multi-junction-Tandemzellen aus III-V-Halbleitern ersetzt werden, für die ein elektrischer Wirkungsgrad von über 30% erwartet wird. Die im Receiver nicht in Strom umgewandelte eingestrahlte Leistung muss zur Vermeidung von Überhitzung der Module durch ein aktives Kühlsystem abgeführt werden. Bei den hohen Flussdichten kommt der Wärmeabtransport an seine technischen Grenzen, im Projektverlauf wurden diverse Wärmetauscher in Kombination mit Kühlsystemen im Detail analysiert und anschließend getestet. Beim Design des kombinierten Moduls aus CCM und integriertem Wärmetauscher wurden technische und fertigungsrelevante Aspekte gegen ökonomische Aspekte abgewogen werden und zudem Kontroll- und Sicherheitsaspekte betrachtet.

* Telefon: +34-950-387908; Fax: +34-950-365313; e-mail: norbert.geuder@dlr.de



a) gemessene Flussdichteverteilung hinter dem Flussdichtehomogenisierer, b) Prototyp eines CCM-Receiver.

Aus technischen und praktischen Gesichtspunkten sowie zur Erhaltung der Modularität ist für jedes CCM ein separater Wechselrichter vorgesehen. Aufgrund des hohen Füllfaktors wird der Gesamtertrag übermäßig von kleinen Schwankungen der Spannung beeinflusst. Der Wechselrichter wurde deshalb auf kleine Spannungsschwankungen ausgelegt. Weiterhin wurden Kontrollmechanismen integriert, die die CCM mit maximaler Leistungsabgabe betreiben. Der durchschnittliche Wirkungsgrad des Wechselrichters liegt zwischen 91 und 93%.

3 Test und Analyse der Komponenten

Im Rahmen des Projekts wurden die Einzelkomponenten der HiConPV-Technologie verschiedenen Testprogrammen und Analysen unterzogen. Von existierenden Konzentratoren wurden Flussdichtemessungen in verschiedenen Ebenen durchgeführt und sowohl rechnerisch als auch experimentell auf deren Homogenität untersucht. Für den Euro-Dish-Parabolspiegel wurde anschließend ein Flussdichtehomogenisierer entworfen, gefertigt und vermessen. Die Messergebnisse dienen weiterhin zur Validierung von Simulationsrechnungen. Weitere spezielle maßgeschneiderte Konzentratoren wurden ausgelegt und nachgebildet.

Erste Proben der PV-Receiver wurden sukzessive zunächst im Labor analysiert und somit die Funktionalität sowie der Produktionsprozess mit Hilfe dieser Ergebnisse schrittweise verbessert. Parallel dazu wurden verschiedene Lösungen des Kühlsystems untersucht und getestet. Schließlich wurden mehrere Prototypen des Receivermoduls aus den CCM mit dem am besten geeigneten Kühlsystem für Testläufe gefertigt. Nach deren Qualifizierung im Sonnenofen des DLR in Köln und auf der Plataforma Solar de Almería, wurden die Module in entsprechend modifizierte vorhandene Konzentratorsysteme auf der Plataforma Solar de Almería sowie auf dem Sede Boquer Campus der Ben-Gurion Universität in der Negev-Wüste in Israel zu Testläufen eingesetzt. Dabei wurden die im Labor bestimmten Wirkungsgrade im Sonnenlicht unter realen Einsatzbedingungen bestätigt.

4 Marktanalyse und Potentialabschätzung

Parallel zur technischen Entwicklung der Systemkomponenten wurde das System in verschiedenen technischen und ökonomischen Modellen abgebildet und zugehörige Daten dokumentiert und evaluiert. Angaben über notwendige Parameter wurden soweit möglich aus der Literatur entnommen und mit Angaben der am Herstellungsprozess beteiligten Projektpartner abgeglichen.

Mit Hilfe dieser Datenbank wurde das System am DLR zunächst für den derzeitigen Stand technisch und ökonomisch modelliert und in Simulationsrechnungen mit Programmen wie greenius detailliert analysiert. Anhand von Szenarien unter Berücksichtigung der bisherigen technischen Entwicklung und des Marktes wurden schließlich zukünftige Perspektiven der Technologie im Vergleich mit herkömmlicher Photovoltaik und solarthermischen Anlagen am Beispiel von Parabolrinnenkraftwerken prognostiziert. Mögliche Potentiale zur Preisreduktion durch Massenproduktion gingen in diese Überlegungen mit ein. Parameter der Marktanalyse waren verschiedene Technologievarianten, die Anlagengröße, der Standort der Anlage sowie die jährliche Produktionsrate der jeweiligen Technologie. Abbildung 2 zeigt in der rechten Graphik prognostizierte Stromgestehungskosten der drei Technologien für Südeuropa (2000 kWh/m²a) in Abhängigkeit der Anlagengröße für jeweils derzeit aktuelle Produktionsraten sowie in der linken Graphik die

Stromgestehungskosten für eine identische jährliche Produktionsrate von 1 GW/a in Abhängigkeit des Standorts (bzw. der jährlichen Einstrahlungssumme). Die HiConPV-Technologie ist somit bereits bei aktuellen Produktionsraten für Anlagengrößen ab etwa 1 MW kostentechnisch interessant und verspricht bei identischen Produktionsraten für mittlere Anlagengrößen (auch bei ungünstigeren Standorten) eine kostengünstigere Stromerzeugung als herkömmliche PV und solarthermische Anlagen.

