

# Technologien für Solarzellen und Solarmodule

Autor(en): **Shah, Arvind / Tschärner, Reto**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **82 (1991)**

Heft 23

PDF erstellt am: **22.07.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-903039>

## **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

## **Haftungsausschluss**

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

# Technologien für Solarzellen und Solarmodule

Arvind Shah und Reto Tschärner

**Unter dem Gesichtspunkt einer verstärkten Anwendung der Photovoltaik in den nächsten Jahren für die Produktion elektrischer Energie sind neben dem Solarzellenwirkungsgrad und wirtschaftlichen Aspekten auch der Verfügbarkeit, der Umweltbelastung und dem Energieaufwand der zum Einsatz gelangenden Solarzellenmaterialien und ihren Fabrikationstechnologien vermehrte Bedeutung beizumessen. In diesem Beitrag werden die heute aktuellen Solarzellentechnologien analysiert und einige neue Entwicklungen vorgestellt.**

**Dans le cas d'une augmentation, prévisible dans les années à venir, de la production d'électricité par des installations photovoltaïques, les aspects économiques et celui du rendement des cellules doivent être complétés par des considérations plus approfondies sur la disponibilité, la compatibilité écologique et l'énergie investie des matériaux photovoltaïques et des technologies de fabrication. Dans cet article, les technologies actuelles des cellules solaires sont analysées et de nouveaux développements sont présentés.**

## Adresse der Autoren

Prof. Dr. Arvind Shah und Reto Tschärner, Institut de Microtechnique, Université de Neuchâtel, 2000 Neuchâtel.

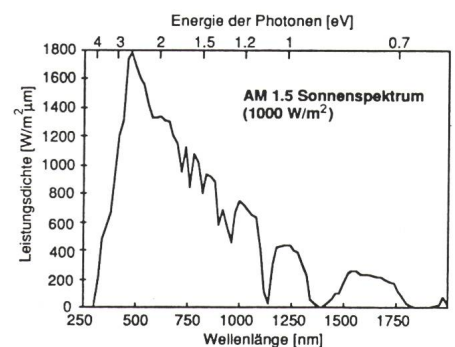
Durch Solarzellen kann die Sonnenstrahlung, die von uns als Licht und als Wärme empfunden wird, in den hochwertigsten Energieträger, den elektrischen Strom, direkt umgewandelt werden. Dieser Umwandlungsprozess ist frei von Emissionen irgendwelcher Art und nutzt eine für menschliche Zeiträume unerschöpfliche Energiequelle. Die Photovoltaik hatte in den letzten Jahren beträchtliche Zuwachsraten zu verzeichnen, und nach den gegenwärtigen Aussichten ist für die kommenden Jahre mit einem noch weit grösseren Ansteigen des Marktes zu rechnen.

So wird es nun besonders wichtig, die als «saubere» Energiequelle geltende Photovoltaik auf ihre gesamte Umweltverträglichkeit genau zu prüfen. Denn für die Herstellung von Solarzellen und der übrigen Anlagekomponenten muss zuerst Energie aufgewendet werden (zurzeit vorwiegend aus nichterneuerbaren Energiequellen stammend), und die Fabrikationsprozesse belasten ebenfalls die Umwelt. In diesem Beitrag sollen die physikalischen Grenzen, der Stand der Technik und neue Entwicklungen ebenso wie ökologische und energetische Aspekte der photovoltaischen Nutzung dargestellt werden.

## Prinzip der photovoltaischen Energiekonversion

### Sonnenspektrum und Halbleiter

Die Sonnenstrahlung weist ein kontinuierliches Spektrum auf, das heisst sie setzt sich aus Licht verschiedener Wellenlängen vom Infrarot bis zum Ultraviolett zusammen (Bild 1). Lichtstrahlung kann man auch als Fluss von *Photonen* (= Lichtteilchen oder -quanten) beschreiben, wobei



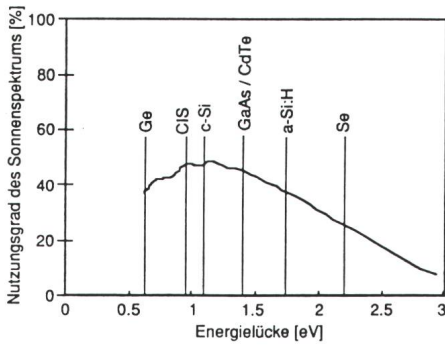
**Bild 1** Sonnenspektrum auf der Erdoberfläche

AM 1.5; siehe Kasten S. 18

die Energie eines Photons  $E_{ph}$  umgekehrt proportional zur Wellenlänge des Lichtes ist.

Halbleitermaterialien haben die Eigenschaft, dass eindringende Photonen in ihnen freie elektrische Ladungsträger (Elektronen und Löcher) erzeugen. Ein Photon erzeugt jeweils ein Paar von einem freien Elektron und einem freien Loch. Nun ist eine minimale Photonenenergie notwendig, um ein Elektron-Loch-Paar im Halbleiter freizusetzen; man bezeichnet diese als Energielücke (im Bändermodell) oder als «Band-Gap». Jedes Halbleitermaterial hat eine charakteristische Energielücke  $E_g$ , welche den Nutzungsgrad des Sonnenspektrums für die photovoltaische Umwandlung bestimmt: Ist  $E_{ph} < E_g$ , so kann das Photon kein Elektron-Loch-Paar erzeugen; ist  $E_{ph} > E_g$ , so kann nur die  $E_g$  entsprechende Photonenenergie genutzt werden, und die verbleibende Energie  $E_{ph} - E_g$  wird in Wärme umgesetzt.

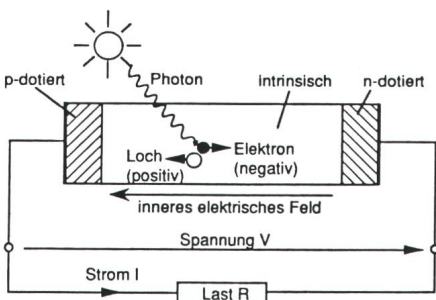
Bild 2 zeigt in Abhängigkeit der Energielücke des Halbleitermaterials den theoretisch maximal nutzbaren Anteil des terrestrischen Sonnenspektrums für die Erzeugung von freien



**Bild 2 Nutzbarer Anteil des Sonnenspektrums**

Die Kurve zeigt den für die photovoltaische Energieumwandlung nutzbaren Anteil des Sonnenspektrums AM 1.5

Ladungsträgern. Für die Photovoltaik geeignete Materialien haben Energielücken  $E_g$  zwischen etwa 0,8 und 2 eV bei gleichzeitig guter Photonenabsorption. Es ist wichtig hier festzustellen, dass es sich bei den in Bild 2 gezeigten Werten um *grundsätzliche, physikalische Grenzen* handelt, die für ein bestimmtes Halbleitermaterial nicht überschritten werden können. Die in Solarzellen praktisch erreichbaren Wirkungsgrade sind aus verschiedenen Gründen aber noch um einiges geringer, wie nachfolgend gezeigt werden soll. Eine grundsätzliche Möglichkeit, den photovoltaisch nutzbaren Anteil des Sonnenspektrums zu erhöhen, besteht in Tandemstrukturen, das heisst einer Anordnung von hintereinander gestapelten Solarzellen aus Materialien mit aufeinander abgestimmten Energielücken. Solche Tandemstrukturen sind aber in der Regel sehr aufwendig und teuer, und die mit ihnen praktisch erreichten Wirkungsgrade sind wegen grossen optischen und elektrischen Verlusten bis jetzt oft recht gering. Immerhin wurde 1989 von Boeing Laboratories (USA)



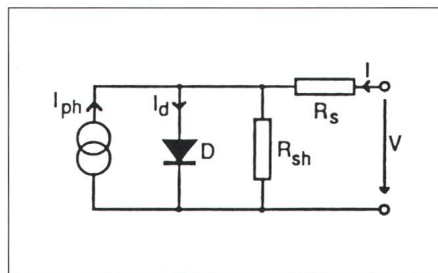
**Bild 3 Schematische Darstellung einer p-i-n-Solarzelle**

Querschnitt durch eine p-i-n-Solarzelle, wie sie für das amorphe Silizium (a-Si:H) verwendet wird

der bis jetzt höchste Solarzellenwirkungsgrad von 37% mit einer GaAs/GaSb-Tandemstruktur bei 100facher Lichtkonzentration erzielt.

