

# Dünnschichtsolarzellen auf der Basis von amorphem und mikrokristallinem Silicium

## Einleitung

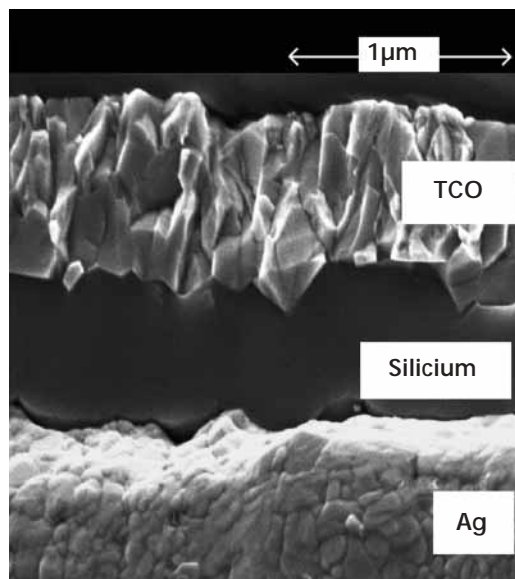
Solarzellen aus amorphem, Wasserstoff-dotiertem Silicium (a-Si:H) werden heute erfolgreich in vielen Anwendungen zur Stromerzeugung eingesetzt. Die besonderen Vorteile der Silicium-Dünnschichttechnologie sind:

- Die verwendeten Materialien sind praktisch unbegrenzt verfügbar.
- Die Solarmodule bestehen aus ökologisch unbedenklichen Bestandteilen.
- Bei der Herstellung sind nur niedrige Prozesstemperaturen erforderlich, was einerseits die Verwendung kostengünstiger Substratmaterialien ermöglicht (zum Beispiel Fensterglas) und andererseits den Energieverbrauch bei der Herstellung senkt. Daraus resultieren kurze Energierücklaufzeiten [1].
- Die Herstellung mit Plasmadepositionsverfahren ermöglicht die Beschichtung großer Flächen. Daraus ergibt sich das Potenzial für signifikante Kostensenkungen.
- Die Dünnschichttechnologie erlaubt eine integrierte Serienschaltung der Solarzellen zu Solarmodulen und damit auch eine einfache Anpassung der Modulspannung.

RWE SCHOTT Solar und das Forschungszentrum Jülich verfolgen in ihrer bereits seit 1993 bestehenden Kooperation zwei zentrale Ziele: Eine konsequente Weiterentwicklung der bestehenden a-Si:H-Technologie und parallel dazu die Entwicklung einer neuen Generation von Silicium-Dünnschichtsolarmodulen mit deutlich verbessertem Wirkungsgrad. Im ersten Teil des Artikels wird die a-Si:H-Solarzellentechnologie kurz vorgestellt und weitere spezifische Vorteile von a-Si:H-Solarmodulen aufgezeigt. Eindrucksvolle Beispiele sind die vielfältigen Anwendungen der Module im Bereich der Gebäudeintegration. Dieser Teil zeigt aktuelle Forschungsergebnisse zum mikrokristallinen Silicium ( $\mu$ c-Si:H) und zu Tandemzellen aus a-Si:H und  $\mu$ c-Si:H.

## 1. Entwicklung von Solarzellen und Solarmodulen aus amorphem Silicium

Die elektronenmikroskopische Aufnahme in *Abb. 1* zeigt den Querschnitt durch eine a-Si:H-Solarzelle. Die Siliciumschichten, in denen das Sonnenlicht in elektrischen Strom umgewandelt wird, sind zwischen einer transparenten Frontkontaktschicht, dem TCO (Transparent Conductive Oxide), und einer Metallschicht eingepackt. Als Substrat dient Glas. Die Funktionsweise von Silicium-Dünnschichtsolarzellen wird im Beitrag von Fuhs et al. [2] genauer beschrieben. Eine nachteilige Eigenschaft von Solarzellen aus a-Si:H ist der sogenannte Staebler-Wronski-Effekt. Dieser führt dazu, dass der Wirkungsgrad der Solarzellen im Laufe des Betriebs bis zu einem Sättigungswert abnimmt. Dieser stabile Wirkungsgrad ist die entscheidende Größe für a-Si:H-Solarzellen und wird für Solarmodule von den Herstellern spezifiziert. Dabei liegt der Anfangswert je nach Bauweise um relativ 10–30% über dem stabilen Wirkungsgrad.



Dr. Bernd Rech

FZ-Jülich

b.rech@fz-juelich.de

Peter Lechner

RWE SCHOTT Solar GmbH

Peter.lechner@

solar.rwesolutions.com

*Abbildung 1*

Querschnitt einer Silicium-Dünnschicht-solarzelle aufgenommen mit einem Raster-elektronenmikroskop (Aufnahme: RWTH Aachen)

Die Entwicklung von a-Si:H-Solarzellen mit möglichst hohem stabilem Wirkungsgrad ist eines der zentralen Themen in der Kooperation zwischen RWE SCHOTT Solar (RSS) und dem Forschungszentrum Jülich. Dabei umfasst die Kooperation, neben dem Transfer von Forschungsergebnissen aus dem Labor in die Produktion, die Zusammenarbeit bei der Entwicklung von TCO-Schichten (Transparent Conductiv Oxid), die Analyse von Problemen in der Produktion sowie die Entwicklung von zukünftigen Dünnschichtsolarmodulen auf der Basis von amorphem und mikrokristallinem Silicium. Ergebnisse der Zusammenarbeit haben bereits zur heutigen a-Si:H/a-Si:H-Stapelzellentechnologie von RSS beigetragen. Dabei beträgt der stabile Modulwirkungsgrad derzeit 6 %.

