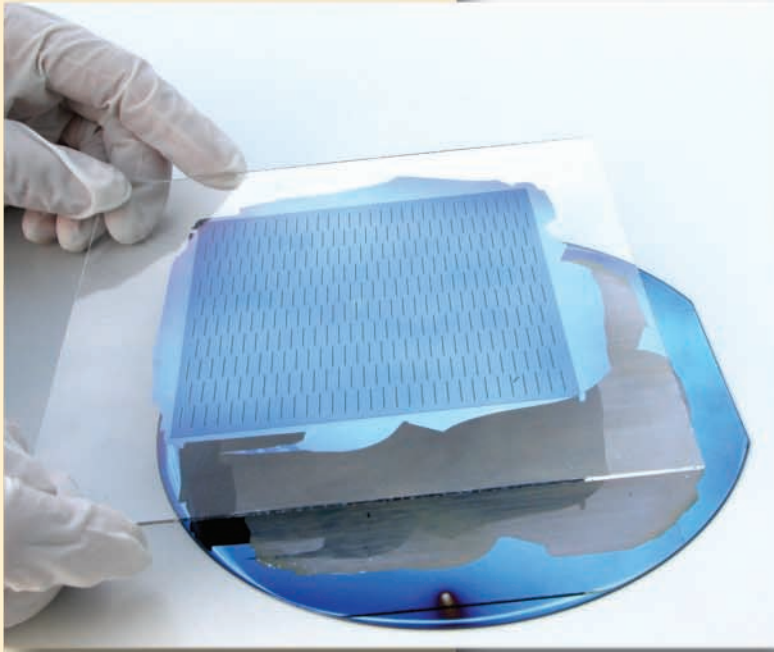




## Photovoltaik – Innovationen bei Solarzellen und Modulen



**1** Antwort aus dem Labor auf die Herausforderungen des Photovoltaik-Marktes: Ein etwa 20 µm dünnes Solarmodul wird gerade vom Silizium-Substrat abgelöst. Die Dünnschicht-Solarzellen aus einkristallinem Silizium „wachsen“ auf einem Silizium-Substrat, das mehrfach verwendet werden kann (Quelle: ISFH)

*Die Photovoltaik zeigt sich als sehr dynamische Branche. Zugleich arbeitet die Energieforschung an verschiedenen Lösungen als Antwort auf die Herausforderungen des Photovoltaik-Marktes. Schon jetzt zeichnen sich eine ganze Reihe von Innovationen ab, die in den nächsten Jahren Realität werden können.*

**N**och ist der solare Beitrag zur deutschen Stromerzeugung relativ gering. Wachstumsraten der Photovoltaikindustrie von jährlich etwa 30% lassen aber erwarten, dass der Anteil rasch steigen wird. Die politischen Rahmenbedingungen in verschiedenen Ländern, allen voran Japan und Deutschland, aber auch USA und Spanien führten zu einer langfristigen Planungssicherheit und erhöhten so die Investitionsbereitschaft der Industrie. Es kam zu einer konsequenten Ausweitung der Produktionskapazitäten. In 2004 wurde weltweit bereits ein Gigawatt Solarstromleistung produziert, die Marke 10 Gigawatt scheint noch vor 2020 erreichbar.

Nicht allein die Unternehmen, auch die Politik sieht die Chancen der Solarstromtechnologie. Ablesbar ist dies an dem breiten und nachhaltigen Engagement in Forschung und Entwicklung. Das ist auch dringend geboten, denn nicht allein die Chancen dieser Technologie sind enorm – die Herausforderungen sind es auch:

Soll mit Photovoltaik in energiewirtschaftlich relevanter Dimension Strom erzeugt werden, dann müssen die Fertigungskapazitäten weltweit sehr stark ausgeweitet werden. Deutschland könnte von dieser Entwicklung profitieren und hier seine Technologiekompetenz ausspielen. Die Kosten für Photovoltaik-Anlagen konnten in den letzten 15 Jahren um mehr als Faktor zwei, die Kosten für Solarmodule um etwa den Faktor vier sinken – eine Erfolgsstory für die den Markt beherrschenden Silizium-Wafer-Solarzellen. Diese Entwicklung lässt sich nicht beliebig fortschreiben. Es sind also grundlegende Innovationen gefragt: Nur mit extrem produktiven Fertigungsverfahren und neuen Konzepten zur Material- und Energieeinsparung wird man hier entscheidend weiterkommen.

Aus Kostengründen und wegen aktuell knapper Fertigungskapazitäten zur Herstellung von Silizium geht es kurzfristig um optimierte Solarzellen, die höchste Leistung pro eingesetztem Gramm Silizium erreichen. Mittelfristig sind alternative Materialien und Solarzellenkonzepte gefragt, die sich in großen Einheiten kostengünstig in Durchlaufprozessen fertigen lassen.

# Solarzellen aus Silizium-Wafern

Solarzellen aus kristallinem Silizium nutzen das häufigste Element der Erdkruste und basieren auf einer relativ einfachen Technologie. Die klassischen Solarzellen haben sich mit einem Marktanteil von mehr als 90% durchgesetzt. Mit den aktuellen Technologieinnovationen werden effiziente Fertigungsprozesse im Gigawatt-Maßstab vorbereitet. Gleichzeitig sollen die Kosten weiter gesenkt werden, indem die Leistungsausbeute pro Gramm Silizium deutlich gesteigert wird.

## Herstellung klassischer Solarzellen

Die notwendigen Prozessschritte werden zum Verständnis der weiteren Ausführungen hier kurz erläutert:

**1) Wafer-Konzept:** Das Silizium wird in stark gereinigter Form eingeschmolzen und erstarrt anschließend je nach Kristallisationsverfahren als Einkristall (monokristallines Silizium) oder als Festkörper mit Bereichen verschiedener Kristallorientierung (polykristallines Silizium). Geschnitten in quadratische Scheiben von typischerweise 100 mm bis 210 mm Kantenlänge und 0,2 mm bis 0,3 mm Dicke, den so genannten Wafern, ist es Ausgangsmaterial für die Herstellung kristalliner Silizium-Solarzellen.

**2) Reinigung:** Der Silizium-Wafer wird von allen Seiten angeätzt und gereinigt. Dabei wird der oberflächennahe Bereich, der durch das Schneiden des Siliziums in Wafer geschädigt wurde, entfernt.

**3) Absorption maximieren:** Gleichzeitig kann bei geeigneter Ätzung eine Oberflächenentextur erzeugt werden. Bei monokristallinen Wafern entstehen beim Einsatz einer Ätzlösung aus Natron- oder Kalilauge gemischt mit Isopropylalkohol auf der Waferoberfläche zufällig verteilte Pyramiden [2]. Für polykristalline Wafer mit Oberflächenbereichen, die in verschiedene Richtungen orientiert sind, werden zurzeit Ätzprozesse mit Flußsäure- und Salpetersäuregemischen entwickelt. So entstehen unabhängig von der Kristallorientierung stochastische Oberflächenstrukturen [3].

**4) p-n-Übergang:** Nach der nasschemischen Ätze und Reinigung wird Phosphor bis in eine Tiefe von ca. einem halben bis einem Mikrometer in den Wafer diffundiert.

Dazu wird der Wafer in einem Ofen bei 800°C bis 1000°C einer phosphorhaltigen Atmosphäre ausgesetzt. Die mit Phosphor durchsetzte (dotierte) Siliziumschicht ist im Gegensatz zum positiv leitfähigen Ausgangswafer (p-Basis) negativ leitfähig (n<sup>+</sup>-Emitter). Die Solarzelle weist nun einen so genannten pn-Übergang auf, der für die Trennung der durch Licht erzeugten Ladungsträger verantwortlich ist (s. a. [4]).

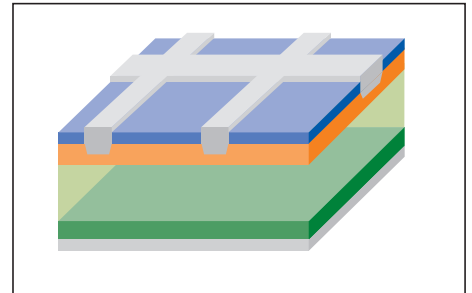
**5) Zwischenschritte:** Bei der Diffusion bildet sich auf dem Wafer eine Oxidschicht, welche durch eine Flußsäurebehandlung entfernt werden muss. Außerdem findet die Diffusion an allen phosphorexponierten Stellen des Wafers statt, so dass in der Regel der Emitter auch über die Kanten bis zur Rückseite reicht. Um einen Kurzschluss in der Solarzelle zu vermeiden, müssen diese Emitterbereiche entfernt oder vom Emitter auf der Vorderseite getrennt werden. Dies geschieht in der Regel durch Ätzen der Kanten in einem Plasma.

**6) Reflexion minimieren:** Vor der Kontaktierung der beiden Pole des p-n-Übergangs wird die Vorderseite mit einer Antireflexschicht (ARC), meist aus Siliziumnitrid, vergütet.

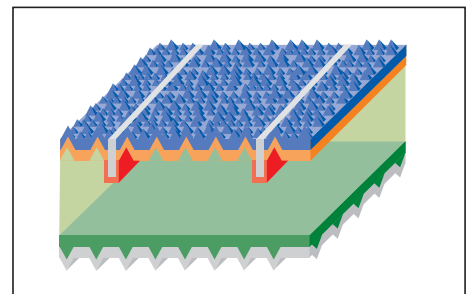
**7) Guter Kontakt:** Schließlich werden auf Vorder- und Rückseite Metallkontakte aufgedruckt; hinten aus Aluminium als eine ganzflächige Schicht und vorne aus Silber in Form von dünnen Fingern, um möglichst wenig Lichtabschattung durch die Kontakte zu erhalten. Die Kontaktierung selbst erfolgt in einem Schritt bei Temperaturen um 800°C. Dabei sintert das Silber durch die ARC und kontaktiert den Emitter, während sich gleichzeitig das Aluminium auf der Rück-

Legende für die Abbildungen 4 – 10

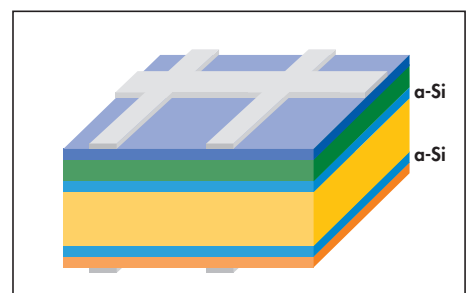
Metallkontakte	■
Oxid oder Antireflexschicht	■
n <sup>+</sup> Emitter	■
n <sup>++</sup> Lokaler Emitter	■
p-Basis	■
n-Basis	■
Back Surface Field BSF/p <sup>+</sup>	■
Sonderschichten	■



4 Schema einer konventionellen Silizium-Solarzelle, in der Struktur wie sie heute in großen Stückzahlen produziert wird



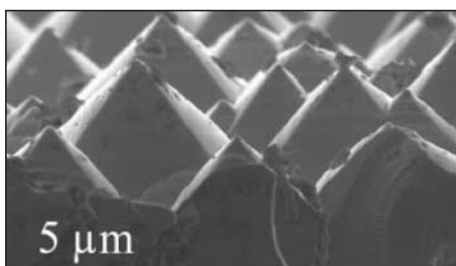
5 Saturn-Solarzelle: Per Laserschnitte eingebrachte Gräben lassen die Frontkontakte „in der Versenkung verschwinden“



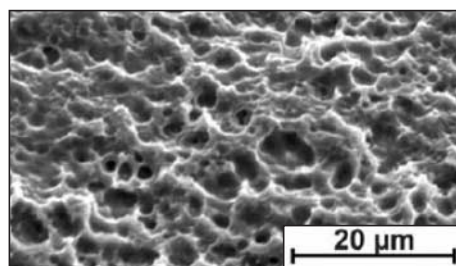
6 HIT-Solarzelle: Sandwich-Konstruktion mit einem kristallinen Silizium-Wafer zwischen zwei sehr dünnen Schichten aus amorphem Silizium

seite mit dem Silizium vermischt und eine hoch dotierte positive Oberflächenschicht erzeugt (Back Surface Field, BSF), was die Verluste an der Solarzellenrückseite reduziert.

Solarzellen aus Silizium-Wafern zeichnen sich im Vergleich zu anderen Solarzellen durch relativ hohe Wirkungsgrade, also hohe Leistungsausbeuten pro Fläche, aus. Auf diese Weise industriell produzierte Solarzellen wandeln Sonnenlicht in elektrischen Strom mit einer Effizienz von 15,0% (polykristalline Solarzellen) bzw. 16,5% (monokristalline Solarzellen).



2 In Pyramidenform texturierte Oberfläche aus monokristallinem Silizium. Die Struktur wird mit einer alkalischen Lösung geätzt



3 Bei polykristallinem Silizium lässt sich die Oberfläche mit einer sauren Lösung strukturieren

## Optimierte Solarzellen

Höhere Effizienzen erreichen Solarzellen mit ausgefeilteren Strukturen. Beispielsweise haben die Saturn-Solarzellen von BP Solar [5] geringere Abschattungsverluste, weil die Frontkontakte „vergraben“ werden. Per Laser werden Vertiefungen geschnitten, in denen der Frontkontakt chemisch abgeschieden wird. Damit werden Wirkungsgrade in der Produktion von über 17% erreicht.

Bei der HIT-Solarzelle von Sanyo [6] wird das sehr gute Absorptionsvermögen und die passivierende Wirkung des amorphen Siliziums mit den guten elektronischen Eigenschaften von monokristallinem Silizium kombiniert. Der Emitter besteht aus einer sehr dünnen amorphen Silizium-Schicht, während die Basis aus einem (negativ leitenden) monokristallinem Silizium-Wafer besteht. In der Produktion erreichen die nur 200 µm dicken Solarzellen gut 18,5% Wirkungsgrad.

Auch die A-300-Solarzellen von SunPower [7] basieren auf einem negativ leitenden Silizium-Wafer. Hier ist allerdings der Emitter auf der Rückseite diffundiert und alle Kontakte auf der Rückseite angeordnet, so dass es auf der Vorderseite zu keiner Abschattung durch Metallbahnen kommt (so genannte Rückseitenzellen). In der Pilotlinie von SunPower werden Wirkungsgrade von über 21% erreicht.

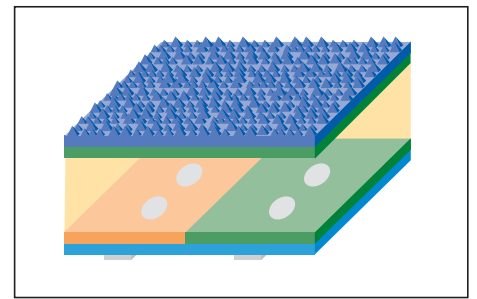
Am Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH) verfolgt man ein Konzept, welches gleichfalls die Abschattung durch Frontkontakte minimieren will. Durch schräges Aufdampfen entstehen auf den Flanken von Gräben elektrische Kontakte, die den Lichteinfall praktisch nicht mehr behindern [8]. Im Labor wurden bereits Wirkungsgrade über 20% erzielt.

Auch mit dem Solarzellenkonzept des Fraunhofer ISE werden Wirkungsgrade jenseits der 20%-Marke erreicht – unter Verwendung industrietauglicher Techniken [9]. Es basiert auf einem Rückseitenkontakt, der nur punktuell hergestellt wird, um den größten Teil der Rückseite mit einer Schicht aus einer dielektrischen Siliziumverbindung (Siliziumoxid, -nitrid oder -carbid) zu vergüten. Dies führt zu besseren Ergebnissen als ein ganzflächiges Aluminium-Rückseitenfeld und kann gleichzeitig auf sehr viel dünneren Wafern verwendet werden, welche sich bei ganzflächiger Aluminiumbeschichtung stark verbiegen würden.

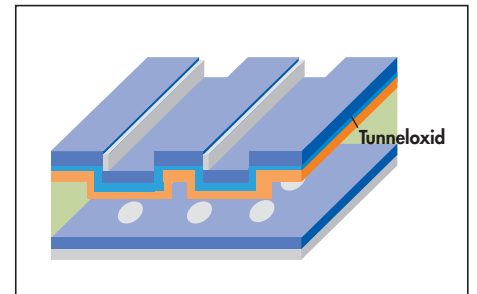
Bei allen beschriebenen optimierten Solarzellenkonzepten werden monokristalline Silizium-Wafer verwendet, mit teils hohen Ansprüchen an die Materialqualität. Bei manchen Konzepten kommt man nicht ohne aufwändige und teure Verfahrensschritte aus. Die Konzepte sind meist (noch) nicht auf die kostengünstigeren multikristallinen Silizium-Wafer übertragbar.

## Auf zu neuen Solarzellenkonzepten

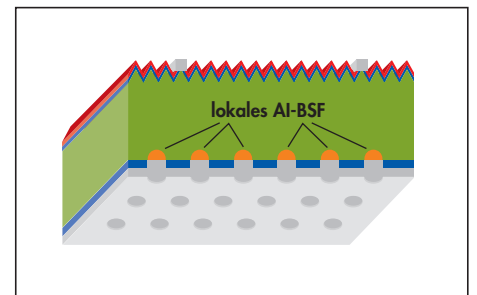
Um möglichst viel Licht in die Solarzelle zu bekommen, müssen auch die Vorderseitenkontakte möglichst klein sein. Damit steigt allerdings ihr elektrischer Widerstand. Vergrabene Kontakte oder das völlige Verlegen aller Kontakte auf die Rückseite sind mögliche Alternativen. Um die Kontaktierung der negativ dotierten Schicht (Emitter) auf die Rückseite zu führen, muss man sehr viele Löcher in den Wafer bohren. Bei der Diffusion werden die Flanken dieser Löcher dann ebenfalls zu Emittergebieten und der Emitter wird von der Rückseite erreichbar (Emitter-Wrap-Through, EWT [11]). Dieses Verfahren ist allerdings sehr aufwändig. Alternativ kann man, wie bei der oben be-



**7** Rückseitenzelle (z.B. A-300 von SunPower): Auf der Rückseite wechseln sich Basis- und Emitterbereiche ab und können kontaktiert werden. Frontseitenkontakte entfallen



**8** DECO-Solarzelle: MIS-n+p-Solarzelle mit mechanisch erzeugter Oberflächenstruktur, die Frontkontakte werden ohne Masken schräg bedampft und bieten dem Licht wenig Widerstand



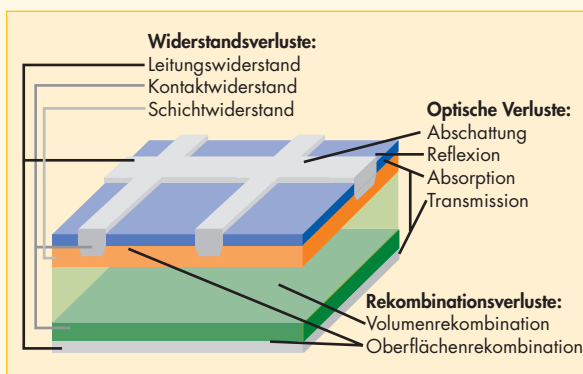
**9** Solarzelle mit punktuellem Rückseitenkontakt: Durch eine dielektrische Schicht ist die Rückseite optimal passiviert, die Kontaktierung erfolgt nur punktuell und mit lokalen BSF

## i Verluste minimieren

Hohe Effizienzen kann man bei Solarzellen letztlich nur erreichen, indem die Verluste minimiert werden [10]. Denn auch klassische Solarzellen (Silizium-Wafer + einfacher pn-Übergang) können theoretisch Wirkungsgrade bis über 30% erreichen. Optische Verluste, Verluste durch Rekombination der durch Licht erzeugten Ladungsträger sowie elektrische Widerstandsverluste verhindern dies jedoch.

Die gesamte Entwicklung zielt entsprechend darauf, Verluste zu verringern; doch die Maßnahmen wechselwirken teilweise kontraproduktiv – so kann eine Reduktion optischer Verluste zur Erhöhung elektrischer Verluste führen.

Zur Verringerung von Reflexionsverlusten wird bereits bei konventionellen Solarzellen die Oberfläche texturiert. Allerdings ist damit eine Oberflächenvergrößerung verbunden, welche zu einer erhöhten Rekombination (= Vernichtung) von Ladungsträgern führt. Eine Oberflächenvergütung mit einer dielektrischen herabsetzenden (passivierenden) Schicht z. B. aus dielektrischen Siliziumverbindungen vermindert diesen Verlustmechanismus. Gleichzeitig absorbiert diese Schicht aber auch einen Teil des einfallenden Lichts - und zwar umso stärker, je besser die erwünschte Passivierung der Schicht ist.

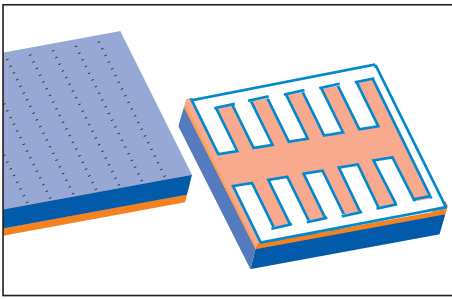


**10** Elementare Verlustmechanismen in Solarzellen die zwar nicht vollständig aber teilweise beachtlich reduziert werden können

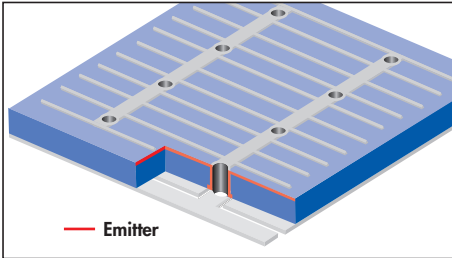
schriebenen A-300, den Emitter auf der Rückseite diffundieren. Allerdings muss hier sehr hochwertiges und damit teures Silizium eingesetzt werden, um die Rekombination in der darüber liegenden, dem Licht zugewandten Basis zu begrenzen.

Ein Mittelweg bietet das Metal-Wrap-Through (MWT [12]) Konzept: Lediglich die für die Verschaltung im Modul notwendigen Lötbahnen, welche einen großen Teil der metallisierten Fläche auf der Vorderseite ausmachen, werden auf die Rückseite verlegt und haben über in den Wafer gebohrte Löcher Verbindung zum Emitterkontakt auf der Vorderseite. Dieses Konzept stellt weniger Anforderungen an die Materialqualität als eine Rückseitenzelle und ist einfacher in der Herstellung als eine EWT-Zelle. Aus diesem Grund arbeiten verschiedene Solarzellenhersteller wie Shell Solar, Photovolttech, Sharp oder Q-Cells an diesem Ansatz.

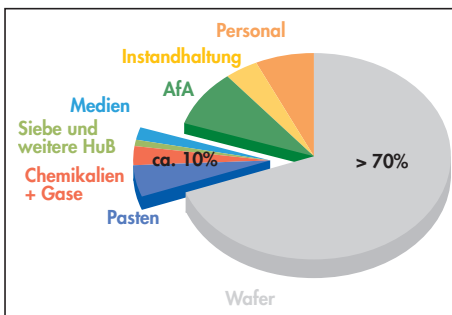




**11**  
Vorderseite (links) und Rückseite (rechts) einer EWT-Solarzelle, bei der die frontseitigen elektrischen Kontakte an sehr vielen Punkten auf die Solarzellenrückseite geführt werden



**12**  
Schema und Frontansicht einer MWT-Solarzelle, bei der die frontseitige elektrische Verschaltung der Solarzellen untereinander entfällt, indem die Kontakte über wenige Punkte zur Rückseite geführt und dort verschaltet werden



**13**  
Kostenstruktur bei der Fertigung von Silizium-Solarzellen (Quelle: Deutsche Cell)



**14**  
Kostengünstige Wafer II: Anlagen für flächig gezogenes Silizium nach dem String-Ribbon-Verfahren und fertige Solarzellen (Quelle: Evergreen Solar)

## Kostengünstiges Ausgangsmaterial

Eine Vollkostenrechnung für die Fertigung von Silizium-Solarzellen zeigt, dass der Silizium-Wafer den mit Abstand größten Kostenanteil ausmacht [13]. Derzeit wird als Ausgangsstoff Silizium verwendet, welches von der Qualität den Ansprüchen der Mikroelektronik entspricht. Durch Vereinfachungen des Reinigungsverfahrens soll ein spezielles Solar-Silizium gewonnen werden, welches bei geringerer Qualität und damit Herstellkosten auf die Ansprüche der Photovoltaik abgestimmt ist. Das Solarsilizium muss aber im Herstellungsprozess einer besonderen Behandlung unterzogen werden, um die vermehrt enthaltenen Störstellen soweit möglich zu inaktivieren, damit Ladungsträgerverluste aufgrund von Rekombinationseffekten minimiert werden.

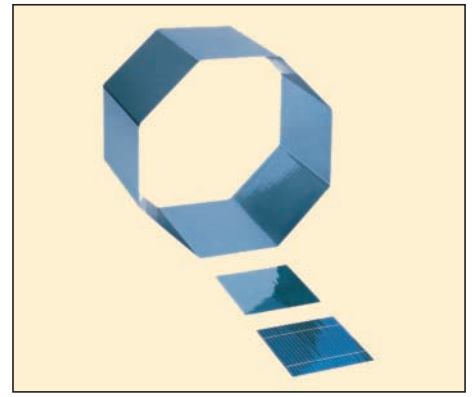
Auch das Kristallisationsverfahren hat einen starken Einfluss auf die potenzielle Leistung und die Kosten eines Wafers. Monokristalline Wafer sind teurer als polykristalline, weil das Kristallisationsverfahren (Czochralski) aufwändiger ist und bei der Herstellung quadratischer Wafer aus den grundsätzlich runden Kristallen viel Material weggeschnitten wird.

Da polykristalline Wafer aus quadratischen Säulen geschnitten werden, die wiederum aus quadratischen Blöcken stammen, bleibt weit weniger Material ungenutzt. Allerdings gehen auch hier 40 bis 50 Prozent des Siliziums beim Sägen zu Wafers verloren.

Wafer aus bandgezogenem Silizium sind hier im Vorteil: Beim EFG-Verfahren (edge-defined film-fed growth) [15] wird ein achteckiges Silizium-Rohr direkt aus der Schmelze gezogen und anschließend per Laser in Scheiben geschnitten.

Das String-Ribbon-Verfahren [14] basiert auf einem hydrostatischen Effekt: Zwischen zwei Drähten, welche durch flüssiges Silizium gezogen werden, bildet sich ein Silizium-Meniskus. Das Silizium erstarrt in Form eines Bandes, welches dann in Scheiben geschnitten wird.

Auch beim RGS-Verfahren (ribbon growth on substrate) [16] entsteht ein Band aus

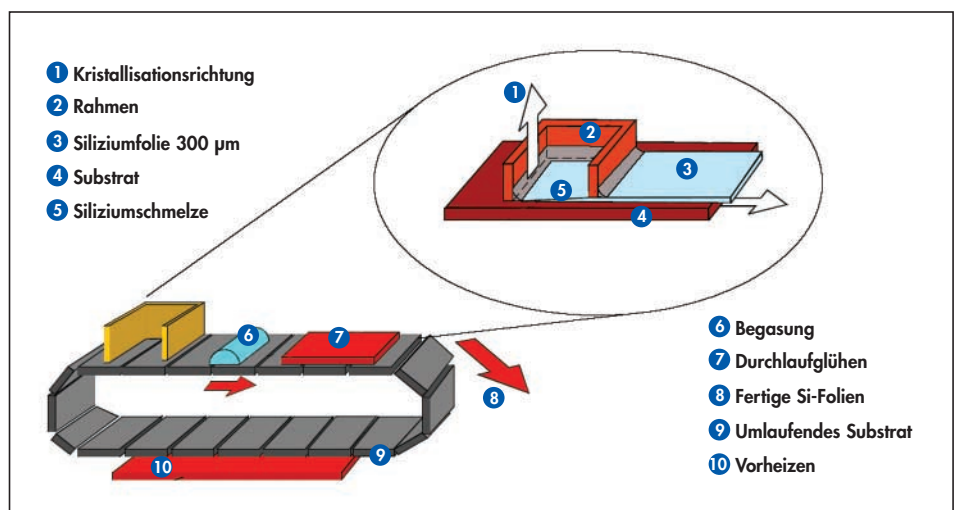


**15**  
Kostengünstige Wafer I: Flächig gezogenes Silizium nach dem EFG-Verfahren (Quelle: Schott Solar)

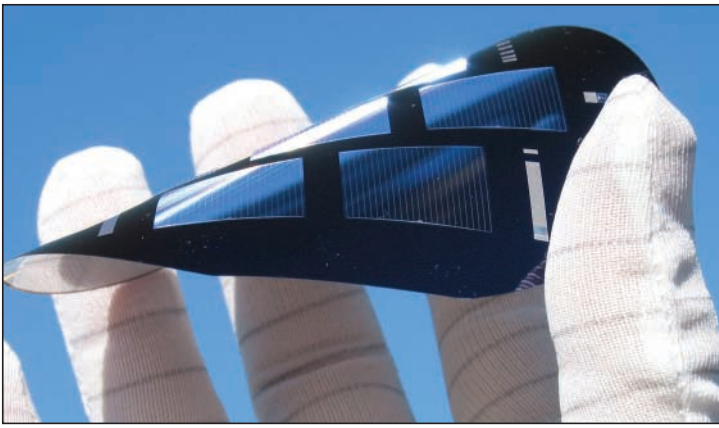
Silizium. Allerdings wird es hier erzeugt, indem ein Substrat unter einem Tiegel mit flüssigem Silizium hinweg bewegt wird. So wird Silizium mitgezogen und kann dann kristallisieren.

Doch bislang gilt: Je einfacher und damit kostengünstiger das Kristallisationsverfahren desto geringer ist die elektronische Qualität der Silizium-Wafer.

Ein anderer Weg zur Kostenreduktion ist, den Wafer dünner zu machen, also weniger Silizium zu verwenden bei gleicher Fläche. Während die Standarddicke kristalliner Silizium-Wafer lange bei 330 µm lag, werden heute bereits vielfach 270 µm oder sogar 240 µm dicke Wafer eingesetzt und das Ziel ist, in Richtung 150 µm zu kommen [17]. Im Labor ist dies bereits möglich, problematisch ist aber die Zerbrechlichkeit kristalliner Wafer. Auch ist die Ausbeute beim Sägen und in der industriellen Weiterverarbeitung zu Solarzellen und -modulen noch unbefriedigend. Hier sind neue Fertigungsverfahren und eine angepasste Automatisierungstechnik gefordert. Außerdem verbiegen sich dünnere Solarzellen stark, wenn ein ganzflächiger Aluminiumrückseitenkontakt verwendet wird. Dies liegt an der unterschiedlichen Wärmeausdehnung der Materialien. Neue Kontaktverfahren sind also gefragt.

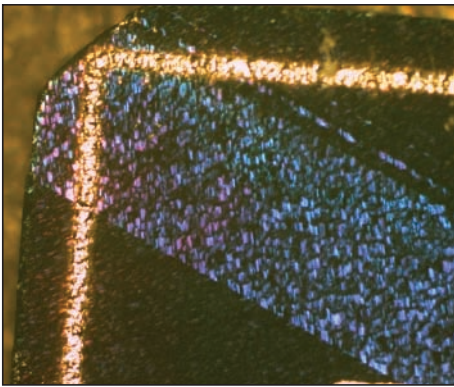


**16**  
Kostengünstige Wafer III: Auf Band gezogenes multikristallines Folien-Silizium bietet Potenzial für sehr schnelle und kostengünstige Wafer-Herstellung (Quelle: Deutsche Solar)



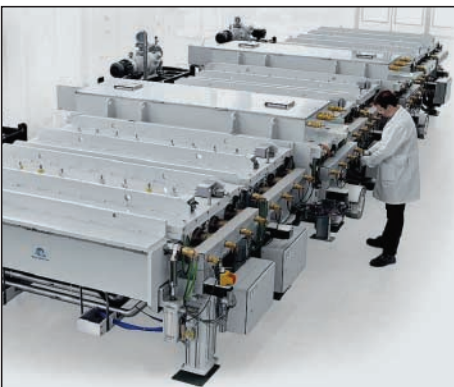
# 17

Je dünner die Solarzelle, desto weniger Silizium und Energie wird für die Herstellung benötigt. Links: 80 µm dünner Wafer mit Testsolarzellen (Quelle: Fraunhofer ISE). Rechts: Industriell gefertigte 150 µm Solarzelle (Quelle: Deutsche Cell)



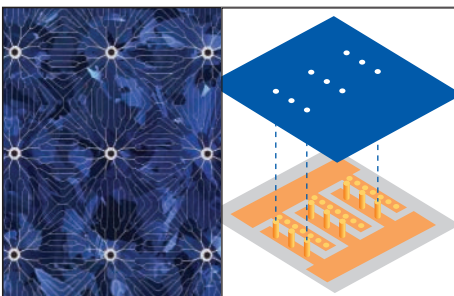
# 18

Neue Produktionstechnik: Ein Lasergraben trennt Emittor und Basis (Quelle: Fraunhofer ISE)



# 19

Sputteranlage zur Beschichtung von Solarzellen mit Siliziumnitrid als ARC (Quelle: Applied Films)



# 20

Einfache Verschaltung von speziellen MWT-Solarzellen im pick-and-place Verfahren. Links: Foto einer Zelle. Rechts: Schema der Verschaltung durch Aufstecken (Quelle: ECN)

## Industrielle Serienfertigung

Im Hinblick auf eine industrielle Serienfertigung im Gigawatt-Maßstab wird eine höchst effiziente Fertigungstechnik immer bedeutsamer. Hierfür werden auch neue Fertigungsschritte entwickelt wie die Plasma- und PVD-Verfahren, Alternativen zur Nasschemie, der Einsatz von Lasern, die Entwicklung von Durchlaufprozessen und sehr schnelle Prozesse mit geringer Zykluszeit. So wurden z. B. Alternativen zur Kantenisolation mittels Plasmaätzen entwickelt. Auch wird ein Verfahren zum Ätzen der kompletten Rückseite erprobt, bei dem die Wafer über eine Ätzflüssigkeit schwimmen. Der Einsatz von Lasern bringt ebenfalls neue Möglichkeiten [18].

Zukünftig werden Synergien mit Dünnschicht-Technologien aus der Dünnschicht-Photovoltaik aber auch der Glas- und Display-Industrie genutzt. So wird derzeit die Sputtertechnik, die sich für die großflächige Beschichtung von Architekturglas etabliert hat, an die Anforderungen der ARC-Beschichtung von Solarzellen angepasst [19].

## Perspektiven für Forschung und Entwicklung

Um Rohstoffe einzusparen werden die Herstellung von dünneren Wafern und ihre Prozessierung zu Solarzellen untersucht. Auch werden immer größere Waferformate eingesetzt; der bisherige Standard 125x125 mm<sup>2</sup> wird derzeit von dem Format 156x156 mm<sup>2</sup> abgelöst und das neue Format 210x210 mm<sup>2</sup> steht kurz vor der Einführung.

Die Effizienz günstiger Siliziummaterialien und Prozesse kann gesteigert werden, z. B. mit Getter- und Passivierschritten zur Materialverbesserung. Auch die Oberfläche von multikristallinem Silizium könnte mit geeigneten Prozessen passiviert und texturiert werden. Die Solarzellen der nächsten Generation werden sicherlich auch effizientere Kontaktstrukturen aufweisen. So wird an Feinliniensiebdruck und vergrabenen Kontakten, an der Kontaktierung großer dünner Wafer, neuartigen Rückseitenkontaktierungen und kompletten Rückseitenzellen gearbeitet.

Die Entwicklung neuer Konzepte und Produktionstechniken in der Solarzellenfertigung zielt aber auch auf Verbesserungen in der Weiterverarbeitung. Modulorientierte Solarzellenstrukturen, wie die erwähnten Rückseitenkontaktsolarzellen, aber auch übergreifende Ansätze integrierter Solarzellen-Modul-Konzepte werden zusätzlich Synergien der verschiedenen Wertschöpfungsschritte bringen. Das niederländische Forschungsinstitut ECN hat beispielsweise das Konzept der MWT-Zelle dahin gehend erweitert, dass die Solarzellen bei der Modulverschaltung auf eine Art Leiterplatte mit Kontaktstiften aufgesteckt werden können [20].

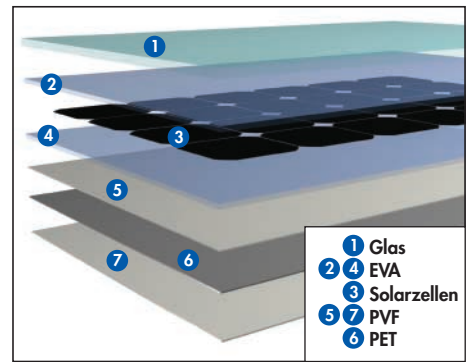
## Forschungsprojekte Si-Wafer-Solarzellen

- ASIS: Alternatives Silizium für Solarzellen 2002 bis 2005  
FKZ: 0329846 A-K
- GESSICA: Multikristallines Solarsilizium mit hohem photovoltaischem Wirkungsgrad und verbesserter Prozessausbeute 2001 bis 2004  
FKZ: 0329745 D-J
- InKa: Inline-Kontaktierung mit phys. Gasphasen-Abscheidung 2003 bis 2006  
FKZ: 0329934 A-C
- KonVoi: Neue Kontaktierungsverfahren für Solarzellenvorderseite 2004 bis 2006  
FKZ: 0329960
- NEON: Fertigung optimierter, dünner Solarsilizium-Wafer 2003 bis 2006  
FKZ: 0329929 A-D
- ÖkoProfit – Steigerung der Öko-Effizienz und der Produktqualität 2002 bis 2005  
FKZ: 0329918 A, B
- PLATON: Plasma-texturierte Oberflächen für kristallines Silizium 2003 bis 2006  
FKZ: 0329933 A-E
- PROKON: Produktionstechniken für kostengünstige Rückkontakt-Solarzellen 2002 bis 2006  
FKZ: 0329916 A



# Solarmodultechnik

Eine Gruppe von Solarzellen wird so verschaltet, dass sich die Einzelspannungen zu einer nutzbaren Spannung addieren. Und zum Schutz vor mechanischen und Umwelteinwirkungen werden die Solarzellen eingekapselt – man erhält so ein vielseitig einsetzbares Solarmodul. In der scheinbar unspektakulären und ausgereiften Modultechnik zeichnen sich verschiedene Innovationen ab.



**21** Schematischer Aufbau eines Glas/Folie-Moduls (Quelle: Fraunhofer ISE)

## Stand der Technik

Die Herstellung von Solarmodulen aus kristallinen Solarzellen beginnt damit, dass die Solarzellen auf Grund ihrer geringen Einzelspannung in Reihe geschaltet werden. Dafür werden die Frontseitenkontakte einer Zelle mit den Rückseitenkontakten der nächsten Zelle mittels eines dünnen Kupferbändchens elektrisch verbunden. Diese Anordnung wird Zellstring genannt.

Die Zellstrings werden, um sie gegen mechanische Beanspruchung, Witterungseinflüsse und Feuchtigkeit zu schützen, in ein transparentes Verbundmaterial eingebettet. Das Material isoliert darüber hinaus die Zellen und Leitungen. Zur statischen Stabilisierung wird das Verbundsystem auf ein Trägermaterial aufgebracht. In den meisten Fällen handelt es sich um Glas, bei Sondermodulen kommen auch Plexiglas, Metall oder Kunststofffolien zum Einsatz. Die Solarzellen können je nach Verfahren auf, hinter oder zwischen dem Trägermaterial sitzen. Wichtig ist, dass die Abdeckung auf der lichtempfindlichen Seite der Solarzelle eine hohe Transmission aufweist, um möglichst viel der eingestrahnten Sonnenenergie auf die Solarzelle weiterzugeben.

In der Glas/Folie-Verkapselung [21] werden für die Vorderseite eine gehärtete Weißglasscheibe, zur Einbettung ein vernetzender Kunststoff mit dem Namen Ethylen-Vinylacetat (EVA) und für die Rückseite ein Folienverbund verwendet. Dieser Folienverbund besteht aus drei Folien. Zwischen zwei dünnen Polyvinylfluorid-Folien (PVF, Tedlar®) ist eine dickere Folie aus Polyethylenterephthalat (PET) geklebt. Dieser Folienverbund gewährleistet die elektrische Isolierung nach hinten und ist gleichzeitig sehr witterungsstabil.

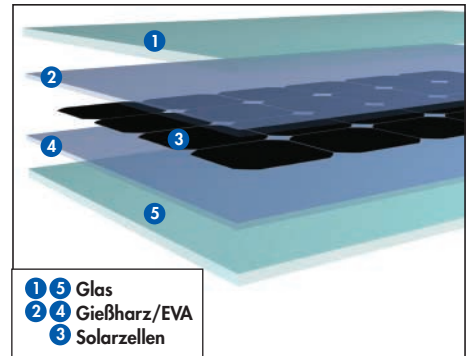
## Fertigungstechnik

Als erstes wird das Glas gereinigt und bereitgelegt. Auf dieses kommt eine zugeschnittene EVA-Folie. Die Solarzellen werden mittels Lötbandchen zu einzelnen Strängen verbunden und auf der Scheibe mit der EVA-Folie exakt positioniert. Nun werden die Querverbinder, die die einzelnen Stränge miteinander verbinden und zum Ort der Anschlussdose führen, positioniert und verlötet. Danach werden die Solarzellen mit einer EVA-Folie und einer

Rückseitenfolie bedeckt. Als nächster Produktionsschritt erfolgt das Laminieren des Moduls bei Unterdruck und ca. 150°C. Beim Laminieren bildet sich aus der bis dahin milchigen EVA-Folie eine klare, dreidimensional vernetzte und nicht mehr aufschmelzbare Kunststoffschicht, in der die Zellen eingebettet sind. Nach dem Laminieren werden die Kanten gesäumt, die Anschlussdose wird auf die Rückseite geklebt und mit den Freilaufdioden bestückt. Die meisten Module erhalten noch einen Rahmen. Zum Abschluss werden die Module vermessen, nach ihren elektrischen Werten klassifiziert und anschließend verpackt [24].

Je nach Befestigungstechnik erhalten die Module einen Aluminiumrahmen oder werden als reine Lamine verkauft. Sowohl gerahmte als auch ungerahmte Module lassen sich auf einem Dach befestigen.

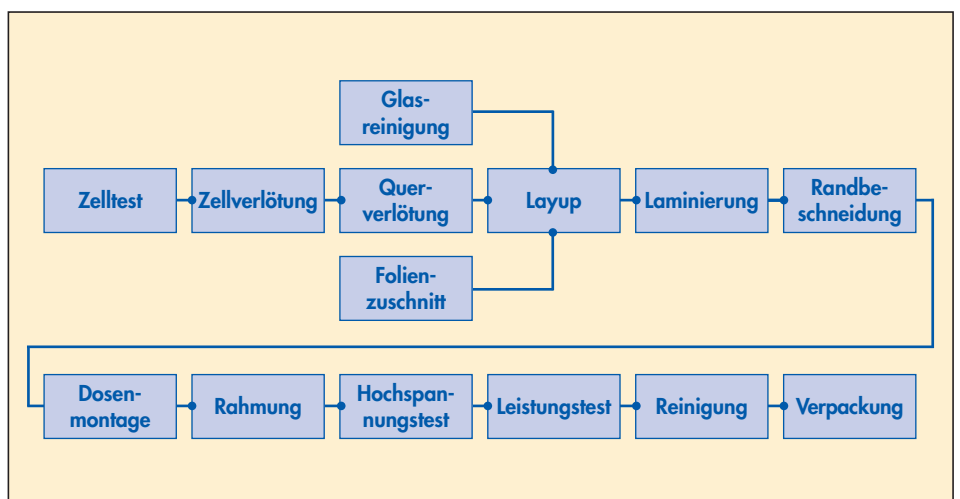
Neben der beschriebenen Laminatverkapselung wird für Spezialmodule eine Gießharzverkapselung verwendet. Hierzu werden die Solarzellen zwischen zwei Glasscheiben fixiert. Die beiden Glasscheiben werden am Rand abgedichtet und der Zwischenraum mit einem reaktiven Gießharz gefüllt. Das Gießharz wird danach ausgehärtet. Mit der Gießharztechnologie lassen sich nahezu unbegrenzt große Module für Gebäudefassaden herstellen.



**22** Schematischer Aufbau eines Glas/Glas-Moduls (Quelle: Fraunhofer ISE)



**23** In einem Standard-Solarmodul verwendete Materialien. V.r.n.l.: eisenarmes Glas, EVA, Solarzelle, EVA, Rückseitenfolie (Quelle: Fraunhofer ISE)



**24** Ablauf einer Solarmodulherstellung. Es gibt viele Arbeitsschritte, die vollständig automatisiert werden können

## Automatisierung

Der Automatisierungsgrad in der Solarmodulfertigung ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen. Bis vor ein paar Jahren waren nur zwei Stationen in der Modulherstellung automatisiert. Die Verlotung der Solarzellen zu einem String und die Einbettung der Solarzellen wurden von Automaten übernommen. Alle anderen Schritte waren manuelle Arbeiten.

Inzwischen gibt es vollautomatisierte Fertigungslinien, bei denen nur noch wenige sehr aufwändig zu automatisierende Fertigungsschritte manuell erledigt werden. Unter anderem sind dies die Beschneidung der am Rand überstehenden Folienreste und die Endreinigung der fertigen Module. Alle anderen Produktionsschritte werden von zum Teil sehr komplexen Automaten übernommen. Die Hersteller versprechen sich davon auch eine höhere Qualität und Haltbarkeit des fertigen Moduls. Die Automatisierung ist zumeist eine Nachahmung der vormaligen manuellen Fertigungsschritte.

## Standardisierung/Labeling

Wer eine Solaranlage kauft, bezahlt letztlich für eine definierte Maximalleistung, die sich anhand der Herstellerangaben im Datenblatt oder Label errechnet. Damit diese Angaben vergleichbar werden und die Abweichungen tatsächlich im angegebenen Bereich liegen, arbeiten die deutschen Modulhersteller gemeinsam mit der TÜV Immissionsschutz GmbH und dem Fraunhofer ISE im Rahmen eines vom BMU geförderten Cluster-Projekts an einem Abgleich der Messanlagen für Solarmodule. Die Angaben zur Modulleistung können damit reproduzier- und vergleichbarer werden.

## Recycling

Trotz einer Lebensdauer der Solarmodule von 20-30 Jahren müssen schon jetzt Lösungen für das Recycling der Module entwickelt werden. Denn die etwa 300.000 m<sup>2</sup> Solarmodule, die vor 1985 weltweit produziert wurden, müssen in naher Zukunft entsorgt werden. Das Recyclingpotenzial von Solarmodulen ist verhältnismäßig hoch, da neben dem Silizium-Wafer das Glas und der Aluminiumrahmen als Altglas und Altmetall wieder verwendet werden können.

Die weltweit einzige Versuchsanlage zum Recycling von kristallinen Siliziumsolarmodulen steht in Freiberg. Dort werden bei Temperaturen um 600°C die im Modul enthaltenen Kunststoffe verbrannt. Zurück bleiben Glas, Metall, Füllstoffe und die Solarzelle. Diese kann unter leichten Materialverlusten zu einer neuwertigen Solarzelle werden. Hierzu werden alle Schichten, wie Metallisierung oder Antireflexbeschichtung, chemisch vom Wafer entfernt, so dass zum Schluss ein blanker Silizium-Wafer übrig bleibt. Durch eine verbesserte Solarzellentechnologie können auf diesem Wafer höhere Wirkungsgrade erzielt werden, als die Solarzelle vor dem Recycling hatte. Problematisch ist allein das Format der recycelten Wafer, da die meisten Produktionsanlagen für Solarzellen die alten kleinen Formate nicht mehr verarbeiten können.

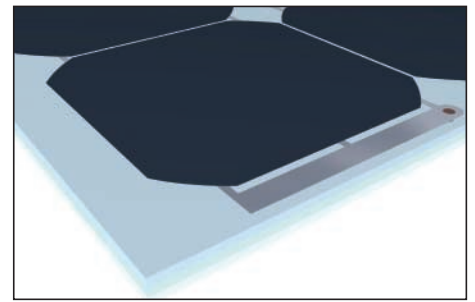
## Neue Ansätze und Entwicklungen

Die Zellhersteller reagieren auf den Kostendruck und den aktuellen Engpass bei der Siliziumproduktion, indem sie immer dünnere und großformatigere Zellen auf den Markt bringen. Die Verschaltung dieser empfindlichen Solarzellen verlangt nach neuen Verfahren. Bei der Verkapselung ist man bestrebt, auf schnellere Prozesse und preiswertere Materialien auszuweichen. In den letzten Jahren wurde verstärkt an neuen Verfahren zur Einkapselung und Kontaktierung von Solarzellen gearbeitet.

**Verkapselung ohne Laminat:** Ein bemerkenswerter Ansatz ist die vollkommen laminatfreie Verkapselung zwischen zwei Glasscheiben. Im Wesentlichen werden die Solarzellen hier ähnlich wie im Isolierglasfensterbau eingekapselt. Die beiden Glasscheiben sind am Rand möglichst hermetisch versiegelt. Die französische Firma Apollon – hier heißt das Konzept NICE (New Industrial Cell Encapsulation) – verwendet hierzu ein mit einem Trocknungsmittel gefülltes Butyl aus der Isolierglasindustrie. Am Fraunhofer ISE in Freiburg untersucht man dagegen eine Randversiegelung mittels Glaslot. Beide Technologien haben den Vorteil, dass sich vor den Solarzellen kein Kunststoff mehr befindet, dessen Lichtdurchlässigkeit durch Sonnenlicht vermindert werden kann. Außerdem wird der etwa 20 Minuten dauernde Laminierschritt durch einen deutlich kürzeren und kostengünstigeren Press- und Randversiegelungsschritt ersetzt. Beide Konzepte haben allerdings den Nachteil, dass an den zusätzlich entstehenden Grenzflächen mehr Licht reflektiert wird. Diese Reflexionen lassen sich zwar durch Antireflexbeschichtungen auf Glas und Solarzellen verringern, doch ist dies mit zusätzlichen Kosten verbunden.

**Kontaktierung ohne Löten:** Die Entwickler von Apollon arbeiten auch an einer lötfreien Kontaktierung der Solarzellen. Damit könnte einer der aufwändigsten und teuersten Fertigungsschritte vereinfacht werden, indem die Solarzellen allein durch Druck mechanisch und damit elektrisch miteinander verbunden werden. Hierzu werden federnd vorgeformte Zellverbinderbändchen zwischen vordere oder hintere Glasscheibe und Solarzelle platziert. Beim Pressen des Moduls gehen Solarzellen und Verbinder in innigen Kontakt. Die Solarzellen liegen in einer Art Steckkontakt.

**Rückseitenkontakte:** Rückseitenkontaktzellen sind Solarzellen, die beide elektrischen Kontakte auf der Rückseite haben. Sie können auf die elektrisch leitfähig beschichtete rückseitige Glasscheibe kontaktiert werden. Aufgrund der unterschiedlichen thermischen Ausdehnungskoeffizienten ist dies nicht durch Löten möglich. Denn Temperaturschwankungen der Gläser würden die Solarzellen beschädigen. Also wird eine Kontaktierungsmethode mit elektrisch leitfähigen Klebstoffen entwickelt. Diese Klebstoffe haben den Vorteil, dass sie mechanische Schwankungen aufgrund von thermischen Änderungen ausgleichen können. Die Solarzellen werden auf die zuvor



**25** Schematische Darstellung eines laminatfreien Modulaufbaus für Rückseitenkontaktzellen

per Siebdruck leitfähig beschichtete rückseitige Glasplatte geklebt. Dann wird die frontseitige Scheibe vor den Solarzellen platziert und der Rand zwischen den beiden Scheiben versiegelt.

**Beschleunigung:** Da das beim Laminieren verwendete Einbettungsmaterial EVA eine gewisse Zeit zum Vernetzen benötigt, werden neue Materialien untersucht, die sich schneller verarbeiten lassen. So wurde beispielsweise von der Fa. Bayer Polymer Science ein thermoplastisches Polyurethan entwickelt, welches eine deutlich kürzere Verarbeitungszeit ermöglicht. Die Entwickler untersuchen mit einem deutschen Laminatorhersteller, wie gut sich das Material in einem Rollenlaminator per Durchlaufprozess verarbeiten lässt. Dies hätte den Vorteil, dass der zeitaufwändige Vakuumlaminierungsschritt entfallen könnte.

In der Modultechnik wird das Innovations-tempo allerdings durch Haftungsfragen gebremst. Konventionelle Materialien werden nicht so rasch ersetzt, weil die Modulhersteller auf die positiven Erfahrungen mit den bisherigen Materialien setzen. Bei den sehr langen Leistungsgarantiezeiten von zum Teil über 20 Jahren ist das nur allzu verständlich. Da noch kein Test zur Bestimmung der Lebensdauer von Solarmodulen existiert, müssen die Hersteller hier mit Erfahrungswerten kalkulieren. Ein Umstieg auf neue, möglicherweise günstigere Materialien wird hierdurch erschwert. Ein vom BMU gefördertes und in 2005 gestartetes Cluster-Projekt beschäftigt sich mit dieser Thematik. Das Projektteam, bestehend aus sechs deutschen Modulherstellern, der TÜV Immissionsschutz GmbH und dem Fraunhofer ISE, will bis 2008 einen Test zur Bestimmung der Lebensdauer von Solarmodulen entwickeln und verifizieren. Dieser Test soll Labor- und Freilandprüfungen beinhalten und wird durch eine Computersimulation komplettiert.

Forschungsprojekte Solarmodultechnik	
■	Zuverlässigkeit von PV-Modulen – Entwicklung Alterungstest 2005 bis 2008 FKZ: 0329978
■	SOLPRO: Expertenkreis für innovative Fertigungsverfahren 2004 bis 2005 FKZ: 0329868 C

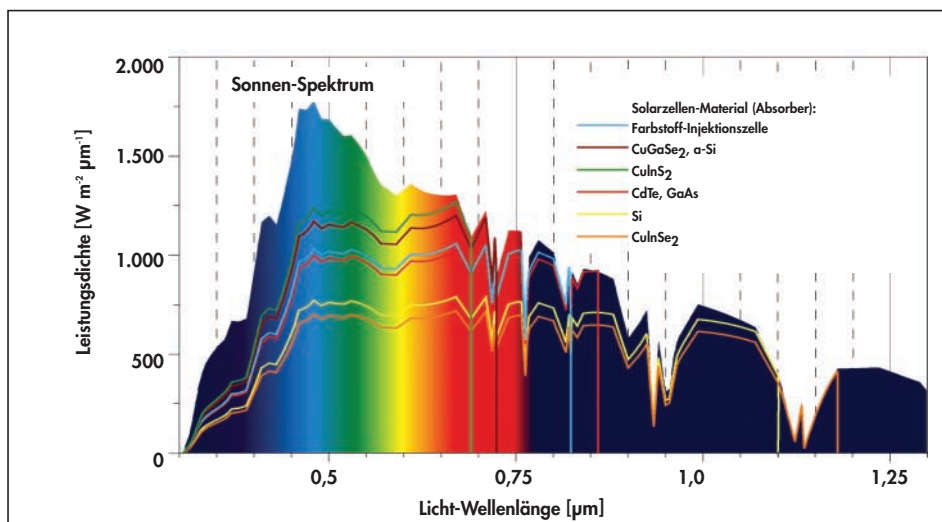
# Dünnschicht-Solarzellen

In Dünnschichttechnologie gefertigte Solarmodule basieren auf Halbleitern, die vorzugsweise großflächig und zumeist kostengünstig auf preiswerte Substrate wie Glas, Metall- oder Plastikfolien aufgebracht werden. Die verschiedenen Technologievarianten sind noch nicht in gleicher Weise zur Serienreife gebracht wie die Silizium-Wafer-Technologie, bieten aber mittelfristig das größere Kostenreduktionspotenzial.

Material und Technologie	Bandlücke [eV] <sup>(1)</sup>	Dicke [µm]	Wirkungsgrad Zelle im Labor [%]	Fläche Zelle [cm <sup>2</sup> ]	Wirkungsgrad Modul im Labor [%]	Fläche Modul [cm <sup>2</sup> ]
<b>Verbindungshalbleiter</b>						
Cu(In <sub>1-x</sub> Ga <sub>x</sub> )Se <sub>2</sub>	1,04 – 1,68	8	19,5	0,410	16,6 13,6	16 3.600
CdTe	1,45	10	16,5	1,032	10,7	4.874
<b>Amorphes Silizium</b>						
α-Si	1,7	0,5			6,4	15.625
α-Si/α-SiGe	1,4 – 1,7	<1	13	0,25	7,6	9.276
µc-Si/α-Si Tandem	1,12 / 1,7	1 – 2	12	1,0	11,7	ca. 14
<b>Kristallines Silizium</b>						
Niedertemperatur (CSG)	1,12	2			8,2	661
Hochtemperatur	1,12	25	10,7	1	8,4	86
Schichttransfer	1,12	25	16,6	4	12,1	81
Schneiden (SLIVER®)	1,12	50	19,6	2,4	12,4	580
Wafer	1,12	250	24,7	4	22,7	778

Die Wirkungsgrade der Module liegen unter den Spitzenwirkungsgraden einzelner Zellen. Das liegt vor allem daran, dass Laborwirkungsgrade Bestwerte für ausgesuchte kleine Flächen darstellen (typischerweise in der Größe weniger mm<sup>2</sup> bis cm<sup>2</sup>) und keine Verluste durch die Modulverschaltung beinhalten. Das Erreichen von vergleichbaren Wirkungsgraden auf m<sup>2</sup> großen Flächen stellt eine große technische Herausforderung dar. Dies gilt besonders für die homogene Abscheidung der Halbleiterschichten bei denen selbst mikroskopisch kleine Löcher zu einer erheblichen Verschlechterung des Wirkungsgrades führen können. <sup>(1)</sup>Vergleiche [27]

**26** Solarzellen können aus verschiedenen Halbleitern hergestellt werden, die sich in der Bandlücke, der typischen Dicke und den bisher erreichten Wirkungsgraden von Zellen und Kleinmodulen unterscheiden



**27** Auf der Suche nach dem optimalen Material: Die verschiedenen Halbleitermaterialien nutzen das Sonnenspektrum unterschiedlich: Der langwellige Spektralbereich jenseits der materialspezifischen Bandlücke bleibt gänzlich ungenutzt. Und auch bei der energiereichen Strahlung geht bei Solarzellen die überschüssige Photonenenergie verloren (Quelle: HMI)

Der hohe Preisdruck (€/W<sub>p</sub>) und Wachstumsdruck (GW<sub>p</sub>/a) bei kristallinem Silizium bewirken einen Trend hin zu größeren Solarzellen, die aus möglichst dünnen Silizium-Scheiben (Wafern) gefertigt werden. Ein Nachteil dieser dünnen Scheiben ist ihre Zerbrechlichkeit, die eine sanfte Prozessführung bei der Zell- und Modulfertigung erfordert. Konventionelle waferbasierte Solarzellen werden daher auch bei allergrößten Anstrengungen in Zukunft eine Dicke von 50 µm kaum unterschreiten können.

Um eine weitere Reduzierung der Dicke zu erreichen, braucht man neue Herstellungsverfahren, mit denen sehr dünne Halbleiterschichten direkt auf stabilisierende Substrate abgeschieden oder Silizium-Scheiben auf solche Substrate aufgebracht werden. So lässt sich eine erhöhte mechanische Stabilität erzielen und die Handhabbarkeit deutlich vereinfachen.

[26] gibt einen Überblick über die erreichten Wirkungsgrade der verschiedenen Dünnschichttechniken. Die Dicke der Schichten reicht von wenigen µm bis hin zu 50 µm. Das bringt, je nach Technik, folgende Vorteile mit sich:

- Teures Halbleitermaterial wird im Vergleich zur konventionellen Wafer-Technologie eingespart. Im Fall von kristallinem Silizium ist dies besonders wichtig, weil die Kapazitäten zur Herstellung des Siliziums zur Deckung der Nachfrage derzeit nicht ausreichen.
- Das Zusammensetzen der Module aus Zellen entfällt. Die großflächig abgeschiedenen Halbleiterschichten werden mit geeigneten Verfahren in kleinere Zellen unterteilt und dann integriert verschaltet.
- Es lassen sich bis zu Quadratmeter große Glassubstrate beschichten, dies reduziert den Handhabungsaufwand in der Fabrik.

Bei der Herstellung von Dünnschicht-Solarzellen sind technologische Herausforderungen zu überwinden:

- Hohe Absorption trotz geringer Schichtdicke: Dies lässt sich zum einen durch den Einsatz von „direkten“ Halbleitern wie Kupfer-Indium-Diselenid oder Cadmiumtellurid erreichen. Zum anderen ermöglicht die Integration von Lichtfallen eine Verlängerung des Lichtweges in der Solarzelle, so dass hohe Wirkungsgrade auch mit sehr dünnen Schichten aus kristallinem Silizium, einem „indirekten“ Halbleiter, erreicht werden.
- Möglichst hohe Wirkungsgrade, denn der Kostenvorteil der Dünnschichttechniken soll nicht durch steigende flächenproportionale Kosten des photovoltaischen Systems aufgehoben werden.

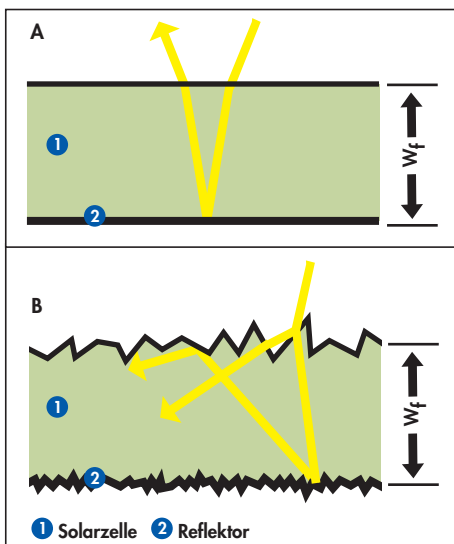


## Dünnschichtsolarzellen aus kristallinem Silizium

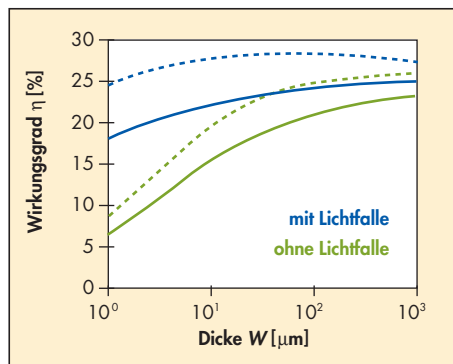
Ideal wäre es mit wenigen Mikrometern Silizium, anstelle der 250 µm dicken Siliziumscheiben, hohe Wirkungsgrade und Produktionsausbeuten zu erreichen. Langwelliges Licht aus dem infraroten Spektralbereich wird in Silizium schlecht absorbiert. Ein großer Teil der von der Sonne emittierten Strahlung liegt jedoch gerade in diesem Spektralbereich. Um die Absorption in sehr dünnen Schichten deutlich zu erhöhen, werden so genannte Lichtfallen verwendet [28].

Durch den Einsatz von Lichtfallen sollten auch mit nur wenigen µm-dünnen kristallinen Siliziumschichten sehr hohe Wirkungsgrade möglich sein. [29] zeigt den erwarteten Wirkungsgrad für eine ideale kristalline Siliziumsolarzelle mit einer nahezu optimalen (Lambert'schen) Lichtfalle und unter Berücksichtigung nur der physikalisch unvermeidbaren Rekombinationsprozesse. Solch ideale Bedingungen liegen in realen Solarzellen jedoch nicht vor. In sehr dünnen Solarzellen erreichen die vom Licht generierten Ladungsträger leichter die Oberflächen der Zelle, welche deshalb so präpariert werden müssen, dass dort wenig Rekombination von Elektronen und Löchern möglich ist. Eine völlige Unterbindung der Rekombination ist nicht möglich. Mit einer guten Passivierung und geeigneten Lichtfallen lassen sich mit ultradünnen Siliziumzellen Wirkungsgrade von über 18% erreichen [29].

Von den vielen verschiedenen Ansätzen für hohe Wirkungsgrade mit weniger kristallinem Silizium werden hier vier Techniken vorgestellt. Manche Technologien sind im Forschungsstadium, andere Konzepte stehen unmittelbar vor der Realisierung in industriellem Maßstab.



**28** A) Ein Reflektor auf der Zellenrückseite verdoppelt die Lichtweglänge in der Zelle. B) Durch eine texturierte Oberfläche wird Licht, das schon in der Zelle ist, durch Totalreflexion länger in der Zelle gehalten. Außerdem reduziert die Textur die externe Reflexion an der Zellenvorderseite



**29** Gestrichelte Linie: Theoretischer maximal erreichbarer Wirkungsgrad einer idealen kristallinen Siliziumsolarzelle der Dicke  $W$ . Es wird angenommen, dass ohne Lichtfallen das Licht nur einmal durch die Zelle geht, während mit Lichtfallen eine vollständige Streuung des Lichtes in der Zelle angenommen wird. Durchgezogene Linie: Berechneter maximaler Wirkungsgrad unter der Annahme einer technisch erreichbaren Oberflächenrekombination von  $100 \text{ cm/s}$  (Quelle: ISFH)

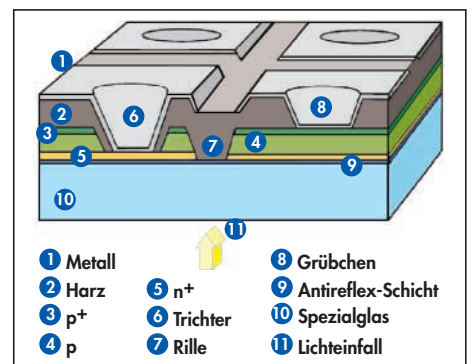
## Siliziumabscheidung bei niedrigen Temperaturen

### Solarmodule auf Glassubstraten

Eine deutliche Kostenersparnis kann erreicht werden, indem die photovoltaische Absorberschicht in großen Flächen auf ein kostengünstiges Glassubstrat abgeschieden wird. Dafür muss auf hohe Temperaturen verzichtet werden, weil das Glas sonst weich wird. Niedrige Prozesstemperaturen haben jedoch einen entscheidenden Nachteil: Es entstehen verlustträchtige Defekte, weil die Siliziumatome bei niedrigen Prozesstemperaturen ihre optimale Position im Kristallgitter nicht so leicht „finden“ können. Da in dünnen Schichten der Weg der generierten Ladungsträger zu den Kontakten an den Zelloberflächen kürzer ist als in dicken Zellen, können bei Dünnschicht-Solarzellen höhere Defektdichten toleriert werden. Wenn die Lichtfallen ausreichend gut sind, lässt sich mit dünnen Zellen – bei konstanter Defektdichte – sogar mehr Strom erzeugen.



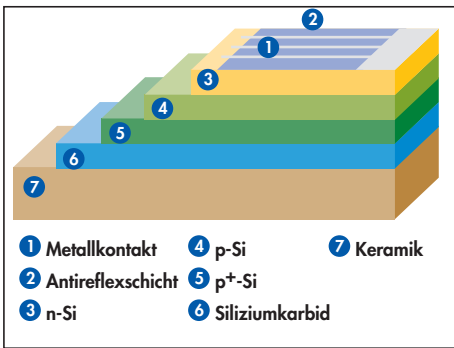
**31** KAL-Beschichtungsanlage der Fa. Unaxis Balzers in der CSG-Pilotlinie (Quelle: CSG Solar AG)



**30** Schematischer Aufbau eines „Crystalline Silicon on Glas (CSG)-Moduls“ (Quelle: M.A. Green et al.)

### Herstellung

Ein aktuelles Beispiel ist die „Crystalline Silicon on Glas“-Technologie (CGS, s. [30]). Um die Lichtabsorption zu erhöhen, wird die Glasoberfläche vor der Abscheidung der Silizium-Absorberschichten durch Auftragen von Partikeln aufgeraut, so dass nur 1,4 µm dicke Silizium-Schichten für die Lichtabsorption notwendig sind. In nur einer Maschine werden nacheinander eine Antireflexionsschicht und drei amorphe Silizium-Schichten (mit n<sup>+</sup>-Typ, p-Typ und p<sup>+</sup>-Typ Dotierung) auf Glas abgeschieden. Die amorphen Silizium-Schichten werden dann in einem Ofen bei etwa 600°C zu kristallinen Silizium-Schichten umgeformt. Diese Prozesstemperatur erfordert jedoch ein Spezialglas. Die weiteren Bearbeitungsschritte bis zum fertigen Solarmodul sind: (a) Aufteilung der großflächigen Absorberschicht in einzelne Zellen mittels Laser oder Ätzen, (b) Aufbringen einer isolierenden Harzschicht, in welche runde Vertiefungen geätzt werden, (c) ganzflächige Al-Abscheidung und (d) Serienverschaltung mittels Laser oder durch Ätzen.



32

Schichtaufbau einer Dünnschichtsolarzelle, die bei hohen Temperaturen auf ein Keramiksubstrat abgeschieden wird. Die SiC-Schicht vermindert die Diffusion von Verunreinigungen aus der Keramik in die Solarzelle



33

Prototyp eines Laborreaktors zur Abscheidung von dünnen Silizium-Schichten auf Keramiksubstrat. Ein Lampenfeld heizt die eine Substratfläche von 40 x 40 cm<sup>2</sup> auf Temperaturen von etwa 1.000°C (Quelle: ZAE Bayern / RWE Schott Solar)

### Technologiestatus

Minimodule (20 Zellen auf 96 cm<sup>2</sup>) erreichen einen Wirkungsgrad von 8%. Auch weit größere Module (930 cm<sup>2</sup>) wurden bereits hergestellt. Kostenrechnungen für 1.400 cm<sup>2</sup> große Module ergeben bei 8% Modulwirkungsgrad Herstellungskosten von 1,7 €/W<sub>p</sub>. Als vorteilhaft für die CSG-Technologie erweist sich, dass für die Siliziumabscheidung eine Produktionstechnik für Flachbildschirme genutzt werden kann.

### Siliziumabscheidung bei hohen Temperaturen

#### Solarzellen und -module auf Keramiksubstraten

Höhere Abscheidetemperaturen erlauben defektärmere Schichten, weil die Silizium-Atome während des Wachstums viel beweglicher sind und so den richtigen Platz im Siliziumkristallgitter leichter finden. Wirkungsgrade von mehr als 15% wurden bislang bei Temperaturen von ca. 1.000°C erreicht. Hierfür werden Keramik-Substrate verwendet. Darin enthaltene Verunreinigungen diffundieren jedoch in die dünne Silizium-Schicht und erzeugen verlustträchtige Defekte im Kristallgitter. Hieraus ergeben sich die zu meisternenden technologischen Herausforderungen: (a) Herstellung von kostengünstigen und ausreichend glatten hochtemperaturstabilen Keramiksubstraten, (b) Versiegelung der Keramik mit Diffusionsbarrieren, (c) ein kostengünstiges Verfahren für die Silizium-Epitaxie und (d) ein für die Serienfertigung geeignetes Verfahren zur integrierten Verschaltung. Verschiedene Forschungsinstitute (ZAE Bayern, Fraunhofer ISE) arbeiten zusammen mit Industriepartnern (HC Strack GmbH, RWE Schott Solar) bereits seit einigen Jahren an entsprechenden Lösungen.

► Projekte: PRISMA/Herkules

#### Herstellung

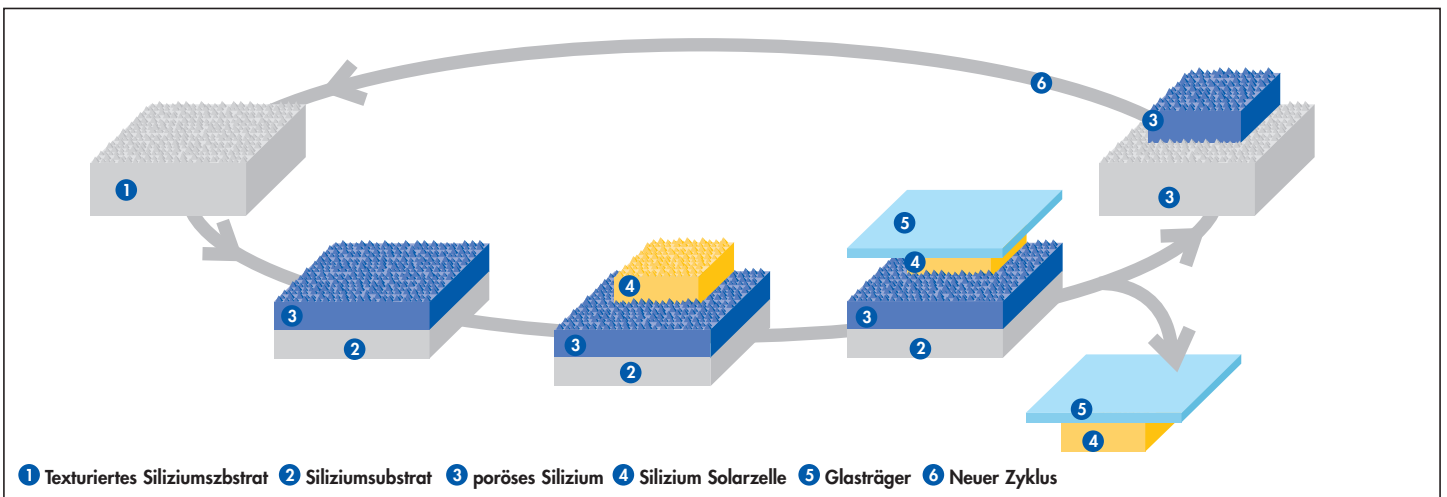
Um die Diffusion von Verunreinigungen aus der Keramik in die Silizium-Schicht zu reduzieren, hat sich eine Barrierschicht aus

Siliziumkarbid (SiC) bewährt, die aus der Gasphase auf die Keramik abgeschieden wird (CVD-Prozess). [32] zeigt den schematischen Aufbau einer Solarzelle auf einem Keramiksubstrat. Auf die SiC-Barrierschicht wird eine feinkristalline Silizium-Schicht (p<sup>+</sup>) abgeschieden, die mit einem Zonenschmelzverfahren zu einer grobkristallinen Silizium-Schicht umgeformt wird. Bei dem am Fraunhofer ISE entwickelten Zonenschmelzprozess wird das Licht einer Linearlichtquelle durch einen elliptischen Spiegel auf die umzuschmelzende Silizium-Schicht fokussiert. Die SiC-Zwischenschicht muss während des Zonenschmelzens der Schmelztemperatur des Siliziums von 1.400°C standhalten.

In einem weiteren Hochtemperatur-CVD-Schritt wird eine 10-30 µm dünne Silizium-Schicht aufgebracht. Im Ergebnis erhält man ein mechanisch stabiles Schichtenpaket, von dem nur die oberen 10-30 µm aus kristallinem Silizium bestehen. Im Unterschied zum Niedertemperaturansatz stehen für den Hochtemperaturansatz aus der Mikroelektronik keine Anlagenkonzepte zur Verfügung, mit denen quadratmetergroße Flächen bei hohen Temperaturen mit Silizium beschichtet werden könnten. Am ZAE Bayern wird derzeit eine neue Beschichtungsanlage (Epitaxie) erprobt, welche die Gase im Reaktor konvektionsgestützt so führt, dass homogene Kristallwachstumsraten auf großen Flächen möglich sind.

### Technologiestatus

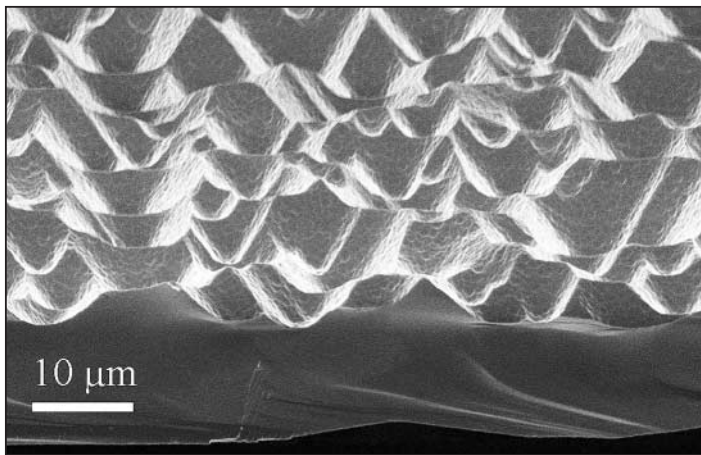
Mit dem Prototypreaktor können Flächen von 40x40 cm<sup>2</sup> homogen mit Silizium beschichtet werden [33]. Modellrechnungen werden zeigen, ob dieses Konzept auf noch größere Flächen übertragbar ist. Integriert verschaltete Module auf Keramiksubstraten gibt es noch nicht. Auf Testsubstraten, die aus oxidiertem Silizium bestehen, wurden vom ZAE Bayern integriert verschaltete Kleinmodule mit Wirkungsgraden von 6% hergestellt. Aktuell ist es Ziel der Forschungsarbeiten, die elektronische Qualität der großflächig abgeschiedenen Schichten weiter zu verbessern.



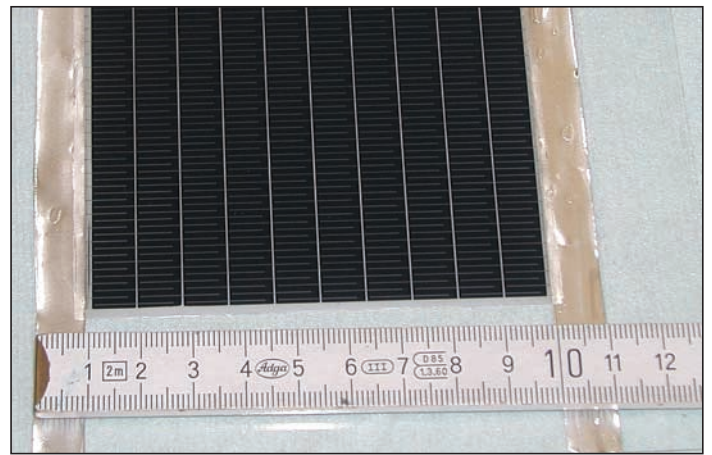
34

Schematische Darstellung des Schichttransferverfahrens nach dem PSI-Prozess. Eine 9-fache Verwendung des Substrats konnte bereits demonstriert werden (Quelle: ISFH)





**35** Die Aufnahme unter dem Rasterelektronenmikroskop zeigt eine etwa 15 µm dünne einkristalline Siliziumschicht, welche nach dem Schichttransferprozess hergestellt wurde (Quelle: ISFH)

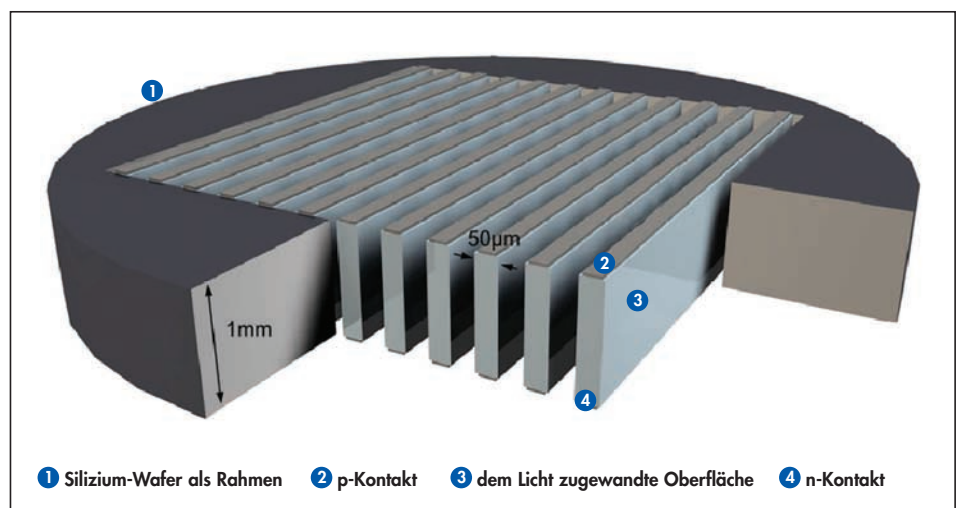


**36** Photo einer 10x10 cm<sup>2</sup> großen und 20 µm dicken Silizium-Schicht, die vom Wachstumssubstrat Silizium auf das Trägersubstrat Glas transferiert wurde (Quelle: ISFH)

### Alternativen

Eine interessante Variante des Hochtemperaturkonzeptes ist der „Waferäquivalent“-Ansatz: Hier werden einzelne Dünnschicht-Solarzellen auf Keramikträgern hergestellt, die wie die klassischen Silizium-Solarzellen in Modulen zu größeren Flächen verschaltet werden sollen. Zwar wird dabei auf die kostengünstige prozessintegrierte Verschaltung verzichtet, andererseits kann die etablierte Modultechnik bei deutlich reduziertem Siliziumbedarf weiter genutzt werden. Erste Erfolge gibt es bereits: 11% Wirkungsgrad auf 1 cm<sup>2</sup> Graphitsubstrat und 8% auf 92 cm<sup>2</sup> Keramiksubstrat (Fraunhofer ISE, HC Stark, Schott Solar GmbH, ZAE Bayern).

► Projekte: PRISMA/Herkules und SUBARO (EU)



### Schichttransfer-Verfahren

Die Herstellung dünner Siliziumschichten auf Silizium-Substraten ist einfacher als eine Abscheidung von Silizium auf einem Fremdsupstrat. Allerdings müssen die abgetrennten Schichten dann mittels geeigneter Transferprozesse vom Siliziumsubstrat abgelöst werden.

### Herstellung

Ein geeignetes Verfahren ist der PSI-Prozess [34], bei dem poröses Silizium eine Sollbruchstelle zwischen Silizium-Substrat und Solarzellenmaterial bildet. Das einkristalline Silizium-Substrat wird an der Oberfläche porös geätzt, um darauf eine einkristalline Silizium-Dünnschicht bei hohen Temperaturen und hohen Raten aufzuwachsen (0,5 bis 1 µm/min). Die 5 bis 25 µm dünnen Schichten werden vom Wachstumssubstrat an der Stelle des porösen Siliziums vom Silizium-Substrat abgelöst und auf ein Träger-substrat aus Glas transferiert. Das Silizium-substrat kann danach für weitere Herstellungsprozesse eingesetzt werden.

Wenn das Substrat vor dem Ätzen der porösen Schicht eine raue Oberfläche hat, so übernimmt die einkristalline Silizium-Dünnschicht die Form des Substrates. Sie ist dann ebenfalls rau. Auf diese Weise erzielt man sehr effektive Lichtfallen, die zu einer starken Absorption des Sonnenlichts führen [35].

**37** Lange dünne Silizium-Stäbchen werden in die Silizium-Scheibe geätzt und vom Rand der Scheibe während des Prozesses stabilisiert (Quelle: A. Blakers et al.)

schicht die Form des Substrates. Sie ist dann ebenfalls rau. Auf diese Weise erzielt man sehr effektive Lichtfallen, die zu einer starken Absorption des Sonnenlichts führen [35].

### Technologiestatus

Die am ISFH (Hameln) mit dem PSI-Prozess hergestellten Solarzellen erreichen mit einer 24 cm<sup>2</sup> großen und 25 µm dünnen Silizium-Schicht einen Wirkungsgrad von 15,6%. Anders als sonst bei hoch effizienten Laborzellen üblich konnte dabei auf teure Prozessschritte verzichtet werden. Am IPE (Stuttgart) wurde mit etwas höherem Prozessaufwand auf 4 cm<sup>2</sup> ein Wirkungsgrad von über 16% erreicht. Derzeit wird der PSI-Prozess im ISFH für die Herstellung größerer Flächen angepasst. Mit 9x9 cm<sup>2</sup> großen Solarzellen wurde bereits ein Wirkungsgrad von 11,8% realisiert, 18% gelten als erreichbar. Die neunfache Verwendung eines Substrates wurde bereits demonstriert. Auch für das Schichttransferkonzept sind kostengünstige Epitaxieprozesse wichtig. Die für den Hochtemperaturansatz entwickelten Anlagen werden auch für den PSI-Prozess einsetzbar sein.

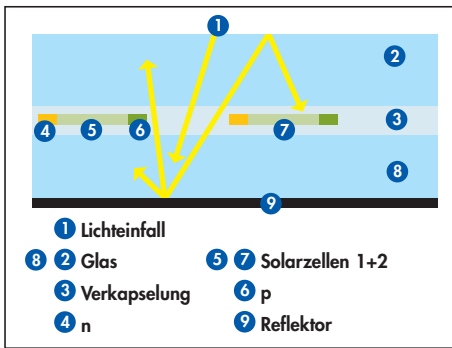
### Alternativen

Aus transferierten Silizium-Schichten können auch integriert verschaltete Module hergestellt werden. [36] zeigt das Photo eines Kleinmoduls mit einer Fläche von 10x10cm<sup>2</sup>, das durch Plasmaätzen in Einzelzellen getrennt und mit aufgedampften Al-Bahnen integriert verschaltet wurde. Die Metallisierung erfolgt, wie bei der CSG-Zelle, nur von einer Seite. Allerdings ist das Modul nie größer als der Ausgangswafer, auf dem die Epitaxieschichten abgeschieden wurden.

Die Schichttransfertechnik führt daher ebenfalls zu „Waferäquivalenten“. Weil beim PSI-Prozess nach dem Schichttransfer keine hohen Temperaturen mehr erforderlich sind, können die dünnen, flexiblen Schichten auch auf flexible Substrate transferiert werden. Hieran wird an der Universität Stuttgart geforscht. Auch die Fa. Canon arbeitet an Schichttransferprozessen, setzt allerdings Flüssigphasenepitaxie statt Gasphasenepitaxie ein.

► Projekt: PSI





39

Anordnung der Silizium-Stäbchen im PV-Modul  
 (Quelle: K.J. Weber et al.)

## Intelligentes Schneiden

SLIVER® (sliver: engl. Streifen) steht für einen weiteren Ansatz, den Siliziumbedarf deutlich zu verringern. Bei der Herstellung dieser Solarzellen wird hochwertiges klassisches monokristallines Silizium in dünnen Streifen verarbeitet. Der Siliziumverbrauch kann in Kombination mit einer neuen Modultechnologie um ca. 90% reduziert werden. Die Technologie wird von Origin Energy Solar (Australien) in Zusammenarbeit mit der Australian National University entwickelt.

### Herstellung

In 1-2 mm dicke monokristalline Silizium-Wafer werden streifenförmig schmale Gräben hineingezüht, so dass etwa 50 µm dünne Stäbchen entstehen, die vom Waferrand gehalten werden [37]. Jedes Stäbchen wird in diesem Rahmen zu beidseitig aktiven Solarzellen gefertigt. Die Stäbchen werden so angeordnet, dass die breitere Seite der Sonne zugewandt ist. Die insgesamt entstehende Solarzellenfläche ist um ein Vielfaches größer als die ursprüngliche Waferfläche. Dies reduziert den flächenspezifischen Prozentsaufwand. Es müssen aber hunderte kleiner Solarzellen zu einem Modul [39] verschaltet werden.

### Forschungsprojekte kristalline Si-Dünnschicht-Solarzellen

- HiFlex: Hocheffiziente flexible Zellen aus einkristallinem Silizium  
2002 bis 2005  
FKZ: 0329818 A
- PSI: Waffelförmige Dünnschicht-Module aus monokristallinem Silizium  
2002 bis 2005  
FKZ: 0329816 A-E
- PRISMA/Herkules: Kristalline Silizium-Dünnschicht-Solarzellen auf hochtemperaturstabilen Substraten  
2003 bis 2006  
FKZ: 0329850 E-H
- SUBARO: Substrate and Barrier Layer Optimisation for CVD-Grown Thin-Film Crystalline Si Solar Cells – ein EU-Projekt  
2000 bis 2002  
FKZ: EKR-1999-00014



39

Foto eines an der Australian National University hergestellten Photovoltaikmoduls (Hintergrund) aus SLIVER®-Solarzellen (Quelle: Origin Energy Solar)

Um Siliziummaterial einzusparen werden die kleinen Solarzellen mit einem Abstand im Modul eingebaut, der ungefähr ihrer Breite entspricht. Das Licht, das zwischen zwei Stäbchen hindurchtritt, wird an der Modulrückseite diffus in Richtung rückseitiger Solarzellenoberfläche reflektiert [38]. Die dünnen Zellen sind beidseitig aktiv.

### Stand der Technologieentwicklung

An einzelnen Solarzellen mit Dicken von etwa 50 µm wurden Wirkungsgrade von über 19% gemessen. Dies ist der höchste Wirkungsgrad unter allen Dünnschichtansätzen. Mit Kleinmodulen der Größe 10x10 cm<sup>2</sup> wurde ein Wirkungsgrad von 17,7% erzielt. Mittlerweile hat die Fa. Origin Energy Solar in ihrer 5 MW-Pilotlinie (Erweiterung auf 25 MW geplant) die ersten 140 W-Module hergestellt. Der Modulwirkungsgrad beträgt ca. 10%, obwohl nur 50% der Modulfläche mit Solarzellen belegt sind.

### Alternativen

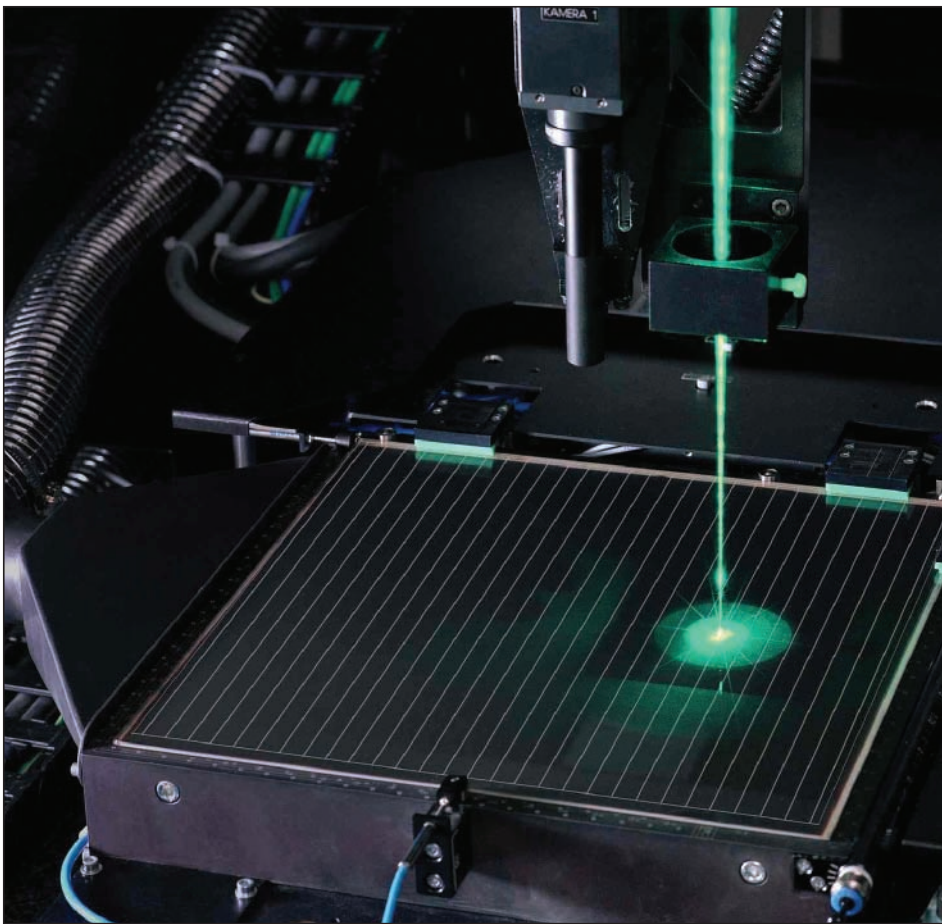
Am Fraunhofer ISE arbeitet man an einer neuen Schneidetechnik für konventionell hergestellte Siliziumblöcke. Mit einem wasserstrahlgeführten Laser sollen 50 µm dünne Scheiben von Siliziumblöcken abgeschnitten werden und mit heutigen Standardtechniken zu Solarzellen weiterverarbeitet werden. Die Sägeverluste konventioneller Drahtsägen sollen mit der neuen Schneidetechnik um ein Drittel auf 100 µm reduziert werden.

## Dünnschichtsolarzellen aus amorphem und mikrokristallinem Silizium

Solarmodule aus amorphem Silizium finden sich heute in Kleinanwendungen, bieten spezifische Vorteile für die Gebäudeintegration und werden auch in größeren Anlagen eingesetzt. Die niedrigen Kosten können die vergleichsweise geringen Wirkungsgrade von 6-7% oft kompensieren. Deutlich höhere Wirkungsgrade verspricht ein neuer Ansatz, bei dem amorphes und mikrokristallines Silizium in Tandemsolarzellen kombiniert wird.

### Material

Die Siliziumatome sind bei amorphem Silizium nicht regelmäßig sondern in einem ungeordneten Netzwerk angeordnet, welches ca. 10% Wasserstoffatome enthält. Die Bandlücke des Materials ist größer als die von kristallinem Silizium, daher liefern die Solarzellen hohe Zellspannungen. Unter Beleuchtung nimmt der Wirkungsgrad der Solarzellen zunächst ab, bleibt aber dann stabil. In der Anwendung werden für a-Si Solarmodule stets die stabilisierten Wirkungsgrade nach vollständiger Alterung angegeben. Mikrokristallines Silizium ist eine Mischphase aus sehr kleinen Siliziumkristallen und amorphem Silizium. Auch hier



## 40 Monolithische Serienverschaltung per Laser (Quelle: IPV/FZJ)

enthält das Material Wasserstoff, der wie beim amorphen Silizium zu einer inhärenten Passivierung von elektronischen Defekten führt. Mikrokristallines Silizium zeigt keine oder nur eine sehr geringe Lichtalterung und absorbiert im Gegensatz zum amorphen Silizium auch Sonnenlicht aus dem nahen Infrarot.

### Herstellung

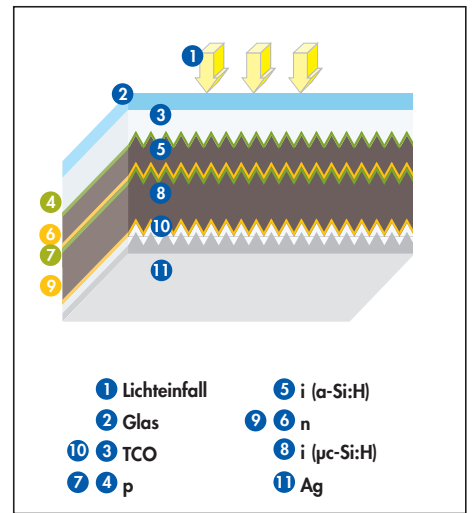
Sowohl amorphes (a-Si:H) als auch mikrokristallines ( $\mu\text{-Si:H}$ ) Silizium wird mit dem PECVD-Verfahren (Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition) durch Zerlegung von Silan ( $\text{SiH}_4$ ) und Wasserstoff hergestellt. Je nach Prozessparameter bildet sich das Silizium in amorpher oder mikrokristalliner Struktur. Der Prozess läuft bei niedrigen Temperaturen von ca.  $200^\circ\text{C}$ , so dass kostengünstige Substratmaterialien wie Glas aber auch Metall- und Kunststofffolien eingesetzt werden können. Am Institut für Photovoltaik (IPV) im Forschungszentrum Jülich (FZJ) wurde für Tandemzellen aus der Materialkombination a-Si:H/ $\mu\text{-Si:H}$  ein spezieller Vorderseitenkontakt aus nanotexturierten Zinkoxidschichten entwickelt. Zusammen mit dem reflektierenden Rückkontakt streuen sie das Licht in der Solarzelle nahezu vollständig und ermöglichen so hohe Wirkungsgrade.

### Technologiestatus

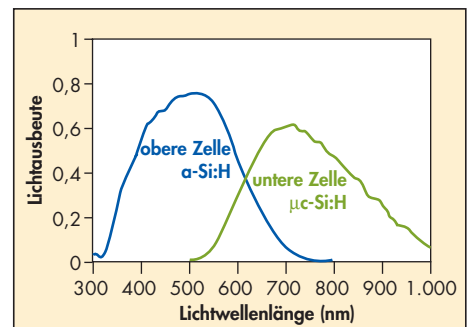
Erste Tandemsolarzellen aus a-Si:H und  $\mu\text{-Si:H}$  wurden 1994 an der Universität

Neuchatel in der Schweiz entwickelt. Technologieführer ist heute die Firma Kaneka, die bereits in kleinem Umfang Solarmodule für den japanischen Markt produziert. Inzwischen hat auch Sharp (J) eine Produktion von a-Si:H/ $\mu\text{-Si:H}$  Solarmodulen mit einer Jahreskapazität von 15 MW<sub>p</sub> angekündigt. Am IPV in Jülich werden mit industriennahen Prozessen Solarmodule auf Glassubstrat mit Abmessungen von  $10 \times 10 \text{ cm}^2$  und  $30 \times 30 \text{ cm}^2$  hergestellt. Hier hat man bereits einen Modulwirkungsgrad von 10,1% erreicht. Die monolithische Serienverschaltung erfolgt dabei ausschließlich mit Laserverfahren [40].

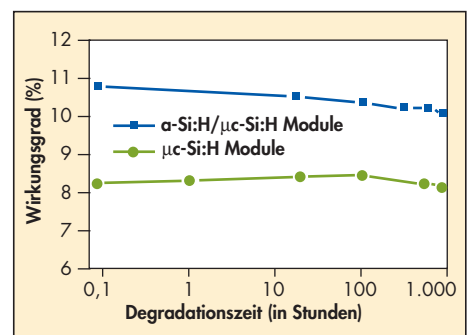
Aktuelle Forschungsaktivitäten zielen auf eine weitere Erhöhung des Modulwirkungsgrads auf 12% und die Umsetzung in ein industrielles Massenprodukt. Dabei geht es um eine Erhöhung der Abscheiderate und die Skalierung des PECVD-Prozesses für mikrokristallines Silizium auf große Flächen. Hierbei gibt es erste Erfolge: Eine im Labor des IPV hergestellte Solarzelle aus mikrokristallinem Silizium erreicht einen Wirkungsgrad von 10% bei einer Abscheiderate von 1 nm/s. Zusammen mit der Firma Applied Films in Alzenau gelang es, den Prozess für a-Si/ $\mu\text{-Si}$  Tandemzellen auf einen Quadratmeter zu skalieren. Parallel zu einer kontinuierlichen Weiterentwicklung der bestehenden Konzepte versprechen neue Ideen aus der Photonik eine verbesserte Ausnutzung des Sonnenlichts und damit langfristig weitere Wirkungsgradsteigerungen.



**41** Schichtaufbau einer a-Si/ $\mu\text{-Si}$ -Tandemzelle. Die transparente TCO-Schicht (Transparent Conductive Oxide) dient als Vorderseitenkontakt zur Sammlung der Ladungsträger und zur Lichtstreuung. Der Rückkontakt aus einer Kombination aus TCO und Silber (Ag) sammelt die Ladungsträger auf der Rückseite und reflektiert Licht, das beim ersten Durchlauf nicht absorbiert wurde



**42** Spektrale Empfindlichkeit von Tandemzellen der Materialkombination a-Si/ $\mu\text{-Si}$ . In Tandemzellen „spezialisieren“ sich zwei Solarzellen aus unterschiedlichen Materialien auf verschiedene Bereiche des Lichtspektrums (Quelle: IPV/FZJ)



**43** a-Si/ $\mu\text{-Si}$  und  $\mu\text{-Si}$  Solarmodul im Beleuchtungstest (Quelle: IPV/FZJ)

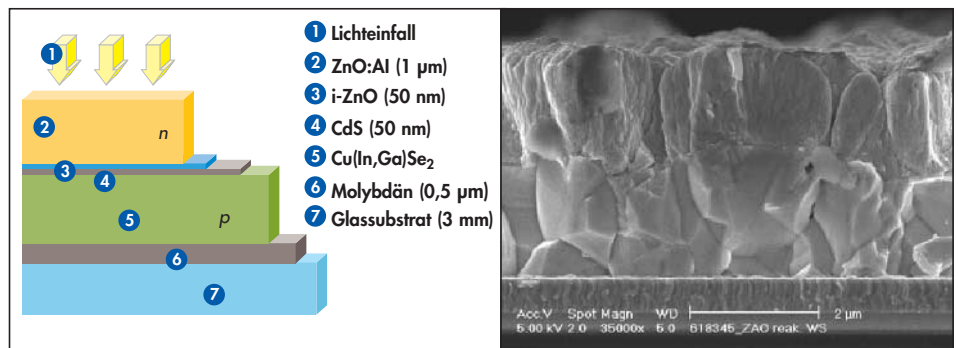
**Forschungsprojekte a-Si- und  $\mu\text{-Si}$ -Dünnschicht-Solarzellen**

- Texturierte TCO-Schichten für Dünnschicht-Solarzellen  
2003 bis 2005  
FKZ: 0329923 A-E
- Si-Dünnschichttechnologie für großflächige PV-Module  
2004 bis 2006  
FKZ: 0329810 B



## CIS-Solarzellen

Schon 1975 wurden mit Dünnschichtso-larzellen auf der Basis von  $\text{CuInSe}_2$ -Verbindungshalbleitern (kurz: CIS) Wirkungsgrade von über 12% erzielt. Inzwischen erreicht man im Labor gut 19%, in der Pilotproduktion liegt man bei 11 – 13%. Und CIS-Solarzellen haben Potenzial: Geringe Herstellungskosten bei Großserienproduktion und hohe Wirkungsgrade mit (Multi-)Tandemzellen.



Links: Schichtenaufbau einer CIS-Dünnschicht-Solarzelle. Rechts: Rasterelektronische Aufnahme der Bruchkante (Quelle: ZSW)

## Matereialeigenschaften

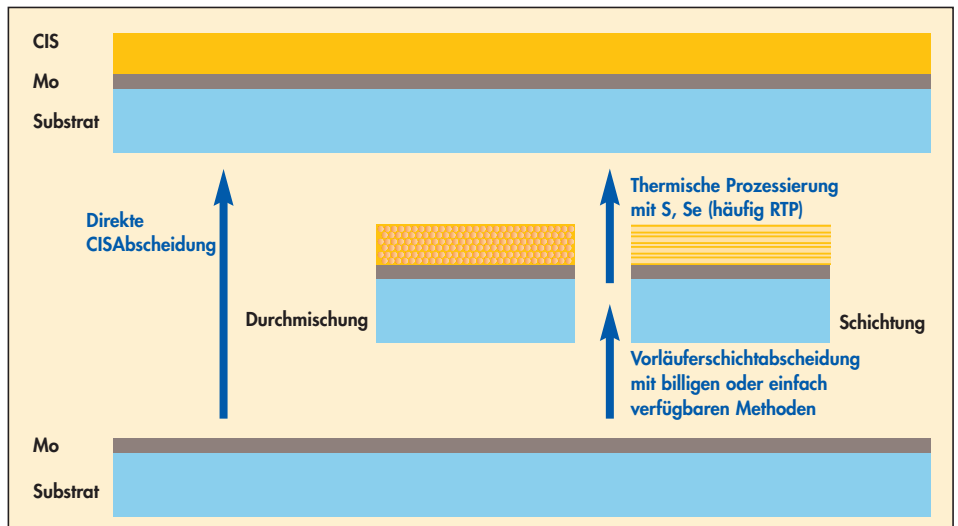
Die Halbleiter des Materialsystems  $\text{Cu(In,Ga,Al)(Se,S)}_2$  zeichnen sich durch eine hohe Lichtabsorption aus. Der Bandabstand kann in einem weiten Bereich variiert werden – von 1,04 eV ( $\text{CuInSe}_2$ ) bis 2,7 eV ( $\text{CuAlS}_2$ ). So wären in Zukunft Multi-Tandem-Zellen mit theoretischen Wirkungsgraden von über 30% machbar. Aus dieser Materialfamilie sind bisher nur die Systeme  $\text{Cu(In,Ga)Se}_2$  und  $\text{CuInS}_2$  von kommerziellem Interesse. Diese Halbleiter sind durch Eigendotierung p-leitend und werden mit einem n-leitenden Fenstermaterial aus Cadmiumsulfid (CdS) und Zinkoxid (ZnO) zu einer großflächigen Solarzelle verarbeitet. Als Rückkontakt dient eine dünne Schicht aus Molybdän, die auf Fensterglas oder Folie aufgebracht ist. [44] zeigt den Aufbau einer CIS-Solarzelle. Die ca. 5-10 mm breiten Zellen werden schon während der Herstellung zu Modulen verschaltet und zum Schutz gegen Umwelteinflüsse mit einem Polymer und einem Deckglas verkapselt.

## Herstellung

Während die Kontaktschichten Molybdän und Zinkoxid meist im Kathodenzerstäubungsverfahren hergestellt werden, gibt es für die CIS-Abscheidung unterschiedliche Ansätze: CIS kann direkt mittels gleichzeitiger Verdampfung bei erhöhten Beschichtungstemperaturen hergestellt werden. Oder man bringt die Materialien Kupfer (Cu), Indium (In), Selen (Se) oder Schwefel (S) kostengünstig als Vorläuferschichten auf. Hier werden Druck- und galvanische Verfahren sowie Kathodenzerstäubung eingesetzt. Anschließend werden die Schichten unter Se- bzw. S-Atmosphäre bei erhöhten Substrattemperaturen kristallisiert [45].

## Technologiestatus

Die besten Laborzellen wurden bisher von NREL (USA) mit einem modifizierten Koverdampfungsverfahren hergestellt. Einzelne Zellen erreichten Wirkungsgrade von 19,5% auf einer Fläche von 0,41  $\text{cm}^2$ . Die besten Minimodule auf 16  $\text{cm}^2$  Fläche erzielte ASC in Schweden mit 16,6%. Würth Solar hat den Bau einer neuen Produktionslinie angekündigt, die ab 2007 eine Kapazität von 15  $\text{MW}_p$  erreichen soll. Shell Solar hat mit 3  $\text{MW}_p$  Jahreskapazität die zur Zeit größte Produktion. Global Solar bietet als einziger



Hersteller flexible CIS-Module an. Alle weiteren Aktivitäten befinden sich noch im Pilot- oder Entwicklungsstadium.

45 Schlüsselprozess bei der Herstellung von CIS-basierten Halbleitern. CIS kann auf direktem Wege abgeschieden werden oder über Vorläuferschichten und anschließende Kristallisierung

## Alternativen

Neben der CIS-Abscheidung wird vor allem die Grenzfläche CIS/Frontkontakt intensiv erforscht, da sie die Leistungsfähigkeit und Stabilität der CIS-Solarzelle entscheidend beeinflusst. Laborversuche zeigen, dass die Cd-haltige Schicht entbehrlich ist. Mit InSx und ZnOHS konnten Laborzellen mit 18,6% und Kleinmodule mit 13% Wirkungsgrad demonstriert werden. Die monolithisch integrierte Verschaltung der Zellen zu Modulen stellt gerade bei flexiblen Modulen noch eine große Herausforderung dar. Bei flexiblen CIS-Zellen wird ein leicht modifizierter Schichtaufbau auf Titan, Edelstahl oder Polyamid aufgebracht. Einzelne 20  $\text{cm}^2$  große Zellen erreichen auf Titan Wirkungsgrade von bis zu 15% und auf Polyamid von 14%.

## Cadmiumtellurid

Cadmium ist ein toxisches Element, das nicht in die Natur oder in Lebensmittel gelangen darf. In Solarzellen eingesetzt ist das Schwermetall jedoch weitgehend unproblematisch, weil die Cadmiumtellurid-Verbindung chemisch sehr stabil ist. Auch sind die Solarzellen hermetisch zwischen zwei Glasscheiben eingebettet. Doch ein konsequentes Recycling mit geschlossenen Stoffkreisläufen ist unabdingbar.

## Material

Cadmiumtellurid (CdTe) ist ein natürlich p-leitender Halbleiter und ist wegen seiner physikalisch-chemischen Eigenschaften ein für Dünnschicht-Solarzellen gut geeignetes Material: Die Energielücke liegt bei günstigen 1,45 eV und aufgrund des sehr hohen Absorptionsvermögens kommt man mit wenigen Mikrometer dicken Schichten aus. Zudem können Solarzellen aus CdTe in kostengünstigen Prozessschritten gefertigt werden.

## Forschungsprojekte CIS-Solarzellen

- Verschiedene Projekte zur Optimierung von CIS-Dünnschicht-Modulen und -Prozesstechnologie 2002 bis 2006  
FKZ: 0329843 A- D, 0329941 A, B, 0329218 C, 0329585 E



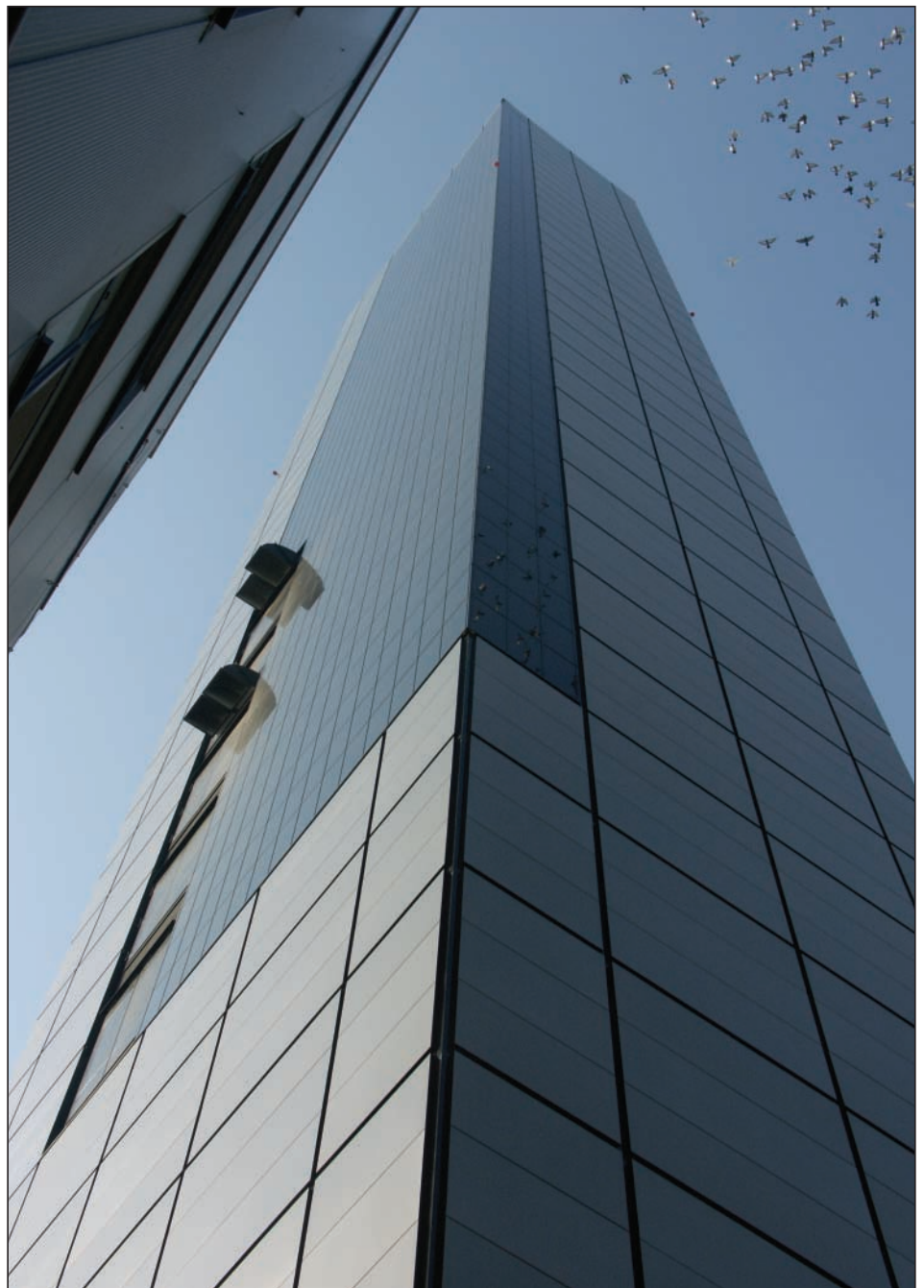
## Herstellung

Zur Herstellung eines pn-Übergangs wird ein Heteroübergang mit einem anderen II-VI-Halbleiter, dem n-leitenden Cadmiumsulfid (CdS), erzeugt [47]. Auf einer Glasscheibe wird zunächst eine transparente leitende Schicht aufgebracht (TCO), auf der eine sehr dünne (ca. 100 nm) n-leitende CdS-Schicht folgt. Auf diese wird die aktive CdTe-Schicht in einer Dicke von ca. 5 µm aufgebracht; abschließend erfolgt die Abscheidung der Kontaktschicht. Der komplette Fertigungsprozess von 60 x 120 cm<sup>2</sup> großen Glasscheiben zu integriert seriell verschalteten Dünnschichtsolarmodulen erfolgt in einer 165 m langen vollautomatischen Linie [48]. Der transparente Frontkontakt wird ganzflächig in einer Durchlauf-Vakuumanlage mittels Kathodenzerstäubung aufgebracht, anschließend erfolgt die Unterteilung in Einzelstreifen durch Laser.

Die wichtigen Halbleiterschichten CdS und CdTe werden mit einem Sublimationsverfahren hergestellt, das schnell, einfach und robust ist, sowie geringe Anforderungen an das verwendete Vakuum stellt. Es wird Close Spaced Sublimation (CSS) genannt. Das Ausgangsmaterial, CdTe-Granulat mit einer Reinheit von 99,999%, wird hierbei aus einem auf ca. 650°C geheizten Graphit-Tiegel auf die darüber hinweggleitenden Glassubstrate übersublimiert, die sich auf einer Temperatur von 500°C befinden, was eine gute Kristallqualität der Schichten garantiert. CdTe wächst hierbei ohne weitere aktive Dotierprozesse p-leitend auf, CdS, das nach dem gleichen Prozess abgeschieden wird, n-leitend. Ein spezieller thermischer Aktivierungsprozess verbessert die elektronische Anpassung des CdS an das CdTe. Zur Fertigstellung der kompletten Schichtfolge sind noch zwei weitere Trennschnitte sowie das Aufbringen des metallischen Rückkontaktes erforderlich. Nach einem Funktionstest werden die Solarmodule mit Metallbändern kontaktiert und durch Auflamination gleich großer Glasplatten hermetisch versiegelt.

## Technologiestatus

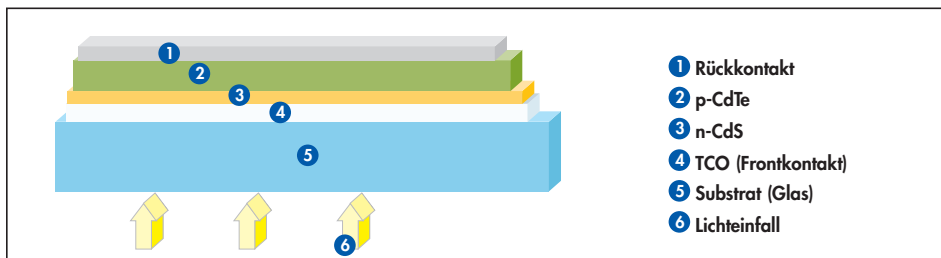
Die elektrische Leistung der Dünnschichtmodule von ANTEC Solar Energy liegt derzeit zwischen 43 und 50 Watt, was einem Modulwirkungsgrad von 6 bis 7% entspricht. Die Fertigungskapazität der Fabrik beträgt ca. 120.000 Module pro Jahr. Die im Labor erzielten Spitzenwerte liegen für CdTe-Solarzellen bei 16,5%. Bei Antec konn-



46

Mehr als tausend CIS-Module zeigen am Getreidesilo der Schapfenmühle bei Ulm ein homogenes Erscheinungsbild (Quelle: Würth Solar AG)

ten im Labor mit produktionsnahen Prozessen gut 13% realisiert werden. CdTe-Kleinmodule (10 x 10 cm<sup>2</sup>) erzielten 10,5%. Mit der aktuellen Fertigungslinie erzielt Antec 6-7% Modulwirkungsgrad, gut 8% gelten als erreichbar. First Solar konnte bereits zeigen, dass Modulwirkungsgrade von 10% machbar sind.



47

Schichtfolge der CdS/CdTe-Solarzelle („Superstrat“-Konfiguration)

48

Fertigungslinie von CdS/CdTe-Dünnschichtsolarmodulen (Quelle: Antec)

# Perspektiven für die Photovoltaik

Die Forschung bietet ein ganzes Spektrum an technologischen Lösungen als Antwort auf die großen Anforderungen, die an die junge Energietechnologie Photovoltaik aktuell gestellt werden. Die derzeit dominierende Silizium-Wafer-Technologie bietet weiterhin große Entwicklungspotenziale und auch viele Dünnschichttechnologien sind schon so reif, dass sie in den nächsten Jahren ihre Möglichkeiten unter Beweis stellen können.

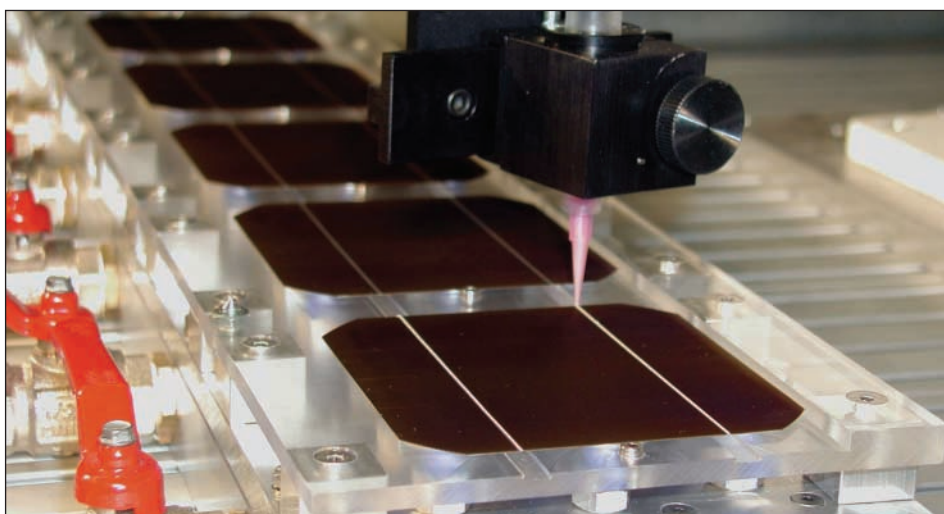
**K**urzfristig werden wir immer größere, dünnere und effizientere Solarzellen auf Basis von Silizium-Wafern sehen, produziert mit modernster Technik. Wegen des derzeitigen Versorgungsengpasses bleibt das Silizium bis zur Umsetzung geplanter Produktionserweiterungen zunächst knapp und teuer. Dies ist eine Chance für alle materialineffizienten Solarzellenkonzepte – auch für die Dünnschicht-Solarzellen.

Mittel- und langfristig werden innovative Materialien und Zellkonzepte eine zunehmend stärkere Rolle spielen und zu einer deutlichen Reduzierung der Kosten für Solarstrom (€/kWh) führen. Schon heute beobachten wir einen produktiven Wettbewerb der verschiedenen Konzepte, Materialien und Lösungen.

Darüber hinaus hat die Forschung noch weitere Ideen in petto: Konzentratorzellen, organische Solarzellen, Solarzellen aus

Kunststoff, thermophotovoltaische Zellen, Solarzellen mit elektronischem Zwischenband zur Photonenkonversion, Solarzellen mit integriertem Stromspeicher etc.

Bei alledem gibt es eine harte globale Konkurrenz: Deutschland ist zwar neben Japan in der Photovoltaik führend, jedoch setzen die mehrfachen Anforderungen Wachstum, Kosten und Leistung die Hersteller erheblich unter Druck. Die Branche hierzulande ist auf laufende Innovationen angewiesen – und auf eine neue Definition von Qualität. Denn erst mit einer langen Lebensdauer der Solarstromanlage, mit geringen Ausfallwahrscheinlichkeiten und hoher Anlagenverfügbarkeit kann die Photovoltaik mit geringen Gesamtkosten punkten. Industrie und Forschung arbeiten daran, Photovoltaik „made in Germany“ zum weltweit bekannten Begriff für kostengünstige Spitzentechnologie zu machen.



49

Neue Fertigungstechnologien halten nach und nach Einzug in die industrielle Produktion: berührungslose Methode zur Kontaktbildung (Quelle: ISFH)

## Literatur

\* Sarasin Sustainable Investment, Basel (Schweiz) (Hrsg.): Solarenergie – ungetrübter Sonnenschein? Aktuelle und zukünftige Aussichten für Photovoltaik und Solarthermie. November 2004.

\* Michael Rogol, Credit Lyonnais Securities Asia (CLSA): Sun Screen II – Investment opportunities in solar power. Juli 2005.

## Ergänzende Informationen

Weitere Informationen zum Thema Photovoltaik-Forschung wie z. B. Adressen und Links sowie Literaturquellen sind unter [www.bine.info](http://www.bine.info) (Service/InfoPlus) abrufbar.

## Förderung

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)  
11055 Berlin

Projekträger Jülich (PTJ) des BMWi und BMU  
Forschungszentrum Jülich GmbH  
52425 Jülich

## Projektadressen

Eine Übersicht der Forschungsinstitute findet sich unter [www.bine.info](http://www.bine.info) (Service/InfoPlus)

## Projekte und Förderkennzeichen

Vergleiche Hinweise auf Forschungsprojekte im Text

## Impressum

### ISSN

1610 - 8302

### Herausgeber

FIZ Karlsruhe GmbH  
76344 Eggenstein-Leopoldshafen

### Nachdruck

Nachdruck des Textes nur zulässig mit vollständiger Quellenangabe und gegen Zusendung eines Belegexemplares. Nachdruck der Abbildungen nur mit Zustimmung des jeweils Berechtigten.

### Autoren

Dr. Ralf Lüdemann, Deutsche Cell GmbH  
■ Solarzellen aus Silizium-Wafern

Dr. Helge Schmidhuber und Dr. Harry Wirth, Fraunhofer ISE

### ■ Solarmodultechnik

Prof. Rolf Brendel und Karsten Bothe, ISFH

### ■ Dünnschicht-Solarzellen

Dr. Bernd Rech, IPV/FZJ

### ■ Amorphe und mikromorphe Silizium-Solarzellen

Dr. Michael Powalla, ZSW

### ■ CIS-Solarzellen

Dr. Stefan Oelting, ANTEC Solar Energy AG

### ■ Cadmiumtellurid-Solarzellen

### Redaktion

Johannes Lang, BINE Informationsdienst

## Kontakt

### Fragen zu diesem Themeninfo?

Wir helfen Ihnen weiter – wählen Sie die BINE Experten-Hotline:

Tel. 0228 / 923 79-44

BINE ist ein Informationsdienst der Fachinformationszentrum (FIZ) Karlsruhe GmbH und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) gefördert.



**BINE**

Informationsdienst

FIZ Karlsruhe GmbH, Büro Bonn  
Meckenstraße 57, 53129 Bonn  
Tel. 0228 / 9 23 79 0  
Fax 0228 / 9 23 79 29  
eMail [bine@fiz-karlsruhe.de](mailto:bine@fiz-karlsruhe.de)  
Internet: [www.bine.info](http://www.bine.info)