

Stand und Perspektiven der Photovoltaik

Stefan Glunz

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
Freiburg

1. Entwicklung und Spektrum der Photovoltaik

Die Photovoltaik ist eine äußerst elegante Variante der regenerativen Energieerzeugung. Ohne bewegliche Teile¹ und Emissionen wandelt sie das Sonnenlicht direkt in entropiefreie elektrische Energie. Selbst in nicht sonnenverwöhnten Regionen wie Deutschland können alleine durch Installation auf Dachflächen relevante Anteile – vorsichtige Schätzungen gehen von mindestens einem Drittel aus - des gesamten Bedarf an elektrischer Energie generiert werden. Dabei wird die für die Herstellung der Solarzelle notwendige Energie innerhalb von ca. 3 Jahren wieder „eingespielt“ und der Rest der vom Hersteller garantierten Lebensdauer von 20-25 Jahre – Solarmodule sind damit eines der Industrieprodukte mit der längsten Garantiezeit – dient der Nettoenergieerzeugung [1]. Ein weiterer gewichtiger Vorteil ist die hohe Modularität, die den Einsatz von kleinen Einheiten bis zu Großkraftwerken ermöglicht.

Diese faszinierende Technologie, die in einigen Bereichen, wie der Raumfahrt, schon der dominierende Energieversorger ist, erfuhr in den letzten Jahren durch günstige politische Rahmenbedingungen – wie sie auch anderen Technologien in ihren Anfangstagen zuteil wurde - in führenden Industrieländern wie Japan und Deutschland einen ungeahnten Aufschwung (siehe Abb.1). Diese Länder nehmen nicht nur bei der installierten PV-Leistung, sondern auch bei der Produktionskapazität international eine Spitzenstellung ein und haben damit einen wichtigen Vorsprung für zukünftige Entwicklungen.

¹ Sehen wir an dieser Stelle von den sehr langsam bewegten Nachführeinheiten von Konzentratorsystemen ab.

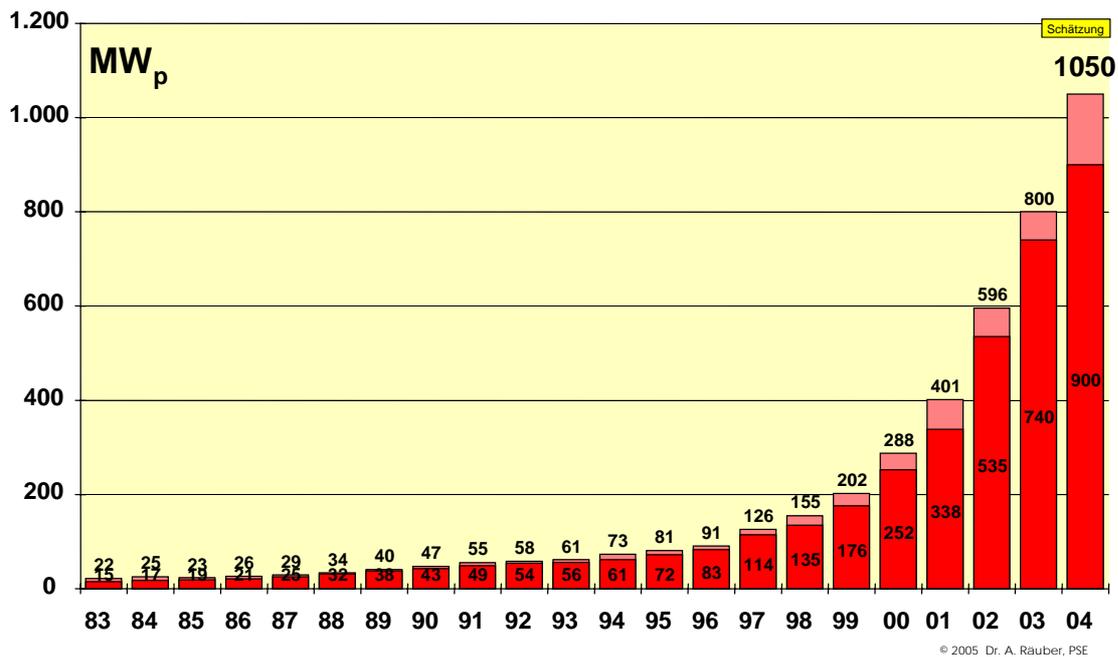


Abb. 1 Entwicklung des weltweiten Photovoltaikmarktes (Quelle: PSE, Freiburg).

Dabei konnte von den bescheidenen Anfängen bis zur heutigen rasanten Entwicklung eine Kostenentwicklung, die den typischen ökonomischen Skalengesetzen folgt, demonstriert werden (eine Verdopplung der installierten Leistung entspricht einer Reduzierung der Kosten um 20%).