D. h. wenn die Temperatur des Solarmodules im Betrieb steigt, so nimmt der Wirkungsgrad um 0,1 % pro Grad Temperaturerhöhung ab. Dabei ist zu beachten, dass Solarmodule unter Standardtestbedingungen (STC) bei 25 °C gemessen und spezifiziert werden. Die Betriebstemperatur in der Anwendung liegt typischerweise im Bereich 50 °C. Für kristallines Silicium beträgt der Temperaturkoeffizient meist ca.  $-0,4\%/^{\circ}\text{C}$  [3], wodurch die relative Abnahme des Wirkungsgrads mit steigender Betriebstemperatur höher ist als bei a-Si:H-Solarzellen ist.

Unabhängige Studien wie zum Beispiel die Studie von Jardine [4] bestätigen diese Vorteile der a-Si:H-Technologie (Abb. 2). In einem mediterranen Klima (z. B. Mallorca) zeigten die a-Si:H-Solarmodule von RWE SCHOTT Solar eine im Mittel um 22 % und in England (UK) eine um 17 % höhere Energieausbeute pro installierter Modulleistung als kristalline Silicium-Solarmodule. Dabei wurde die Modulleistung unter STC-Bedingungen bestimmt.

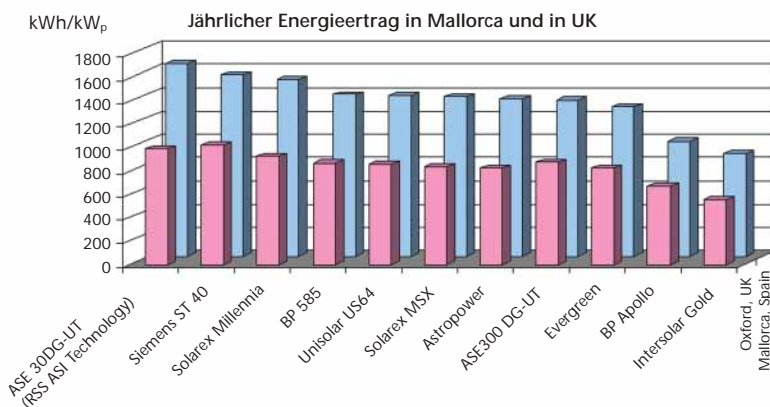
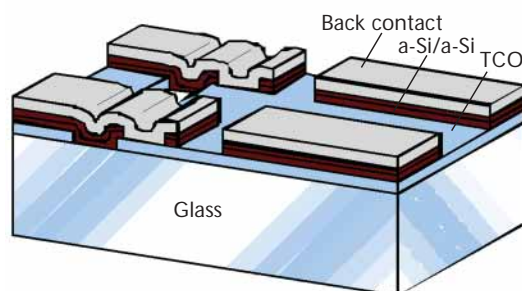


Abbildung 2  
Jährliche Energieausbeute pro installierter Peakleistung für verschiedene Modultechnologien [4]

Die a-Si:H-Technologie zeigt einige Besonderheiten, die den – im Vergleich zur kristallinen Silicium-Wafertechnologie – niedrigen Wirkungsgrad teilweise kompensieren. Neben der spezifizierten Modulleistung, die natürlich zunächst das zentrale Kriterium ist, bestimmen der Temperaturkoeffizient und weitere Abhängigkeiten die Energieausbeute eines Solarmoduls in der Anwendung: Der Temperaturkoeffizient beträgt für a-Si:H-Solarmodule nur etwa  $-0,1\%/^{\circ}\text{C}$ .

Abbildung 3  
Semitransparente Solarzellenstruktur (ASITHRU®-Design)



## 2. Solarmodule aus amorphem Silicium – Anwendungen in der Gebäudeintegration

Ihre besonderen Vorteile zeigt die a-Si:H-Solarzellentechnologie bei Anwendungen im Bereich der gebäudeintegrierten Photovoltaik (BIPV – building integrated PV). Hier ist das Solarmodul ein Baustoff, der integriert in Gebäuden verschiedene Aufgaben wie Wärmeschutz, Abschattung, Blendschutz und Design mit Elektrizitätserzeugung verknüpft. Die Anwendung von a-Si:H-Solarmodulen in Gebäuden ist vielfältig. Dächer, Fassaden, Markisen, Fenster und Türen können mit Photovoltaik kombiniert werden. Die Substratgröße für die Herstellung der Solarmodule ist durch die Depositionsanlagen zur Halbleiterfertigung vorgegeben. Allerdings können durch Schneiden und Laminatbildung Module an die spezifischen Größen des gewünschten Bauelements angepasst werden. Die Herstellung von Silicium-Dünnschichtsolarmodulen auf Glas ermöglicht zusammen mit modernen Lasertechniken auch die Realisierung von semitransparenten Solarmodulen. Hierbei

wird ein kleiner Teil der aktiven Solarzelle entfernt. Dieses Abtragen der Schicht kann beispielsweise senkrecht zu den Linien der integrierten Serienschaltung erfolgen und ist in *Abb. 3* schematisch dargestellt. Dadurch entsteht ein durchsichtiges, feines Raster, das die farbneutrale Sicht durch das Solarmodul ermöglicht (*siehe Abb. 4*). Der Transmissionsgrad kann kundenspezifisch gewählt werden und beträgt typischerweise 10%. Da das transmittierte Licht nicht in der Solarzelle genutzt wird, verringert sich der Wirkungsgrad zwar entsprechend, gleichzeitig erfüllen die semitransparenten Module dafür aber wesentliche zusätzliche Funktionen für ein Licht- und Energiemanagement im Gebäude.

So ergeben sich sehr vielfältige und äußerst attraktive Möglichkeiten in der Anwendung und im Design von opaken und semitransparenten a-Si-PV-Elementen (ASITHRU®) durch die Kombination neuartiger und konventioneller Techniken im Bereich der BIPV.

### Betrachtung der Kosten

Bei herkömmlichen Solarmodulen ist es üblich, den Preis pro „Peakwatt“ ( $W_p$ ) zu betrachten. Bei BIPV-Elementen gibt man aber meist die Kosten bzw. Preise pro Quadratmeter an. Dafür sprechen die folgenden Argumente:

- Die Kosten müssen mit konventionellen Dach- oder Fassadenelementen verglichen werden, die in der Regel pro Quadratmeter kalkuliert sind.
- Ästhetik und Design sind Werte, die individuell beurteilt und quantifiziert werden müssen.
- Die Energieausbeute setzt sich sowohl aus der erzeugten Elektrizität als auch aus dem Gewinn aus thermischen Funktionen zusammen.