Mit den Ertragsprognosen aus den technischen Simulationen und mit Hilfe geographischer Karten zur Einstrahlung, der Art der Bodennutzung und geomorphologischen Gegebenheiten wurde schließlich für einige europäische und nicht-europäische Länder das Installationspotential für HiConPV-Technologie abgeschätzt.

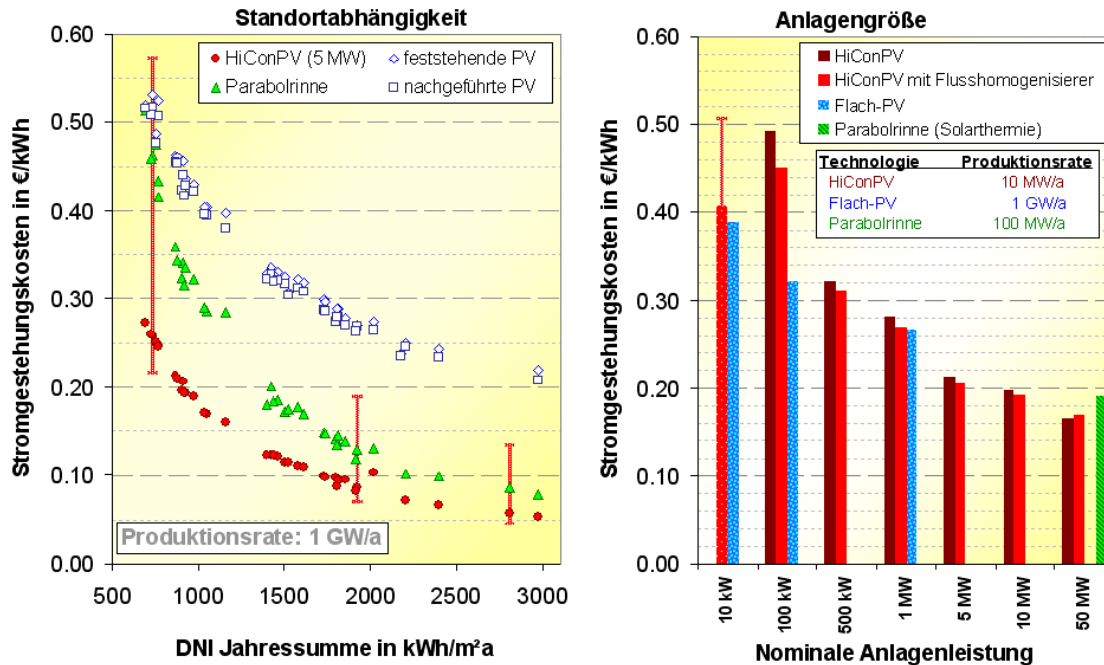


Abbildung 2: Stromgestehungskosten der HiConPV-Technologie im Vergleich zur Parabolrinne und zur Flach-PV für verschiedene jährliche Produktionsraten in Abhängigkeit vom Standort (DNI-Jahressumme, linke Graphik) bzw. der Anlagengröße (rechte Graphik).

5 Zusammenfassung und Ausblick

Die Basiskomponenten der hochkonzentrierenden PV wurden im Rahmen des HiConPV-Projektes bis zu einsatzbereiten Prototypen entwickelt und mit Erfolg getestet. Konzentratoren und Wechselrichter wurden an die Technologie angepasst und kritische Details der Kühlung des Receivermoduls gelöst. Mit den erstellten Modellen können erste Testanlagen ausgelegt und kalkuliert werden und somit wichtige technische sowie ökonomische Parameter angegeben werden. Bei elektrischen Wirkungsgraden um 25% können mittelfristig Installationskosten von ca. 1 €/W nominaler Kraftwerksausgangsleistung erwartet und Stromgestehungskosten von unter 10 €-Cent pro kWh erreicht werden. Da die Technologie auf bereits bestehende Lösungen aus der Solarthermie und der Photovoltaik aufbaut, sind die Kosten der Technologie bereits beim Einstieg auf vergleichbarem Niveau und zeigen günstige Perspektiven. Durch ihre Modularität kann sie die Lücke zwischen den meist kleineren herkömmlichen PV-Anlagen und den solarthermischen Großanlagen schließen und speziell in weniger sonnenreichen Gebieten noch ihre Nische finden.

Nächste Schritte sind zum einen der Ersatz der single-junction Zelle durch die Entwicklung der Tandemzelle sowie zum anderen eine detaillierte Analyse und Test der Technologie in Pilotanlagen.

Die Europäische Union hat das HICONPV-Projekt (SES6-CT-2003-502626) im 6. Rahmenprogramm finanziell unterstützt. Partner waren: Solúcar Energía S.A. (Spanien), Fraunhofer ISE, PSE GmbH, CIEMAT (Spanien), RWE Space Solar Power GmbH, Ben-Gurion University of the Negev (Israel), Electricité de France (Frankreich), University of Malta (Malta).

Literatur

^[1] HICON PV; Report on road map for further improvements, efficiency increase and costs until the year 2020, European Commission FP6-Projekt, SES6-CT-2003-502626.

^[2] Löckenhoff, R., van Riesen, S., Meusel, M., Dimroth, F., Bett, A.W., Large Area Monolithic Interconnected Modules (MIMs) for Compact Concentrator Modules, 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain.