

<b>Zeitschrift:</b>	Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses
<b>Herausgeber:</b>	Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
<b>Band:</b>	91 (2000)
<b>Heft:</b>	3
<b>Artikel:</b>	Photovoltaik-Technik : Chancen für Dünffilmsolarzellen
<b>Autor:</b>	Shah, Arvind / Torres, Peter / Tscharner, Reto
<b>DOI:</b>	<a href="https://doi.org/10.5169/seals-855520">https://doi.org/10.5169/seals-855520</a>

### Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

### Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

### Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

**Download PDF:** 20.01.2026

**ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>**

# Photovoltaik-Technik: Chancen für Dünffilmsolarzellen

Die Vor- und Nachteile verschiedener photovoltaischer Solarmodule zur Energieerzeugung werden hinsichtlich ihrer Funktionsprinzipien und physikalischen Wirkungsgradgrenzen beschrieben. Es werden die heute am häufigsten eingesetzten und untersuchten Materialien und die zugeordneten Fabrikations-technologien dargelegt, wobei das Hauptgewicht auf silizium-basierten Solarzellen liegt. Obwohl kristalline Solarmodule auf Waferbasis den Markt dominieren, könnten Solarzellen aus amorphem Silizium auf Grund ihrer potentiell niedrigeren Herstellungskosten (z.B. Roll-to-Roll-Produktion) in Zukunft an Bedeutung gewinnen. Neuere Entwicklungen legen den Schluss nahe, dass kristallines Dünffilmsilizium (speziell mikrokristallines Silizium) in der zukünftigen Photovoltaik eine erstrangige Rolle spielen wird.

Der photovoltaische (PV-)Effekt wurde 1839 von Edmond Becquerel entdeckt. Technische Anwendungen wurden zunächst jedoch noch nicht realisiert, und so blieb der Effekt lange Zeit ein rein wissenschaftliches Phänomen. Dies änderte sich Ende der fünfziger Jahre durch die Einführung von Silizium als wichtigstes Material der Halbleitertechnik. Nun wurden Photovoltaikdioden aus Silizium zugänglich, und schon bald konnte man für sie in der Energieversorgung von Telekommunikationsanlagen in entlegenen Gebieten oder in Satelliten nicht mehr verzichten. Die siebziger Jahre waren durch eine veränderte Wahrneh-

mung des Energieversorgungsproblems geprägt: Ausgelöst durch die Ölkrise von 1973 wuchs in der Öffentlichkeit die Erkenntnis, dass die fossilen Brennstoffe nicht unbeschränkt zur Verfügung stehen werden. Kurze Zeit später lancierten zahlreiche Länder (darunter die Vereinigten Staaten, Japan und mehrere europäi-

sche Staaten) ehrgeizige Forschungspläne zur Entwicklung von alternativen Energiequellen wie der Photovoltaik. Dieser Trend wurde durch die öffentliche Debatte über die Gefahren der Kernenergie und durch eine Serie von Unfällen in Atomkraftwerken (vor allem 1979 in Three Mile Island und 1986 in Tschernobyl) verstärkt.

Seit Beginn der neunziger Jahre sind es nun in erster Linie das globale Klimaproblem und die damit verbundene Diskussion um die Reduzierung von Treibhausgasen, die mehr Interesse für alternative Energiequellen wecken. In den vergangenen zwanzig Jahren konnten wichtige Fortschritte in der Herstellung von Photovoltaikmodulen erzielt werden: Pro Jahr sanken die Modulpreise um durchschnittlich 7,5%. Gleichzeitig stieg die Produktion von Modulen jährlich um 18% (Bild 1). Obwohl sich diese Entwicklung voraussichtlich auch in den nächsten Jahren noch fortsetzen wird, wird es mehrere Jahrzehnte dauern, bis die Photovoltaik einen substantiellen Beitrag zur Stromproduktion leisten kann. Zwar wird sich der Preisverfall für Photovoltaikmodule infolge einer weiter ansteigenden Produktion zunächst noch fortsetzen, die Preise werden jedoch

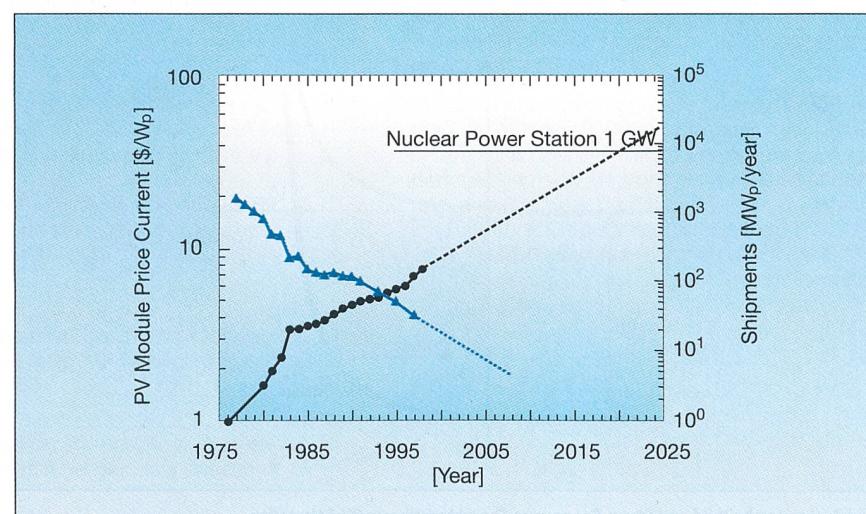


Bild 1 Preisentwicklung (Herstellerangaben) (▲) für PV-Module und totale jährliche Weltproduktion (●) von PV-Solarzellen (logarithmische Skala)

Die Preise sind in Dollar pro 1 W<sub>p</sub>-Leistung (\$/W<sub>p</sub>) angegeben. Inflationsbereinigt würde der Preisverfall zwischen 1975 und 1985 noch viel steiler ausfallen. Die Extrapolation nach 1998 basiert auf Beibehaltung der Kostenreduktionsrate von 7,5% pro Jahr sowie der jährlichen Wachstumsrate von 18% in den Jahren 1993 bis 1997 [58–60]. Der Ersatz eines einzigen grossen 1-GW-Nuklearwerksgleichwerts durch PV-Elektrizitäts-Erzeugung würde (abhängig von Ort und Klima) den Einsatz von PV-Modulen mit einer Gesamtpitzenleistung von 5000 MW<sub>p</sub> bis 10000 MW<sub>p</sub> erfordern.

schon bald auf Grund der begrenzten Verfügbarkeit der Rohmaterialien auf eine untere Grenze stoßen. Daher wird man in Zukunft Photovoltaikzellen bevorzugen, die geringere Anforderungen an die Qualität und die Quantität der verarbeiteten Rohmaterialien stellen.

Photovoltaisch erzeugter Strom kostet heute rund zehnmal mehr als Strom aus konventionellen kommerziellen Kraftwerken. Auf Grund physikalischer Einschränkungen ist es derzeit unwahrscheinlich, dass der Wirkungsgrad von billigen Photovoltaikmodulen den Wert von 15% wesentlich überschreiten wird. Daher wird es notwendig sein, grosse Flächen für Photovoltaikanlagen zu reservieren. Dies bedeutet, dass die Kosten für die Substrate, die Kapselung der Zellen, die Verkabelung und die Montagestrukturen wesentlich zu den Gesamtkosten einer Photovoltaikanlage beitragen. Deswegen müssen Photovoltaikinstallationen in bestehende Bauten/Siedlungsräume integriert werden.

Der Betrieb von Photovoltaikanlagen verursacht selbst keinerlei CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dagegen werden bei der Herstellung der Anlagen grössere Mengen an Energie verbraucht, wodurch CO<sub>2</sub> und einige

Schadstoffe freigesetzt werden. Bei der Wahl der geeigneten Photovoltaiktechnologie muss deswegen die Zeitspanne berücksichtigt werden, die zur Kompensation der bei der Herstellung verursachten Umweltbelastung benötigt wird.

## Prinzip der Photovoltaik

### Photogeneration

Prinzipiell ist eine Photovoltaikzelle eine Halbleiterdiode, in der durch die Absorption von einfallenden Photonen Elektron-Loch-Paare erzeugt werden. Der entscheidende Parameter dieses Prozesses ist die Energiedifferenz ( $E_{gap}$ ) zwischen Valenz- und Leitungsbändern des Halbleiters. Im Idealfall kann kein Photon mit einer Energie  $h\nu < E_{gap}$  zur Entstehung von Elektron-Loch-Paaren beitragen. Photonen mit grösserer Energie indes erzeugen Elektron-Loch-Paare der Energie  $E_{gap}$ . Falls die Energie  $h\nu$  grösser als die Bandlücke ist, so wird die Überschussenergie dieser Photonen von  $h\nu - E_{gap}$  in Wärme umgewandelt und liefert somit keinen Beitrag zur elektrischen Energie.

Die maximale Stromdichte  $J_{ph}$  des Photostroms ist daher durch den Photonenfluss mit der Energie  $h\nu > E_{gap}$  gegeben.

Grössere Bandlücken im Halbleiter führen daher zu geringeren Stromdichten. Gleichzeitig steigt die pro Elektron-Loch-Paar übertragene Energie; sie beträgt  $E_{gap}$ . Daher existiert eine optimale Grösse der Bandlücke von rund 1,1 eV, die zu einer maximalen Ausnutzung der Energie des Sonnenlichts führt. Ein Halbleiter mit dieser Bandlücke kann rund die Hälfte der einfallenden Strahlungsenergie in elektrische Energie umwandeln.

Dieses Optimum kann jedoch nur erreicht werden, wenn die durch Reflexionen und Abschattungen verursachten optischen Verluste minimiert werden und der Halbleiter ausreichend dick ist, um alle einfallenden Photonen zu absorbieren. Diese letzte Bedingung ist vor allem in Halbleitern mit indirekter Bandlücke<sup>1</sup> (wie kristallinem Silizium) schwierig zu erfüllen, weil diese Materialien niedrige Absorptionskoeffizienten besitzen. Vorteile haben in dieser Beziehung amorphe Halbleiter oder Halbleiter mit direkter Bandlücke. Solarzellen aus kristallinem Silizium müssen daher entweder relativ dick sein (~100 µm) oder mit einer aufwendigen optischen Lichtführung (Lichtfalen) ausgestattet werden. Dies ist einer der Gründe, warum die Erforschung von Dünnschichtsolarzellen aus kristallinem Silizium erst in jüngerer Vergangenheit systematisch in Angriff genommen wurde.

### Ladungstrennung

Im zweiten Schritt des Energieumwandlungsprozesses werden die durch das Licht erzeugten Elektronen-Loch-Paare getrennt. Dank dem internen elektrischen Feld der Diode werden die Elektronen zur einen, die positiv geladenen Löcher zur anderen Elektrode transportiert. Die charakteristischen Kennlinien der dunklen (unbeleuchteten) Diode und des durch das Licht erzeugten Photostroms können näherungsweise linear überlagert werden [1,2]. Dies führt zu dem in Bild 2a dargestellten Äquivalenzschaltbild und der in Bild 2b gezeigten Strom-Spannungs-Kennlinie der Solarzelle. Die maximale Leistung liefert die Solarzelle am sogenannten Maximum Power Point (MPP). Diese Leistung ist definiert als das Produkt aus Kurzschlussstromstärke  $J_{sc}$  und Leerlauf-Zellenspannung  $V_{oc}$  multipliziert mit dem sogenannten Füllfaktor FF (schraffiertes Quadrat in Bild 2b).  $J_{sc}$ ,  $V_{oc}$  und FF sind die drei wichtigsten Parameter, welche eine Solarzelle charakterisieren.

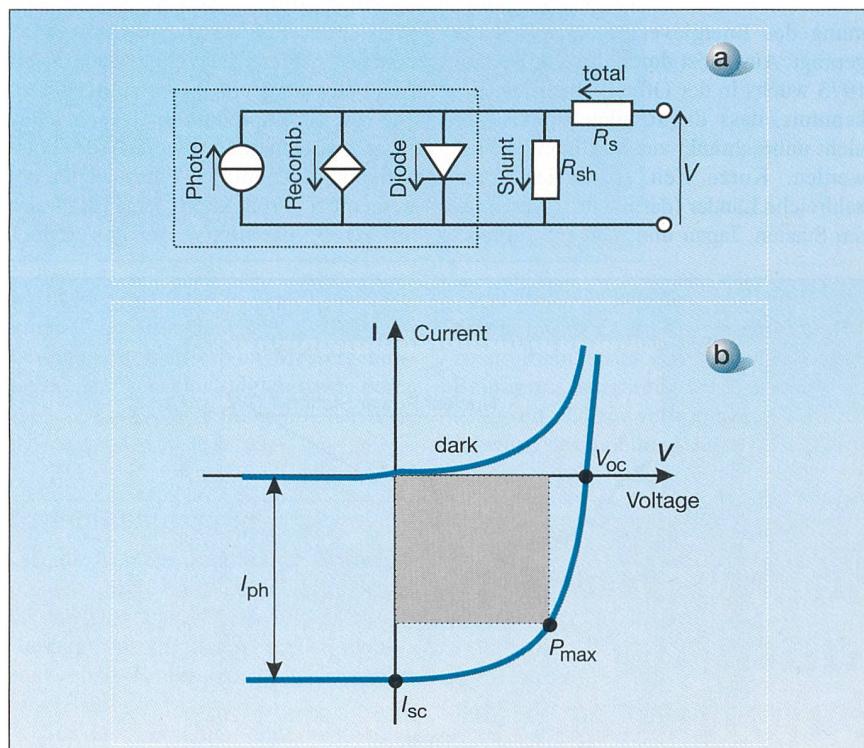


Bild 2 Ersatzschaltbild und Strom-Spannungs-Charakteristik von PV-Solarzellen

- a. Elektrische Ersatzschaltung einer PV-Solarzelle [61]. Die Diode ist eine dunkle (nicht beleuchtete) p-n- oder p-i-n-Diode. Die zusätzliche Rekombination (insbesondere im i-Layer von p-i-n-Dioden) wird durch die dem photogenerierten Strom entgegenwirkende Stromquelle dargestellt. Die Widerstände  $R_s$  und  $R_{sh}$  stellen elektrische Verluste dar (z.B.  $R_s$ -Verluste durch Kontaktwiderstand und  $R_{sh}$ -Verluste durch Defekte [Pin Holes] innerhalb der Solarzelle).
- b. Typische I-V-Charakteristik einer Solarzelle mit den drei charakteristischen Parametern Kurzschlussstrom  $I_{sc}$ , Leerlaufspannung  $V_{oc}$  und Füllfaktor  $FF = P_{Max}/(V_{oc} \cdot I_{sc})$ ;  $P_{max}$  ist die elektrische Leistung, welche am Punkt maximaler Leistung MPP geliefert wird.

<sup>1</sup> Bei der indirekten Bandlücke erfolgt die Anregung über Phononenkopplung (Schwingungen des Kristallgitters).

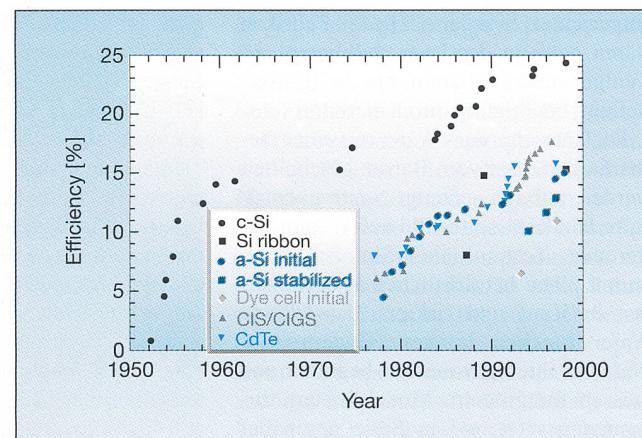
Die Kurzschlussstromstärke  $J_{sc}$  ist gegeben durch den maximalen Photostrom  $J_{ph}$ . Die Leerlaufspannung  $V_{oc}$  kann den Wert  $E_{gap}/q$  ( $q$  = Ladung des Elektrons) prinzipiell nicht überschreiten. In der Praxis liegt der Wert sogar um einiges niedriger, weil ein Teil der erzeugten Elektron-Loch-Paare rekombiniert und daher keinen Spannungsbeitrag liefert. Deshalb versucht man die Rekombinationsrate so klein wie möglich zu halten. Thermodynamische Überlegungen zeigen, dass eine gewisse Rekombinationsrate nicht unterschritten werden kann, so dass sich der Wert von  $V_{oc} = E_{gap}/q$  niemals ganz erreichen lässt [3].

Green [1] hat den Füllfaktor FF als Funktion von  $V_{oc}$  berechnet. Dabei wurde vorausgesetzt, dass die  $I-V$ -Kennlinie der Diode einer Exponentialfunktion folgt. Die Rechnungen zeigen, dass FF mit grösser werdender Bandlücke zunimmt.

Der optimale Wert der Bandlücke für eine möglichst effiziente Energieumwandlung der Solarzelle beträgt rund 1,5 eV. Dies führt zu einem Wirkungsgrad von ungefähr 30% [4]. Galliumarsenid (GaAs), Indiumphosphid (InP) und Cadmiumtellurid (CdTe) sind Halbleiter, deren Bandlücken nahe an diesem optimalen Wert liegen. Allerdings sind die beiden erstgenannten Materialien für grosstechnische Anwendungen zu teuer, und CdTe hat Toxizitätsprobleme. Mit kristallinen Siliziumzellen wurden im Labor Wirkungsgrade von bis zu 25% erreicht [4]. Dies musste jedoch mit aufwendigen Designlösungen erkauft werden, was auch diese Zellen für praktische Anwendungen untauglich erscheinen lässt. Um den Schritt von teuren Hochleistungs-Solarzellen aus der Forschung zu billigen und kommerziell erfolgreichen Zellen für die industrielle Anwendung zu ermöglichen, werden Kompromisse zwischen der Leistungsfähigkeit und den Kosten der Solarzellen vonnöten sein. Man wird sich daher vermutlich mit einem Modulwirkungsgrad von bestenfalls 15% zufrieden geben müssen.

Steigern liesse sich dieser Wert durch sogenannte Multijunction-Solarzellen (Zweifach- und Dreifach-Junctions), die aus mehreren Halbleiterschichten mit unterschiedlichen Bandlücken bestehen. Mit diesem Konzept konnten in Laborexperimenten sehr hohe Wirkungsgrade (bis zu 32,6% bei Sonnenlichtkonzentration [5]) realisiert werden, wobei der technische Aufwand auch hier die kommerzielle Nutzung verhindert. Andererseits werden derzeit Zweifach- und Dreifach-Junctions (Tandem- und Triple-Junctions) in amorphen Siliziumsolarzellen eingesetzt mit dem Ziel, den Effekt von

Bild 3 Evolution der Rekordwirkungsgrade von kleinfächigen Labor-solarzellen bei verschiedenen Technologien ([5] inkl. Referenzen von [5])



lichtinduzierter Degradation zu verringern. Schlussendlich führt auch die Lichtkonzentration zu einer höheren theoretischen Grenze des Wirkungsgrades. Das Gleichgewicht zwischen der oben beschriebenen Photogeneration und -rekombination wird günstiger; dabei werden  $V_{oc}$  und FF erhöht. Die Ausnutzung von höheren Lichtintensitäten ist jedoch mit ernsten praktischen Problemen gekoppelt: höhere Stromdichten und höhere Temperaturen müssen bewältigt werden. Darüber hinaus erhöhen der Lichtkonzentrator und das mechanische Lichtnachführsystem (Light-Tracking) die Komplexität und die Kosten des Systems. Dies ist der Grund, weshalb Konzentratorsolarzellen keine weite Verbreitung gefunden haben.

Bild 3 zeigt die Entwicklung der in Labors gemessenen Wirkungsgrade von kleinen Solarzellen für verschiedene technologische Möglichkeiten über die vergangenen 45 Jahre. Alle Dünffilmtechnologien zeigen eine ähnliche Evolutionskurve wie jene für kristallines Silizium, jedoch mit einer Zeitverzögerung von 10 Jahren. Bändersilizium (Ribbon Silicon), eine auf kristallinem Grundmaterial beruhende Siliziumtechnologie, hat gegenüber Dünffilmtechnologien keinen substantiellen Vorteil erzielt. Keine stabilen Wirkungsgrade können für Farbstoffsolarzellen angegeben werden, da die Lebensdauer dieser Zellen noch ungewiss ist.

## PV-Technologien

### Solarzellen aus kristallinem Silizium

Heutzutage bestehen mehr als 80% der produzierten Solarzellen aus kristallinem Silizium [6] und die restlichen 20% vorwiegend aus amorphem Silizium (meist für Consumer-Elektronik). Fast alle PV-Systeme mit einer Spitzenleistung von  $> 1 \text{ kW}_p$  enthalten kristalline Siliziumsolarzellen, und zwar bis vor kurzem aus-

schliesslich auf der Basis von Siliziumwafern. Alternative Strukturen wie Siliziumbänder werden eben erst in den Markt eingeführt. Auf Wafern basierende kristalline Silizium-Solarzellen haben einen relativ hohen Wirkungsgrad. Kommerzielle Module haben einen Wirkungsgrad zwischen 12 und 16%. Im Labor misst man sogar Wirkungsgrade von 24,4% [7]. Diese Zellen haben ihre hervorragende Stabilität und Zuverlässigkeit bereits bewiesen; sie arbeiten unter Außenbedingungen über mehrere Jahrzehnte ohne jeglichen Güterverlust. Der Hauptnachteil dieser Technologie ist der hohe Preis (im Moment \$4.50 pro  $1 \text{ W}_p$ ). Billigere, auf anderen Technologien basierende Module waren bis vor kurzem einfach nicht erhältlich. Die hohen Produktionskosten sind eine Konsequenz verschiedener Faktoren:

- Niederes Produktionsvolumen der bestehenden Produktionsstätten (neuere Studien zeigen, dass die Kosten um etwa einen Faktor 2 gesenkt werden könnten, wenn das Produktionsvolumen um eine Größenordnung erhöht würde [8])
- Komplexe Produktionsschritte bei der Zellfertigung und beim Modulzusammenbau
- Grosse Menge an hochreinem Silizium (20 kg für  $1 \text{ kW}_p$  Modulherstellung). Das Problem des Ausgangsmaterials limitiert das Kostenreduktionspotential der auf Wafern basierenden Siliziumtechnologie.

Bis 1995 benutzte die PV-Industrie hauptsächlich Ausschussmaterial der Mikroelektronikindustrie; sie konnte somit Siliziummaterial zu reduzierten Preisen erhalten. Diese Materialquelle reicht heute wegen des Wachstums der PV-Industrie nicht mehr aus. Siliziumnachschub wird so lange ein ernster Flaschenhals bleiben, bis spezielle Produktionsstätten für solarspezifisches Silizium

eingerichtet werden. Diese Fabriken wären dann in der Lage, billigeres und weniger reines Silizium, als die IC-Herstellung benötigt, zu produzieren.

Die Tatsache, dass Wafer mit einer mechanischen Säge vom Barren geschnitten werden müssen, erzeugt weitere ernsthafte Hindernisse für die auf Wafers basierende Technologie. Sie ist teuer, nimmt einen beträchtlichen Materialverlust in Kauf und riskiert, dass dünne Wafer brechen können. Zudem sind Wafer in ihren Ausmassen begrenzt und müssen für grössere Module extern zusammengesetzt und in Serie geschaltet werden. In diesem Zusammenhang ist noch beizufügen, dass quadratische, aus Polysiliziumstäben geschnittene mikrokristalline Wafer besser als die kreisförmigen monokristallinen Wafer assembliert werden können. Multikristalline Wafer sind zudem billiger, führen aber zu Zellen und Modulen, deren Umwandlungswirkungsgrad um 2 bis 4% kleiner als derjenige von aus monokristallinen Wafers gewonnenen Zellen wird. Die auf Wafers basierende Siliziumtechnologie hat den Vorteil, dass sie aus ökologischer Sicht akzeptiert ist [9], wobei man allerdings die nicht unwesentliche Herstellungsenergie (graue Energie) nicht vergessen sollte [10].

### Kristalline und amorphe Schichten

Von all den untersuchten Methoden zur Verbesserung der auf Wafers basierenden Kristallsiliziumtechnologie sollen im Folgenden nur zwei besprochen werden. Die erste Methode besteht darin, die Solarzelle in einer qualitativ hochstehenden Epitaxialschicht zu erzeugen, welche

man auf einem Siliziumwafer aufwachsen lässt. Obwohl bei dieser Methode im Labor ein hoher Wirkungsgrad (>19%) [11–13] und hohe Wachstumsraten (0,5 µm/min) für epitaxiales Wachstum bei Temperaturen von ~500–600 °C [14] demonstriert werden konnten, führte die Übertragung dieser Technik auf ökonomisch vertretbare Prozesse (z.B. mehrfache Wiederbenutzung des gleichen Siliziumwafers oder, alternativ dazu, das Aufwachsen einer Epitaxialschicht auf einer laserkristallisierten hydrogenisierten amorphen Siliziumschicht [a-Si:H] auf Glas) zu Zellenwirkungsgraden von lediglich 10 bis 12% [15, 16].

Bei der zweiten Methode wird eine dotierte amorphe Siliziumschicht auf einen kristallinen Wafer aufgetragen, wodurch ein Hetero-Übergang (Heterojunction) erzeugt wird [17]. Eine zweite amorphe Siliziumschicht kann auf der Waferrückseite aufgetragen werden [18, 19], um damit das Back Surface Field zu bilden und eine rückseitige Passivierung zu erreichen, wodurch der Wirkungsgrad im Labor auf 20% erhöht werden konnte. Eine entsprechende Pilotproduktion von Zellen und Modulen ist angekündigt worden [20]. Der Vorteil dieser Methode liegt in der Kombination von einfacher Zellherstellung und relativ hohem Wirkungsgrad.

Kristallsiliziumbänder und -schichten (auf Substraten) vermeiden das bei der Produktion von Wafers nötige Sägen. Obwohl schon seit 20 Jahren auf dem Gebiet von Bändern und Schichten geforscht wird, gelangt man erst jetzt in die Produktionsphase. Derartige Zellen basieren auf multikristallinem Siliziumma-

terial, welches man direkt aus der Schmelze gewinnt. Die Temperatur der Band- oder Schichterzeugung ist durch den Schmelzpunkt von Silizium gegeben, der bei ungefähr 1412 °C liegt. Solch hohe Temperaturen setzen der Wahl des Substrates Grenzen. Zudem gibt es Probleme in Bezug auf die thermische und die mechanische Belastung infolge hoher thermischer Gradienten (~500 °C/cm) an der Fest-Flüssig-Grenze. Darüber hinaus sind die Raten bei der Herstellung von Bändern bei akzeptabler Materialqualität relativ klein (ca. 18 mm/min) [21].

Bändersolarmodule mit Spitzenleistungen von mehreren Megawatt werden zurzeit mit der Edge-Film-Wachstumsmethode produziert [22]. Im Labor wurden Wirkungsgrade von 14% gemessen. In einem alternativen Versuch wurde die Bändermethode so modifiziert, dass auf Substrate verzichtet werden kann; im Labor wurde ein Wirkungsgrad von 15,4% demonstriert [23]; kommerzielle Zellen sind aber noch nicht erhältlich.

Forscher am Institut für Energiewandlung der Universität von Delaware haben Module auf der Basis einer 50 µm dicken, auf einem Keramiksubstrat aufgebrachten Siliziumschicht entwickelt [24]. Sie wenden für die integrierte monolithische Serieschaltung von Submodulen eine Methode an ähnlich derjenigen, die für Module aus amorphem Silizium und andere Dünnfilmmodule entwickelt wurde. Kürzlich wurde für 320-cm<sup>2</sup>-Module ein Wirkungsgrad von 9,79% publiziert [25]. Man erwartet, dass diese Methoden im Vergleich zu konventionellen, auf Wafers aus kristallinem Silizium basierenden Modulen Kostenvorteile erbringen werden, allerdings zulasten des Wirkungsgrades.

Seit den letzten paar Jahren ist ein stark steigendes Interesse für Dünnfilmsolarzellen aus kristallinem Silizium mit Dicken von weniger als 10 µm festzustellen. Von allen getesteten Methoden, kristalline Dünnfilme aus einer Gasphase zu erzeugen, interessieren wahrscheinlich vor allem jene, die mit niederen Temperaturen (typischerweise 200 bis 500 °C) arbeiten; dadurch können billige Substrate wie Glas, rostfreier Stahl, Aluminium oder sogar Polymere verwendet werden. Sie erlauben zudem im Prinzip, durch den Einbau von Wasserstoff in die wachsende kristalline Schicht den Einfluss der Korngrenzen zu passivieren, so dass selbst bei Korngrößen unter 1 µm befriedigende Schichteigenschaften erzielt werden können. Um die geforderte totale Dicke der Solarzellen so klein wie möglich zu halten (vorzugsweise <2 µm), muss man eine effiziente Form

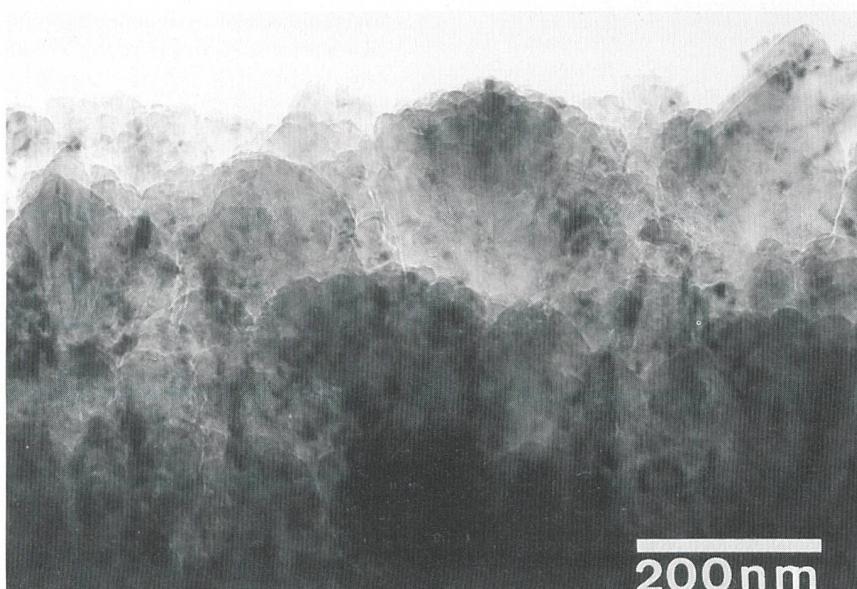


Bild 4 TEM-Querschnitt-Mikrobild einer typischen intrinsischen mikrokristallinen Siliziumschicht, abgeschieben mittels PECVD-Verfahren für den Einsatz in p-i-n-Solarzellen [26]

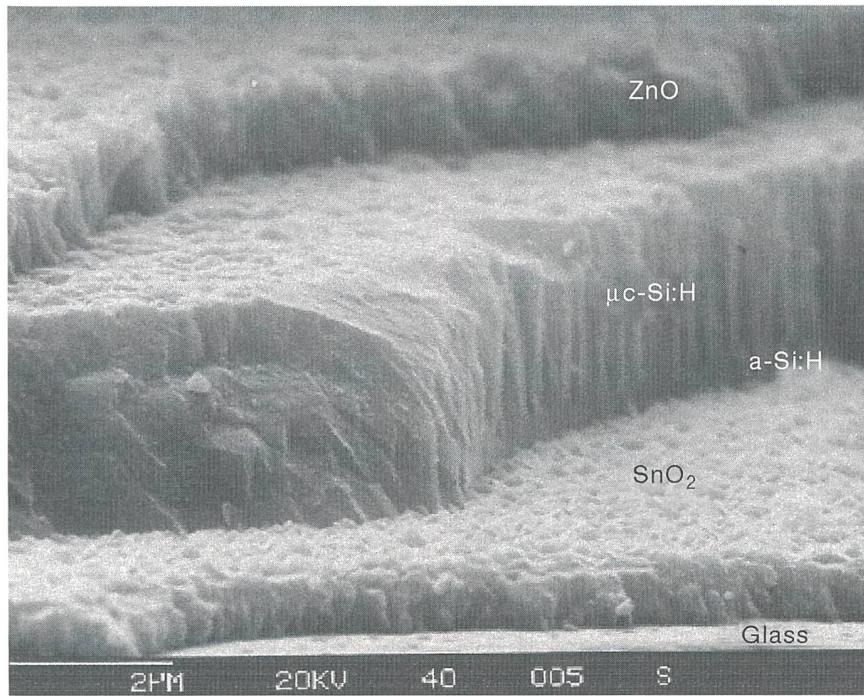


Bild 5 Tandemsolarzelle aus mikrokristallinem und amorphem Silizium, die sogenannte Micromorph-Solarzelle, eingeführt von IMT [26]. Messskala 2  $\mu\text{m}$ .

von Lichtstreuung oder Lichteinfang einsetzen. Dies wird durch eine Oberflächentextur der Silizium- und der Kontaktsschichten, speziell der transparenten leitenden Oxyde (TCO), erreicht. Bis jetzt sind die meistversprechenden Resultate mit dem PECVD-Verfahren (Plasma-enhanced Chemical Vapor Deposition) erzielt worden. Mit dem VHF-(Very High Frequency-)Plasma-Abscheidungsverfahren kann man mit Temperaturen von nur noch 220 °C arbeiten [26]. Es werden Wirkungsgrade von 8,5% mit einer Zelldicke von 2,7  $\mu\text{m}$  erreicht. Mit dem Standard-PECVD-Verfahren (13,56 MHz und bei Temperaturen von 500 bis 550 °C) wurde für eine 2  $\mu\text{m}$  dicke Zelle ein Zellenwirkungsgrad (Aperture Cell Efficiency) von 10,1% erreicht [27]. Diese Zellen weisen niedrige  $V_{oc}$ -Werte (~500 mV) auf, die möglicherweise durch Optimierung der Kristallkeimbildung und des Kristallwachstums (zur Verringerung der Rekombinationsrate) erhöht werden können. Bild 4 zeigt anhand einer Transmissions-Elektronenmikroskop-Photographie (TEM) die komplexen Strukturen einer typischen mikrokristallinen Siliziumschicht einer solchen Zelle. Aus ökonomischer Sicht müssen die heutigen Abscheidungsraten von ~5 bis 10 Å/s [28] erhöht werden. Eine solche Erhöhung bei gleichzeitiger Reduktion der Zelldicke auf ~1  $\mu\text{m}$  könnte Abscheidungszeiten von unter 1 Stunde ermöglichen.

Mittels PECVD-Verfahren gewonnene Dünffilmsolarzellen aus kristallinem Silizium können auf einfache Weise mit Solarzellen aus amorphem Silizium kombiniert werden, um Tandemzellen (Bild 5) herzustellen, da deren Bandlücken (1,1 eV für kristallines Silizium und ~1,75 eV für amorphes Silizium) sehr nahe bei der theoretisch idealen Kombination liegen. Solche Tandemzellen mit stabilisierten Wirkungsgraden von ~12% sind publiziert worden [27, 29, 30]. Eine interessante Struktur für Multijunction-Solarzellen aus kristallinem Silizium ist vom Photovoltaics Research Centre der University of New South Wales vorgeschlagen worden [31]. In dieser Struktur sind die einzelnen Solarzellenkomponenten elektrisch parallel verbunden (und nicht in Serie wie in den konventionellen Tandem- und Multijunction-Strukturen). Numerische Simulationen [32] zeigen, dass das Wirkungsgradpotential einer solchen Struktur ungefähr 15% beträgt. Im Prinzip kann eine grosse Zahl von individuellen Halbleiterübergängen innerhalb dieser Struktur erzeugt werden. Tatsächlich tritt in dieser Struktur das schwierig zu meisternde Stromanpassungsproblem von konventionellen seriverbundenen Multijunction-Zellen nicht auf. Allerdings ist nicht auszuschliessen, dass dafür die Fabrikationskosten substantiell höher ausfallen könnten. Ein grosses Forschungs- und Entwicklungsprogramm läuft in Australien [33];

bis jetzt sind nur wenige experimentelle Resultate veröffentlicht worden.

### Solarzellen aus amorphem Silizium

Hydrogenisiertes<sup>2</sup> amorphes Silizium wurde 1970 als potentielles Material für Halbleiterbauelemente eingeführt; es ist das erste Dünffilmsolarzellen-Material, das den Stand der Grossproduktion erreicht hat (zurzeit etwa 20 MW<sub>p</sub>/Jahr). Amorphes Silizium hat im sichtbaren Spektrumbereich einen höheren optischen Absorptionskoeffizienten als kristallines Silizium und kann deshalb eine Dicke von weit weniger als 1  $\mu\text{m}$  haben. Um die Rekombinationsverluste klein zu halten, arbeiten a-Si:H-Solarzellen mit einer p-i-n-Struktur, welche aus einer dünnen p-dotierten Schicht, einer zentralen intrinsischen i-Schicht (die photovoltaisch aktive Trägerschicht) sowie einer dünnen n-dotierten Schicht zusammengesetzt ist. Der Transport der elektrischen Ladungsträger in der i-Schicht wird durch ein elektrisches Feld unterstützt.

Amorphe Siliziumschichten für Solarzellen werden normalerweise mit der PECVD-Methode erzeugt. Diese ist für die Abscheidung von grossen Flächen (bis zu 1 m<sup>2</sup> oder mehr) geeignet. Meistens wird die a-Si:H-Solarzelle auf TCO-beschichtetes Glas abgeschieden; die TCO-Schicht besteht entweder aus Zinnoxid (SnO<sub>2</sub>) oder aus Zinkoxid (ZnO) und agiert als vorderseitiger Kontakt. In einer alternativen Struktur wird die amorphe Siliziumsolarzelle auf ein lichtundurchlässiges Substrat wie Edelstahl oder sogar ein Polymer abgeschieden. Die rostfreien Stahl- oder Polymer-substrate können als dünne flexible Folien bezogen werden, wodurch ein Roll-to-Roll-Abscheidungsprozess (Bild 6) [34] möglich wird. Zurzeit sind die industriellen Prozesse für amorphes Silizium durch die niedrigen Abscheidungsraten (~1 Å/s) und die daraus resultierenden langen Abscheidezeiten (etwa 1 Stunde pro Solarzelle begrenzt. Ein weiterer Engpass sind – wie bei anderen Dünffilmsolarzellen – die Produktionskosten für hochqualitative TCO-Schichten. Daraus ergibt sich, dass der Preis von Solarmodulen aus amorphem Silizium zurzeit (für eine vorgegebene Ausgangsleistung) nur marginal kleiner als jener von Modulen aus kristallinem Silizium ist. Dagegen gibt es aber einen breiten Raum für zukünftige Preisreduktionen. Die Depositionsraten lassen sich mit der VHF-Plasmamethode um ein Fünffaches erhöhen [35] und die TCO-Kosten durch den Einsatz von ZnO anstelle von SnO<sub>2</sub> sowie

<sup>2</sup> Wasserstoffhaltiges amorphes Silizium; die aufgebrochenen Bindungen werden mit Wasserstoff abgesättigt.

durch Optimierung des ganzen Prozesses reduzieren [36].

Der grösste Nachteil von Solarzellen und Modulen aus amorphem Silizium ist deren niedriger Wirkungsgrad. Der derzeitige Laborrekord für einen stabilisierten Wirkungsgrad liegt bei 13%, erreicht von einer Tripel-Junction-Zelle [37]; aktuelle kommerzielle Module haben stabile Wirkungsgrade zwischen 4 and 8%.

Einer der Hauptgründe für die Begrenzung des stabilen Wirkungsgrades ist der Staebler-Wronski-Effekt (SWE) [38] oder lichtinduzierte Degradation (Bild 7), welcher den Wirkungsgrad nach ungefähr 1000 Stunden Belichtung auf einen niedrigeren, aber stabilen Wert absinken lässt. Ein nachfolgendes Tempern bei 100 bis 250°C kann den ursprünglichen Wert des Wirkungsgrades wiederherstellen. Es wurde bald klar, dass der SWE auf das Entstehen von neuen Defekten (ungesättigten Verbindungen, Dangling Bonds) zurückzuführen ist, welche als zusätzliche Rekombinationszentren agieren. Trotz massiven Forschungsanstrengungen wurde noch keine Produktionsmethode gefunden, mit der man amorphe Siliziumschichten ohne diesen Effekt erzeugen könnte. Andererseits kann der SWE durch Verdünnung des Silan-Source-Gases ( $\text{SiH}_4$ ), das bei der plasmaunterstützten Abscheidung von amorphem Silizium benötigt wird, mit Wasserstoff substantiell reduziert werden [39].

Durch Kombination von dünnen Einzelzellen in einer Tandem- oder Triple-

Junction-Zelle kann man den nachteiligen Einfluss der lichtinduzierten Degradierung (SWE) auf den Zellenwirkungsgrad reduzieren. Dünnerne Schichten und dünnerne p-i-n-Zellen leiden weniger an Kollektionsproblemen (Ladungsträgerverluste), selbst wenn in ihnen die Defektdichte durch den SWE ansteigt; dies deswegen, weil bei dünneren p-i-n-Zellen das in der i-Schicht vorherrschende elektrische Feld höher ist und dadurch die Kollektion generell verbessert wird. Tandem- und Tripel-Junction-Zellen besitzen auch Potential bezüglich einer besseren Ausnutzung des Solarspektrums, vorausgesetzt, dass die Bandlückenenergien der individuellen Komponentenzellen entsprechend angepasst werden können. Dies kann teilweise dadurch erreicht werden, dass amorphes Silizium in Kombination mit amorphen Silizium-Germanium-Legierungen eingesetzt wird. Letztere haben kleinere Bandlücken als reines amorphes Silizium; sie besitzen allerdings auch eine höhere Dichte an Rekombinationszentren, speziell für Bandlücken  $< 1,4 \text{ eV}$  [40; 41]. Auch diese Kombination hat keinen Durchbruch gebracht, obwohl sie einen etwas höheren Wirkungsgrad als Tandemzellen mit reinem amorphem Silizium erbringt. Ein Weg aus diesem Dilemma heraus könnte sein, amorphes Silizium mit amorphen Silizium-Germanium-Legierungen und mit mikrokristallinem Silizium zu kombinieren; man könnte so Bandlückenenergien erhalten, die besser über den ganzen

Bereich von 1,1 eV (mikrokristallines Silizium) bis 1,75 eV (amorphes Silizium) verteilt sind.

Die Vorteile der PV-Technologie auf der Basis von amorphem Silizium sind die folgenden:

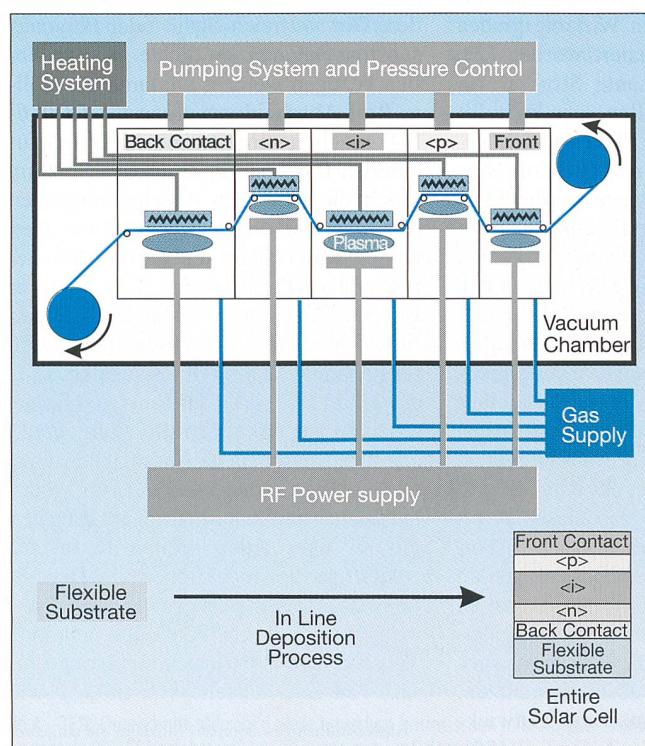
- tiefe Abscheidungstemperaturen (typisch 200 bis 300 °C), welche den Einsatz von billigen Substraten erlauben
- Möglichkeit, auf einfache Weise solche Module in Fassaden, Dächer und andere Strukturen zu integrieren
- Möglichkeit, monolithisch integrierte elektrische Serieschaltungen innerhalb der Solarzellenstruktur zu implementieren
- relativ niedrige Menge an Produktionsenergie und Material, die in die Fabrikation eines Moduls investiert werden müssen
- Überfluss an benötigten Rohmaterialien
- Potential für ökologische Grossproduktion
- langfristig die Aussicht auf eine substantielle Kostenreduktion [42, 43].

Andere Dünnschichttechnologien weisen nur einige dieser Vorteile auf.

Module aus amorphem Silizium scheinen die idealen zukünftigen Kandidaten für jene PV-Anwendungen zu sein, in denen niedrige Kosten wichtiger als eine hohe Effizienz sind. Sie eignen sich demnach besonders für Solarpumpen und für die Integration in Gebäudeteile, also dort, wo ausreichende Oberflächen ohne hohe Extrakosten zur Verfügung stehen. Für die Stromversorgung von kleinen Apparaten hat amorphes Silizium eine dominante Position inne, und es sieht nicht so aus, als ob sich daran in naher Zukunft etwas ändern könnte.

**Bild 6** Prinzip des Roll-to-Roll-Beschichtungsprozesses zur Abscheidung von Solarzellen aus amorphem Silizium auf flexiblen Substraten (hier rostfreier Stahl) [34]

Der PECVD-Prozess läuft normalerweise bei Radiofrequenzen (RF) von 13,56 MHz ab.



## Kupfer-Indium-Diselenide und verwandte Materialien

Kupfer-Indium-Diselenide (CIS, Copper Indium Diselenide) und Kupfer-Indium-Gallium-Diselenide (CIGS) sind polykristalline Direkt-Bandlücken-Halbleiter mit sehr hohem optischem Absorptionskoeffizienten; ihre Eignung für den Einsatz in Solarzellen wird zurzeit weiterum studiert, wobei die zugehörige Modultechnologie im Moment die Stufe der Pilotproduktion erreicht. CIS und CIGS sind p-Halbleiter; sie werden immer in Form von Hetero-Junction-Strukturen eingesetzt, meist in sehr dünnen n-Typ-Cadmiumsulfid(CdS)-Schichten.

Der höchste bis heute erreichte Wirkungsgrad für eine kleinflächige Laborzelle ( $0,449 \text{ cm}^2$ ) beträgt 18,8% [44], was für eine polykristalline Dünnschichtsolazelle (3 µm Absorberdicke) beeindruckt.

kend hoch ist. Er wurde mit einer effektiven Bandlücke von 1,1 bis 1,2 eV für das Absorbermaterial erreicht: Durch teilweise Substitution von Indium durch Gallium in CuInSe<sub>2</sub> können die Bandlücke dieses Halbleiters vergrößert und die PV-Leistung durch Erhöhung von  $V_{oc}$  optimiert werden. Ein weiterer Freiheitsgrad ergibt sich durch partielle Substitution von Selenid (Se<sub>2</sub>) durch Schwefel (S<sub>2</sub>) [45]. Andere materialorientierte Forschungsanstrengungen richten sich auf den Ersatz der CdS-Fensterschicht durch ein cadmiumfreies Material, zum Beispiel Zinkverbindungen (Zn[OH, S]) [46]. Die Werte für die Wirkungsgrade von CIGS-Modulen (30 cm × 30 cm) mit integrierter Serieschaltung belaufen sich im Moment in Pilotproduktionslinien auf 9 bis 12% [47]; diese Angabe ist substantiell tiefer als der Laborrekord.

Was die Stabilität anbetrifft, haben CIS- und CIGS-Solarzellen kein Problem bezüglich lichtinduzierter Degradierung; sie zeigen während der ersten Betriebsstunden generell einen leichten Anstieg von  $V_{oc}$  und Wirkungsgrad, können dann aber bemerkenswert stabil sein, wie über einen Zeitraum bis zu 8 Jahren [48] gezeigt werden konnte. Ein Instabilitätsproblem allerdings zeigen sie in heißer und feuchter Umgebung [49].

Es wird erwartet, dass CIS- und CIGS-Zellen wesentlich billiger als Wafermodule aus kristallinem Silizium sein werden (wenn einmal die industrielle Produktion gemeistert sein wird). Falls und wenn die CIS- und CIGS-Solarzellen-Technologie ein Produktionsvolumen von einigen 100 MW<sub>p</sub>/Jahr erreicht haben wird, werden die Verfügbarkeit und der Preis von Indium eine grosse Bedeutung erhalten. Das Vorkommen von Indium in der Erdkruste ist mit dem von Silber vergleichbar, und wegen dieser relativen Seltenheit war der Weltmarktpreis von Indium schon bisher erratischen Fluktuationen unterworfen. So konnte man zum Beispiel um 1980 einen scharfen Preisanstieg registrieren, als die japanischen LCD-Hersteller grosse Mengen dieses Materials in ihren Displays einzusetzen begannen [4].

### Cadmiumtellurid-Solarzellen

Ähnlich wie CIS und CIGS ist Cadmiumtellur (CdTe) ein Halbleiter mit einer direkten Bandlücke, welche das sichtbare Licht innerhalb ~1 µm fast vollständig absorbiert. Die Bandlückenenergie  $E_{gap} = 1,45 \text{ eV}$  liegt sehr nahe beim optimalen Wert für Single-Junction-Solarzellen, woraus gleichzeitig hohe Stromdichten  $J_{sc}$  (bis zu 26 mA/cm<sup>2</sup>) und hohe Spannungen  $V_{oc}$  (bis zu 850 mV) re-

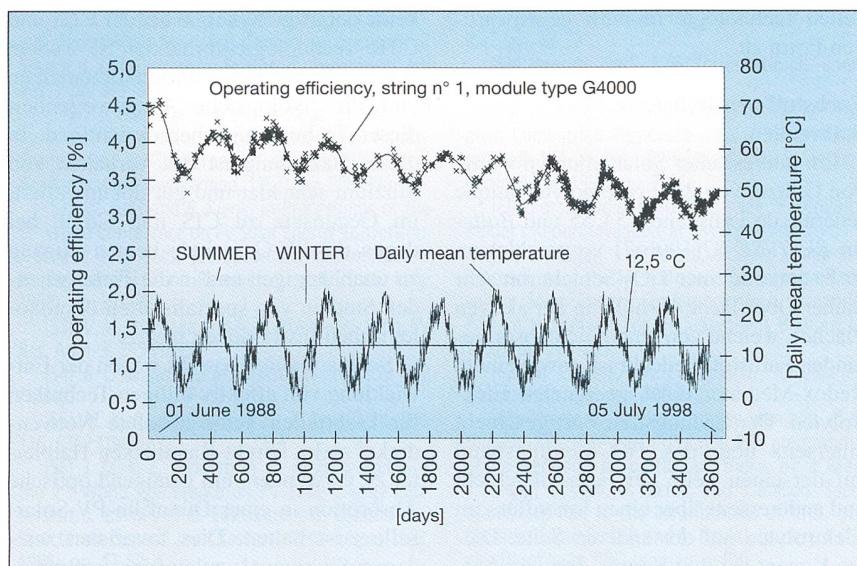


Bild 7 Typischer Wirkungsgradverlauf von Modulen aus amorphem Silizium

Messresultate der TISO-Aussentestanlage in der Nähe von Lugano (Schweiz): Wegen des SWE nimmt der Wirkungsgrad zuerst ab, erholt sich dann aber (mindestens teilweise) periodisch während der wärmeren Sommermonate. Während einer Zeitspanne von 10 Jahren nimmt die Amplitude dieser saisonalen Schwan- kungen stetig ab, wobei der Wirkungsgrad dem tiefen Wert der Wintermonate zustrebt [62]. Die Kreuze bezeichnen den mittleren wöchentlichen Anlage-Wirkungsgrad.

sultieren. Da CdTe eine binäre Verbindung ist, sind CdTe-Solarzellen und -Module einfacher zu fabrizieren als solche aus dem CIS/CIGS-System. Eine typische CdTe-Solarzellenstruktur besteht aus einem n-CdS- und einem p-CdTe-Heteroübergang, welcher auf einem Glassubstrat mit einer TCO-Beschichtung abgeschieden wird. Wie bei CIS/CIGS-Zellen ist die hochdotierte CdS-Schicht eine sehr dünne n-Typ-Fensterschicht, welche als Barriere dient und photoelektrisch inaktiv ist. Die Herstellung einer derartigen sehr dünnen CdS-Schicht – sie minimiert den Verlust im blauen Lichtanteil – mit ausreichender Uniformität ist eine der kritischen Anforderungen für grossflächige Module. Ähnlich wie die CIS/CIGS-Zellen werden die meisten Ladungsträger in der untenliegenden p-Schicht erzeugt (hier in der CdTe-p-Schicht, sehr nahe beim n-p-Übergang), was bedeutet, dass im Falle beider Technologien die n-p-Heterojunction eine kritische Region ist, in der Wirkungsgrad- und/oder Stabilitätsprobleme auftreten können, wenn die Abscheidungsstechnologie nicht voll gemeistert wird.

Der höchstmögliche Wirkungsgrad für CdTe-Solarzellen beträgt 16% auf einer 1-m<sup>2</sup>-Laborzelle [50]. Interessanterweise haben Forscher an der Universität von Southern Florida bereits im Jahre 1992 von einer Laborzelle mit einem Wirkungsgrad von 15,8% [51] berichtet. Es scheint, dass der Fortschritt bei der

CdTe-Technologie im Moment weit weniger rasch als bei der CIS/CIGS-Technologie verläuft.

Zurzeit bauen oder komplettieren wenigstens zwei Firmen grosse Fabrikationsanlagen mit einer geplanten Produktionskapazität von 10 MW<sub>p</sub> pro Jahr [52]; einige andere haben Pilotfertigungsanlagen eröffnet oder angekündigt. Für kommerzielle Module werden Wirkungsgrade im Bereich von 8 bis 9% bei vollem Sonnenlicht erwartet, etwas weniger bei reduzierter Lichtintensität (wegen der durch Korngrenzen bedingten Ladungsträgerverluste in den polykristallinen Solarzellen).

Ein Thema, das weit herum debattiert wurde, ist die Toxizität von Cadmium [53]. Zwar ist CdTe als chemische Verbindung sehr stabil und wahrscheinlich nicht toxisch, doch ist die Produktion von CdTe-Modulen mit Umweltrisiken und Gesundheitsfragen behaftet; man denke etwa an die Cadmium-Abgabe in die Atmosphäre bei Brandfällen und an das Recycling von CdTe-Modulen. Diese Probleme scheinen in einem gut organisierten, politisch stabilen Industriestaat lösbar zu sein, nicht jedoch in Entwicklungsländern.

Die CdTe-Technologie dürfte deshalb für die zukünftige grossflächige und weltweite Anwendung von PV-Modulen keinen gangbaren Weg darstellen. Das trifft wegen der dünnen LdS-Schicht im Prinzip – wenn auch in geringerem Masse – für die CIS/CIGS-Solar-

zellen-Technologie in ihrer gegenwärtigen Form zu.

## Farbstoff-sensibilisierte PV-Solarzellen

Ein interessanter Solarzellentyp wurde von Grätzel von der Ecole polytechnique fédérale de Lausanne [54, 55 und *Bulletin SEV/VSE* 87(1996)7] vorgeschlagen. Er basiert auf einer  $TiO_2$ -Schicht mit sehr rauher Oberfläche (Erhöhung der aktiven Fläche), welche von einem lichtabsorbierenden Farbstoff bedeckt ist, sowie einem Redox-Mediator eines geeigneten Elektrolyten. Der Ladungstransport geschieht einerseits über das  $TiO_2$ -Leitungsband auf der einen Seite der Farbstoffschicht und andererseits über einen Ionenfluss im Elektrolyten auf der anderen Seite. Dieses Konzept hat den Vorteil, dass die Aufgaben der Ladungserzeugung und des Ladungstransports voneinander getrennt sind und dadurch die Rekombination minimal gehalten werden kann. Bis jetzt sind für kleine ( $0,25 \text{ cm}^2$ ) Laborzellen bei Lichtintensitäten von  $100 \text{ mW/cm}^2$  Anfangswirkungsgrade von etwas über 10% gemessen worden. Der Einsatz eines flüssigen Elektrolyten verursacht einige ernsthafte zusätzliche Probleme wie potentielle Instabilität, Begrenzung der maximalen Betriebstemperatur, Gefahr des Verdampfens, Extraktions für die Erzeugung der elektrischen Serieschaltung und so weiter [56, 57]. Diese Zellen sind deswegen noch weit weg von einer Kommerzialisierung und von einer Anwendung im Feld.

## Schlussfolgerungen

Da das Produktionsvolumen von PV-Modulen weiter zunimmt, wird bald eine Stufe erreicht sein, wo die Verfügbarkeit des Rohmaterials, Produktionsaspekte, ökologische Überlegungen und operationelle Zuverlässigkeit (mehr als die im Labor gemessene Leistung) die primären Anforderungen bei der Auswahl und bei der Förderung einer gegebenen Technologie sein werden. Man darf einerseits mit Gewissheit annehmen, dass Dünnsolarmodule eine zunehmend größere Rolle im zukünftigen PV-Markt spielen werden, darf aber andererseits nicht vergessen, dass Neuansteiger in der Produktionsszene mit Sicherheit eine sehr harte Zeit durchstehen müssen, wenn sie gut eingeführte Materialien und Technologien wie kristallines und amorphes Silizium verdrängen wollen. Man sollte nicht vergessen, dass PV-Technologien auf der Basis von kristallinem und amorphem Silizium von der breiten Erfahrungsbasis der Mikroelektronik- und Display-Industrie profitieren beziehungsweise dass

keine derartige Synergie bei der CIS- und  $CdTe$ -Technologie vorhanden ist. Zudem sollte man auch die Produktionsrisiken und die ökologische Ausgewogenheit dieser Technologien berücksichtigen. In dieser Beziehung ist das Verhalten von Silizium sehr klar und gut dokumentiert, im Gegensatz zu CIS und  $CdTe$ , bei denen die PV-Gemeinde keinen Zugang zu unabhängigen und in die Tiefe gehenden Studien von spezialisierten ökotoxologischen Institutionen besitzt.

Schlussendlich besteht wegen der Entwicklung von effektiv billigen Techniken für Lichtfallen keine absolute Notwendigkeit mehr, Direkt-Bandlücken-Halbleiter zu verwenden, um genügend optische Absorption in einer Dünnfilm-PV-Solarzelle zu erhalten. Dies favorisiert wiederum Silizium als zukünftiges erstrangiges PV-Material.

PV-Technologien dienen ganz verschiedenen Anforderungen. Man darf deshalb erwarten, dass bei wachsender Produktion und bei wachsendem Marktvolume wenigstens zwei oder drei verschiedene PV-Technologien koexistieren werden, von denen jede auf einen bestimmten Anwendungssektor zugeschnitten ist.

## Literatur

- [1] M. A. Green: *Solar Cells: Operating Principles, Technology and System Applications* (Prentice-Hall, Upper Saddle River, NJ, 1982).
- [2] H.-G. Wagnmann and H. Eschrich: *Grundlagen der photovoltaischen Energieumwandlung* (B.G. Teubner, Stuttgart, Germany, 1994).
- [3] H. Kiess and W. Rehwald: *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 38, 45 (1995).
- [4] A. Shah, R. Platz, H. Keppner: *ibid.*, p. 501.
- [5] M. A. Green, K. Emery, K. Bucher, D. L. King, S. Igari: *Prog. PV Res. Appl.* 6, 35 (1998).
- [6] G. Giroult-Matlakowski, U. Theden, A. W. Blakers: in Proceedings of the 2<sup>nd</sup> World Conference on PV Solar Energy Conversion, J. Schmid et al., Eds. (European Commission, Directorate General Joint Research Center, Ispra, Italy, 1998), pp. 3403–3406.
- [7] J. Zhao, A. Wang, M. A. Green, F. Ferrazza: *Appl. Phys. Lett.* 73, 1991 (1998).
- [8] C.E. Witt et al.: in Proceedings of the 1<sup>st</sup> IEEE World Conference on PV Energy Conversion (Institute of Electrical and Electronics Engineers, Piscataway, NJ, 1994), pp. 2262–2270.
- [9] Y. S. Tsuo et al.: in Proceedings of the 2<sup>nd</sup> World Conference on PV Solar Energy Conversion, J. Schmid et al., Eds. (European Commission, Directorate General Joint Research Center, Ispra, Italy, 1998), pp. 1199–1204.
- [10] G. Hagedorn: *Kumulierter Energieaufwand von Photovoltaik und Windkraftanlagen* (Technischer Verlag Resch KG, Munich, 1992).
- [11] R. Brendel, M. Hirsch, R. Plieninger, J. H. Werner: in Proceedings of the 13<sup>th</sup> European Commission Photovoltaic Solar Energy Conference, W. Freiesleben et al., Eds. (H. S. Stephens, Bedford, UK, 1995), pp. 432–435.
- [12] J. Zhao, A. Wang, S. R. Wenham, M. A. Green: *ibid.*, pp. 1566–1569.
- [13] C. Hebling, S. Reber, K. Schmidt, R. Lüdemann, F. Lutz: in Proceedings of the 26<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (Institute of Electrical and Electronics Engineers, Piscataway, NJ, 1997), pp. 623–626.
- [14] R. B. Bergmann, C. Zaczek, N. Jensen, S. Oeling, J. H. Werner: *Appl. Phys. Lett.* 72, 2996 (1998).
- [15] R. B. Bergmann et al.: Paper presented at the 5<sup>th</sup> International Conference on Solar Energy Storage and Applied Photochemistry Solar 99, Cairo, 3 March to 4 April 1999. Abstract available at: [www.uni-stuttgart.de/ipe/papers/publ\\_99/bergm99\\_thin.htm](http://www.uni-stuttgart.de/ipe/papers/publ_99/bergm99_thin.htm)
- [16] H. Tayanaka, K. Yamauchi, T. Matsushita: in Proceedings of the 2<sup>nd</sup> World Conference on PV Solar Energy Conversion, J. Schmid et al., Eds. (European Commission, Directorate General Joint Research Center, Ispra, Italy, 1998), pp. 1272–1277.
- [17] T. Takahama et al.: in Proceedings of the 11<sup>th</sup> European Commission Photovoltaic Solar Energy Conference, L. Guimaraes et al., Eds. (Harwood Academic, Chur, Switzerland, 1992), pp. 1057–1060.
- [18] P. Torres, H. Keppner, R. Fluckiger, J. Meier, A. Shah: in Proceedings of the 12<sup>th</sup> European Commission Photovoltaic Solar Energy Conference, R. Hill, W. Palz, P. Helm, Eds. (H. S. Stephens, Bedford, UK, 1994), pp. 132–135.
- [19] T. Sawada et al.: in Proceedings of the 1<sup>st</sup> IEEE World Conference on PV Energy Conversion (Institute of Electrical and Electronics Engineers, Piscataway, NJ, 1994), pp. 1219–1226.
- [20] Double-sided solar modules have been developed by *Sanyo Solar Industries* ([www.sanyo.co.jp/index\\_e.html](http://www.sanyo.co.jp/index_e.html)).
- [21] R. L. Wallace, R. E. Janoch, J. I. Hanoka: in Proceedings of the 2<sup>nd</sup> World Conference on PV Solar Energy Conversion, J. Schmid et al., Eds. (European Commission, Directorate General Joint Research Center, Ispra, Italy, 1998), pp. 1818–1821.
- [22] R. L. Wallace, J. I. Hanoka, S. Narashima, S. Kamra, A. Rohatgi: in Proceedings of the 26<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (Institute of Electrical and Electronics Engineers, Piscataway, NJ, 1997), pp. 99–102.
- [23] J. P. Kalejs and W. Schmidt: in Proceedings of the 2<sup>nd</sup> World Conference on PV Solar Energy Conversion, J. Schmid et al., Eds. (European Commission, Directorate General Joint Research Center, Ispra, Italy, 1998), pp. 1822–1825.
- [24] A. M. Barnett et al.: in Proceedings of the 8<sup>th</sup> European Commission Photovoltaic Solar Energy Conference, I. Solomon, B. Equer, P. Helm, Eds. (Kluwer Academic, Dordrecht, Netherlands, 1988), pp. 149–155.
- [25] D. H. Ford et al.: in Proceedings of the 2<sup>nd</sup> World Conference on PV Solar Energy Conversion, J. Schmid et al., Eds. (European Commission, Directorate General Joint Research Center, Ispra, Italy, 1998), pp. 1205–1208.
- [26] J. Meier et al.: *Mater. Res. Soc. Symp. Proc.* 507, 139 (1998).
- [27] K. Yamamoto et al.: *ibid.*, p. 131.
- [28] P. Torres et al.: in Proceedings of the 26<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (Institute of Electrical and Electronics Engineers, Piscataway, NJ, 1997), pp. 711–714.
- [29] J. Meier et al.: *J. Non-Cryst. Solids* 227–230, 1250 (1998).
- [30] K. Saito et al.: in Proceedings of the 2<sup>nd</sup> World Conference on PV Solar Energy Conversion, J. Schmid et al., Eds. (European Commission, Directorate General Joint Research Center, Ispra, Italy, 1998), pp. 351–354.
- [31] M. A. Green and S. R. Wenham: *Appl. Phys. Lett.* 65, 2907 (1994).
- [32] S. R. Wenham et al.: in Proceedings of the 1<sup>st</sup> IEEE World Conference on PV Energy Conversion (Institute of Electrical and Electronics Engineers, Piscataway, NJ, 1994), pp. 1234–1241.
- [33] Annual Review (Pacific Solar Pty., Sydney, Australia, 1998).

- [34] H. Morimoto and M. Izu: in Amorphous Semiconductor Technologies and Devices, vol. 16 of Japan Annual Review in Electronics, Computers, and Telecommunications, Y. Hamakawa, Ed. (North-Holland, Amsterdam, 1984), pp. 212–221.
- [35] H. Curtins, N. Wyrsch, M. Favre, A. Shah: Plasma Chem. Plasma Process. 7, 267 (1987).
- [36] A. Löffl et al.: in Proceedings of the 14<sup>th</sup> European Commission Photovoltaic Solar Energy Conference, H. A. Ossenbrink, P. Helm, H. Ehmann, Eds. (H. S. Stephens, Bedford, UK, 1997), pp. 2089–2092.
- [37] J. Yang, A. Banerjee, S. Guha: Appl. Phys. Lett. 70, 2975 (1997).
- [38] D. L. Staebler and C. R. Wronski: ibid. 31, 292 (1977).
- [39] S. Guha, K. L. Narasimhan: S. M. Pietruszko, J. Appl. Phys. 52, 859 (1981).
- [40] J. Fölsch et al.: Mater. Res. Soc. Symp. Proc. 377, 517 (1995).
- [41] S. Guha: in Proceedings of the 25<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (Institute of Electrical and Electronics Engineers, Piscataway, NJ, 1996), pp. 1017–1022.
- [42] P. R. Wolfe and S. W. Jansen: in Proceedings of the 2<sup>nd</sup> World Conference on PV Solar Energy Conversion, J. Schmid et al., Eds. (European Commission, Directorate General Joint Research Center, Ispra, Italy, 1998), pp. 1901–1905.
- [43] R. Crandall and W. Luft: Prog. PV Res. Appl. 3, 315 (1995).
- [44] M. Contreras et al.: Prog. PV, in press
- [45] T. M. Friedelmeier and H. W. Schock: in Proceedings of the 2<sup>nd</sup> World Conference on PV Solar Energy Conversion, J. Schmid et al., Eds. (European Commission, Directorate General Joint Research Center, Ispra, Italy, 1998), pp. 1117–1120.
- [46] B. M. Basol, U. K. Kapur, C. R. Leidholm, A. Minneck, A. Halami: in AIP Conference Proceeding No. 306, R. Nofi and H. Ullal, Eds. (American Institute of Physics, New York, 1994), pp. 79–82.
- [47] B. Dimmler et al.: in Proceedings of the 2<sup>nd</sup> World Conference on PV Solar Energy Conversion, J. Schmid et al., Eds. (European Commission, Directorate General Joint Research Center, Ispra, Italy, 1998), pp. 419–423.
- [48] H. S. Ullal, K. Zweibel, B. von Roedern: in Proceedings of the 26<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (Institute of Electrical and Electronics Engineers, Piscataway, NJ, 1997), pp. 1161–1163.
- [49] J. Wennerberg, J. Kessler, M. Bodegard, L. Stolt: in Proceedings of the 2<sup>nd</sup> World Conference on PV Solar Energy Conversion, J. Schmid et al., Eds. (European Commission, Directorate General Joint Research Center, Ispra, Italy, 1998), pp. 1161–1164.
- [50] H. Ohyama et al.: in Proceedings of the 26<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (Institute of Electrical and Electronics Engineers, Piscataway, NJ, 1997), pp. 343–346.
- [51] T. L. Chu et al.: in Proceedings of the 11<sup>th</sup> European Commission Photovoltaic Solar Energy Conference, L. Guimaraes et al., Eds. (Harwood Academic, Chur, Switzerland, 1992), pp. 988–990.
- [52] W. Fuhs and R. Klenk: in Proceedings of the 2<sup>nd</sup> World Conference on PV Solar Energy Conversion, J. Schmid et al., Eds. (European Commission, Directorate General Joint Research Center, Ispra, Italy, 1998), pp. 381–385.
- [53] V. M. Fthenakis and P. D. Moskowitz: Prog. PV Res. Appl. 3, 295 (1995).
- [54] B. O'Regan and M. Grätzel: Nature 353, 737 (1991).
- [55] M. K. Nazeeruddin et al.: J. Am. Chem. Soc. 115, 6382 (1993).
- [56] J. M. K. E. Rijnberg et al.: in Proceedings of the 2<sup>nd</sup> World Conference on PV Solar Energy Conversion, J. Schmid et al. Eds. (European Commission, Directorate General Joint Research Center, Ispra, Italy, 1998), pp. 47–52.
- [57] G. Chmiel, J. Gehring, I. Uhendorf, D. Jestel: ibid., pp. 53–57.
- [58] Report PVPS 1-06 (International Energy Agency, Paris, 1998).
- [59] A. Riccaud: in Proceedings of the 12<sup>th</sup> European Commission Photovoltaic Solar Energy Conference, R. Hill, W. Palz, P. Helm, Eds. (H. S. Stephens, Bedford, UK, 1994), pp. 7–14.
- [60] For shipment volumes, see Photovoltaic Insider's Report (available at [www.pvinsider.com](http://www.pvinsider.com)).
- [61] J. Merten, J. M. Asensi, A. Shah, J. Andreu: in Proceedings of the 14<sup>th</sup> European Commission Photovoltaic Solar Energy Conference, H. A. Ossenbrink, P. Helm, H. Ehmann, Eds. (H. S. Stephens, Bedford, UK, 1997), pp. 260–263.
- [62] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico: ibid., pp. 709–712.
- [63] The contributions of many members of the thin-film silicon research group at IMT are gratefully acknowledged, in particular, those of J. Meier, Y. Ziegler, U. Kroll, D. Fischer, and S. Baillod. Special thanks are due to the contributions of K.-D. Ufert (Siemens Solar GmbH) and S. Nowak (program coordinator of Swiss R&D program in PV).

## Technologie photovoltaïque: les cellules solaires à couches minces

Les avantages et inconvénients de divers types de modules solaires photovoltaïques générant de l'énergie sont présentés, de même que leurs principes de fonctionnement et leurs limites physiques de rendement respectifs. Les principaux matériaux actuellement utilisés ou étudiés sont décrits individuellement, de même que les technologies de fabrication associées; cependant, l'accent est mis sur les cellules solaires à base de silicium. Bien que les modules solaires à base de silicium monocristallin (wafer) dominent actuellement le marché, les cellules solaires en silicium amorphe ont le potentiel de gagner en importance grâce à leur coûts de production réduits, dû par exemple à la possibilité de produire des modules avec le procédé « roll-to-roll ». Les développements récents montrent que le silicium cristallin en couches minces (et plus particulièrement le silicium microcristallin) devient un candidat de choix pour les futures applications photovoltaïques.