Die Photovoltaik ist in der Gebäudeintegration ein additiver Wert, der nur mit den entstehenden Mehrkosten verrechnet werden muss. Der Spielraum für Kostensenkungen ist in diesem Bereich noch beträchtlich.

Im Folgenden werden anhand einiger Beispiele verschiedene Kombinationen von Funktion, Design und Ästhetik vorgestellt, die mit der a-Si:H-Technologie weltweit realisiert wurden. Die Solarfassade des bayerischen Umwelt-



*Abbildung 4*  
Südfassade der RWE  
SCHOTT Solar Fabrik,  
SmartSolarFab®



*Abbildung 5*  
Semitransparentes  
Glasdach



*Abbildung 6*  
Stillwell Avenue  
Terminal (Computer-  
simulation)

ministeriums war eines der ersten gebäudeintegrierten PV-Projekte auf Basis der a-Si:H-Technologie. Der erfolgreiche Betrieb seit neun Jahren ist ein Beispiel für die hohe Zuverlässigkeit der a-Si:H-Module. Drei weitere Beispiele verdeutlichen die gestalterischen Möglichkeiten mit semitransparenten Solarmodulen:

*Abb. 5* zeigt ein semitransparentes Glasdach. Das 2,8  $kW_p$ -System verkoppelt Energieerzeugung mit einer Abschattung für eine Cafeteria. Die Südfassade der RWE SCHOTT Solar Fabrik in Alzenau (*Abb. 4*) ist mit einer ASITHRU® Doppelverglasung ausgestattet. Hier verknüpft die Fassade elektrische Energieerzeugung, Wärmeisolierung und Abschattung des Gebäudes.

Ein 6000  $m^2$  Dünnschicht-PV-Installations-Projekt wird derzeit in der Stadt New York realisiert.

Das Stillwell Avenue Terminal wird mit 210 kW<sub>p</sub> die weltgrößte gebäudeintegrierte Dünnschicht-solaranlage und bis Ende des Jahres 2004 realisiert sein. Die Abb. 6 zeigt eine Computer-simulation des Objekts. Die Solarmodule werden als Überkopfverglasung ausgeführt und kombinieren transparente Glasbereiche mit a-Si:H PV-Komponenten.

### 3. Eine neue Generation von Silicium-Dünnschicht-solarmodulen

Zentrales Thema in der Photovoltaikforschung ist die Verbesserung des Wirkungsgrads als ein Weg zu Kostensenkung. In den letzten Jahren haben sich Tandemsolarzellen aus amorphem und mikrokristallinem Silicium als eine der vielversprechendsten Konzepte für die Dünnschichtphotovoltaik herausgestellt. Solarzellen aus  $\mu\text{-Si:H}$  lassen sich wie a-Si:H mit dem PECVD-Verfahren (Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition) abscheiden. Sie zeigen im

Gegensatz zu a-Si:H-Solarzellen keine oder nur eine geringe lichtinduzierte Degradation und nutzen auch den langwelligen Spektralbereich des Sonnenlichts. Allerdings sind aufgrund der kleinen Absorptionskoeffizienten für langwelliges Licht ein effektives „light trapping“ und Schicht-dicken von 1–3  $\mu\text{m}$  notwendig (bei a-Si:H sind es nur ca. 0,3  $\mu\text{m}$ ).

Solche  $\mu\text{-Si:H}$ -Solarzellen wurden bereits auf einer Fläche von 30 cm x 30 cm im Forschungs-zentrum Jülich hergestellt und als Bottomzellen in a-Si:H/ $\mu\text{-Si:H}$ -Tandemsolarzellen eingesetzt. Der Verlauf des Wirkungsgrads als Funktion der Beleuchtungsdauer ist in Abb. 7 für drei verschiedene Silicium-Dünnschichtsolarzellen dargestellt. Die a-Si:H Zelle zeigt eine deutliche Degradation und stabilisiert bei einem Wirkungsgrad von ca. 7% Die mikrokristalline Si:H-Zelle ist stabil und zeigt einen Wirkungsgrad von 8,9%. Den höchsten Wert liefert die Tandemzelle mit einem stabilisierten Wirkungsgrad von 11,2%.

Um die a-Si:H/ $\mu\text{-Si:H}$ -Tandemzellentechnologie zur Produktionsreife zu bringen, wurde als erster Schritt eine komplette Solarmodultechnologie für 30 cm x 30 cm am Forschungszentrum Jülich aufgebaut, die seit einem Jahr in Betrieb ist. Ziel ist die Realisierung von hohen Modulwirkungsgraden mit industrierelevanten Fertigungsverfahren. Neben der Entwicklung von Silicium-schichten steht die Entwicklung von Lichtfallen („light trapping“) auf Basis von Zinkoxidschichten (ZnO) im Vordergrund. Das Aufskalieren der ZnO-Schichten erfolgt dabei mit industrienahe-n Sputterverfahren. Die Verschaltung zu Solar-modulen basiert zunächst auf einer Technologie von RWE SCHOTT Solar. Durch gemeinsame Entwicklungsarbeiten sind nun neue Laser-verfahren zur Strukturierung des ZnO, des  $\mu\text{-Si:H}$  und des metallischen Rückkontakts im Labor etabliert.

Abbildung 7  
Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Beleuchtungsdauer von verschiedenen Silicium-Dünnschichtsolarzellen

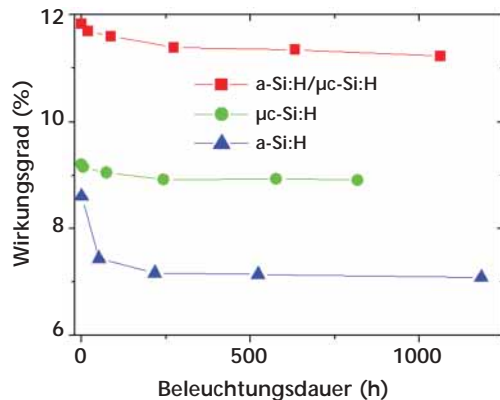
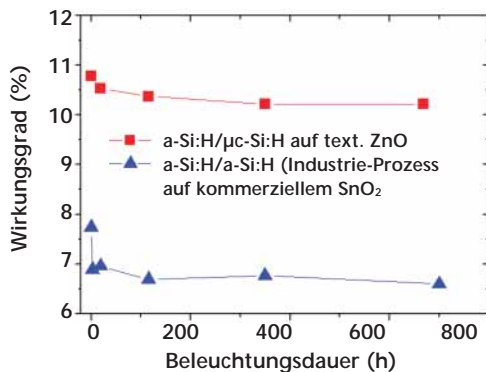


Abbildung 8  
Zwei a-Si:H/μ-Si:H-Solarmodule vom FZ-Jülich



Funktionstüchtige Module mit Abmessungen von 10 cm x 10 cm und 30 cm x 30 cm werden inzwischen vollständig am Institut für Photo-voltaik (IPV) ausgehend vom Glassubstrat her-gestellt (Abb. 8). Die monolithische Serienver-schaltung erfolgt dabei ausschließlich mit Laserprozessen. Abb. 9 illustriert das Potenzial der a-Si:H/ $\mu\text{-Si:H}$  Tandemtechnologie am IPV

durch den Vergleich zweier Minimodule mit einer Substratgröße von 10 cm x 10 cm. Die stabilen Wirkungsgrade (bezogen auf die Aperturfläche) betragen 10,2% für das a-Si:H/ $\mu$ c-Si-Modul und 6,5% für das a-Si:H/a-Si:H-Modul, das aus dem industriellen Produkt geschnitten wurde.



Der Vergleich zeigt, dass Modulwirkungsgrade von 10% mit der Silicium-Dünnschicht-technologie erreichbar sind. Die Umsetzung in ein industrielles Produkt erfordert allerdings noch große Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen. Dieser Aufgabe stellt sich unsere Kooperation in gemeinsamen Projekten mit der Unterstützung von weiteren Partnern aus Forschung und Industrie.

## Zusammenfassung

Solarzellen aus amorphem Silicium (a-Si:H) werden heute erfolgreich in vielen Anwendungen zur Stromerzeugung eingesetzt. Besonders eindrucksvoll verdeutlichen dies Beispiele aus dem Bereich der gebäudeintegrierten Photovoltaik. Aktuelle Forschungs- und Entwicklungsergebnisse zeigen ein großes Potenzial für weitere Kostensenkungen und Verbesserungen des Wirkungsgrads.

## Dank

Vielen Dank an die Kolleginnen und Kollegen in Putzbrunn und Jülich für ihre Mitarbeit sowie dem BMBF und dem BMWA für die finanzielle Unterstützung.

## Literatur

- [1] G. Hagedorn, Proc. 9th Eur. Sol. Energy Conf., Freiburg 1989, pp.542-545.
- [2] W. Fuhs, H. Stiebig, S. Reber, Themenheft 2003 „Photovoltaik – Neue Horizonte“, S. 42 FVS, Berlin 2003
- [3] K. Emery, J. Burdick, Y. Caiyem, D. Dunlavy, H. Field, B. Kroposki, T. Moriarty, L. Ottoson, S. Rummel, T. Strand, M.W. Wanlass, Proc. 25th IEEE PVSC, Washington, DC (1996), p. 1275
- [4] C. N. Jardine, K. Lane, Proc. „PV in Europe, from PV Technology to Energy Solutions“, Rome 2002

Abbildung 9  
Vergleich zweier Mini-  
module (10 cm x 10 cm)

# Dünnschichtsolarzellen auf der Basis von Verbindungshalbleitern

Dr. Michael Powalla

ZSW

Powalla@zsw-bw.de

Bernhard Dimmler

Würth Solar

bernhard.dimmler@we-online.de

Karl-Heinz Groß

Würth Solar

Karl-Heinz.Gross@we-online.de

Dr. Susanne

Sieberttritt

HMI

sieberttritt@hmi.de

Dr. Rolf Reineke-Koch

ISFH

r.reineke-koch@isfh.de

Volker Probst

Shell Solar

Volker.V.Probst@si.shell.com

## Einleitung

Um langfristig eine Kostenreduktion in der Photovoltaik von ca. 5 % pro Jahr zu realisieren – wie vom EEG gefordert – müssen möglichst alle Reduktionspotenziale ausgeschöpft werden. Ein ganz wichtiger Punkt ist dabei die Reduktion des Materialeinsatzes und die großflächige, automatisierte Herstellungstechnik, die insbesondere in Industrieländern essentiell ist. Im Gegensatz zur heutigen Standardtechnik, bei der Siliciumscheiben mit ca. 10 cm x 10 cm Größe und ca. 300 µm Dicke eingesetzt werden, geht man in der Dünnschichttechnik andere Wege. Zum Beispiel in der Architekturglas-technologie beschichtet man heute schon 3 m x 6 m große Glasscheiben im 45s-Takt. Da man für die photovoltaische Stromwandlung jedoch hochwertigere Schichten aus Halbleitern benötigt, konnten solche Taktzeiten hier noch nicht realisiert werden. Die Produktgrößen sind heute im Maximum 60 cm x 120 cm. Andere Beispiele, wie z. B. die Flachdisplaytechnologie [1] belegen eindeutig, dass die Kosten mit der Größe der produzierten Einheit sinken. Dies will man auch für die Photovoltaik erreichen.

Eine Option zur Kostenoptimierung in der Photovoltaik (PV) sind Dünnschichtsolarzellen basierend auf dem Absorbermaterial  $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$ . Bei diesem Solarzellentyp besteht die lichtabsorbierende Schicht aus den Elementen Kupfer (Cu), Indium (In), Gallium (Ga) und Selen (Se). Daher werden diese Solarzellen auch kurz CIS-Solarzellen oder CIGS-Solarzellen genannt. Die gesamte Solarzelle besteht aus einem Schichtaufbau von ca. 4 µm Dicke, welcher mit Beschichtungsverfahren auf Fensterglas aufgebracht wird. Das heißt, eine Schichtdicke von zwei tausendstel Millimetern reicht aus, um das Sonnenlicht zu absorbieren. Das Material ist sowohl bezüglich Stöchiometrie-abweichungen als auch Defekten sehr tolerant, so dass es auf quadratmetergroßen Flächen mit ausreichender Qualität hergestellt werden kann. Denn das hohe Kostenreduktionspotenzial kann

nur ausgeschöpft werden, wenn es gelingt, die Herstellung der Solarmodule großflächig in eine Serienproduktion umzusetzen.

In den FVS-Forschungseinrichtungen von ZSW, ISFH, HMI und in der Firma Shell Solar werden die Basistechnologien, Materialien und modifizierten Prozessansätze entwickelt. Durch diese kontinuierliche Forschung und Entwicklung konnten in Deutschland Pilotproduktionslinien für Module im Quadratmetermaßstab aufgebaut und stabilisiert werden. Damit ist ein wichtiger Nachweis erbracht: CIS-Solarmodule lassen sich auf Glas mit Wirkungsgraden von über 12 % auf Flächen bis zu 0,7 m<sup>2</sup> herstellen.

Schon 1975 konnten im Labor auf Flächen kleiner 1 cm<sup>2</sup> Wirkungsgrade von über 12 % demonstriert werden [2]. Die ersten kommerziell erhältlichen Module kamen von Shell Solar im Jahr 1998 und von der Firma Würth Solar im Jahr 2000 auf den Markt. In diesen Pilotproduktionen von Shell Solar in München und Würth Solar in Marbach a. N. liegt der Schwerpunkt auf der Produktionstechnologie. Inzwischen haben sich CIS-Module in verschiedenen PV-Anlagen bereits weltweit bewährt. Während die weltbesten CIS-Solarzellen in USA [3] und Japan [4] auf Flächen kleiner 1 cm<sup>2</sup> mit Wirkungsgraden über 19 % hergestellt werden, ist man in Deutschland führend bei der Erweiterung der Produktion auf große Flächen.

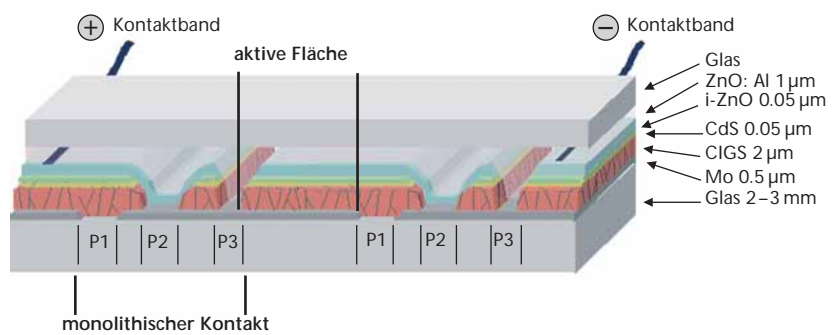
Die Anwendungen reichen von produktintegrierter Photovoltaik bis zu gebäudeintegrierten Dünnschichtsolarzellen. Die typische Größe bisher installierter Anlagen liegt zwischen ca. 1 und 50 kW<sub>p</sub>. Die CIS-Module zeigen stabile Ertragsdaten, die mit den Werten von polykristallinen Siliciummodulen vergleichbar sind.

## CIS-Dünnschichtsolarzellen

Für die Herstellung einer CIS-Solarzelle werden insgesamt fünf verschiedene Schichten nacheinander auf einen Glasträger aufgebracht. Diese Schichten werden mehrfach strukturiert, sodass einzelne Zellen elektrisch in Serie verschaltet werden und ein photovoltaischer Generator mit wählbarer Ausgangsspannung entsteht. Schließlich werden an den zwei äußeren Zellen Kontakte montiert und das Rohmodul zum Schutz vor Umwelteinflüssen mit einem Deckglas versiegelt. Das Endprodukt entsteht somit vom Rohglas bis zum fertigen Solarmodul in einem geschlossenen Fertigungsablauf. *Abb. 1* zeigt einen Schnitt durch ein CIGS-Modul. Beispielhaft ist die serielle Verschaltung zweier Einzelzellen, die in der Regel ca. 6 mm breit sind, schematisch dargestellt. Die Gesamtdicke der Schichten beträgt nur etwa 4 µm.

Sowohl Frontseitenkontakt bestehend aus Zinkoxid (ZnO) als auch Rückseitenkontakt bestehend aus Molybdän werden mit dem Kathodenzerstäubungsverfahren deponiert. Eine besondere Herausforderung stellt die Herstellung der photoaktiven Halbleiterschicht dar. Verschiedene Prozessvarianten werden im Folgenden beschrieben:  
Bei ZSW/Würth Solar wird die CIS-Halbleiterschicht auf einer Fläche von 60 cm x 120 cm in einem Schritt im „in-line“ oder Durchlaufverfahren mittels Koverdampfung der Elemente abgeschieden (*Abb. 2*). Das für die Dotierung wichtige Natrium diffundiert während der Beschichtung vom natriumhaltigen Glassubstrat in die CIS-Schicht. Für die Großflächenbeschichtung mussten zunächst thermische Verdampferquellen mit senkrecht zur Bewegungsrichtung homogenem Abstrahlprofil entwickelt werden. Derzeit befindet sich die Abscheidung auf 60 cm Breite in der Pilotproduktion, wobei die Verdampferquellen für 120 cm Abscheidebreite beim ZSW bereits erfolgreich getestet werden. Die technologische Herausforderung besteht hauptsächlich in der Entwicklung der Verdampferquellen und der Stabilisierung des Prozesses.

Bei dem Shell Solar Verfahren werden die Materialien Cu, In, Ga und Se durch Kathodenzerstäubung und Verdampfung zunächst einzeln



auf 60 cm x 90 cm Glasscheiben aufgebracht und diese Vorläuferschicht in einem schnell aufheizenden Ofen kristallisiert. Um unkontrollierbare Diffusion von Natrium aus dem Fensterglas in die CIS-Schicht zu vermeiden, wird zusätzlich eine Barrierschicht zwischen Glas und Molybdän aufgebracht. Die benötigte Na-Dotierung kann dann gezielt und homogen in die Vorläuferschichten eingebracht werden. Das Technologiekonzept von Shell Solar in München ist eine Weiterentwicklung der Prozesse von Shell Solar in Camarillo Kalifornien, wo seit 1998 erfolgreich CIS-Module der Größe 1" x 4" produziert werden. In *Tab. 1* sind die aktuellen Spitzenwirkungsgrade von CIS-Solarzellen und Modulen nach der Größe sortiert aufgelistet. Die Spitzenwirkungsgrade für Module haben inzwischen Werte erreicht, die durchaus mit Werten von polykristallinem Silicium aus der Produktion vergleichbar sind.

*Abbildung 1*  
Prinzipschnittbild eines CIS-Dünnschichtsolarmoduls. Durch die in den Herstellungsprozess integrierten Strukturierungsprozesse (P1, P2, P3) wird eine elektrische Serienverschaltung der Einzelzellen realisiert, die als ca. 6 mm breite Streifen ausgeführt werden.



*Abbildung 2*  
CIS-Modul (60 cm x 120 cm) aus der Pilotlinie von Würth Solar GmbH & Co. KG

Tabelle 1  
Spitzenwirkungsgrade von CIS-Solarzellen und Modulen

Spitzenwirkungsgrade von CIS-Solarzellen und Modulen					
Fläche					
Zelle [cm <sup>2</sup> ]	Modul [cm <sup>2</sup> ]	Wirkungsgrad [%]	Jahr	Labor/Firma	Bemerkung
0,5		19,2	2003	NREL (USA) [3]	3-Stufen-Prozess, Labor
0,5		18,6	2003	NREL/AGU (J) [5]	beste Cd-freie Laborzelle
	16	16,6	2000	ASC (S) [6]	Laborprozesse
	18,9	14,7	1999	Siemens [7]	sequentielle Prozessierung
	736	12,9	2003	ZSW [8]	Ko-Verdampfung, Cd-frei
	864	14,2	2003	Showa Shell (J) [9]	sequent. Prozess., Cd-frei
	3651	12,1	1999	Shell Solar (USA) [10]	sequentielle Prozessierung
	4938	13,1	2003	Shell Solar [11]	sequentielle Prozessierung
	6507	12,2	2003	Würth Solar/ZSW [8]	Ko-Verdampfung

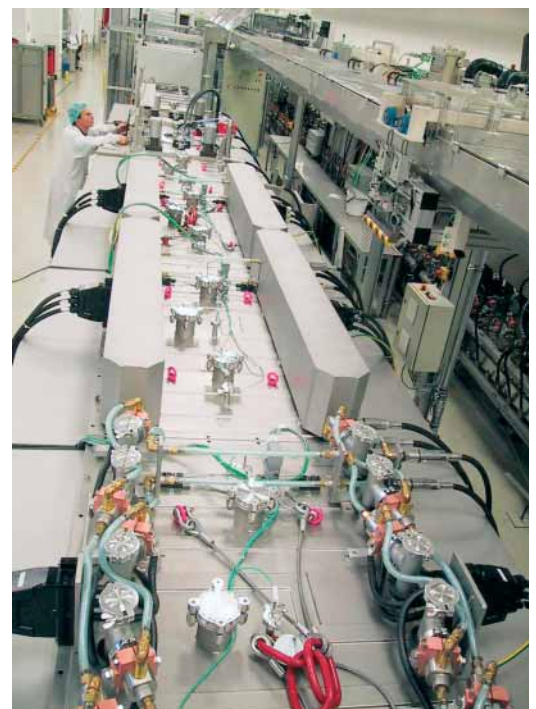
## Industrielle Produktion von CIS-Modulen

Für die Produktion ist es entscheidend, dass die Ausbeute der Einzelprozesse hoch genug ist, um eine Gesamtausbeute von mindestens 85 % zu realisieren. Dies ist in der Fertigung von Shell Solar in Camarillo in den Jahren 2002 /2003 gelungen. Eine Statistik, die fast 16 000 Module der Größe 1" x 4" beinhaltet, zeigt eine Normalverteilung mit einem mittleren Wirkungsgrad von 10,9% ± 0,9% [12].

Bei Shell Solar in München ist es mit dem neu entwickelten Verfahren gelungen, mittlere Wirkungsgrade um 11 % für 30 cm x 30 cm Module (mit ausreichender Statistik) herzustellen. Herstück ist ein neu entwickelter speziell für große Flächen optimierter RTP (rapid thermal process)-Reaktor zur CIGS-Schichtbildung, der mit ausreichend hoher und homogener Heizleistung ausgestattet ist, um die 3 mm dicken Glassubstrate mit 10 K/s aufzuheizen, ohne diese zu zerbrechen oder zu verbiegen. Mit dieser Technologie konnten bei Shell Solar Spitzenwirkungsgrade von über 13 % auf einer Modulfläche von 60 cm x 90 cm erreicht werden. Bei Würth Solar konnte durch einen kontinuierlichen Betrieb die Qualität in 2002 weiter verbessert werden. So konnte der mittlere Wirkungsgrad der 60 cm x 120 cm Module von ca. 9 % (entspricht ca. 58 W<sub>p</sub>) auf über 10 % (entspricht ca. 65 W<sub>p</sub>) gesteigert werden. Die Verbesserungen resultierten hauptsächlich aus der Stabilisierung und Homogenisierung der

Prozesse durch Vermeiden von typischen Fehlern wie z. B. Glasbruch, Haftungsproblemen der Schichten auf dem Glaträger. Ganz entscheidend war die Einführung einer ganzheitlichen Prozesskontrolle und Datenerfassung. Zur Analyse tiefer liegender Effekte werden vom ZSW produktionsbegleitende Methoden wie Thermografie, Rasterelektronenmikroskopie, lateral aufgelöste elektrische, optische und analytische Messungen und Kreuzvergleiche eingesetzt. Zur Steigerung der Anlagenkapazität wurde in 2003 eine neue CIS-Durchlaufbeschichtungsanlage in Betrieb genommen (Abb. 3).

