



Liebe Leserin,
lieber Leser,

Zur mikromorphen Tandemtechnologie hat Oerlikon ein ganz besonderes Verhältnis. Nicht nur, dass unser Chief Technology Officer Dr. Johannes Meier diese Technik in den 90er Jahren entdeckt hat und Oerlikon damit als Ursprungsort dieses Verfahrens gelten darf; darüber hinaus stehen wir jetzt mit der Tandemzelle unmittelbar vor der Markteinführung. Die ersten Vertragsabschlüsse zur Lieferung der entsprechenden Turn-Key-Lösungen werden wir in Kürze bekanntgeben können. Wir freuen uns, damit erneut einen wichtigen Meilenstein in der Erschließung der Sonnenenergie setzen zu können – zum Nutzen unserer Kunden, der Umwelt und zur Festigung der Technologieführerschaft von Oerlikon. Beste Grüße,

Dr. Uwe Krüger
CEO Oerlikon

Kommerzialisierung beginnt

Micromorph Tandem jetzt!

Nach großen Erfolgen mit der amorphen Siliziumtechnologie hat Oerlikon Solar nun auch die zweite Generation der Dünnschicht-Solarzellen zur Marktreife entwickelt.



In naher Zukunft bietet Oerlikon Solar, führender Hersteller für schlüsselfertige Lösungen bei Dünnschicht-Fertigungsanlagen, auch das Produktions-Equipment für die mikromorphe Tandemzelle an. Das Interesse des Marktes ist bereits heute bemerkenswert. Erste Vertragsabschlüsse sind deshalb schon bald zu erwarten.

Oerlikon ist insbesondere auch deshalb als Kooperationspartner gefragt, weil Dr. Johannes Meier, Chief Technology Officer bei Oerlikon Solar, der „Vater der mikromorphen Tandemzelle“ ist. „Anfang der 90er Jahre waren die photovoltaischen Eigenschaften des mikrokristallinen Siliziums noch nicht bekannt. Es wurde angenommen, dass das Material zu viele Defekte enthalten würde und deshalb für diese Zwecke nicht geeignet wäre. Das konnten wir am Institut für Mikrotechnik (IMT) der Universität von Neuchâtel widerlegen“, erklärt Meier. Der Schweizer Physiker war bis 2003 Assistent von Professor Arvind

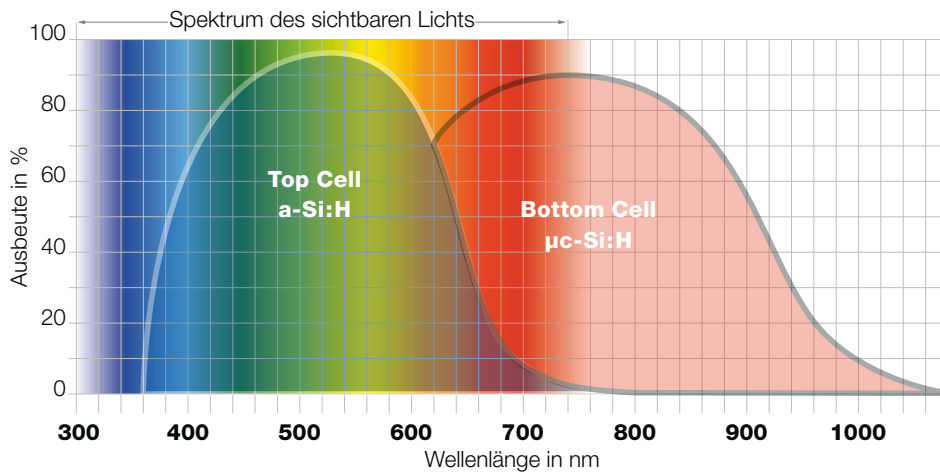
Shah, der die Solargruppe in Neuchâtel aufgebaut hatte. Für ihre besondere wissenschaftliche Leistung bei der Konzeption der Tandemzelle wurden beide Forscher mit dem Schweizer Solarpreis 2005 ausgezeichnet.

Wirkungsgrad von 10 Prozent

Seit rund vier Jahren ist Experte Meier Leiter Forschung & Entwicklung bei Oerlikon Solar und verfügt über neue Labors in Neuchâtel und Trübbach. Innerhalb der internationalen Solarszene genießt Meier durch zahlreiche Vorträge und Veröffentlichungen einen exzellenten Ruf.

Die mikromorphe Tandemzelle gilt bei Fachleuten weltweit als die vielversprechendste Dünnschicht-Technologie. Die Bezeichnung mikromorph steht für zwei verschiedene Halbleitermaterialien, die in einer Zelle vereint sind: mikrokristallines und amorphes Silizium. Die Tandemzelle nutzt durch ihren doppelschichtigen

Vater von Mikromorph: Dr. Johannes Meier, seit 2003 Forschungschef von Oerlikon Solar, gilt als Erfinder der doppelten Sonnenlichtnutzung durch eine amorphe und eine mikrokristalline Siliziumschicht. Der Physiker liebt die Natur und spielt gern Klavier. Darüber hinaus ist er aktiver Spieler des Eishockeyclubs HC Le Landeron.



Hohe Ausbeute: Die mikromorphe Tandemzelle ist deshalb so effektiv, weil sie mit der amorphen Schicht in etwa das sichtbare Spektrum abdeckt und mit der mikrokristallinen Schicht zusätzlich Sonnenstrahlung im infraroten Bereich einfängt.

Aufbau das Lichtspektrum der Sonne optimal aus. So werden sowohl die sichtbare Strahlung zwischen 400 und 700 Nanometern als auch ein Teil der infraroten Strahlung (700 bis 1100 Nanometer) in Strom umgewandelt. Deshalb hat die Mikromorph-Tandemzelle einen 50 Prozent höheren Wirkungsgrad als die amorphe Zelle. Viele Experten sind davon

überzeugt, dass sich insbesondere dieser Zelltyp als schärfste Konkurrenz zu kristallinem Silizium etablieren wird.

Ein wichtiger Faktor auf dem Weg zu marktreifen mikromorphen Solarmodulen ist die neue TCO 1200 von Oerlikon, die dank der besonderen Oberflächenmorphologie der abgeschiedenen Schichten die Voraussetzung für die hohen Wir-

kungsgrade der neuen Technologie schafft. Das spezielle Know-how liegt darin, einen reproduzierbaren und homogenen Aufbau der einzelnen Schichten zu gewährleisten. Dabei müssen Kristallisationspunkte über die gesamte Fläche des Solarmoduls möglichst gleichmäßig verteilt sein.

Von Vorteil ist auch, dass die Tandemzelle à la Meier auf umweltfreundlichen, nichttoxischen und frei verfügbaren Materialien beruht. Sie benötigen 200-mal weniger Silizium und nur rund die Hälfte an grauer Energie im Vergleich zu kristallinen Zellen. Deshalb liefern Dünnschicht-Zellen ihre Herstellungskosten bereits nach etwa zwei bis drei Jahren zurück, monokristalline Lösungen benötigen etwa die doppelte Amortisationszeit. Eine große Hürde bestand darin, die Laborresultate auf großflächige Photovoltaikmodule zu übertragen und eine gleichmäßige Abscheidung auf Flächen von mehr als einem Quadratmeter zu realisieren. Hier konnte Oerlikon Synergien aus der Reaktorentwicklung zur Abscheidung von amorphem Silizium für große Flachbildschirme nutzen. ●

Stabile industrielle Prozesse

„Größe ist nicht alles“

Bei nahezu allen industriellen Prozessen spielen die „economies of scale“ eine wichtige Rolle – mit dem technischen Fortschritt in der Fertigung steigen Know-how sowie Stückzahlen. Derartige Skaleneffekte führen letztlich zu niedrigeren Kosten. Diese Gesetzmäßigkeit gilt auch für die Solarindustrie und explizit für die Herstellung von Dünnschicht-Siliziummodulen. In nicht einmal zwei Jahren hat es Oerlikon Solar geschafft, den ersten stabilen kommerziellen Prozess für große Dünnschicht-Module zu etablieren. Hierbei handelt es sich um 1,4 Quadratmeter große Flächen. Inzwischen werden auch größere Module mit bis zu 5,7 Quadratmetern diskutiert. Oerlikon Solar verfolgt diese Entwicklung mit grossem Interesse.

„Zum aktuellen Zeitpunkt jedoch stellen sich bei einer derart grossen Fläche für die Grossserienproduktion viele Fragen. Bisher gibt es kein System, um in dieser Größe ausreichend gute TCO-Schichten auf Glassubstraten zu realisieren. Bei der Laserbearbeitung vergrößern sich die Toleranzen der Linien, was die aktive Fläche einschränkt und den Wirkungsgrad erniedrigt oder höhere Kosten verursacht“, nennt Detlev Koch-Ospelt, Geschäftsführer

von Oerlikon Solar, zwei aktuelle Unsicherheitsfaktoren.

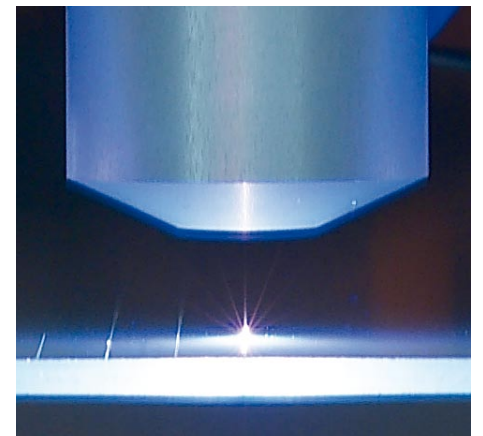
Probleme sind auch bei der Einkapselung der Module zu erwarten, die bereits heute bei 1,4 Quadratmetern eine Herausforderung darstellt, da die Lebensdauer der Module davon maßgeblich beeinflusst wird. Entsprechende Langzeittests zum Nachweis der Stabilität sind bisher nicht publiziert worden. Auch das benötigte Mess-Equipment zur Qualifizierung der deutlich größeren Flächen steht zurzeit



Vordenker: Detlev Koch-Ospelt, Geschäftsführer von Oerlikon Solar,

nicht zur Verfügung. Eine noch weithin ungeklärte Frage ist das gesamte Handling bei Installation und eventuellem Austausch derartiger Module, die schon aus mechanischen Stabilitätsgründen ein hohes Gewicht aufweisen.

Der Vergleich zwischen der erprobten Oerlikon-Technologie und den bislang nicht realisierten Großmodulen ergibt für den aktuellen Stand der Technik für letztere deutliche Nachteile bei grundsätzlichen Qualitäts- und Kostenfragen. In diesem Sinne generiert Größe allein zurzeit keinen Vorteil, und vor allem beim heutigen Stand der Technik keine höhere Wirtschaftlichkeit. ●



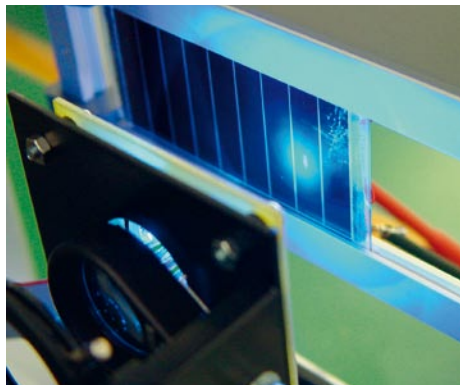
erwartet bei extrem großen Modulen vor allem Probleme beim Laser-Scribing.

Interview mit Prof. Dr. Franz Baumgartner, Hochschule für Technik, Buchs

Heutige Wirkungsgrad-Angaben sind irreführend

? Herr Prof. Baumgartner, in der Diskussion um die Beurteilung von unterschiedlichen Solartechnologien spielt der Wirkungsgrad heute noch die entscheidende Rolle. Ist das richtig?

Baumgartner: Nein. Die Kosten des Solarstroms sind entscheidend. Bekanntlich finden Sie auf keinem Hausdach hocheffiziente Solarzellen mit Spitzenwirkungsgraden von über 20 Prozent, obwohl der Weltrekord von Laborzellen für die kristalline Technologie heute bei fast 25 Prozent liegt. Für Rennsolarmobile können Sie Preise von ca. 1000 \$ pro Watt für Spitzenwirkungsgrade deutlich über 20 Prozent erlösen, aber für die Anwendung in der breiten Masse können Sie mit dem gleichen Geld eine mindestens 200-fach höhere Leistung kaufen. Der heutige Solarmodulmarkt bietet kristalline Module mit Wirkungsgraden im Mittel von 13 Prozent. Verkauft werden aber kristalline Standard Solarmodule in einem breiten



Teststand: Die Effizienz des spektralen Solarstroms einer Dünnschicht-Testzelle wird bei unterschiedlichen Farben des Sonnenlichts gemessen.

Wirkungsgradbereich zwischen 10 und ca. 17 Prozent. Die Preise auf die Nennleistung bezogen unterscheiden sich da kaum, der Wirkungsgrad aber deutlich.

? Herr Prof. Baumgartner, produziert ein Modul mit höherem Wirkungsgrad auch wirklich mehr Strom?

Baumgartner: Das ist keine triviale Frage. Im praktischen Einsatz werden die Solarmodule über 50 bis 70 °C warm. Alle Solarzellen liefern bei höheren Temperaturen weniger Energie – wobei die kristallinen Siliziumzellen einen doppelt so starken Leistungsabfall, d. h. Temperaturkoeffizient, aufweisen wie beispielsweise Dünnschicht-Module auf der Basis von amorphem Silizium. Zweitens liefert ein Dünnschicht-



Modul bei diffusem Licht und schrägem Lichteinfall ebenfalls mehr an Energie als der kristalline Bruder.

