PV-Forschung auf dem Weg zu höheren Wirkungsgraden

H. Kabisch, Berlin

Wohin geht es mit der Photovoltaik – das ist eine Frage, die am besten die Forschung beantworten kann. Sie schafft den geistigen Vorlauf für kommende Jahrzehnte, in denen leistungsfähigere und kostengünstigere Solarzellen aus deutschen Fabriken einen stärkeren Beitrag zur Stromversorgung leisten sollen.

1 FVS als Geburtshelfer

Wenn Deutschland auf dem Weg einer umweltfreundlichen Energieversorgung mit erneuerbaren Energiequellen (EE) inzwischen zu den weltweit Aktivsten zählt, dann ist das u. a. auch das Ergebnis einer im Vorfeld der Markteinführung durchgeführten Forschung. Ausgehend von der wissenschaftlichen Durchdringung liefert sie der Industrie bis heute praxisorientierte Grundlagen für die Neu- oder Weiterentwicklung von Produkten und Systemen auf Basis neuer oder verbesserter Technologien. Zu diesen Geburtshelfern des angestrebten Wandels der Energieversorgung gehören auch die etwa tausend Wissenschaftler des Forschungsverbundes Sonnenenergie (FVS), der nach eigenem Bekunden ungefähr 80 % der Forschungskapazität auf dem Gebiet der EE vereint (Bilder ❶ und ❷). Alle Mitglieder des FVS sind selbstständig, arbeiten nach einem abgestimmten Plan, kooperieren miteinander und tauschen ihre Ergebnisse aus. Rund 380 Wissenschaftler arbeiten auf dem Gebiet der Photovoltaik (PV). Europaweiter Schwerpunkt ist das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) in Freiburg, das Berliner Hahn-Meitner-Institut (HMI), das Institut für Solarenergieforschung in Hameln (ISFH) und das Stuttgarter Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW).

2 Photovoltaik steht erst am Anfang ihrer Entwicklung

Ausgangspunkt der weiteren Forschungsarbeit ist die Erkenntnis, dass die photovoltaische Energieumwandlung im Bereich der Stromerzeugung aus EE bei weitem das höchste nachgewiesene technische Potential besitzt. Gleichzeitig beweisen die bisherigen Forschungsergebnisse, dass die erst am Anfang ihrer Nutzung stehende PV über ein hinreichend hohes Entwicklungspotential verfügt, um eines Tages einen wesentlichen Anteil des Stromverbrauchs zu decken. Wichtigstes Ziel einer auf lange Frist angelegten Forschung ist die Senkung der Herstellungs- und damit der Stromkosten. Das erfordert insbesondere eine Steigerung der Wirkungsgrade, eine Reduzierung des Materialeinsatzes und hochproduktive (automatisierte) Herstellungstechnologien.

Autor
Dipl.-Ing. *Helmut Kabisch* ist freier Fachjournalist, Berlin.

Hauptproblem der Forschung ist dabei die fundierte Bewertung einer größeren Anzahl unterschiedlicher Dünnschicht-Varianten, um Solarstrahlung effektiv in Strom umzuwandeln. Ein breit gefächertes Forschungsprogramm soll herausfinden, mit welchen photovoltaisch aktiven Materialien und Materialverbindungen kostengünstig ein hoher Strahlungsanteil in Elektroenergie umgewandelt werden kann.

3 „Dickschichttechnik“ mit Sparpotential

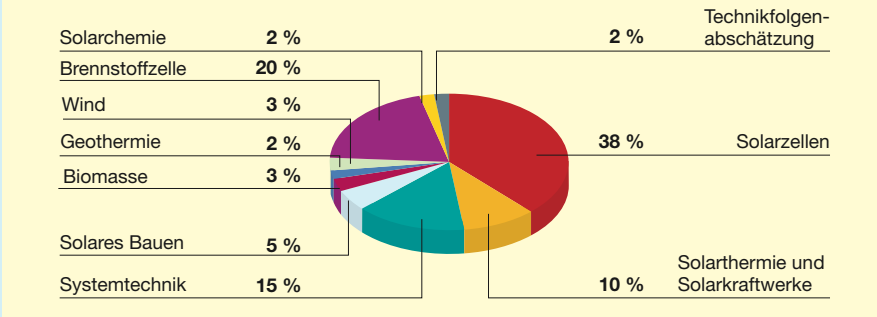
Aktivitäten zur Verringerung der Kosten und der Erhöhung des Wirkungsgrades konzentrieren sich in diesen Jahren zunächst auf die Markt beherrschende Silizium-Wafertechnologie. Das gilt insbesondere für die Reduzierung der Schichtdicke von 250-350 µm auf zukünftig 150-50 µm. Gegenwärtig verursachen die Solarzellen fast zwei Drittel der Kosten eines PV-Moduls. Davon entfallen allein 40 % auf

❶ Acht über die Bundesrepublik verteilte, rechtlich selbständige Forschungseinrichtungen arbeiten nach abgestimmten Arbeitsplänen gemeinsam an Themen, die eine umweltfreundliche Energieversorgung sichern sollen



❷ Nahezu 1000 Wissenschaftler des FVS arbeiten gegenwärtig an 10 Forschungskomplexen

Quellen: FVS



den Wafer, der vielfach durch Zersägen eines Siliziumblockes entsteht. Auch die Verbesserung des Wirkungsgrades bzw. die Verringerung seines Toleranzbereiches ist ein wichtiges Ziel, das vielfach durch Verbesserung des Herstellungsprozesses erreicht werden kann (vgl. **ep** 8/03, S. 578).
BP will künftig in Europa die Produktionskapazität auf 60 MW pro Jahr ausbauen und gleichzeitig den Wirkungsgrad der Solarzelle von 18,3 % auf mehr als 20 % erhöhen. Fortschritte werden auch durch den Übergang auf größere Solarzellen (15 cm^2) erreicht. Da die Mehrzahl der neu installierten PV-Fertigungseinrichtungen für Zellen und Module Wafertechnologien realisieren, dürfte die „Dickschichttechnik“ wohl noch das Jahr 2010 überdauern.

4 Dünnschichttechnik – die Technologie der Zukunft

Während die Wafertechnologien eher ein Arbeitsgebiet für eine wenn auch anspruchsvolle Weiterentwicklung ist, steht die extrem Material sparende Dünnschichttechnik erst am Anfang ihrer Entwicklung. Sie erlaubt die integrierte und hochautomatisierte Fertigung von der Solarzelle über eine komplette Verdrahtung bis zum großflächigen Modul in einem automatisierten Prozess. Das wird möglich, wenn Silizium- oder andere Halbleiterschichten aus einer Gasphase auf kostengünstigen Substraten (Glas, Plastik oder Stahl) abgeschieden werden. Die Schichtdicken betragen dann weniger als ein Hundertstel der besten Silizium-Wafer.
Nicht weniger wichtig ist die Möglichkeit, mit neuen Materialverbindungen, den so genannten Verbindungshalbleitern, die Energieerträge zu erhöhen. Das erfordert den Einsatz verschiedenartiger Halbleiter, die unterschiedliche Ausschnitte aus dem Gesamtspektrum des Sonnenlichtes für die Umwandlung in elektrischen Strom nutzen. Sie sind abhängig von der Energielücke des verwendeten Materials. Außerdem wächst der Energieertrag, da der Leistungsabfall bei höheren Betriebstemperaturen geringer ist als bei der Dickschichttechnik. Beides zusammen hat zur Folge, dass schon jetzt Dünnschichtzellen gute Jahresenergieerträge erzielen können. Berücksichtigt man die Kostenunterschiede, dann kann die Dünnschichttechnik schon bald mit der heutigen Dickschichttechnik konkurrieren.
Der für viele Halbleiter theoretisch erreichbare Wirkungsgrad liegt bei etwa 30 %. Ursache dafür sind nichtvermeidbare Verluste, die aus physikalischen Gründen bei der Umwandlung von einer Energieform (Sonnenstrahlung) in eine andere (elektrischer Strom) entstehen. Das gilt auch für die Halbleiter, die heute schon in den meist erst mittelgroßen Modulen eingesetzt werden: Amorphes Silizium (a-Si), nanokristallines Silizium, auch als mikrokristallines Silizium bezeichnet (µc-Si), Kadmium-Tellurit (CdTe) und Kupfer-Indium-Gallium-Schwefel/Selen-Verbindungen ($CuInS_2$, kurz CIS, CGS, CIGS oder CIGSS genannt).
Allerdings steht die Dünnschichttechnik erst am Anfang ihrer Entwicklung. Ein erster Schritt sind Versuche mit im Labor hergestellten kleinen Flächen. Ein großes Problem ist dann, den erreichten Wirkungsgrad auf ein großes Modul zu übertragen. Der Weg zu höheren Wirkungsgraden führt zur Kombination von mehreren Dünnschicht-Solarzellen unterschiedlicher Charakteristik. Dazu werden mehrere Schichten übereinander gestapelt. Die einfachste Form ist eine Tandemzelle mit zwei Halbleitern. Werden beispielsweise amorphes Silizium und $CuInS_2$ kombiniert, entstehen Solarzellen mit Wirkungsgraden bis etwa 18 %. Mit 3 Schichten arbeiten die im Ausland gefertigten und in Deutschland vermarkteten „Tripel-Junktion Solarzellen“ (Bild ❸). Jede Schicht

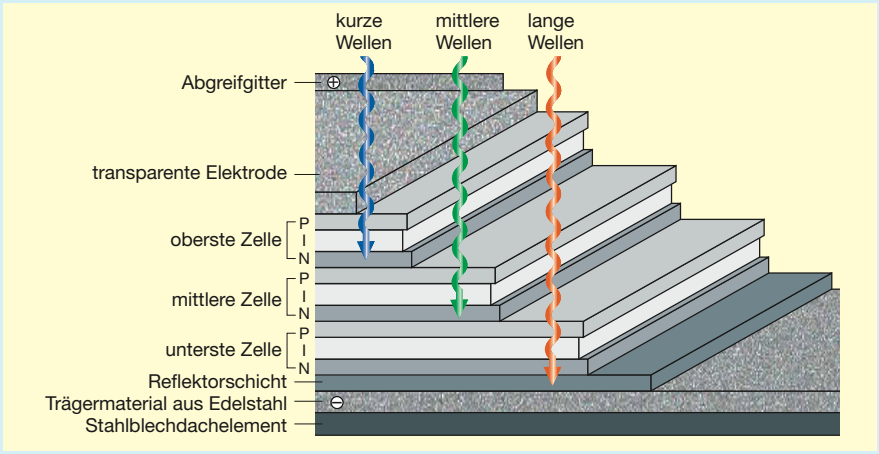
des nanokristallinen Siliziums ist auf einen anderen Wellenbereich der Solarstrahlung eingestellt (vgl. **ep** 9/02, S. 702-708). Damit verbessern sich die Erträge nicht zuletzt in Mitteleuropa, wo die ertragsschwache diffuse Sonnenstrahlung – hervorgerufen durch Wolken, Nebel, Berge und Gebäude – nicht selten ist. Wenn dennoch der Wirkungsgrad von 10 % und weniger mit der Wafertechnologie konkurrieren kann, dann sind das besondere Eigenschaften: Bessere Ausnutzung des Strahlenangebots, Unempfindlichkeit bei erhöhten Temperaturen und geringere Empfindlichkeit gegen Verschattung. Der Hersteller der Tripel-Zellen verspricht sogar einen „20 % höheren Jahresertrag als bei herkömmlichen Systemen". Unstrittig ist dabei aber auch, dass derartige Dünnschichttechnologien noch ein hohes unausgeschöpftes Entwicklungspotential bis über die 30 %-Grenze hinaus haben.

5 Langer Weg bis zur effektiven Dünnschichtzelle

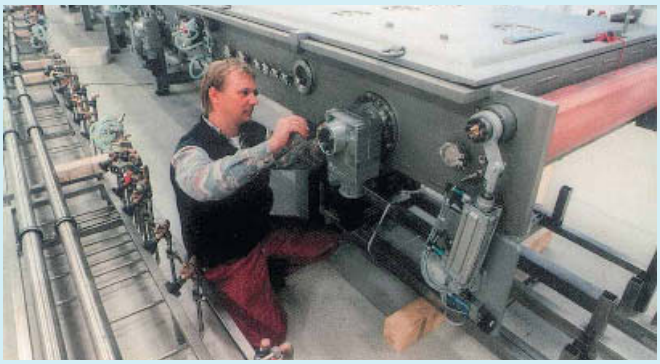
Bereits in den 70er Jahren erforschte die Universität Stuttgart Material auf Eignung für Dünnschicht-Solarzellen und erarbeitete erste Verfahren für die Herstellung. Etwa ein Jahrzehnt später war die CIS-Technologie ihr Forschungsthema. Nach weiterführenden Arbeiten im ZSW wurde 1998 die kommerzielle Vermarktung beschlossen. Zur Reduzierung des hohen Investitionsrisikos wurde vor der geplanten Fertigung für 10 MW pro Jahr (entspricht etwa 100 000 m^2) eine Pilotfertigung für 1 MW pro Jahr aufgebaut. 1999/2000 entstand das Gemeinschaftswerk des zukünftigen Betreibers Würth Solar GmbH in Marbach mit den Forschern des ZSW. Letztere waren und sind nicht nur Entwickler des photovoltaisch aktiven Halbleiters, sondern auch planende Technologen zur Optimierung der einzelnen Prozessschritte im Fertigungsbereich, der in der Regel Sondermaschinen erforderte (Bilder ❹ und ❺). Diese Zusammenarbeit setzt sich bis heute fort, da sich bei der schrittweisen Erprobung neue Anforderungen an die Betriebsmittel ergaben. Fünf ehemalige Mitarbeiter des ZSW sind bereits 1999 zum Betreiber gewechselt und haben ihr Spezialwissen weitergegeben.

Grundlage des Fertigungsprozesses ist ein Rohglas in den Abmessungen des Moduls. In einem automatisierten Prozess werden darauf nacheinander fünf verschiedene Dünnschichten aufgebracht. Dazwischen werden die Schichten mehrfach strukturiert, sodass am Ende jede Zelle in Serie verschaltet ist und ein PV-Modul mit vom Kunden wählbarer Ausgangsspannung entsteht. Die Beschichtung ist etwa 4 µm stark. Nach Einstieg in die Pilotproduktion wurde 2002 auf einer Modulfläche von 1,2x0,6 m^2 ein mittlerer Wirkungsgrad von 10 % in Serie erreicht – nach Meinung des ZSW-Vorstandes unter den harten Bedingungen der Pilotfertigung weltrekordverdächtig. Der Spitzenwert lag bei 11,8 %. Ein wesentlicher Bestandteil der Forschung und Entwicklung des ZSW sind Qualitätssicherung und Fehleranalytik. Die Auswirkungen der qualitätsverbessernden Maßnahmen sind deutlich in der Grafik nach Bild ❻ zu erkennen. Zwischenzeitlich wurde die Pilotfertigung durch eine verbesserte CIS-Anlage ergänzt. Erst wenn alle gesetzten Ziele erfüllt sind, wird die 10-MW-Fertigung installiert.

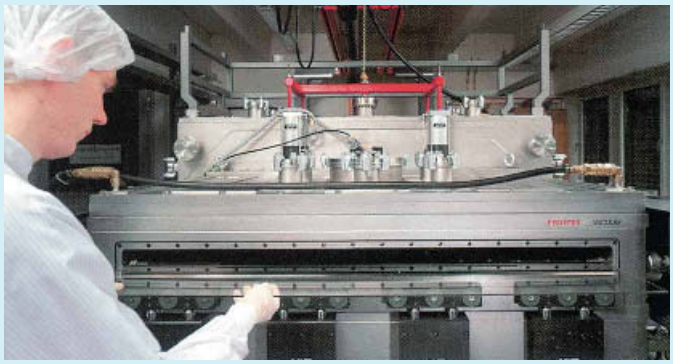
Auch die Sulfurcell in Berlin-Adlershof setzt auf ein CIS-Zellen-Konzept – wenn auch mit einer anderen Materialzusammensetzung. Ausgangspunkt sind Forschungsergebnisse des in Berlin-Wannsee beheimateten Hahn-Meitner-Instituts, das gleich den Chef und Entwicklungsträger mitlieferte. Die im Jahr 2000 geborene Gründungsidee wurde im vergangenen Sommer bis zur Installation einer 1,5-MW-Pilotanlage umgesetzt. Zu den Geldgebern zählte wie in Marbach u. a. der örtliche Energiekonzern. Erreicht wurde in der Pilotproduktion ein Wirkungsgrad von 11,4 % mit Spitzenwert 13 %. Im Labor lag die Spitze bei 18,8 %. Ab 2006 soll die Produktion mit Modulen in den Abmessungen 1,2x0,6 m^2 marktfähig laufen. Ziele sind Produktionsausbeuten von mehr als 90 %, die Senkung des Materialbedarfs auf ein Hundertstel und der Prozessschritte auf weniger als ein Drittel der Wafertechnologie – gleichbedeutend mit einer Senkung der Kosten um mehr als 50 % und der Energierücklaufzeit (Zeit zur Kompensation der bei der Herstellung der PV-Anlage benötigten Energie) um zwei Drittel.



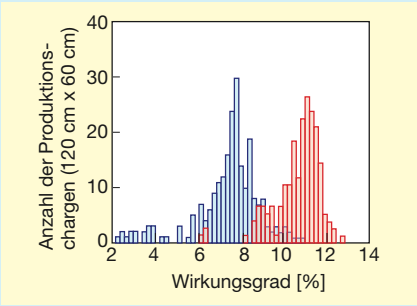
❸ Schichtenaufbau der nanokristallinen Siliziumzelle: Jede der drei Zellen ist für einen anderen Spektralbereich des Tageslichtes empfindlich, was zu einer besseren Energieausbeute führt. In einem kontinuierlichen Rollbeschichtungsverfahren werden neun Dünnschichten aufgebracht. Quelle: Uni-solar



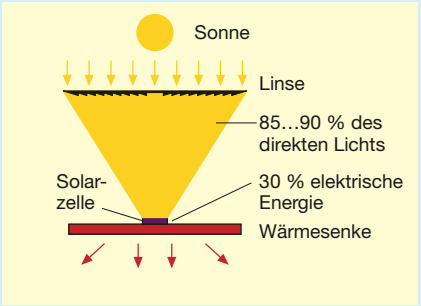
❹ Aufbau der Beschichtungsanlage für 1,2 x 0,6 m^2 in Marbach. 1999 waren allein 7 Großanlagen für die Hauptschritte der Solarzellenfertigung notwendig.



❺ Am Anfang standen CIS-Module mit einer Breite von 0,6 m auf dem Versuchsprogramm. Inzwischen wurde eine neue CIS-Beschichtungsanlage für Substrate von bis zu 1,2 m installiert.



❻ Wirkungsgradstatistik der CIS-Solarzellenfertigung mit den Chargen der Pilotfabrik. Die im Jahr 2002 erreichten Fortschritte zeigen die roten Messwerte. Quellen (4-6): ZSW



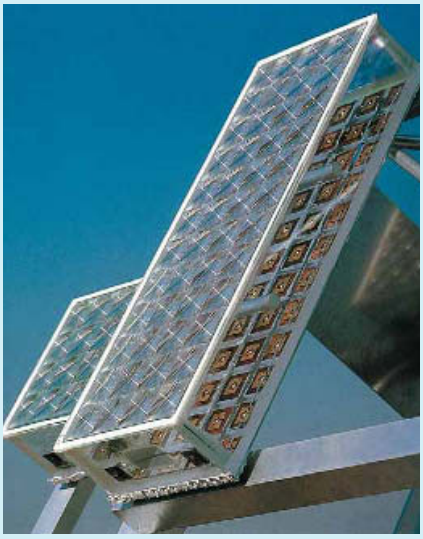
❼ Schematische Darstellung einer kleinflächigen Solarzelle, die mittels einer speziellen Optik direktes Sonnenlicht in elektrische Energie umwandelt.