Abbildung 3  
Die neue CIS-Beschichtungsanlage in der Fertigung von Würth Solar GmbH & Co. KG





Während auf dieser Anlage die 120 cm x 60 cm Substrate längs auf der Breite von 60 cm beschichtet werden, wird am ZSW schon der nächste Anlagentyp mit Prozesseinbauten und Verdampferquellen entwickelt. In 2003 wurden in der ZSW-Anlage für 120 cm breite Beschichtungen erste CIS-Schichten hergestellt. Vorausgesetzt der Prozess besteht alle Langzeit- und Stabilitätstests, bedeutet diese Neuentwicklung eine Verdopplung des Durchsatzes und langfristig auch die Möglichkeit größere Einheiten, z. B. 120 cm x 120 cm, zu fertigen. Obwohl die CIS-Technik damit ihre Machbarkeit im Prinzip gezeigt hat, ist eine erhebliche Kostenreduktion nur durch Produktionseinheiten mit Fertigungskapazitäten von mehreren MW<sub>p</sub> pro Jahr (entspricht mehreren Zigtausend Quadratmetern) erreichbar. Um dieses damit verbundene hohe Investment zu rechtfertigen, sind allerdings noch einige Entwicklungen sowohl im anlagentechnischen als auch verfahrenstechnischen Bereich nötig.

## Alternativentwicklungen

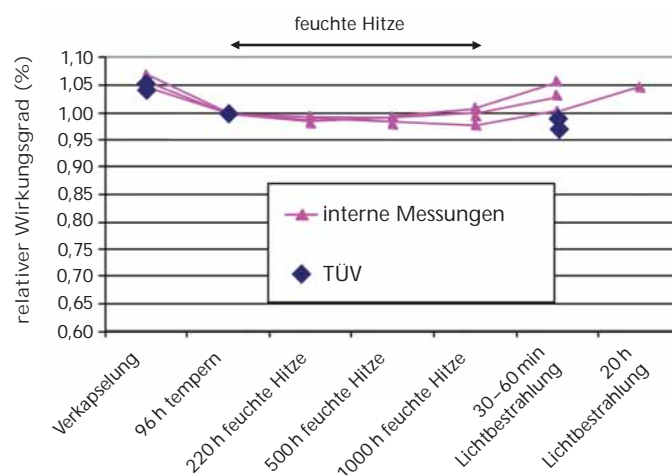
Neben der CIS-Abscheidung selbst sind vor allem die Grenzflächen CIS/Puffer/Frontkontakt Gegenstand intensiver Forschung, da sie die Leistungsfähigkeit und Stabilität der Solarzelle entscheidend beeinflussen.

Seit mehreren Jahren werden am HMI Cadmiumfreie Puffer für CIS-Solarzellen entwickelt. Mit mittels chemischem Bad abgeschiedenem ZnS wurden Wirkungsgrade bis zu 14,4 % (mit ZnSe 14,0%) auf Shell Solar-Absorbern erzielt, was praktisch kein Unterschied zur Standard-Referenz ist (14,6 % mit CdS Puffer), siehe auch [13]. Damit ist nachgewiesen, dass die Vermeidung von auch minimalsten Mengen Cadmium kein prinzipielles Problem darstellt. Bei Shell Solar konnten bereits auf 30 cm x 30 cm erste Cd-freie Module mit bis zu 11,9 % Wirkungsgrad (Mittelwert 11,7 %) unter Anwendung eines CBD<sup>1</sup>-Zn(S,OH)-Puffers hergestellt werden. Durch den Ersatz des einzigen nasschemischen Prozesses in der Herstellungskette durch einen

trockenen Prozess kann möglicherweise eine weitere Prozessvereinfachung erzielt werden. Während man mit einem gepulsten CVD-Verfahren (chemical vapour deposition) am ZSW 12,9 % auf 30 cm x 30 cm erzielt hat, wurden am HMI mit MOCVD (metal organic CVD) auf kleinen Flächen 13,4 % erreicht. Das MOCVD-Verfahren hat den Vorteil, dass es relativ schnell (Abscheidezeit ca. 3 min) und gut skalierbar ist.

Ganz neue Wege geht das ISFH gemeinsam mit der CIS Solartechnik GmbH. Durch eine galvanische Abscheidung, die für eine Metallbandbeschichtung geeignet ist, sollen die relativ teuren und entwicklungsufwändigen Vakuumprozesse ersetzt werden. Gleichzeitig sollen als Substrate Metallfolien (Kupfer oder Edelstahl) dienen, die man z. B. für ein begehbare Metaldach einsetzen könnte. Bisher wurden ein Wirkungsgrad bis zu 9 % (Fläche 0,247 cm<sup>2</sup>) mit einer sequenziellen Abscheidung der Vorläuferschichten mit hohen Abscheidungsraten (<10 min/pro Solarzelle) erreicht. Bevor größere Solarzellen hergestellt werden können, muss die Homogenität und die Schichthftung noch deutlich verbessert werden. Falls dies erfolgreich ist, ist die Verschaltung zu Modulen einfach: Die 35 mm breiten „Solarzellenbänder“ werden mit einem Kontaktgitter versehen und mittels einer Schindeltechnik mechanisch und elektrisch verbunden.