? Können Sie sagen, wie die realen Verhältnisse in ungefähr sind?

Baumgartner: Da die Module in der Fabrik bei Raumtemperatur vermessen werden, ist auch die Nennleistung bei der Temperatur von 25 °C definiert worden. Ein Silizium-Dünnschicht-Modul mit der Nennleistung von 100 Watt liefert aber im praktischen Einsatz, z. B. in der Schweiz, gleich viel Solarstrom wie ein kristallines Standardmodul von 106 Watt Nennleistung – eben wegen des Unterschiedes im Temperaturkoeffizienten.

? Warum wird überhaupt so viel Wert auf den Wirkungsgrad gelegt?

Baumgartner: Weil die Medien in den letzten Jahrzehnten überwiegend nur vom Wirkungsgrad berichtet haben, als Reflexion zu den Erfolgen in Forschungslabors. Aber speziell in den Industrielabors liegt der Fokus heute auf der Reduktion der Kosten und nicht primär in der Erhöhung des Wirkungsgrades. Wenn wir der Nutzung der Sonnenenergie zum Durchbruch verhelfen wollen, müssen wir wirtschaftliche Kennzahlen auch in die breite Diskussion einführen.

? Was ist Ihrer Meinung nach die zentrale Kennzahl?

Baumgartner: Der Preis pro erzeugter Kilowattstunde elektrischer Energie, denn nur damit wird die Solaranlage finanziert. Als Zwischengröße ist der Preis pro installiertem Watt Nennleistung inkl. Montage,

Anerkannter Experte: Prof. Dr. Franz Baumgartner lehrt an der Interstaatlichen Hochschule für Technik in Buchs. Zu seinen Spezialgebieten zählt auch die Photovoltaik.

Wechselrichter und sonstiger Nebenkosten hilfreich. Für das komplett installierte Gesamtsystem als Megawatt-Freiflächenanlage muss heute mit Kosten von ca. 4 Euro pro Watt gerechnet werden. Dabei ist bei Verwendung von kristallinen Silizium-Standardzellen mit Modulkosten von ca. 3 Euro pro Watt zu rechnen. Wirtschaftlicher für das Gesamtsystem sind allerdings Dünnschicht-Solarzellen, trotz ihres geringeren Wirkungsgrades von ca. 7 Prozent, wenn die Modulkosten unter 2,5 Euro pro Watt liegen. Und das ist bei der Dünnschicht-Technologie, speziell beim Oerlikon-Silizium Dünnschicht-Konzept, kein Problem.

? Wo sehen Sie die Märkte für die Dünnschicht-Technik?

Baumgartner: Einen wesentlichen Teil des wirtschaftlichen Erfolgs des Dünnschicht-Solarstromkonzepts werden wir verstärkt in den nächsten Monaten bzw. Jahren bei der Realisierung von Freiflächenanlagen vor allem in Südeuropa sehen. Wenn die Installationskosten für das komplette Solarstromsystem auf 3 Euro pro Watt fallen – und damit ist ab 2010 zu rechnen –, ist die „Grid Parity“ in Südeuropa erreicht. Dann werden dort die Solarstromkosten mit ca. 20 Cent gleich auf mit dem Endkundenpreis für den konventionellen Strom aus der Steckdose liegen. Dann geht's los! •

Rasanter Ausbau bis 2008

15 neue Solarfabriken

Das Investitionsklima in der deutschen Solarindustrie ist so positiv wie nie. Die internationale Beratungsgesellschaft Ernst & Young rechnet in ihrer aktuellen Studie „Snapshot Erneuerbare Energien 2007“ mit einem erheblich größeren Finanzierungsvolumen. Statt 400 Millionen Euro wie in 2006 werden etwa 1,2 Milliarden Euro benötigt, um alle geplanten Neubau- und Ausbaumaßnahmen zu realisieren. „Das Vertrauen der Finanzbranche und Anleger in die Innovations- und Wettbewerbsfähigkeit deutscher Solarunternehmen ist groß und ebenso wichtig wie verlässliche politische Rahmenbedingungen“, freut sich Carsten Körnig, Geschäftsführer des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW-Solar).

Auf dieser Basis können die ehrgeizigen Expansionspläne der Solarbranche und die Technologieführerschaft Deutschlands zunehmend in internationale Markterfolge



Zuwachs: Die Solarindustrie will vor allem in Ostdeutschland neue Fabriken bauen.

umgesetzt werden. Mit Roland Berger sieht eine weitere renommierte Unternehmensberatung ausgezeichnete Wachstumschancen für die Solarenergie im Strom- und Wärmesektor und hervorragende

Aussichten für deutsche Solarunternehmen im Weltmarkt.