6 Ertragssteigerung mit Konzentratoren

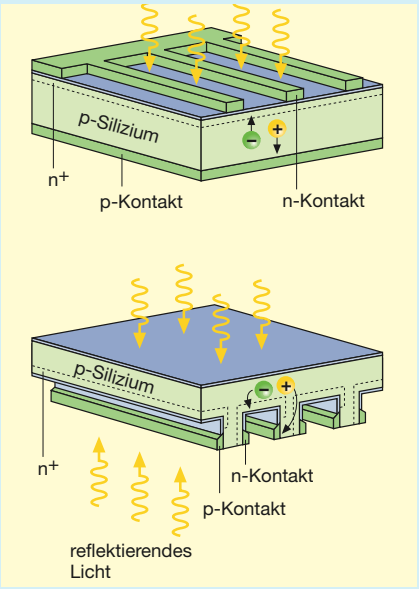
Ein weiterer Entwicklungsschwerpunkt sind Höchstleistungssolarzellen in der bereits erwähnten Stapeltechnik mit den so genannten III- und V-Halbleitern. Es sind dies Elemente der 3. und 5. Gruppe des Periodensystems wie beispielsweise Gallium, Indium, Arsen und Phosphor, aus denen halbleitende Mischkristalle hergestellt werden. Ziel sind Materialverbindungen, deren dünne Schichten von nur wenigen µm ausreichen, um das nutzbare Licht zu absorbieren (aufzusaugen). Während in Deutschland inzwischen Spitzenwirkungsgrade von 30-31 % realisiert wurden, erreichten Forscher in den USA bereits 32 %. Die Konkurrenz in Freiburg erwartet die Grenze erst bei 40 %. Die ersten Stapelzellen des genannten Typs haben sich bereits im Weltraum bewährt. Ihre Kommerzialisierung ist vermutlich nur dort möglich. Die Forscher gehen davon aus, dass bei einer terristischen Anwendung nach dem Vorbild der heute gebräuchlichen PV-Module die Stapelzelle mit III-V-Halbleitern „immer zu teuer“ sein wird.

Um dennoch den hohen Wirkungsgrad einer solchen, für den terristischen Einsatz optimierten Stapelzelle aus III-V-Halbleitern auch für die stationäre Stromerzeugung effektiver nutzen zu können, entwickelten die Freiburger Forscher ein Konzentratorsystem mit einer speziellen Optik (Fresnel-Linsen). Damit ist es möglich, das Sonnenlicht auf einen winzigen Brennfleck zu fokussieren, in dem sich nur noch eine 2-10 mm^2 kleine Solarzelle befindet. Die Anordnung ermöglicht prinzipiell eine Erhöhung der Lichtintensität um den Faktor 300-1000 (Bilder ❼ und ❽).

Um den Brennfleck der Linsen auf der Solarzelle zu halten, müssen diese Systeme der Sonne nachgeführt werden. Dazu entwickelten die Forscher Module mit einer prognostizierten Leistung von 5 kW. Inzwischen wurde eine Nachführeinheit (englisch: Tracker) mit einer Fläche von 30 m^2 gebaut. Ziel dieser Forschungsarbeiten ist die Erprobung und Ertüchtigung eines ersten Systemelements. Bis zur Serienreife einer kostengünstigen Lösung ist aber noch ein weiter Weg. Dabei sind nach Meinung von Dr. *F. Dimroth* (ISE) die Zell- und Systemwirkungsgrade der wichtigste Faktor für die Reduktion der Energiegestehungskosten. Die durchgeführten Studien lassen erwarten, dass es mit einem solchen Systemelement möglich wird, beispielsweise im Mittelmeerraum und in den Tropen Solarkraftwerke bis in den dreistelligen MW-Bereich zu realisie-



❽ Monolithische Tandem-Konzentratorzellen, die einen Wirkungsgrad von mehr als 30 % erzielen. Linsen konzentrieren das Sonnenlicht um einen Faktor 100 bis 1000. Quellen (7, 8): ISE



❾ Aufbau von Solarzellen, oben die herkömmliche Zelle, unten die bifaciale BACK-OECO-Solarzelle Quelle: ISFH

ren. Dabei könnten die angestrebten und parallel erforschten Solarzellenstrukturen auf Basis dünner Siliziumschichten einen wichtigen Beitrag leisten.