Abbildung 4  
Hitze/Feuchte-Messungen  
an 30 cm x 30 cm-  
Modulen aus der Pilot-  
fertigung von Shell Solar



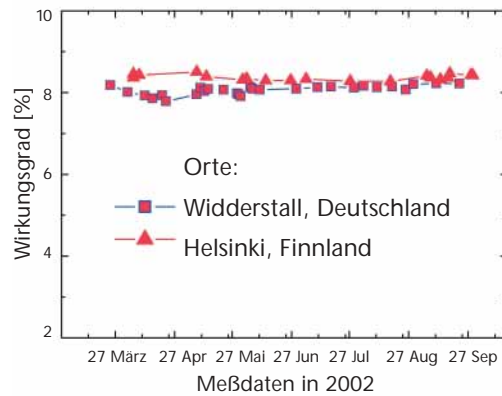
Der Wirkungsgrad der Module wird nach verschiedenen Schritten gemessen: nach der Verkapselung und anschließenden Temperung, nach Temperung in feuchter Hitze, sowie nach einer Bestrahlung mit Licht

<sup>1</sup> CBD = chemical bath deposition (chemische Badabscheidung)

## CIS-Module im Test und Anlagenbeispiele

Für die Anwendung ist vor allem die Langzeitstabilität wichtig. Einer der wichtigsten beschleunigten Alterungstests in der IEC-Norm 61646 ist der Hitze/Feuchte-Test. Nach 1000 Stunden bei 85 °C und 85 % relativer Feuchte darf die Leistung der Module nur um maximal 5 % schlechter werden. Diesen Test haben die 30 cm x 30 cm-Module aus der Shell Solar-Pilotlinie ausgeführt als Glas/Glas-Laminat ohne Randversiegelung bestanden, wie sowohl Shell interne als auch Messungen vom TÜV belegen (Abb. 4).

**Abbildung 5**  
Freifeldtests von 60 cm x 120 cm-Modulen von Würth Solar in Helsinki (Finnland) und Widderstall (Deutschland); Die Daten sind korrigiert zu 25 °C und 1000 W/m<sup>2</sup> (EU Projekt „Pythagoras“).



ZSW-Module der Größe 30 cm x 30 cm haben schon 1998 den Hitze/Feuchte-Test bestanden. Aktuell läuft die offizielle Zertifizierung von 60 cm x 120 cm Würth Solar-Modulen und sie wird voraussichtlich im Oktober 2003 erfolgreich erreicht werden. Weltweit konnten verschiedene CIS-Anlagen installiert und dabei gute Energieertragsdaten gemessen werden. So wurden z. B. jährliche Ertragsdaten von

**Abbildung 6**  
CIGS-Anlage auf dem Dach einer Schule in Marbach a.N. mit 50 kW<sub>p</sub>



ca. 1000 kWh pro installierter kW<sub>p</sub> Leistung (DC-Wert) bei einer Anlagengröße von ca. 1 kW<sub>p</sub> nachgewiesen [14]. Freifeldtests an verschiedenen Standorten (Helsinki, Widderstall) belegen die Stabilität der Module. Abb. 5 zeigt den stabilen temperaturkorrigierten Wirkungsgrad (25 °C/1000 W/m<sup>2</sup>) von 60 cm x 120 cm Würth Solar-Modulen, der im 10 min-Takt über eine Periode von einem halben Jahr gemessen wurde.

Ein weiteres Beispiel ist die weltweit größte CIS-Anlage auf einem Flachdach des Berufsbildungszentrums in Marbach am Neckar, siehe Abb. 6. Hier sind 880 Module mit je 0.7 m<sup>2</sup> Fläche installiert. Die gesamte installierte Leistung beträgt 50 kW<sub>p</sub> und es wird ein jährlicher Ertrag von ca. 42 500 kWh erwartet.

## Danksagung

Die Arbeiten wurden und werden vom Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF), dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA), dem Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg und der Europäischen Kommission gefördert.

## Literatur

- [1] A. Büchel, Vortrag im Workshop Materials Valley, Alzenau, 2002
- [2] J.L. Shay, S. Wagner, H.M. Kasper, Applied Physics Letters, Vol. 27, No.2 15 July 1975, p. 89
- [3] M. J.Romero, K. Ramanathan, M. A. Contreras, M. M. Al-Jassim, J. AbuShama, R. Noufi, Proceedings of the NREL Photovoltaic Review Meeting (2003) 7 pp.; NREL Report No. CP-520-33566
- [4] T. Negami et al., Sol. Energy Materials and Solar Cells, vol. 67, 2001, p. 331-335
- [5] M. A. Contreras, T. Nakada, M. Hongo, A. O. Pudov, J. R. Sites, to be published in proc. of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, 2003
- [6] J. Kessler, M. Bodegård, L. Stolt, Proc. 16th European Photovoltaic Solar Energy Conf., Glasgow. James & James Ltd: UK, 2000; 2057-2060
- [7] F. H. Karg, Solar Energy Materials & Solar Cells 2001; 66, 645-653
- [8] M. Powalla, B. Dimmler, to be published in proc. of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, 2003
- [9] K. Kushiya, to be published in proc. of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, 2003
- [10] Press Release Siemens Solar, 19.04.1999
- [11] V. Probst, W. Stetter, J. Palm, R. Tölle, S. Visbeck, H. Calwer, T. Niesen, H. Vogt, O. Hernandez, M. Wendel, F. H. Karg, in proc. of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, 2003
- [12] D. E. Tarrant, R. Gay, V. Probst, F. H. Karg, in proc. of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, 2003
- [13] A. Ennaoui, W. Eisele, M. Lux-Steiner, T.P. Niesen, F. Karg, Thin Solid Films, 431-432 (2003) 335-339
- [14] F. H. Karg, D. Kohake, T. Nierhof, B. Kühne, S. Grosser, M. Ch. Lux-Steiner, Proc. 16th European Photovoltaic Solar Energy Conf., Glasgow. James & James Ltd: UK, 2000; 391-395