In Deutschland existiert nach Angaben des BSW-Solar die größte Dichte an Produktionsstätten und Forschungseinrichtungen in der Solartechnik. Allein 2007 und 2008 entstehen am Standort Deutschland 15 neue Solarfabriken und bis 10.000 Arbeitsplätze. „Die Finanzwelt honoriert das beständige Wachstum deutscher Solarunternehmen“, erklärt Robert Seiter, Partner bei Ernst & Young Mergers & Acquisitions Advisory in Deutschland. „Die Investitionsschwerpunkte börsennotierter Solarunternehmen liegen bei Expansion, massiven Kapazitätserweiterungen und verstärkten Anstrengungen bei Forschung und Entwicklung.“ ●

Auch Solarenergie braucht Standards

Deutschlands führende Position insbesondere bei Photovoltaik hängt auch mit einer Tatsache zusammen, die von der Öffentlichkeit nur wenig wahrgenommen wird: der intensiven und erfolgreichen Normung und Standardisierung. Sie läuft national über die Deutsche Kommission Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (DKE, Frankfurt a. M.), einer gemeinsamen Einrichtung von VDE (Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, Frankfurt a. M.) und DIN (Deutsches Institut für Normung, Berlin) und international über die International Electrotechnical Commission (IEC).

„Standardisierung ist eine grundlegende Voraussetzung dafür, dass innovative Technologien im Feld der erneuerbaren Energien marktfähig werden. Sie sind die Basis für Zertifizierungssysteme, die die Vermarktung von hochqualitativen Produkten ebenso ermöglichen wie den Wissenstransfer von herkömmlichen, bereits etablierten Energiesystemen“, erklärt Thomas Wegmann, Leiter Internationale Angelegenheiten bei der DKE. „Nur wenn die Standar-

disierung mit der raschen Entwicklung in diesem Feld Schritt hält, sind die Chancen für eine weitere Durchsetzung gegeben.“

Das technische Komitee 82 der DKE hat erste Normen für die photovoltaische Stromgewinnung – sowohl auf der System- als auch auf der Komponentenseite – erarbeitet. Standardisiert sind bereits Bezeichnungen und Symbole, Tests auf Korrosionsverhalten sowie Design- und Typenqualifikation von kristallinen und auch Dünnschicht-Systemen. Die Arbeit soll zügig fortgesetzt werden, um den Vertrieb, die Wartung und das Entsorgen von Photovoltaikanlagen zu regeln. Zudem soll die Charakterisierung und Messtechnik der neuartigen Dünnschicht-Techniken vorangetrieben werden, wobei Oerlikon Solar als weltweit führender Anbieter der benötigten Produktionsanlagen seinen Beitrag leisten wird. „Diejenigen Unternehmen, die an der Normung beteiligt waren, sind ihrer Konkurrenz eindeutig voraus“, konstatiert auch Arno Bergmann, Normungsexperte im VDE. ●

Sonnenkraftwerke immer größer

Die derzeit weltweit größte Solaranlage produziert seit Mitte 2006 mit einer Peakleistung von 12 Megawatt auf Gut Erlasee bei Arnstein in Bayern Strom. Die Planungen sind inzwischen deutlich größer: In Brandis, östlich von Leipzig, wurden die Bauarbeiten für 550.000 Solarmodule begonnen, die im Solarpark „Waldpolenz“ ab 2009 rund 40 MW erzeugen sollen. Bis 2012 möchte China bereits 100 MW in der Stadt Duanhang realisieren, die Kosten belaufen sich auf etwa 600 Millionen Euro. Ein Jahr später will der australische Bundesstaat Victoria sogar ein Kraftwerk mit 154 MW ans Netz bringen. ●

Kontakte

USA	+ 1 949 863 1857 sales.solar.la@oerlikon.com
Europa	+ 423 388 6474 sales.solar.tr@oerlikon.com
China	+ 86 21 5057 4646 sales.solar.sh@oerlikon.com
Korea	+ 82 31 785 1300 sales.solar.la@oerlikon.com
Taiwan	+ 886 3 500 1688 sales.solar.hc@oerlikon.com
Japan	+ 81 3 3225 9020 sales.solar.tk@oerlikon.com

Herausgeber	Oerlikon Solar
Chefredaktion	Jürg Steinmann
Redaktion und Gestaltung	Liquid Point, www.bfg-ott.de
Fotos	Friedhelm Ott,