Konzentratortechnologien sind aber auch in Japan, in den USA und in Spanien ein Forschungsthema. Dazu gehört auch Europas Nr. 1 unter den Solarzellenproduzenten, die spanische Isofon. Ihr Ziel sind Konzentratorsysteme mit Galliumarsenid (GaAs) als Zelllmaterial und ebenfalls Fresnel-Linsen. Erste Module wurden bereits fertiggestellt. Mit 10 cm^2 kleinen Linsen fokussieren sie die Sonnenstrahlung auf Solarzellen mit einer Fläche von jeweils 1 mm^2. Bereits 2005 will Isofon ihren traditionellen Exportkunden die ersten Module liefern. Dann reduzieren sich Flächenbedarf und Produktionskosten jeweils auf die Hälfte.

7 Silizium-Solarzellen mit hohem Wirkungsgrad

Dass auch die Dickschichttechnologie mit weiteren Forschungsergebnissen aufwarten kann, zeigte die im September letzten Jahres in Berlin durchgeführte Jahrestagung des FVS. Von besonderem Interesse waren dabei die Ergebnisse des Hameler Solarenergieforschungsinstituts ISFH, vorgestellt vom Chef des Unternehmens Prof. Dr. *R. Hezel*. Sein Thema waren zwei Entwicklungen mit neuen Silizium-Solarzellenstrukturen. An erster Stelle stand die OECO-Technologie, mit der kostengünstig ein Potential zur Erhöhung des Wirkungsgrades bis über 20 % hinaus erschlossen wird. Ein Nachweis wurde zunächst mit kleinen Solarzellen erbracht (4 und 100 cm^2 Fläche). Bestandteil der Entwicklung ist die Realisierung einer Pilotproduktion mit neuen, einfach zu automatisierenden Fertigungseinrichtungen und -prozessen einschließlich einer neuartigen Verbindungstechnik unter Verwendung von leitfähigen Klebstoffen.

Darauf aufbauend wurde das vom ISFH seit mehr als zehn Jahren intensiv verfolgte Konzept einer bifacialen (doppelgesichtigen) Solarzelle weiterentwickelt und damit eine neue patentreife Lösung geschaffen. Das Ergebnis ist die BACK-OECO-Solarzelle, mit der die Ausgangsleistung prinzipiell um über 60 % gesteigert werden kann (Bild ❾). Möglich wird das durch eine zweite, rückseitig angeordnete Solarzelle – eine auch international verfolgte Kombination, die die bisher dominierende „eingesichtige Solarzelle“ ergänzt. Schon in einem frühen Stadium gelang es den Wissenschaftlern des ISFH, Wirkungsgrade von 18,3 % für die Vorderseite und 17,6 % für die Rückseite zu realisieren.

8 Bifaciale Zelle für die Gebäudetechnik

Voraussetzung für die Stromgewinnung mit der rückseitigen Solarzelle ist ein Hintergrund, der das Sonnenlicht reflektiert. Laut Prof. *Hezel* genügt selbst der Putz einer nach Süden gerichteten Hauswand. Um die bifaciale Solarzelle wie vorgesehen bevorzugt als Gestaltungselement im Wohn- und Zweckbau zu nutzen, wurden unterschiedliche Anwendungen entworfen, getestet und vermessen. Schwerpunkte waren Fassadenverkleidungen, Dachelemente sowie der Sonnen- und Regenschutz. Solare Grundelemente sind Solarmodule mit rückseitiger weißer Grundplatte. Mehr als 50 % ihrer Fläche wird durch Solarzellen besetzt. Der Rest bleibt frei und dient als Reflektor.

Wird wie bei einer Sonnenschutzmarkise hinter dem beweglichen Solarmodul Tageslicht benötigt, empfiehlt sich der Einsatz eines transparenten Reflektors. Er sichert eine effektive Stromerzeugung und eine blendfreie Zimmerbeleuchtung. In allen Fällen eröffnet sich durch unterschiedliche geometrische Zellenanordnungen innerhalb des Moduls ein breiter Raum für neue architektonische Gestaltungsmöglichkeiten. Da im Unterschied zu den handelsüblichen Solarmodulen bei bifacialen OECO-Solarzellen die Vorderseitenmetallisierung entfällt, verbessert sich gleichzeitig das Erscheinungsbild. Das ist möglich, da die Kontaktsysteme auf der Rückseite untergebracht wurden. ■