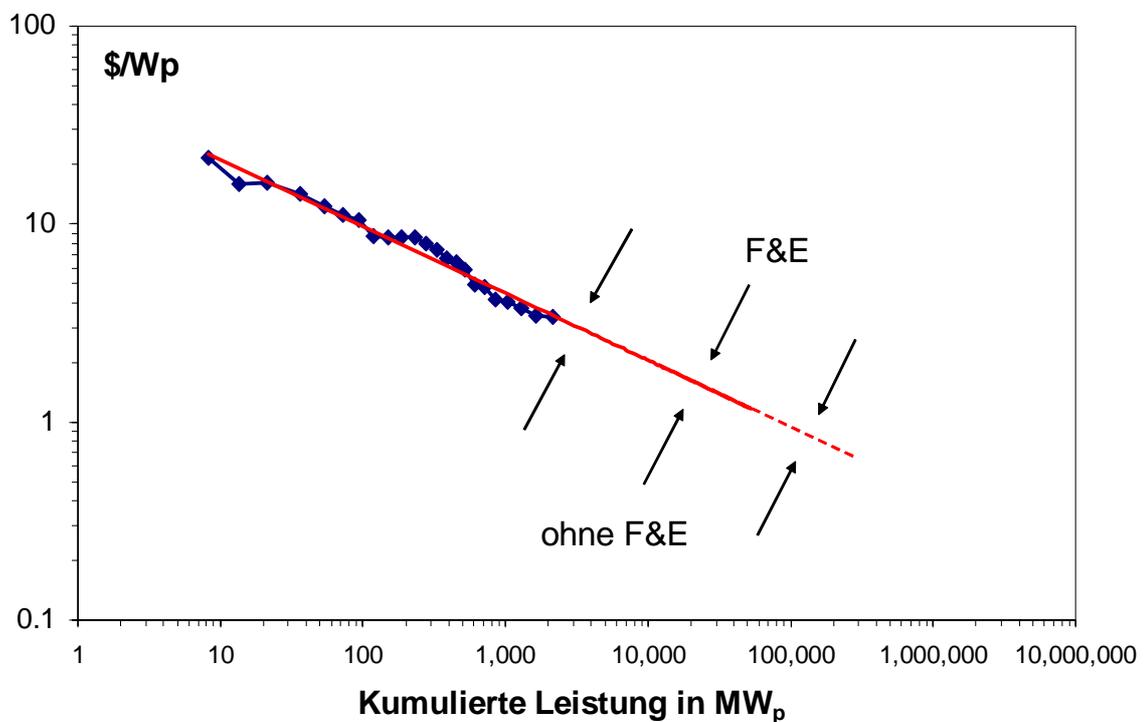


Abb. 2 Globale Entwicklung des Modulpreises auf Basis von Siliziumsolarzellen pro Wp (Definition von Wp siehe Text) als Funktion der kumulierten installierten Leistung (Quelle: Fraunhofer ISE/PSE, Freiburg). Die Pfeile „F&E“ und „ohne F&E“ sollen andeuten, wie die

zukünftige Kostenentwicklung durch den erhöhten bzw. reduzierten Einsatz von Forschung und Entwicklung beeinflusst wird.

Die momentane Zielvorgabe ist es, Kosten von 1 € pro Wp (Watt peak = Leistung einer Photovoltaikanlage bei voller Sonnenstrahlung in Mitteleuropa (1000 W/m^2)) zu erreichen. Wie Abb.2 zeigt, ist diese Vorgabe bei entsprechender Unterstützung durch Forschung und Entwicklung gut erreichbar. So könnte schon in nicht allzu ferner Zukunft die größte „Hemmschwelle“ der PV nämlich die noch zu hohen Energiegestehungskosten aus dem Weg geräumt sein. Dabei sollte man beachten, dass die Photovoltaik im Unterschied zu anderen Energieträgern keine weiteren volkswirtschaftlichen (externen) Kosten nach sich zieht.

Ein spannendes Charakteristikum der Photovoltaik ist auch ihre Vielfältigkeit in Hinblick auf die verwendeten Materialien. Seit den Anfangstagen spielt dabei kristallines Silizium die gewichtigste Rolle. Die Siliziumsolarzelle feierte vor kurzem ihren 50. Geburtstag und ist damit nur unwesentlich jünger als die ersten Halbleiterbauelemente. Schon bald danach etablierten sich andere Halbleiter von denen einige wie Galliumarsenid (GaAs), amorphes Silicium (a-Si), Kadmiumtellurid (CdTe) und Chalkopyrit-Verbindungen (Cu(In,Ga)Se_2 oder kurz CIS) auch heute eine bedeutende Rolle spielen. Dieses Spektrum wird seit einigen Jahren durch intensive Forschungen im Bereich von nicht auf Halbleitern beruhenden photoaktiven Materialien wie Farbstoffen und Polymeren vervollständigt. Der Wunsch den Wirkungsgrad über das theoretische Wirkungsgradlimit eines einzelnen Materials, der sogenannten Shockley-Queisser-Grenze von 33% [2], zu bringen, hat in der jüngsten Zeit zu einer verstärkten Diskussion über neuartige Solarzellenkonzepte geführt. Hinsichtlich des Potentials all dieser verschiedenen Solarzellentypen für eine relevante Energieversorgung spielen neben den Herstellungskosten auch andere Aspekte wie die Verfügbarkeit der verwendeten Materialien, die Langzeitstabilität und der erreichbare Wirkungsgrad eine wichtige Rolle. Im Folgenden sollen die verschiedenen Technologien genauer beleuchtet werden.

2. Das Arbeitspferd: Die Siliziumsolarzelle

Silizium ist sicherlich eines der best untersuchten und technologisch am weitest entwickelten Materialien überhaupt. Es steht in der Erdkruste in großen Mengen zur Verfügung und ist auch in Hinsicht auf seine physikalischen Eigenschaften gut für die Photovoltaik geeignet². Tatsächlich werden heute 90% aller Solarzellen aus mono- oder multikristallinem Silizium gefertigt. Nach Jahren als „kleiner Bruder“ der Mikroelektronik wird in den nächsten Jahren der Verbrauch von hoch reinem Silizium für die Photovoltaik erstmals den der Mikroelektronik überflügeln. Dadurch erwächst aber auch die neue Herausforderung, für die Photovoltaik eine eigene Siliziumversorgung zu schaffen.

Hauptkostenfaktor bei PV-Modulen aus kristallinen Siliziumzellen ist neben der Modulherstellung und -integration der Siliziumwafer selbst. Daher ist es äußerst wichtig, das Material möglichst gut auszunutzen, das heißt, den Wirkungsgrad der Energiewandlung immer weiter zu optimieren. Momentan liegt der höchste Wirkungsgrad bei knapp 25% [3],

² Die Bandlücke von Silizium ist nahezu ideal für das Spektrum des Sonnenlichtes geeignet. Nachteilig ist nur, dass Silizium ein indirekter Halbleiter ist und damit keine sehr hohe Absorptionskonstante aufweist.

was sich zunächst einmal niedrig anhört. Diese 25 % stellen allerdings 76% des überhaupt möglichen physikalischen Wirkungsgrads von 33% einer einfachen Solarzelle (ein pn-Übergang) dar. Die Breitbandigkeit des Sonnenspektrums ist der Grund für den größten Verlust von Solarzellen aus einem photoaktiven Material. In Abb.3 ist in grau die spektrale Leistungsdichteverteilung des Sonnenspektrums in Mitteleuropa dargestellt. Nur Photonen mit einer Energie, die der Bandlücke des verwendeten Materials entspricht, können optimal genutzt werden. Längerwelliges Licht wird nicht absorbiert, da es kein Elektron-Loch-Paar generieren kann, die zusätzliche Energie von energiereicheren Photonen geht durch Thermalisierung der angeregten Ladungsträger verloren. So kann zum Beispiel eine Siliziumsolarzelle nur den rot eingezeichneten Bereich nutzen, was in etwa der Hälfte der Energie des Sonnenspektrums entspricht.

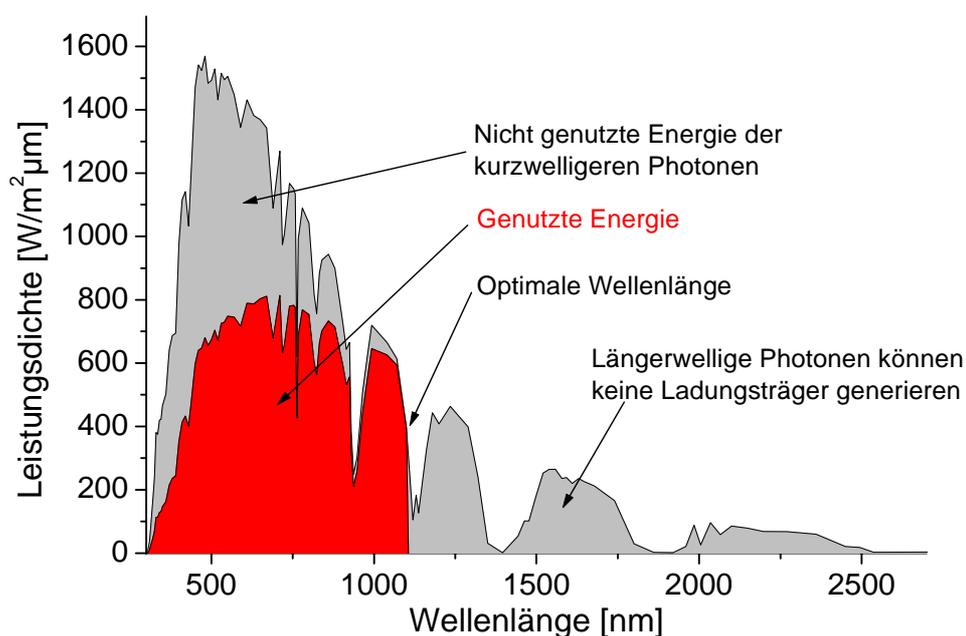


Abb. 3 Verhältnis der von einer Siliziumsolarzelle maximal nutzbaren Lichtleistung zur gesamt eingestrahlt Leistung in unseren Breitengraden (Spektrum AM1.5g = Air mass 1.5, d.h. das Sonnenlicht muss aufgrund des schrägen Einfalls 1,5mal durch die Atmosphäre laufen, dementsprechend gilt AM1 = Äquator, AM0 = Weltraum).

Durch weitere technologisch nicht vermeidbare Verluste ist der theoretische Wirkungsgrad bei Silicium auf ca. 29% begrenzt [4]. Die erreichten 24,7% zeigen, dass die Siliziumsolarzellen einen sehr hohen Entwicklungsstand erreicht haben. Legt man an eine dieser Rekordzellen einen Strom an und betreibt sie somit als Silizium-LED [5], so konnte ohne weitere Optimierung der aktuelle Wandlungsbestwert für Silizium-LEDs erreicht werden.

Im Vergleich zu diesen im Labor hergestellten Rekordzellen ist der Herstellungsprozess einer Siliziumsolarzelle in der industriellen Produktion äußerst einfach und robust.

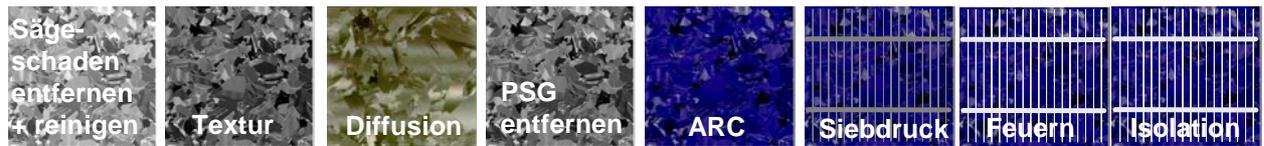


Abb. 4 Vereinfachte Darstellung des Herstellungsprozesses einer industriellen Siliziumsolarzelle (Diffusion = Diffusion des phosphordotierten Emitters in die p-dotierte Basis, PSG = Phosphorglas, ARC = Antireflexschicht, Siebdruck = Siebdruck der Metallkontakte, Feuern = Einfeuern der Metallkontakte, Isolation = Kantenisolation zur Vermeidung elektrischer Kurzschlüsse)

Das macht es möglich, Taktzeiten von 1000 Zellen pro Stunde einer typischen Größe von $12,5 \times 12,5 \text{ cm}^2$ oder $15,6 \times 15,6 \text{ cm}^2$ in einer Fabrikationslinie zu erreichen. Die Photovoltaik hat damit andere Anforderungen als die Mikroelektronik, bei der nicht hauptsächlich der Durchsatz, sondern eher technische Herausforderungen wie kleinste Strukturen und höchste Reinheit relevant sind. Aufgrund dieser unterschiedlichen Randbedingungen hat sich auch bei der Ausstattung der Photovoltaiklinien in den letzten Jahren eine deutliche Emanzipation vollzogen: Es gibt mittlerweile eine eigene Photovoltaik-Equipmentindustrie die eigene Gerätekonzepte für kostengünstige Prozesse mit sehr hohen Durchsätzen entwickelt.

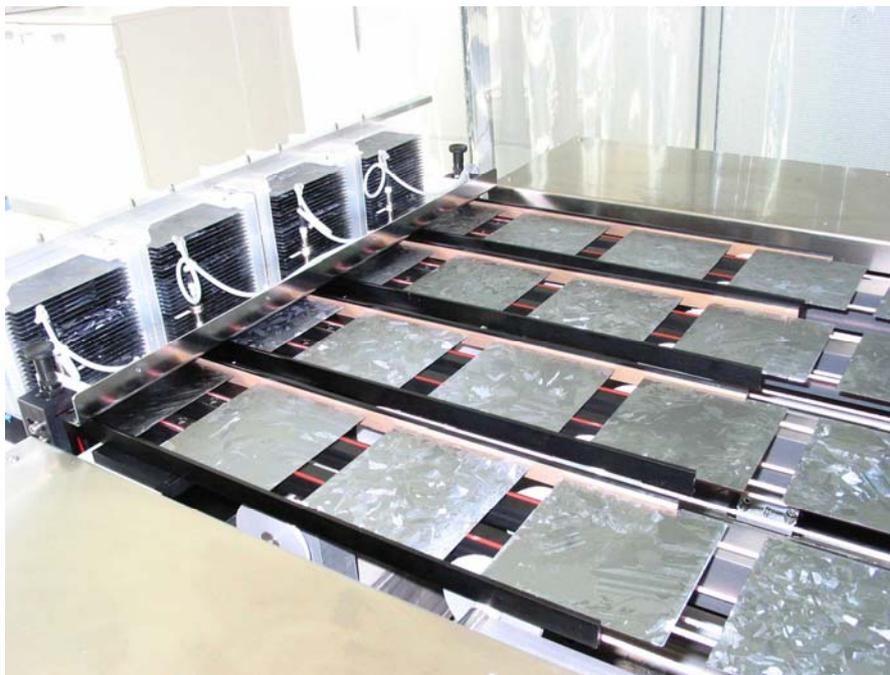


Abb. 5 Die Solarzellenproduktion muss insbesondere auf maximale Durchsätze optimiert werden. Die Abbildung zeigt einen Phosphordiffusionsofen, den die Wafer auf Keramikbändern getragen durchlaufen (Quelle: Fraunhofer ISE)

Neben der Verbesserung des Herstellungsprozesses spielt die Erhöhung des Wirkungsgrades eine entscheidende Rolle bei der Verringerung der Energiegestehungskosten. Da der Siliziumwafer mit ca. 30-40% einen großen Anteil an den Kosten eines Photovoltaikmodules

hat, ist es entscheidend, möglichst viel Leistung pro Einheit Silizium zu gewinnen. Während wie bereits erwähnt Laborzellen bereits Wirkungsgrade von knapp 25% erreicht haben, liegt der Wirkungsgrad von industriell gefertigten Zellen im Bereich zwischen 14-17%. Die folgende Abbildung zeigt den typischen Aufbau einer solchen industriellen Zelle.

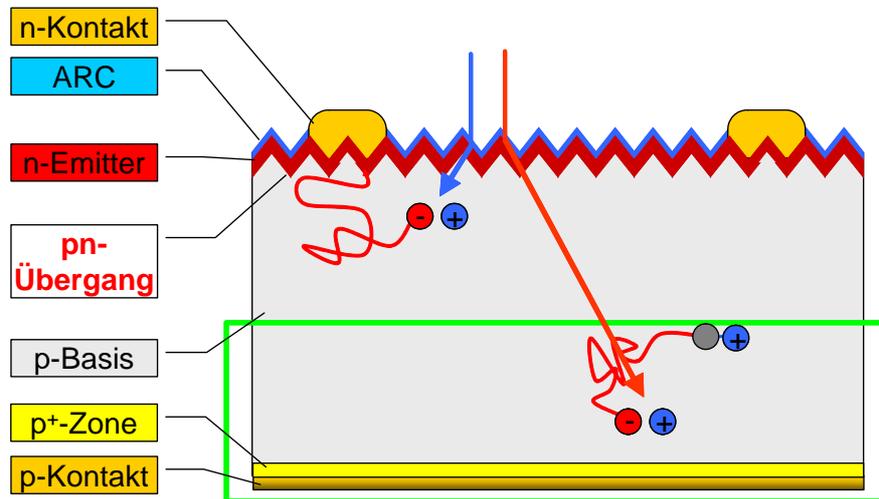


Abb. 6 Schematische Darstellung einer ca. 300 µm dicken Industriesolarzelle.

Auf der Vorderseite der Zelle befinden sich die siebgedruckten n-Kontakte. In vielen Fällen ist die Vorderseite der Zelle strukturiert, um den Lichteinfall zu verbessern und das Licht auf einen schrägen Pfad durch das Zellvolumen zu lenken. Gemeinsam mit einer Antireflexschicht aus Siliziumnitrid werden sehr kleine Reflexionswerte erreicht und die Zelle erhält ihr typisches blauschwarzes Aussehen. Knapp unter der vorderen Oberfläche befindet sich der pn-Übergang, der durch Phosphordiffusion in die p-dotierte Basis erzeugt wird. Auf der Rückseite der Zelle befindet sich der siebgedruckte ganzflächige Aluminiumkontakt. Durch einen Kontaktfeuerschritt entsteht dort ein Aluminium-Silizium-Gemisch, das als p^+ -Zone dient und die elektrischen Eigenschaften der Rückseite verbessert.

Ein wichtiger Verlustfaktor in einer solchen Zelle ist die Ladungsträgerrekombination. Da relativ kostengünstiges und damit nicht hochreines Silizium verwendet werden muss, finden sich im Material relativ viele elektrisch aktive Defekte, die die Rekombinationsrate von lichtgenerierten Elektronen mit Löchern stark erhöhen und damit deren mittlere Lebensdauer stark reduzieren. Damit ist auch die mittlere Weglänge, die die Elektronen in der feldfreien Basis diffundieren können, die Diffusionslänge, reduziert und ab einer bestimmten Tiefe (grünes Kästchen in Abb. 6) können die Ladungsträger nicht mehr den pn-Übergang erreichen und in den äußeren Stromkreis abgeführt werden. Um dieses Problem zu lösen, gibt es zwei Möglichkeiten: Einerseits kann man versuchen, das Material zu verbessern, andererseits die Zelldicke zu reduzieren (siehe Abb. 7).

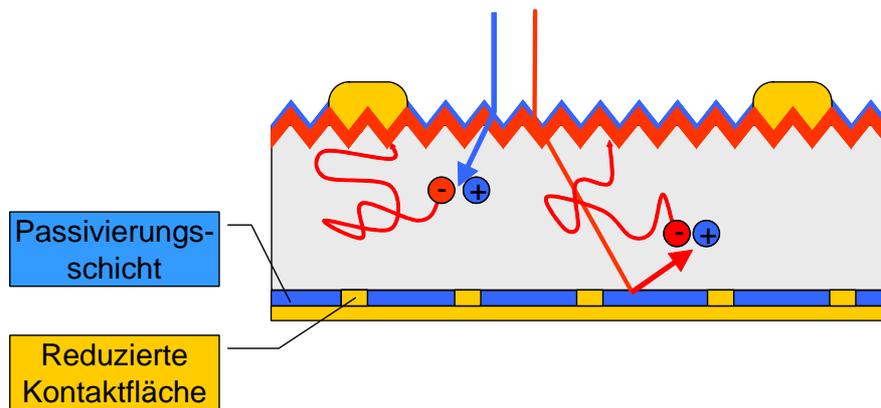


Abb. 7 Schematische Darstellung einer verbesserten 150 µm dicken Siliziumsolarzelle.

So wird das Verhältnis von Diffusionslänge zu Dicke verbessert und außerdem Silizium eingespart. Allerdings muss nun der Tatsache Rechnung getragen werden, dass Silizium ein indirekter Halbleiter ist und insbesondere rotes und infrarotes Licht tief in die Zelle eindringt oder sogar vollständig durchdringt. Deshalb muss die Zelle intern verspiegelt werden. Weiterhin darf die Rückseite nicht als elektrischer Defekt fungieren, das heißt die freien Siliziumbindungen an der Oberfläche müssen abgesättigt werden. Beide Anforderungen können am besten mit einer dielektrischen Passivierungsschicht wie z.B. Siliziumdioxid und Siliziumnitrid befriedigt werden. Diese Schicht muss natürlich noch an einigen Stellen (ca. 1% der Gesamtfläche) durchbrochen werden, damit überhaupt ein Strom in die rückseitige Metallisierung fließen kann. Gerade diese lokale Kontaktierung war bisher das Hauptproblem, weshalb dieses Konzept, das im Labor Wirkungsgrade von über 20% ermöglicht, nicht in die industrielle Produktion übertragen wurde. In letzter Zeit konnten nun aber auf Lasertechnologie beruhende Prozessschritte entwickelt werden [6], die die Übertragung in die industrielle Massenfertigung möglich macht.

Dies ist natürlich nur ein Beispiel für die vielfältigen Bemühungen der PV-Forschung und Industrie neue Konzepte und Prozesse zur Verbesserung der industriellen Siliziumsolarzelle zu entwickeln. In dieser Beziehung nimmt Deutschland neben Japan eine internationale Spitzenstellung ein.

3. Ein Hauch von Photovoltaik: Dünnschichtsolarzellen

Wie schon im vorangegangenen Abschnitt diskutiert, nehmen die Materialkosten des Siliziumwafers einen entscheidenden Anteil an den Energiegestehungskosten aus Siliziumsolarmodulen ein. Dies ist die Hauptmotivation für die Dünnschichtphotovoltaik, bei der nur eine dünne Schicht photoaktives Material auf ein kostengünstiges Substrat abgeschieden wird. Eine Vielzahl von Materialien kommen hierfür in Frage: kristallines und amorphes Silizium, CdTe, CIS, usw.. Neben dem reduzierten Materialeinsatz ist die integrierte Verschaltung von Dünnschichtmodulen ein entscheidender Unterschied zu Wafersolarzellen. Die abgeschiedenen Schichten werden strukturiert und monolithisch verschaltet (siehe Abb. 8) während bei Wafersolarzellen einzelne Zellen zu einem Modul zusammengesetzt werden.

Diese monolithische Verschaltung könnte für die Massenfertigung auf großen Flächen entscheidende Vorteile bringen.

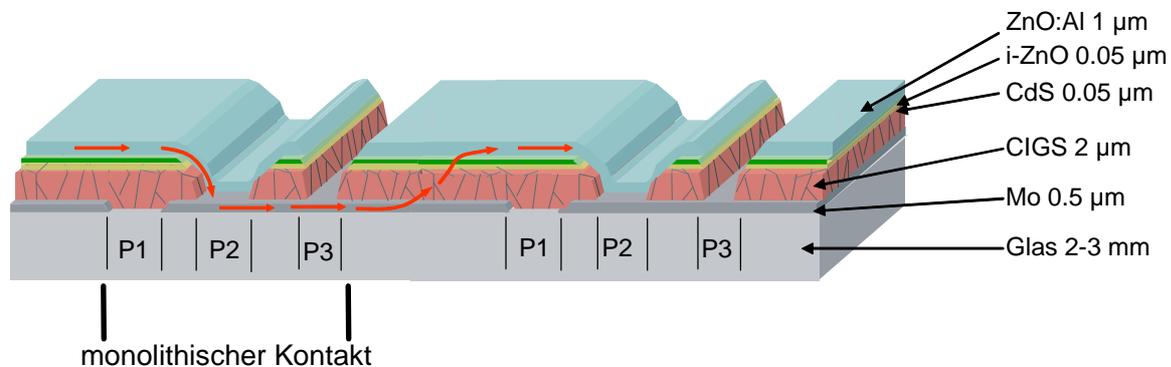


Abb. 8 Schema einer CIS Dünnschichtsolarzelle. Der rote Pfeil deutet den Stromfluss an (Quelle: ZSW, Stuttgart).

Trotz dieser offensichtlichen Vorteile konnten sich die Dünnschichttechnologien aber gegen die Siliziumwafertechnologie (noch) nicht durchsetzen. Dabei lassen sich zwei Hauptprobleme identifizieren: der niedrigere Wirkungsgrad und die noch nicht soweit entwickelte Fertigungstechnologie³.

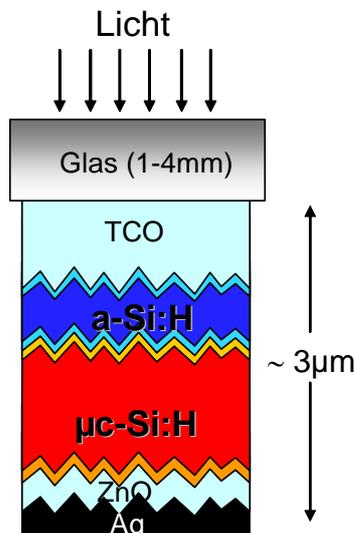


Abb. 9 Schema einer Dünnschichtsolarzelle aus amorphem (a-Si:H) und mikrokristallinem Silizium ($\mu\text{c-Si:H}$). Die Elektrode auf dem Glas besteht aus einer transparenten leitfähigen Metalloxidschicht (TCO = Transparent Conductive Oxide) (Quelle: Forschungszentrum Jülich).

³ Der Vorteil der Siliziumwafersolarzelle in dieser Beziehung beruht natürlich nicht nur auf der PV-Industrie und Forschung sondern auch auf der langjährigen Erfahrung in der Mikroelektronik.

Insbesondere die am weitesten verbreitete Dünnschichtsolarzelle aus amorphem Silizium⁴ weist einen recht niedrigen Wirkungsgrad von weit kleiner als 10% auf. Dieser Nachteil überkompensiert den Vorteil ihrer sehr einfachen Herstellung insbesondere bei Anwendungen in photovoltaischen Kraftwerken⁵. In letzter Zeit wurden allerdings vermehrt Konzepte zu einer starken Erhöhung des Wirkungsgrades von a-Si Zellen entwickelt, die zum Beispiel auf der Kombination mit mikrokristallinem Silizium beruhen [7] (siehe Abb. 9). So konnten Wirkungsgrade von über 10% erreicht werden. Diese Zellkonzepte sind bereits in den ersten Zelllinien umgesetzt worden.

Einen ähnlichen Wirkungsgrad weisen auch die Zellen aus den ersten CdTe-Linien auf. Spitzenreiter in Hinblick auf Wirkungsgrade bei Dünnschichtzellen ist allerdings die CIS-Zelle (siehe Abb. 8), die im Labor schon über 19% erreicht hat [8]. Deshalb wurden starke Aktivitäten zur Überführung dieses Zelltyps in die industriellen Produktion (z.B. bei Würth Solar und Shell Solar) entfaltet. Nur durch das konsequente Hochskalieren dieser Fertigungslinien kann der zweite Nachteil gegenüber der Siliziumwafertechnologie, die geringere Erfahrung im Fertigungsbereich, ausgeglichen werden.

4. Organische und Farbstoffsolarzellen

Um die Kosten der Zellherstellung noch weiter zu senken, macht es Sinn, sich über photoaktive Materialien jenseits von Halbleitern Gedanken zu machen. Hier spielen insbesondere Farbstoff- und Polymersolarzellen eine wichtige Rolle.

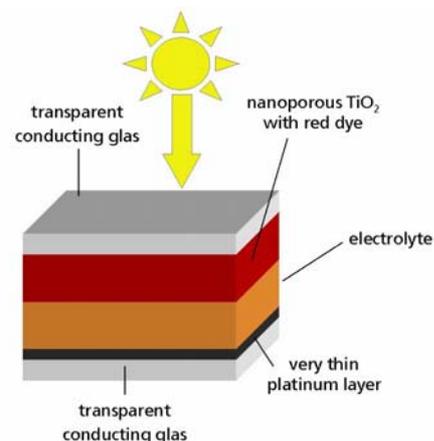


Abb. 10 Links: Farbstoffsolarzellenmodul mit verschiedenen Farbstoffen (Quelle: Fraunhofer ISE). Rechts: Schematische Darstellung einer Farbstoffsolarzelle: Eingebettet zwischen zwei mit transparenten Elektroden versehenen Glasscheiben befindet sich ein Gemisch aus winzigen TiO_2 -Kügelchen, einem Farbstoff und einem Elektrolyten.

⁴ Die amorphe Silizium-Technologie stellt einen Anteil von knapp 10% am gesamten PV-Markt.

⁵ Die amorphe Dünnschichtsolarzelle hat dagegen die Marktnische von Kleinanwendungen in Taschenrechnern, Uhren usw. fast vollständig erobert.

Bei Farbstoffsolarzellen ist der Farbstoff die eigentliche photoaktive Substanz [9]. Dieser kann auf das Spektrum des einstrahlenden Lichtes angepasst werden. Mit diesem Konzept konnten bereits Wirkungsgrade über 10% erreicht werden, allerdings ist hierbei die Langzeitstabilität noch ein wichtiger Entwicklungsschwerpunkt. Auch hier setzt die Wafersiliziumsolarzelle mit ihrer garantierten Lebensdauer von 25 Jahren den Meilenstein.

Polymersolarzellen sind nun der neueste Trend aus dem Bereich der Nicht-Halbleiter-Solarzellen. Die Idee Zellen aus „Plastik“ herzustellen ist natürlich sehr charmant und birgt großes Potential. Allerdings zeigt der bisher erreichte Maximalwirkungsgrad von 5% [10] den noch notwendigen Entwicklungsbedarf auf.

5. Jenseits der Shockley-Queisser-Grenze

Während in den beiden vorangegangenen Kapiteln der Schwerpunkt auf einer starken Kosteneinsparung bei der Zellherstellung lag, soll in diesem Abschnitt die gravierende Erhöhung des Wirkungsgrades Thema sein. Wie schon in Abb. 3 dargestellt, ist ein Hauptverlustfaktor bei der Verwendung von nur einem Halbleitermaterial die Nichtabsorption von langwelligem Licht und Thermalisierung von Ladungsträgern. Verwendet man dagegen einen Stapel aus mehreren Halbleitern mit verschiedenen Bandlücken, so kann dieser Verlust signifikant reduziert werden (siehe Abb. 11).

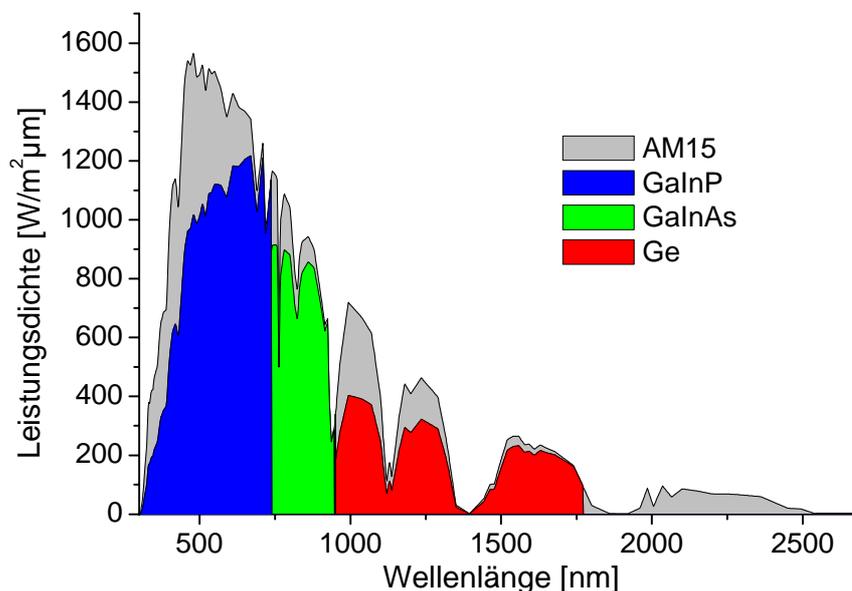


Abb. 11 AM1.5-Spektrum (grau) und die von einem Stapel aus drei verschiedenen Solarzellentypen genutzte Leistungsdichte.

Diese Anordnung nennt sich je nach Anzahl der verwendeten Zelltypen Tandem-, Tripel-, Quadrupel-Solarzelle (die Liste ließe sich noch fortsetzen). Bei einer Tripel-Solarzelle steigt der theoretische Wirkungsgrad von 33% bei einer einfachen Zelle auf 51%. Die Anordnung von Mehrfachsolarzellen kann sowohl rein mechanisch erfolgen oder – wesentlich eleganter –

als monolithischer Aufbau, wie er z.B. als Schichtfolge in einem MOVPE⁶-Reaktor gewachsen werden kann. Experimentell konnten schon Wirkungsgrade weit über 30% erreicht werden [11] und damit die mit Abstand besten Werte in der gesamten Photovoltaik. Leider sind die Kosten solcher Solarzellen aufgrund der teuren verwendeten Materialien um ein Vielfaches höher als die von Siliziumsolarzellen. Daher nutzt man sie hauptsächlich für Weltraumanwendungen und in optischen Konzentratorsystemen.

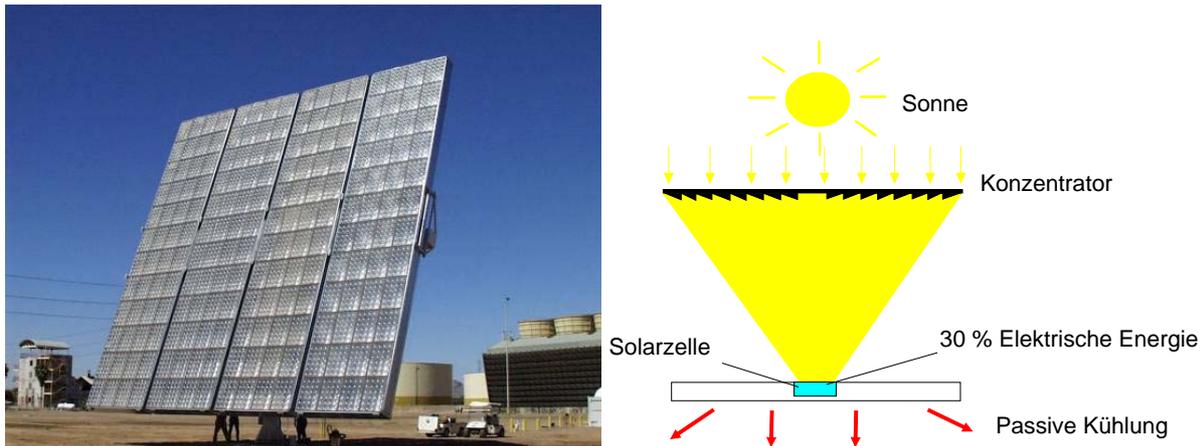


Abb. 12 Links: Zweiachsig nachgeführtes Konzentratorsystem (Quelle: Amonix, USA). Rechts: Prinzip eines Konzentratorsystems (hier mit Fresnellinse). Die verwendeten Tandem- oder Tripelsolarzellen ermöglichen einen sehr hohen Wirkungsgrad von über 30%.

Durch die Verwendung einer kostengünstigen Optik in Form von Spiegeln oder Linsen wird das Sonnenlicht konzentriert. Einfache Konzentratorsysteme, die der Sonne nur um eine Achse nachgeführt werden, erreichen dabei ca. eine 20- bis 50fache Konzentration, während zweiachsig nachgeführte Systeme Konzentrationen von 100- bis 500fach erreichen. Dieser Konzentrationsfaktor spiegelt gleichzeitig die Reduzierung der pro Einheitsfläche benötigten Zellfläche wieder. So können die Zellkosten stark reduziert werden, allerdings sind die Systemkosten aufgrund der notwendigen Nachführung und der optischen Elemente höher. Weiterhin erhöht sich durch die Konzentration der theoretisch mögliche Zellwirkungsgrad, da die Spannung einer Solarzelle logarithmisch mit der Bestrahlungsdichte steigt. Kostenrechnungen zeigen, dass Konzentratorsysteme Kostenvorteile gegenüber Flachmodulen haben, insbesondere wenn die Konzentration hoch gewählt wird und relativ große Einheiten in Form von Konzentratorkraftwerken installiert werden. Mit solchen Systemen konnten bereits sehr hohe Systemwirkungsgrade erreicht werden [12], die Markteinführung wird momentan mit Nachdruck verfolgt.

Neben Mehrfachsolarzellen werden momentan viele Arten neuer Solarzellenkonzepte diskutiert, mit denen es im Prinzip möglich ist, die Shockley-Queisser-Grenze von 33% zu überschreiten. Die meisten dieser neuen Konzepte sind noch Gedankenexperimente, aber die ersten experimentellen Umsetzungen haben begonnen. Als Beispiel sei hier die sogenannte

⁶ MOVPE = metallorganische Gasphasenepitaxie

Hochkonversion [13] genannt, bei der es möglich ist, ohne starke Eingriffe in bestehende Solarzellenkonzepte den theoretisch möglichen Wirkungsgrad signifikant zu steigern.

In Abbildung 13 ist auf der linken Seite eine Standardsolarzelle abgebildet, deren einzige Besonderheit ist, dass sie auf der Rückseite auch ein Kontaktgitter statt einer ganzflächigen Metallisierung hat. So kann langwelliges Licht, dessen Energie zu klein für die Erzeugung eines Elektron-Loch-Paares ist, durch die Zelle passieren. Hinter der Zelle ist nun ein Hochkonverter angebracht, der über ein Zwischenniveau zwei niederenergetische Photonen in ein höherenergetisches Photon wandelt. Dieses Photon wird nun von der Rückseite in die Zelle eingekoppelt und kann dort ein Elektron-Loch-Paar generieren. In ersten Experimenten konnte so Licht mit einer Wellenlänge von ca. 1500 nm und damit weit über der normal für Siliziumsolarzellen nutzbaren Grenzwellenlänge (siehe Abb. 3), ein signifikantes Stromsignal generieren [14]. Noch stecken diese Konzepte experimentell in den Anfängen, aber aufgrund ihres großen Potentials werden sie in der Forschung zukünftig eine große Rolle spielen.

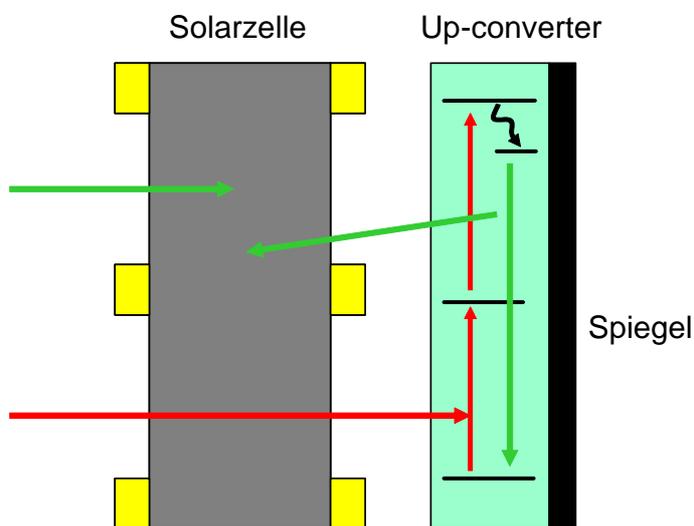


Abb. 13 Prinzip der Hochkonversion (Quelle: T. Trupke und P. Würfel).

6. Zusammenfassung

Die Photovoltaik hat von allen regenerativen Energiequellen das größte Potential. Um dieses effektiv zu nutzen, müssen allerdings die Energiegestehungskosten weiter reduziert werden. Durch die immer weitergehende Industrialisierung auf Basis der Wafersiliziumsolarzelle konnten schon starke Kostensenkungen erreicht werden. Die Photovoltaikindustrie hat sich durch ihr starkes Wachstum mittlerweile von der Mikroelektronik emanzipiert und stellt in Ländern wie Japan oder Deutschland einen stark wachsenden Industriezweig dar. Obwohl die Siliziumsolarzelle mit über 90% Anteil den PV-Markt dominiert, ist das Spektrum der möglichen Zellkonzepte sehr groß. Einige von ihnen, wie Dünnschichtzellen, die eine starke Reduzierung der Herstellungskosten versprechen, sind gerade auf dem Sprung in die Massenfertigung, andere, wie Polymersolarzellen, könnten langfristig relevant werden. Neben einer Reduzierung der Modulherstellungskosten ermöglicht auch eine starke Erhöhung der Wirkungsgrade bei gleichzeitiger Reduzierung der Zellfläche, wie sie in Konzentratorsystemen realisiert werden kann, eine alternative Route zur Verringerung der Energie-

gestehungskosten. Die völlig neuen Konzepte, wie die Hochkonversion, die theoretisch eine starke Erhöhung des maximalen Wirkungsgrades ermöglichen, werden erst auf lange Sicht von Bedeutung sein, machen die Photovoltaik aber nicht nur in Hinblick auf energiepolitische sondern auch auf wissenschaftliche Aspekte so spannend.

Referenzen

- [1] Bubenzer and Luther, "Photovoltaics guidebook for decision makers" (Springer, 2003)
- [2] W. Shockley and H. J. Queisser, *J. Appl. Phys.* **32**, 510 (1961)
- [3] J. Zhao, A. Wang, and M. A. Green, "24.5% Efficiency silicon PERT cells on MCZ substrates and 24.7% efficiency PERL cells on FZ substrates", *Progr. Photovolt.* **7**, 471-474 (1999)
- [4] R. M. Swanson, "Approaching the 29% limit efficiency of silicon solar cells", *Proceedings of the 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference* (2005)
- [5] M. A. Green, J. Zhao, A. Wang, P. J. Reece et al., "Efficient silicon light-emitting diodes", *Nature*, 805 (2001)
- [6] E. Schneiderlöchner, R. Preu, R. Lüdemann, and S. W. Glunz, "Laser-fired rear contacts for crystalline silicon solar cells", *Progr. Photovolt.* **10**, 29-34 (2002)
- [7] B. Rech, J. Müller, T. Repmann, O. Kluth et al., "Amorphous and microcrystalline silicon based solar cells and modules on textured substrates", *Mat. Res. Soc. Symp. Proc.* **762 A3.1**
- [8] M. J. Romero, K. Ramanathan, M. A. Contreras, M. M. Al-Jassim et al., *Proceedings of the NREL Photovoltaic Review Meeting*, (2003) 7
- [9] M. Grätzel, "Perspectives for dye-sensitized nanocrystalline solar cells", *Progr. Photovolt.* **8**, 171-185 (2000)
- [10] C. J. Brabec, "Organic photovoltaics: technology and market", *Sol. Ener. Mater. Sol. Cells* **83**, 273-292(2004)
- [11] R. R. King et al, "Lattice-matched and metamorphic GaInP/GaInAs/Ge concentrator solar cells", *Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion* (2003)
- [12] A. W. Bett, C. Baur, F. Dimroth, G. Lange et al., "FLATCON-modules: technology and characterisation", *Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, pp. 634-7 (2003)
- [13] T. Trupke, M. A. Green, and P. Würfel, "Improving solar cell efficiencies by up-conversion of sub-band-gap light", *J. Appl. Phys.* **92**, 4117-4122(2002)
- [14] T. Trupke, A. Shalav, P. Würfel, and M. A. Green, "Efficiency enhancement of solar cells by luminescent up-conversion of sunlight", *Proceedings of the 14th International Photovoltaic Science and Engineering Conference*, pp.753-756 (2004)