## Halbleiterdiode und I-V-Kennlinie

Die durch absorbierte Photonen im Halbleitermaterial generierten Elektron-Loch-Paare müssen in der Solarzelle getrennt werden, damit ein Strom durch eine äussere Last fließen kann (Bild 3). Diese Trennung wird durch das innere elektrische Feld der in der Solarzelle enthaltenen Diode erreicht. Mögliche Formen von Dioden sind p-n- oder p-i-n-Strukturen, das heisst der intrinsische Halbleiter (i) wird mit Akzeptor-Atomen (p-Typ) oder mit Donator-Atomen (n-Typ) dotiert. Kristalline Solarzellen weisen in der Regel p-n-Strukturen auf, während für Zellen aus amorphem wasserstoffhaltigem Silizium



**Bild 4 Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer kristallinen Solarzelle**

- $V, I$  Spannung und Strom
- $I_{ph}$  Durch Licht (Photonen) erzeugter Strom
- $I_d$  Dioden-Dunkelstrom
- $D$  p-n-Diode
- $R_{sh}$  Shunt-Widerstand
- $R_s$  Serie-Widerstand

(a-Si:H) wegen der schlechten Qualität des dotierten Materials eine photovoltaisch aktive i-Schicht verwendet werden muss, was zu einer p-i-n-Struktur führt.

Bild 4 zeigt das vereinfachte elektrische Ersatzschaltbild für eine kristalline p-n-Solarzelle. Wird ein ideales Verhalten der Diode  $D$  im beleuchteten wie im unbeleuchteten Zustand vorausgesetzt, so kann für den resultierenden Solarzellenstrom  $I$  das Superpositionsprinzip des Photostromes  $I_{ph}$  und des Dioden-Dunkelstromes  $I_d$  angewendet werden:

$$I = I_d - I_{ph}$$

Die Strom-Spannungs (I-V)-Kennlinie für die dunkle ( $I_{ph} = 0$ ) und für die beleuchtete kristalline Solarzelle

sind aus Bild 5 ersichtlich. Charakteristische Grössen für jede Solarzelle sind:

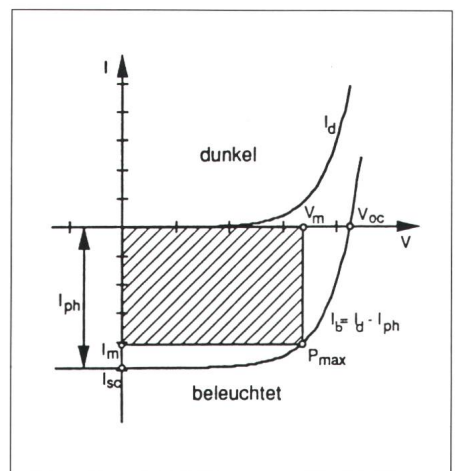
- $I_{sc}$  Kurzschlussstrom bei  $V = 0$
- $V_{oc}$  Leerlaufspannung bei  $I = 0$
- $P_{max}$  maximale Leistung im Punkt  $V_m, I_m$
- $FF$  Füllfaktor  $FF = P_{max} / (I_{sc} V_{oc})$
- $\eta$  Wirkungsgrad,  $\eta = P_{max} / \text{eingestrahlte Leistung}$

## Physikalische und technologische Grenzen von Solarzellen

Im folgenden Abschnitt soll nun untersucht werden, welche Solarzellen-Kenngrössen die Energieausbeute aus dem Sonnenspektrum oder, in anderen Worten, den Umwandlungswirkungsgrad begrenzen.

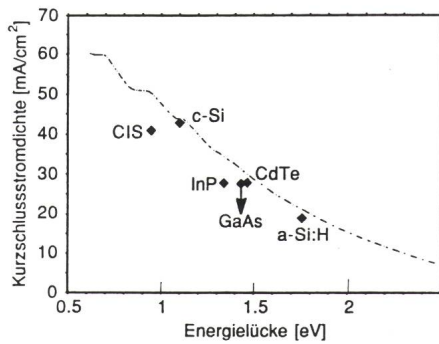
### Kurzschlussstrom $I_{sc}$

Die Anzahl der absorbierten und in freie Ladungsträger umgewandelten Photonen bestimmt den von der Solarzelle gelieferten Strom; dieser erreicht ein Maximum im Kurzschlusspunkt. Werden Verluste vernachlässigt, so ist der Strom gegeben durch die Energielücke des Solarzellenmaterials und durch das Sonnenspektrum. Bild 6 zeigt den theoretisch maximalen Kurzschlussstrom einer Solarzelle in Funktion der Energielücke für das terrestrische Sonnenspektrum (AM 1.5; siehe Kasten). Praktische Solarzellen hoher Qualität haben Kurzschlussströme, die sehr nahe bei den jeweiligen Maxima liegen. Um solch hohe Werte zu erreichen, müssen die



**Bild 5 I-V-Kennlinie einer kristallinen Solarzelle**

- $I_d$  Diodenstrom der unbeleuchteten Zelle
- $I_b$  Diodenstrom der beleuchteten Zelle
- Übrige Grössen: siehe Text



**Bild 6 Maximaler Kurzschlussstrom von Solarzellen**

Die Punkte zeigen die mit Laborzellen praktisch erreichten Höchstwerte des Kurzschlussstromes [3, 4] Strichpunktierte Linie: physikalische Grenze des Kurzschlussstromes

auf der Zelle auftreffenden Photonen vollständig eingefangen und absorbiert werden, je nach Solarzellenmaterial entweder durch eine genügend dicke Solarzelle oder aber durch das Aufbringen von speziellen «Light trapping»-Strukturen (siehe unten), die das Licht in der Solarzelle mehrmals reflektieren.

**Leerlaufspannung  $V_{oc}$**

Die maximale Spannung einer Solarzelle tritt im Leerlauf auf. Sie ist eine Funktion der Energielücke des Solarzellenmaterials sowie der Barriereigenschaften der Solarzellediode. Die theoretische Grenze der Leerlaufspannung  $V_{oc}$  ist allerdings nicht so klar definiert wie beim Kurzschlussstrom. Ganz sicher ist eine obere Limite durch die Energielücke  $E_g$  gegeben:

$$V_{oc} \leq E_g/q \quad q = \text{Elektronenladung}$$

Schon grundsätzlich kann diese Limite aber nie vollständig erreicht werden. Aus weiteren praktischen Gründen, vor allem wegen Rekombination an der Barriere und im Material, liegen die Leerlaufspannungen in tatsächlichen Solarzellen nochmals tiefer. Für eine ideale kristalline p-n-Solarzelle kann andererseits die folgende Beziehung hergeleitet werden:

$$V_{oc} = (n k T/q) \ln (I_{sc}/I_o + 1)$$

$k T/q$  Konstante bei gegebener Temperatur

$I_o$  Rückwärtssättigungsstrom der Diode, Funktion von Energielücke und Barriereigenschaften

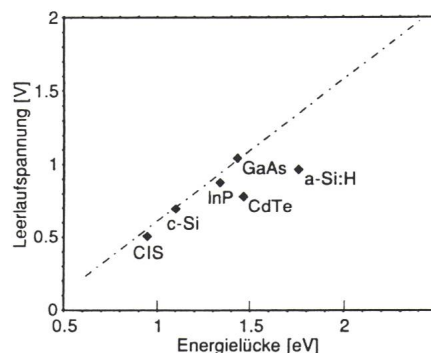
$n$  Idealitätsfaktor der Diode

Man sieht aus dieser Beziehung, dass die Leerlaufspannung neben einer temperaturabhängigen Konstante durch den Logarithmus aus dem Verhältnis von Kurzschlussstrom und Rückwärtsdunkelstrom der Diode gegeben ist, wobei der letztere von der Energielücke des Halbleiters abhängt. Als brauchbare Näherung (für kristalline Materialien!) gilt für  $I_o$  die folgende Beziehung nach [1]:

$$I_o = 1,5 \cdot 10^5 \exp(-E_g/kT) \quad [A/cm^2]$$

Für ein hohes  $V_{oc}$  sind also zwei Bedingungen erforderlich:

- ein hoher Kurzschlussstrom  $I_{sc}$  (Photostrom); dieser kann durch *Konzentration des Sonnenlichtes* weiter erhöht werden (umgekehrt reduziert sich  $V_{oc}$  bei geringerer Lichteinstrahlung);
- eine hohe Qualität der Diodenbarriere mit kleinem Rückwärts-Dunkelstrom  $I_o$ ; dieser kann durch die verwendete *Technologie* in gewissen Grenzen beeinflusst werden;  $I_o$  hängt ab von der Energielücke, von der Diodenqualität und ist ebenfalls stark temperaturabhängig.



**Bild 7 Leerlaufspannung von Solarzellen**

Die Punkte zeigen die mit Laborzellen praktisch erreichten Höchstwerte der Leerlaufspannung als Funktion der Energielücke [3, 4] Strichpunktierte Linie: mögliche «theoretische» Grenze der Leerlaufspannung

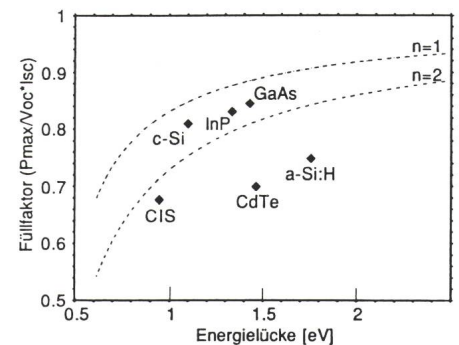
Bild 7 zeigt eine mögliche «theoretische» Grenze für die Leerlaufspannung als Funktion der Energielücke aufgrund der obigen beiden Formeln mit  $n = 1$ ; darunter sind die höchsten mit Laborzellen erreichten Leerlaufspannungen [3, 4] aufgetragen.

**Füllfaktor  $FF$**

Der sog. Füllfaktor einer Solarzelle ist definiert als das Verhältnis zwischen der maximalen Leistung und dem Produkt aus Kurzschlussstrom und Leerlaufspannung. Der Füllfaktor

ist ein gutes Maß für die «Device-Qualität», bestimmt durch die Materialeigenschaften und durch die Technologie. Die folgenden Parameter beeinflussen den Füllfaktor:

- Leerlaufspannung  $V_{oc}$  (damit verknüpft Energielücke und Diodeneigenschaften)
- Lichtintensität
- Seriewiderstand (Materialleitfähigkeits- und Kontaktverluste)
- Shuntwiderstand (Rekombinations- und Barrierenverluste)



**Bild 8 Füllfaktor von Solarzellen**

Die Punkte zeigen die mit Laborzellen praktisch erreichten Höchstwerte [3, 4]. Kurven für  $n = 1$  und  $n = 2$ : mögliche «theoretische» Füllfaktoren einer Solarzelle als Funktion der Energielücke nach einer empirischen Formel von M.A. Green [1] für zwei Dioden-Idealitätsfaktoren  $n$

Bild 8 zeigt theoretisch mögliche Füllfaktoren in Abhängigkeit der Energielücke nach einer empirischen Formel von M.A. Green [1] für zwei Diodenidealitätsfaktoren  $n$ ; darunter sind die höchsten mit Laborzellen erreichten Füllfaktoren [3, 4] aufgetragen.

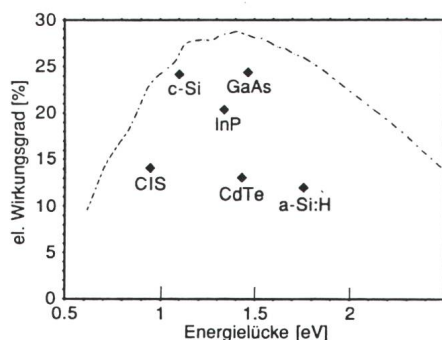
**Leistung und Wirkungsgrad**

Die von der Solarzelle maximal abgegebene Leistung beträgt

$$P_{max} = I_{sc} V_{oc} FF$$

Während Kurzschlussströme erreicht werden können, die den maximalen theoretischen Werten (siehe Bild 6) sehr nahe kommen, liegen die tatsächlich erreichten Werte für die Leerlaufspannung bei  $0,5-0,7 E_g/q$  und für den Füllfaktor bei  $0,7-0,85$ . Die Leerlaufspannung und der Füllfaktor begrenzen also in der Praxis die Leistung und damit den Wirkungsgrad einer Solarzelle auf Werte, die spürbar unter den grundsätzlichen Grenzen liegen. In praktischen Solarzellen kann nur etwa 30 bis maximal 65%

(bei Konzentration) des nutzbaren Anteils des Sonnenspektrums photovoltaisch umgewandelt werden. Bei maximalem  $I_{sc}$  gemäss Bild 6,  $V_{oc} = E_g/q$  und  $FF = 1$ , würde man den in Bild 2 gezeigten nutzbaren Anteil des Sonnenspektrums zu 100% in Elektrizität umwandeln können; dies ist aber schon aus grundsätzlichen Gründen nie möglich. Es ist indes schwierig, theoretisch eine eindeutige obere Grenze für den Wirkungsgrad anzugeben. Bild 9 zeigt eine mögliche «theoretische» Grenze des Wirkungsgrades in Abhängigkeit der Energielücke des



**Bild 9 Wirkungsgrad von Solarzellen**

Die eingetragenen Punkte zeigen die mit Laborzellen praktisch erreichten Höchstwerte für den Wirkungsgrad [3, 4] Strichpunktierte Linie: mögliche «theoretische» Grenze des Wirkungsgrades einer Solarzelle als Funktion der Energielücke

Solarzellenmaterials, wenn man die Kurven der Bilder 6–8 miteinander multipliziert; darunter sind die höchsten mit Laborzellen erreichten Wirkungsgrade [3, 4] aufgetragen.

## Materialien für Solarzellen

Ein für photovoltaische Anwendungen geeignetes Halbleitermaterial

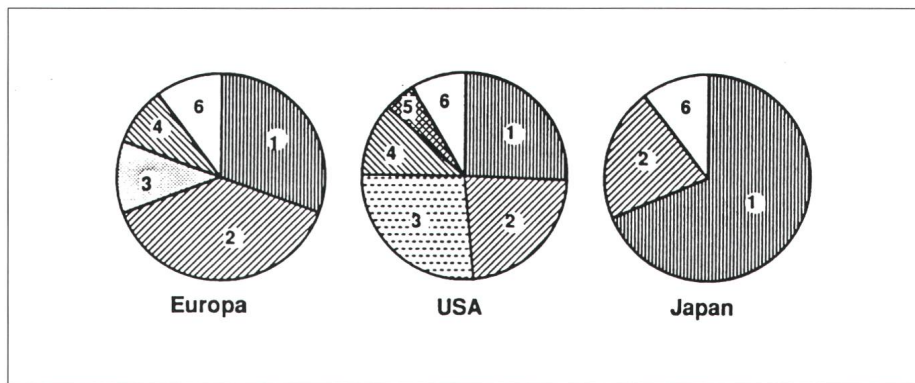
Material	Energielücke [eV]	Wirkungsgrad Laborzelle (einige mm <sup>2</sup> ) [%]	Wirkungsgrad Solarzelle (einige cm <sup>2</sup> ) [%]	Wirkungsgrad Solarmodul (einige dm <sup>2</sup> ) [%]
a-Si:H	1,76	12,0*	12,0*	10,6* (8,5**)
c-Si	1,11	24,2	24,2	17,4
GaAs	1,42	24,4	24,4	21,0
CuInSe <sub>2</sub>	1,04	14,1	14,1	11,2
CdTe	1,44	13,1	11,0	7,3
Andere (InP usw.)				

**Bild 10 Wirkungsgrad von Solarzellen und -modulen**

Maximale Wirkungsgrade verschiedener Solarzellen, erreicht unter Standard-Testbedingungen (ohne Lichtkonzentration) [3, 4]

\* Anfangswirkungsgrad (undegradiert) einer einfachen Zelle

\*\* Stabilisierter Wirkungsgrad, Tandemzelle



**Bild 11 Weltweite Photovoltaik-Forschungsaktivitäten**

Abschätzung des Forschungsaufwandes auf dem Gebiet der Photovoltaik aufgrund von Konferenzbeiträgen, aufgeschlüsselt nach Solarzellenmaterialien [2]

1	a-Si:H	4	CuInSe <sub>2</sub>
2	c-Si	5	CdTe
3	GaAs	6	andere (InP usw.)

muss unter anderem die folgenden Eigenschaften besitzen:

- Energielücke von 0,8 bis 2 eV
- hohe Lichtabsorption
- ausreichendes Vorkommen
- geringe Umweltbelastung bei Materialgewinnung, Solarzellenherstellung und Entsorgung
- niedriger spezifischer Energiebedarf für Materialgewinnung und Solarzellenfertigung

Neben den reinen *Halbleiterelementen* wie Silizium, kristallin (c-Si) oder amorph (a-Si:H), Germanium (Ge), Selen (Se) usw. gibt es eine grosse Anzahl von *Verbindungshalbleitern* wie Galliumarsenid (GaAs), Cadmiumtellurid (CdTe), Kupferindiumdiselenid (CuInSe<sub>2</sub> oder kurz CIS) usw. Für die zurzeit am meisten untersuchten Solarzellenmaterialien zeigt Bild 10 die erreichten maximalen Wirkungsgrade (ohne Lichtkonzentration), und Bild 11 gibt eine Aufschlüsselung über den jeweiligen Anteil an

der Photovoltaikforschung in Europa, Japan und den USA.

## Materialbedarf und Umweltverträglichkeit

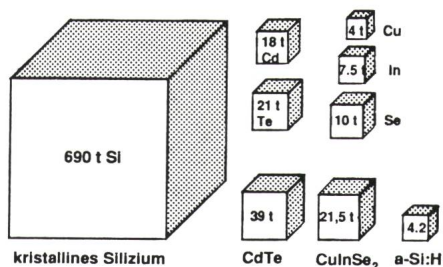
Die Photovoltaik wird von Jahr zu Jahr mehr eingesetzt und wird bald einmal einen spürbaren Beitrag zur elektrischen Energieversorgung leisten können. Daher muss neben den erreichbaren Wirkungsgraden und den rein ökonomischen Aspekten eines zu verwendenden Solarzellenmaterials auch vermehrt seiner *langfristigen Verfügbarkeit* und seiner *potentiellen Umweltbelastung* Aufmerksamkeit geschenkt werden. Dazu ist in Bild 12 das Vorkommen in der Erdkruste der verschiedenen Elemente für die Solarzellenherstellung aufgeführt, und ihre Toxizität kann anhand der sogenannten MAK-Werte beurteilt werden.

Gemäss dem Konzept «Energie 2000» von Bundesrat Ogi sollten innerhalb der nächsten zehn Jahre 0,5% des schweizerischen Elektrizitätsverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen, insbesondere mit photovoltaisch erzeugtem Strom, abgedeckt werden. Die dafür in der Schweiz zu installierende Solargeneratoren-Leistung würde etwa 230 MW<sub>p</sub> betragen [5]. Bild 13 zeigt, welche *Nettomaterialmengen* für die reinen Solarzellen bei verschiedenen Materialoptionen bereitgestellt werden müssten, um diese noch eher bescheidene Energiemenge (250 GWh pro Jahr) photovoltaisch zu gewinnen. Der *effektive Materialbedarf* ist wegen den Materialverlusten noch um einiges höher, und in allen Fällen kommen noch die Materialien für die Modulfabrikation

hinzu, also zum Beispiel Aluminium und Glas.

Man sieht also, dass mit der jetzigen kristallinen Siliziumtechnologie eine sehr beträchtliche Quantität von hochreinem Silizium benötigt wird. Dieser Materialbedarf ist zwar gegenüber jenem von anderen industriellen Prozessen im Bau- und Energiegewerbe durchaus vergleichbar und deshalb sicher auch volkswirtschaftlich tragbar. *Aber: Der Materialbedarf könnte wesentlich verringert werden, wenn eine effiziente Dünnschicht-Siliziumtechnologie verfügbar wäre.* Zurzeit ist der stabile Wirkungsgrad von amorphen Siliziumzellen noch ungenügend für einen nennenswerten Einsatz in der Energieproduktion; man erkennt aber das grosse energiepolitische Interesse, gerade die amorphe Siliziumsolarzelle weiterzuentwickeln.

Ein anderes wird bei dieser Abschätzung auch klar: Die heute aktuel-



**Bild 13 Für eine Solarzellenleistung von 230 MW<sub>p</sub> benötigte Materialmengen**  
Darstellung der in den fertigen Solarzellen enthaltenen Netto-Materialmengen für 4 Varianten: c-Si, CdTe, CuInSe<sub>2</sub> und a-Si:H. Die Bereitstellung von 690 t hochreinem Silizium in Zellenform bedeutet eine beträchtliche Energieinvestition; die Verwendung von 18 t Cadmium – über die ganze Schweiz verteilt – ist ökologisch problematisch, und eine Nettomenge von 7,5 t Indium einzusetzen, dürfte zu einer recht teuren Angelegenheit werden.

len *Verbindungshalbleiter* wie CuInSe<sub>2</sub> und CdTe mögen für kleine Serien kommerziell interessant sein; betrachtet man aber die bedeutenden Mengen der benötigten toxischen oder seltenen Materialien, so sieht man, dass ein Grosseinsatz dieser Verbindungshalbleiter zu einer ökologisch wie auch ökonomisch problematischen Situation führen dürfte! Es gäbe durchaus Verbindungshalbleiter, die für Solarzellen in Frage kommen und die aus nichttoxischen und häufig vorkommenden Materialien bestehen, wie zum Beispiel Pyrit (FeS<sub>2</sub>) oder Kupferoxid (Cu<sub>2</sub>O), aber bisher wur-

Element	Vorkommen in der Erdkruste [Gewichtsanteil in ppm]	MAK-Wert* [mg/m <sup>3</sup> ]	Angaben zur Toxizität (metallischer Zustand)
Si	277000	–	**
Ga	15	–	**
As	5	0,2	sehr toxisch, carcinogen
Cd	0,15	0,05	carcinogen, gefährlich im Falle einer Katastrophe
In	0,1	0,1	**
Se	0,09	0,1	toxisch
Te	0,002 (?)	0,1	sehr toxisch

**Bild 12 Vorkommen und Toxizität verschiedener Halbleiter-Grundmaterialien**

Quellen: – Sigma-Aldrich Library of Chemical Safety Data (1988) – Handbook of Chemistry and Physics (1981/82)

\* Maximale Arbeitsplatz-Konzentration (als Staub)

\*\* Gefahr bei direkter oraler Einnahme sowie bei Haut- und Augenkontakt

den damit keine nennbaren Erfolge erzielt.

### Solarzellen aus Silizium

Nach wie vor wird für alle sich auf dem Markt befindlichen Solarzellen (GaAs-Konzentratorzellen sind nicht kommerziell erhältlich) ausschliesslich Silizium verwendet. Silizium ist ein relativ «problemloses» Material, es ist ausreichend vorhanden, chemisch stabil und sicher ungiftig. In seiner kristallinen Form ist es zwar teuer, dagegen ist es in amorpher Form potentiell sehr billig. Aus Bild 14 ist die weltweite Silizium-Solarzellen-Produktion 1990 ersichtlich. Dazu ist zu bemerken, dass heute für Anwendungen, wo die Energieproduktion im Vordergrund steht, noch fast ausschliesslich kristallines Silizium wegen seines guten stabilen Wirkungsgrades eingesetzt wird; diese Situation dürfte sich wohl auch in den nächsten paar Jahren kaum ändern. Auf der anderen Seite hat auch amorphes Silizium jetzt Fortschritte zu verzeichnen: So ist es gegen 1990 der japanischen Firma Fuji durch die Verwendung von Tandemstrukturen gelungen, ein Solarmodul mit einer Fläche von 0,12 m<sup>2</sup> bei einem stabilisierten Wirkungsgrad von

8,5% (undegradierter Wirkungsgrad 9,9%) herzustellen. Bereits jetzt leistet das amorphe Silizium einen wichtigen ökologischen Beitrag als Batteriersatz bei Taschenrechnern und ähnlichen tragbaren Geräten.

### Kosten und Energieverbrauch der Solarzellenherstellung

Der Preis von Solarmodulen liegt heute irgendwo zwischen 4 und 10 \$ pro W<sub>p</sub>, je nach Technologie (amorph oder kristallin), Qualität, Grösse und Anzahl der bestellten Module. Da die weltweite Produktion von Solarzellen nur etwa 50 MW<sub>p</sub> pro Jahr beträgt und in einer grösseren Anzahl von Fabriken erfolgt, kann man noch nicht von einer rationalisierten Serienproduktion sprechen; ein eigentlicher Markt mit genügend grossen Umsätzen und freiem Spiel zwischen Angebot und Nachfrage ist ebenfalls noch nicht vorhanden.

Andererseits sind die Fabrikationsprozesse bei *kristallinen* Silizium-Solarzellen so gut bekannt, dass sich die *effektiven künftigen Fabrikationskosten* bei einer rationalisierten Serienproduktion mit grösserem Produk-

	c-Si [MW <sub>p</sub> ]	a-Si:H [MW <sub>p</sub> ]	Total [MW <sub>p</sub> ]
USA	14,5	2,25	16,75
Japan	4	10	14
Europa	8,25	2,25	10,5
Übrige	6	0,75	6,75
Total	32,75	15,25	48

**Bild 14 Silizium-Solarzellen-Weltproduktion 1990 in MW<sub>p</sub>**

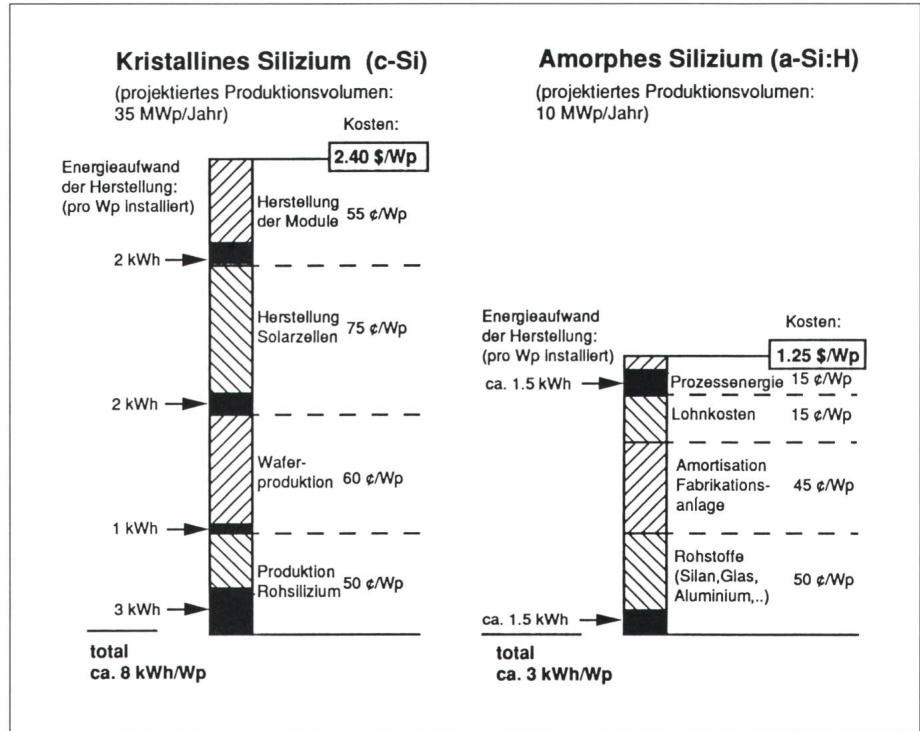
Quelle: Photovoltaic Insider's Report 91/2

tionsvolumen recht genau und zuverlässig hochrechnen lassen; die Resultate aktueller Studien [6,7] sind in Bild 15 dargestellt.

Dagegen waren bis jetzt erhältliche Angaben für *amorphe* Silizium-Solarmodule weit weniger zuverlässig und beruhten oft nur auf groben Schätzungen. Deshalb wurden kürzlich am Institut de Microtechnique in Neuchâtel die heutigen Kosten und der Energieverbrauch bei der Herstellung von amorphen Silizium-Solarmodulen aufgrund effektiver Produktionsdaten von bestehenden Fabriken eingehend untersucht [8]. Die amorphe Technologie ist zurzeit noch stark im Fluss, und deshalb sind weitere Kostenreduktionen, speziell bei Steigerung des Produktionsvolumens, durchaus möglich. Insbesondere könnte durch die Anwendung schnellerer Abscheidetechniken – wie die am Institut de Microtechnique entwickelte VHF-Deposition – der Produktionsausstoss erhöht und die Investitionskosten pro Spitzenwatt gesenkt werden.

Ein wichtiger handfester Faktor, der nicht von den momentanen wirtschaftlichen Gegebenheiten abhängt, sondern eine viel grundlegendere Bedeutung besitzt, ist die in die Fabrikation eines Solarmoduls zu investierende *Energiemenge*. Die aufzuwendenden Energiemengen gemäss den Studien [6, 8] sind in Bild 15 als schwarze Flächen dargestellt.

Für das kristalline Silizium beziehen sich die Energiemengen in Bild 15 auf den heute vorhandenen und tatsächlich benützten Industrieprozess für die Herstellung von hochreinem kristallinem Silizium; bei diesem Prozess ist die zu investierende Energiemenge ausserordentlich hoch! Es gibt zwar schon verschiedene Ansätze und Vorschläge für weniger energieintensive Prozesse, doch wegen den heute gängigen, sehr niedrigen Preisen für nicht-



**Bild 15 Produktionskosten und Energiebedarf für Silizium-Solarzellen**

Hypothetische Produktionskosten und zur Fabrikation von kristallinen und amorphen Silizium-Solarzellen benötigte Energiemengen für die heutige Technologie, jedoch bei erhöhtem Produktionsvolumen; diese eigenen Abschätzungen basieren auf neueren Arbeiten [6–8]

erneuerbare Energien (Erdöl, Kohle) haben die Herstellerfirmen zurzeit offenbar wenig Anlass, in diese Richtung zu investieren. Es bleibt deshalb eine prioritäre Aufgabe der langfristigen, staatlichen Forschung, solche neue, energiesparende Reinigungsprozesse für Silizium in gezielter Entwicklungsarbeit bis zur industriellen Reife zu bringen. Im Moment ist zudem die für die Siliziumreinigung investierte Energiemenge nicht besonders relevant, da man zum Beispiel die polykristallinen Barren aus Ausschuss-Silizium giesst, das bei der Produktion von Siliziumwafern entsteht (vor allem die beiden Enden der langgezogenen Czochralski-Kristalle).

Wenn aber kristalline Silizium-Solarzellen einmal in grossem Massstab zum Einsatz kommen, kann diese kosten- und energiesparende Methode keinen grossen Beitrag mehr leisten.

Bei der hohen Energieinvestition von 8 kWh/W<sub>p</sub> für kristalline Solarmodule wurde ebenfalls berücksichtigt, dass etwa 50% des hochreinen Siliziums beim Zersägen der Siliziumbarren zu Wafers verloren geht. Auch hier lassen sich in Zukunft Ersparnisse erzielen, zum Beispiel durch die neue Diamantsäge von Dr. C. Hauser der Firma HCT Shaping Systems SA im waadtländischen Etoy.

Bild 16 zeigt die *Energie-Rücklaufzeit*, also jene Zeit, die es braucht, um unter gegebenen klimatischen Bedingungen jene Energie zurückzugewinnen, die man in die Herstellung der Solarmodule investiert hat. Man erkennt klar, dass die Energie-Rücklaufzeit bei der *heutigen* Herstellungstechnologie für kristalline Silizium-Solarmodule eindeutig zu hoch ist. Auch könnte man etwas überspitzt sagen: «Kristalline Silizium-Solarzellen sind heute nur deshalb so billig, weil sie nicht mit Sonnenenergie hergestellt wurden!» Die Energierücklaufzeit von amorphen Modulen dürfte aber in den nächsten Jahren noch spürbar verbessert werden, da die amorphe Herstel-

		mono-Si	poly-Si	a-Si:H
Energieaufwand Herstellung <sup>1)</sup>	[kWh/m <sup>2</sup> ]	1128	876	253
Wirkungsgrad	[%]	14	12	6
Spez. Flächenleistung	[W <sub>p</sub> /m <sup>2</sup> ]	140	120	60
Spez. Energieaufwand	[kWh/W <sub>p</sub> ]	8.1	7.3	4.2
Energierücklaufzeit	[Jahre]			
– Schweiz, Mittelland	1 kWh/W <sub>p</sub> a	8.1	7.3	4.2
– Voralpen und Jura	1.25 kWh/W <sub>p</sub> a	6.5	5.8	3.4
– Alpen (guter Standort)	1.4 kWh/W <sub>p</sub> a	5.8	5.2	3

**Bild 16 Energieaufwand und Energierücklaufzeit von Silizium-Solarmodulen**

<sup>1)</sup> Werte nach Ref. [6], wobei hier die elektrische und die thermische Energie linear und mit gleichem Gewicht zusammengezählt wurden.

lungstechnologie – wie erwähnt – noch sehr stark im Fluss ist und deshalb grössere Fortschritte zu erwarten sind. Immerhin darf man die amorphe Variante bezüglich Energierücklaufzeit bereits beim heutigen Stand als günstiger ansehen als die kristalline Variante. Im übrigen muss man berücksichtigen, dass wohl fast alle Energietechnologien (mit Ausnahme der fossilen Brennstoffe und der Hydroelektrik) recht hohe Energie-Rücklaufzeiten aufweisen!

**Bemerkung:** In den Bildern 15 und 16 sind die im allgemeinen nicht vernachlässigbaren Kosten und Energieanteile für die sogenannte «Balance of Systems» (also Aufbaustrukturen, Verdrahtung, Inverter usw.) noch nicht enthalten. Wegen des tieferen stabilen Wirkungsgrades sind die *flächenspezifischen* Kosten und Energieaufwendungen für diese «Balance of Systems» bei der amorphen Technologie höher als bei der kristallinen. Die amorphe Technologie wird deshalb in Zukunft vor allem dort günstig liegen, wo die tragenden Strukturen schon vorgegeben sind (z.B. Haus- und Autodächer, Fassaden usw.) oder sehr billig hergestellt werden können (z.B. in ländlichen Gebieten der Dritten Welt).

## Neuere Entwicklungen

### Tandemzellen

Diese Konfiguration besteht aus zwei optisch hintereinandergeschalteten Solarzellen (siehe Bild 17), meist mit zwei verschiedenen Energielücken, das heisst bestehend aus zwei verschiedenen Materialien. Die obere Solarzelle hat eine höhere Energielücke und absorbiert das kurzwellige Sonnenlicht, zum Beispiel UV-, Blau- und Grünanteile. Die untere Solarzelle hat eine niedrigere Energielücke

und verwertet den restlichen Anteil des Sonnenspektrums, also zum Beispiel den Rot- und evtl. auch den Infrarotanteil. Mit dem Tandemkonzept kann im Optimalfall ein wesentlich grösserer Energieanteil des Sonnenlichts ausgenutzt werden (siehe Abschnitt über das Sonnenspektrum und Halbleiter) als mit der Einfachzelle, nämlich über 60% anstatt nur etwa 45%. Der Weltrekord des Sonnenzellenwirkungsgrades von 37% wurde ebenfalls mit einer Tandemkonfiguration erreicht, allerdings bei einer Sonnenlichtkonzentration um einen Faktor 100.

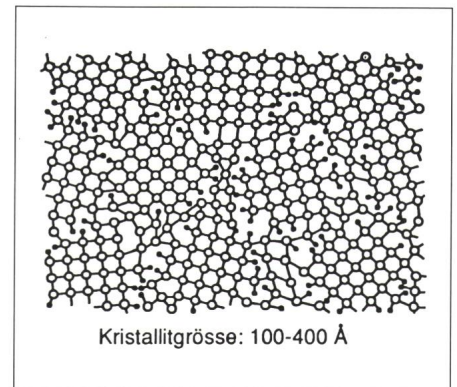
Allerdings ist die praktische und kostengünstige Herstellung von Tandemzellen mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden. Es gibt heute noch keine kommerziell erhältlichen Tandemzellen. Bei der kristallinen Zellentechnologie dürften Tandemzellen während etlicher Zeit nur Labormodelle bleiben oder allenfalls nur für teure Spezialanwendungen gefertigt werden. Hingegen dürften in der Dünnschichttechnik, speziell mit dem amorphem Silizium, Tandemzellen und Module in der allernächsten Zeit auf den Markt kommen. Von solchen amorphen Tandems darf man sich keine Spitzenwirkungsgrade erhoffen, wohl jedoch eine teilweise Lösung der Stabilitätsprobleme amorpher Solarzellen: In der Tat gestattet das Tandemkonzept die Verwendung von dünneren Einzelzellen, die auf die Materialstabilitäts-Probleme wesentlich weniger empfindlich reagieren.

Schliesslich muss man noch erwähnen, dass bei der Grundvariante der Tandemzelle (Bild 17) beide Einzelzellen in Serie geschaltet werden; daher müssen die beiden Kurzschlussströme der Einzelzellen sorgfältig einander angepasst werden (durch Wahl geeigneter Zeldicken). Eine optimale Anpassung gelingt aber nur für

ein ganz bestimmtes Sonnenspektrum; entfernt man sich von diesem Optimum, so sinkt der Wirkungsgrad wieder.

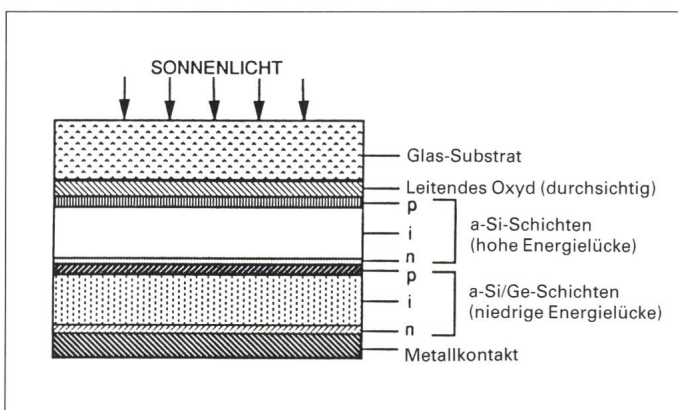
### Mikrokristallines Silizium

Ein Material bei dem viele winzige Kristalle in einer amorphen Grundmatrix eingebettet sind (Bild 18), wird als «mikrokristallin» bezeichnet. Entscheidend für die Bezeichnung «mi-



**Bild 18 Mikrokristallines Silizium**  
Schematische Darstellung von mikrokristallinem Silizium

krokristallin» ist, dass der Durchmesser dieser Kristalle um 1 Mikron oder weniger beträgt; hingegen bezeichnet man ein Material als «polykristallin», wenn die einzelnen Kristalle Dimensionen von der Grössenordnung Millimeter oder Zentimeter aufweisen. Mikrokristallines Silizium kann als dünne Schicht mittels Vakuum- und Plasma-Abscheidungsverfahren hergestellt werden, ähnlich wie das amorphe Silizium. Hingegen sind hier – im krassen Gegensatz zu den polykristallinen Schichten – die entscheidenden Halbleitereigenschaften, insbesondere das Verhältnis Absorptionslänge zu Diffusionslänge, bisher wesentlich (um mehrere Grössenordnungen!) schlechter als bei amorphen Schichten, so dass man noch keine vollständige mikrokristalline Solarzelle mit Erfolg herstellen konnte. Immerhin dürfte es grundsätzlich interessant und vorteilhaft sein, die sehr dünnen p- und n-dotierten amorphen Schichten in der p-i-n-Struktur der amorphen Solarzellen (Bild 3) durch ebenfalls sehr dünne, aber besser leitende mikrokristalline Schichten zu ersetzen. Dies wurde bereits in verschiedenen Gruppen – in Japan, Europa und auch beim Institut de Microtechnique in Neuchâtel – ausprobiert. Die ersten Resultate sind ermutigend; man stellt



**Bild 17 Tandemstruktur einer amorphen Silizium-Solarzelle**



aber fest, dass bis jetzt, mindestens bei den konventionellen Abscheideprozessen, die Nebeneffekte die erhoffte Verbesserung des Wirkungsgrads mehr als wieder wettmachen. Der an der Universität Neuchâtel eingeführte, neue VHF-Abscheideprozess ist speziell geeignet, um mikrokristalline Schichten herzustellen, und der damit erhaltene neue Spielraum soll in den nächsten Jahren von dieser Forschungsgruppe abgetastet werden.

In einigen Schweizer Laboratorien (ETH-Zürich, CSEM-Neuchâtel) wurde im letzten Jahrzehnt an elektrochemischen Abscheideverfahren für Silizium gearbeitet. Diese Verfahren wären potentiell viel billiger und schneller als die sonst verwendeten Plasmaabscheideverfahren. Hingegen bleiben Materialreinheit und Materialqualität (Materialstruktur, Porosität) bei solchen Verfahren wesentliche Probleme auf dem Wege zu einem solarzellentauglichen Material. Das an der ETH Zürich von Dr. Grüniger abgeschiedene Material ist mikrokristallin und hat offenbar unerwartet hohe Diffusionslängen von deutlich über  $1 \mu\text{m}$ ; es ist aber auch stark porös. Um die mögliche Solarzellentauglichkeit dieses Materials zu erkunden, muss als nächster Schritt damit eine ganze Solarzelle hergestellt werden.

## Lichtinduzierte Degradation von Solarzellen aus amorphem Silizium

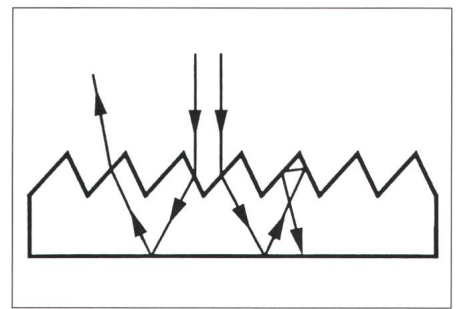
Alle bisher hergestellten amorphen Siliziumschichten degradieren, das heisst verschlechtern ihre Halbleitereigenschaften unter Einwirkung von Licht und/oder elektrischem Strom. Dies wirkt sich so aus, dass der Zellenwirkungsgrad von ursprünglich zum Beispiel etwa 7 bis 10% (bei einer

guten Zelle) im Laufe des ersten Betriebsjahres auf 5 bis 6% zurückgeht und dann, mehr oder weniger stabil, bei diesem Wert bleibt (sogenannter «Staebler-Wronski»-Effekt). Der asymptotisch stabile Endwirkungsgrad hängt von den Betriebsbedingungen ab: ist die mittlere Lichteinstrahlung höher, so ist dieser etwas tiefer; ist die Betriebstemperatur hingegen höher (Sommer!), so ist dieser etwas höher.

Immerhin ist die Auswirkung der Degradation bei dünnen Zellen wesentlich geringer: Dünnere Zellen ( $0,3 \mu\text{m}$ ) haben einen geringeren Anfangswirkungsgrad als dickere ( $1 \mu\text{m}$ ), aber einen wesentlich höheren stabilen Endwirkungsgrad! Dieses Phänomen wird von den Herstellern amorpher Zellen (Fuji, ECD) bei der Entwicklung neuer Tandem-Solarmodulen ausgenutzt; es ist gelungen, industrielle Tandem-Prototypen mit einem stabilen Modulwirkungsgrad von über 8% herzustellen. Ebenfalls arbeiten heute über ein Dutzend Forschungslaboratorien weltweit (darunter auch das Labor der Autoren) am schwierigen Problem, die Degradation der einzelnen Schichten zu reduzieren oder vielleicht sogar aufzuheben.

## «Light trapping»

Bei allen Solarzellen ist man aus den verschiedensten Gründen immer daran interessiert, die Zelldicke noch weiter zu reduzieren. Dies gelingt aber ohne Wirkungsgradeinbusse nur dann, wenn man die Lichtabsorption mit optischen Mitteln künstlich erhöhen kann, um das Sonnenlicht – speziell das schlecht absorbierte Rotlicht – irgendwie «einzufangen» (auf Englisch «light trapping»). Die grundsätzliche Anordnung dazu wird in Bild 19



**Bild 19 Prinzip des Light trapping in einer Solarzelle**

Durch Mehrfachreflexionen des Lichtes im Innern der Zelle wird die Lichtabsorption verbessert

gezeigt. Einfache Mittel dazu werden schon seit geraumer Zeit in vielen Solarzellen verwendet: Es handelt sich hier um das Aufrauen der Oberflächen oder um die Ätzung von pyramidenförmigen oder zackenförmigen Strukturen. Praktisch alle kommerziellen kristallinen und amorphen Zellen verwenden solche Strukturen.

Das Zürcher Forschungslabor der Firma RCA (jetzt dem Paul-Scherrer-Institut angeschlossen) hat eine raffinierte Gittertechnik entwickelt, welches ein wirkungsvolles Light trapping gestattet. Diese Technik wird zurzeit in Zürich am Modellfall der monokristallinen Siliziumzelle mit einem darauf abgeschiedenen Beugungsgitter aus SIPOS (Semi-insulating Polycrystalline Silicon) ausprobiert. Dabei konnte zwar die Lichtabsorption durch das Gitter gesteigert werden, aber die elektrischen Verluste durch Rekombination nehmen wegen des Si-Pos-Hochtemperaturprozesses ebenfalls stark zu, so dass der Solarzellen-Wirkungsgrad durch das Aufbringen der Gitterstruktur bisher nicht steigt, sondern sinkt. Die Forscher sind daher auf der Suche nach einem neuen, besser geeigneten Gittermaterial. Eine weitere grosse Frage bleibt zudem jene der Herstellkosten: Kann man in absehbarer Zeit wirklich die zugehörige Fabrikationstechnologie für Gitter und allfällige Zusatzschichten so billig gestalten, dass die Solarzellen dadurch nicht wesentlich verteuert werden? Man muss bedenken, dass es sich um eine relativ präzise Gitterstrukturierung im Mikron-Bereich handelt – und man bei Solarzellen heute von Preisen in der Grössenordnung von einigen hundert Franken pro Quadratmeter spricht. Falls es gelingt, die Kollektion elektrischer Ladungsträger und optisches Light trapping in einem funktionstüchtigen

### Verwendete Abkürzungen:

$E_g$	Energielücke oder engl. «energy gap»; charakteristische Eigenschaft eines Halbleiters
c-Si	kristallines Silizium
a-Si:H	amorphes, wasserstoffhaltiges Silizium
CIS	Kupferindiumdiselenid ( $\text{CuInSe}_2$ )
AM 1.5	«Air Mass 1.5»; Abkürzung für das Sonnenlichtspektrum, nachdem es durch das 1,5fache des senkrechten Atmosphärenweges vom Weltraum bis zur Erdoberfläche (Meereshöhe) hindurchgegangen ist. Wegen des schrägen Einfalls des Sonnenlichts ist «AM 1.5» eine gute Näherung für das Sonnenlichtspektrum in unseren Breitengraden.
$W_p$ ( $\text{kW}_p$ , $\text{MW}_p$ )	«Peak Watt» oder Spitzenwert: Mass für die installierte Solarzellenleistung. Ein installiertes Spitzenwatt ( $1 W_p$ ) erzeugt bei maximaler Sonneneinstrahlung von $1000 \text{ W/m}^2$ , also wenn das Sonnenlicht vertikal auf die Solarzelle scheint und weder durch Wolken noch andere Hindernisse gedämpft wird, 1 W elektrische Leistung. $1 W_p$ entspricht bei 10% Wirkungsgrad einer Fläche von $10 \times 10 \text{ cm}$ , bei 5% Wirkungsgrad aber einer Fläche von $14 \times 14 \text{ cm}$ .

Konzept gemeinsam zu optimieren, und falls dieses Konzept serienmässig genügend billig hergestellt werden kann, so würden dadurch der Solarzellentechnologie neue Möglichkeiten eröffnet, speziell für die Dünnschichtbauweise (amorphe, mikrokristalline Zellen usw.).

### Photoelektrochemische Solarzellen

Schon seit längerer Zeit werden neben den klassischen Halbleitern elektrochemische Wege vorgeschlagen, um das Sonnenlicht zu nutzen. Diese bestehen nicht nur aus einem Festkörper, sondern aus Kombinationen von Elektrolytlösungen, Farbstoffen und Halbleitern. Ihre Funktion basiert auf teilweise lichtangeregten Oxidations- und Reduktionsreaktionen, welche in einem Kreisprozess ablaufen. Solche Zellen können entweder Strom erzeugen oder auch direkt chemische Produkte herstellen (Treibstoffsynthese, Wasserspaltung, Umwandlung toxischer Stoffe).

In der Schweiz ist man auf diesem Gebiet besonders aktiv. So wird zum Beispiel eine vielversprechende Variante einer solchen photoelektrochemischen Solarzelle an der EPF Lausanne von Prof. Dr. M. Grätzel erforscht [9]. Ein Farbstoff als Lichtabsorber, vergleichbar dem Chlorophyll in der Photosynthese, wird auf einen billigen Halbleiter, Titandioxid, aufgebracht und mit einer Ionenlösung bedeckt (Bild 20). Mit diesem Aufbau werden zurzeit auf kleinen Flächen Wirkungsgrade um 7% (bei AM 1,5) erreicht, es sind dies Wirkungsgrade, die schon weit über der Effizienz der Photosynthese (1%) liegen, jedoch die Werte von Halbleiter-Solarzellen noch nicht erreichen.

Der Herstellungsprozess für elektrochemische Zellen soll einfacher und möglicherweise auch billiger als jener von Halbleiterzellen sein und eröffnet deshalb neue Perspektiven. Erst eine Pilotfabrikation kann dies aber bestätigen, denn bis jetzt verfügt man über viel zu wenig Erfahrung mit derartigen Strukturen, um eine zuverlässige Prognose stellen zu können. Die Langzeitstabilität dieser elektrochemischen Zelle muss indessen noch bewiesen werden (bis jetzt soll die Zelle nach einjähriger Betriebsdauer keine Degradation gezeigt haben), und es ist zudem abzuklären, wie weit der Wirkungsgrad erhöht werden kann.

Sicher sind diese interessanten Alternativen zu den Halbleitersolarzel-

len aufmerksam weiterzuverfolgen; man darf hier aber kaum Entwicklungen erwarten, die vor dem Jahre 2000 zu kommerziellen Produkten und zu Modulen für Energieanwendungen führen werden. Die Silizium-Solarzellentechnik musste ja auch über Jahrzehnte hindurch industriell und in Versuchsanlagen erprobt und verbessert werden, bis sie zur heutigen Reife gelangte: Bei der kristallinen Siliziumzelle kann man schon jetzt von einer eigentlichen Beherrschung der Probleme sprechen, während bei der amorphen Technik die Langzeiterprobung und die industrielle Standardisierung eben erst in Gänge gekommen sind. Nach Ansicht der Autoren dürften die elektrochemischen Verfahren – bei erfolgreichem Verlauf der Laborarbeiten – noch mindestens ein Jahrzehnt brauchen, um in dieses Stadium zu gelangen.

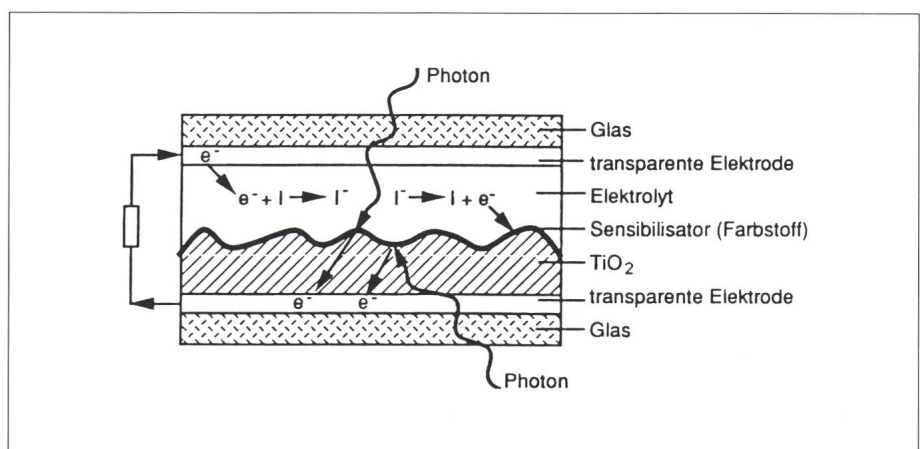
### Schlussfolgerungen

Die Photovoltaik hat als Technik eine Entwicklungsstufe erreicht, welche eine Planung und Ausführung von grösseren Anlagen auf breiter Basis gestattet. Die Schweiz ist für einen ersten solchen Grossversuch durchaus geeignet, wenn man die vorhandene Infrastruktur, den technischen Ausbildungsstand der Bevölkerung und den Lebensstandard berücksichtigt. Im Alpengebiet und im Jura sind überdies die Sonneneinstrahlungsverhältnisse recht günstig. In der Tat besitzt die Schweiz bereits heute die grösste Pro-Kopf-Dichte von installierter Photo-

voltaikleistung; sie war auch schon einmal – bei der Hydroelektrik – ein Pionierland für die Einführung einer erneuerbaren Energieform.

Gleichzeitig werden aber die technischen Grenzen der Photovoltaik viel klarer sichtbar. Schon aus physikalischen und technologischen Gründen dürfen wir uns keine Zellen mit «Wunder-Wirkungsgraden» erhoffen. Für die absehbare Zukunft ist mit 10–15% Modulwirkungsgrad zu rechnen. Der Wirkungsgrad wird zudem bei verringerter Einstrahlung und/oder erhöhter Temperatur noch weiter reduziert. In den nächsten Jahrzehnten dürfte zudem kaum ein anderes Material als Silizium auf breiter Basis einsetzbar sein.

Aber selbst die heute weit fortgeschrittene Siliziumtechnologie ist noch lange nicht so weit, dass sie sämtliche minimalen Forderungen erfüllt für einen Einsatz als wirkliche Energiequelle mit volkswirtschaftlicher Bedeutung. Gewiss eignen sich kristalline Siliziumzellen zum Beispiel für einen *Grossversuch* im Sinne des schweizerischen Photovoltaik-Umsetzungsprogramms (Produktion von rund 0,5% des totalen Strombedarfs). Ein solcher Versuch, der für das laufende Jahrzehnt geplant ist, muss auf der heute funktionierenden industriellen Produktionstechnologie aufgebaut werden. Wir müssen uns aber bewusst sein, dass diese Produktionstechnologie für kristalline Zellen, aus Material- und Energiegründen, *langfristig nicht tragbar* ist. Da wir hier mit Zeiträumen von Jahrzehnten rechnen müssen, kann wohl nur eine *ausgereifte*



**Bild 20 Photoelektrochemische Solarzelle**

Photoelektrochemische Solarzelle nach dem Lausanner Prozess: Ein Farbstoff absorbiert das Sonnenlicht, gibt ein Elektron an die Halbleiteroberfläche ab, wo es dank der Raumladungszone gegen innen transportiert wird. Beim äusseren Rückweg zur Gegenelektrode kann die gewonnene Energie als Strom genutzt werden. Ein Redoxpaar transportiert das Elektron zurück zum Farbstoff. Der Kreis ist damit geschlossen [9]

staatliche Forschungspolitik einen wirklichen Beitrag zur Behebung des Problems liefern: Es geht um eine ökonomische und energetische Verbesserung der Herstellungsprozesse für Barren, Wafer und Bänder bzw. Dickfilme aus kristallinem Silizium.

Gleichzeitig besitzt das Institut de Microtechnique mit der amorphen Dünnschichttechnik ein Verfahren, das sich grundsätzlich bestens eignet für die ökonomische, energiemässig günstige Herstellung grösster Solarzellenflächen. Hier muss konsequent an der Verbesserung des stabilen Wirkungsgrades gearbeitet werden. Das Problem ist aber bedeutend schwieriger, als man Mitte der 80er Jahre noch gedacht hatte. Der potentielle ökonomische und industrielle Vorteil einer erfolgreichen amorphen Siliziumtechnologie ist aber so gross, dass es sich ohne Zweifel lohnt, an diesem Problem zu arbeiten.

Es wird daher angeregt, dass sich die schweizerische Energieforschungspolitik in erster Linie auf diese beiden handfesten Zielsetzungen, die Rationalisierung der Technologie kristalliner Silizium-Solarzellen und die Verbesserung des stabilen Wirkungsgrades amorpher Silizium-Solarzellen, konzentrieren soll und nur in zweiter Linie Projekte unterstützen soll, die mehr von akademischem Interesse oder nur von kurzfristiger Bedeutung sind.

### Literatur

- [1] M.A. Green: Solar Cells. Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, 1982.
- [2] A. Shah, R. Tschanner: Photovoltaik-Nutzung 1990. Sofas-Fachtagung, Zürich, Januar 1990.
- [3] L.L. Kazmerski: Status and assessment of photovoltaic technologies. International Materials Reviews, 34(1989)4, p. 185–210.
- [4] J.L. Stone: Recent Advances in Thin-Film Solar Cells. Technical Digest of the 5th International PVSEC, Kyoto, Japan, 1990.
- [5] T. Nordmann: Photovoltaik-Umsetzungsprogramm. BEW, Bern, 1991.

- [6] G. Hagedorn et al: Kumulierter Energieverbrauch für die Herstellung von Solarzellen und photovoltaischen Kraftwerken. Statusreport Photovoltaik, BEO, Jülich, 1990.
- [7] D. Strese: Die Ludwig-Bölkow-Studie: Solarstrom wird rentabel. Bild der Wissenschaft, (1988)7, S. 49–56.
- [8] K.S. Srinivas: Energy Investments and Production Costs of a-Si: PV Modules. Interner Bericht, Institut de Microtechnique, Neuchâtel, 1991 (der ausführliche Bericht steht Interessenten gerne zur Verfügung).
- [9] M. Grätzel: Neue photovoltaische Zellen. Schweizer Ingenieur und Architekt, 109(1991)13, S. 292–295.

Die Autoren danken für die finanzielle Unterstützung ihrer Arbeit durch das Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW). Sie erwähnen ebenfalls mit grossem Dank die wertvolle Mitarbeit von Dr. H. Keppner, D. Fischer, M. Götz und I. Mantle bei der Gestaltung dieses Beitrages.

**Anmerkung:** Der Aufsatz ist die überarbeitete Fassung eines Vortrages, welcher an der ETG/SGA-Informationstagung «Photovoltaik, additive Energie zur Stromerzeugung» am 14. Mai 1991 in Bellinzona gehalten wurde.



Lesen Sie  
das  
Bulletin SEV/VSE.  
\*  
Besuchen Sie  
die  
Tagungen  
der  
Fachgesellschaften  
ITG und ETG  
des  
Schweizerischen  
Elektrotechnischen  
Vereins.