

Photovoltaik – Stand und Perspektiven

Prof. Walther Fuhs
HMI
fuhs@hmi.de

1. Einleitung

Die Geschichte der Photovoltaik beginnt mit den Untersuchungen von A.C. Becquerel, der 1839 fand, dass an Kontakten verschiedener Stoffe bei Belichtung Photospannungen auftreten können. Es hat etwa hundert Jahre gedauert, bis man diese Effekte verstanden hat. Dazu bedurfte es der Entwicklung der Quantenmechanik und der Halbleiterphysik. In die Anfangszeit der Halbleiterphysik fiel bereits 1954 der erste Vorschlag für eine Solarzelle des heutigen Typs nämlich eines pn-Übergangs in einem Silizium-Einkristall. Erst in der letzten Dekade hat sich daraus eine zunehmend bedeutsame Industrie entwickelt. Beachtliche Kostensenkungen führten zu einer stetigen Zunahme des Marktvolumens, die jährliche Wachstumsrate betrug im Mittel fast 20%. Gleichwohl ist der Anteil der Photovoltaik an der Energieerzeugung noch äußerst gering. Dies wird auch nach Auslaufen des 100.000-Dächerprogramms noch so sein. Die interessante Frage ist, ob die Photovoltaik das Potenzial dafür hat, sich so zu entwickeln, dass sie, wie Energieszenarien prognostizieren, einen relevanten Beitrag zum Mix der regenerativen Energien liefern kann. Diese Frage zerfällt in mehrere Teilfragen: Welche Entwicklungen sind technologisch möglich? Wie wird sich die Nachfrage (Märkte) entwickeln? Welche Rolle spielt bei einer solchen Entwicklung die öffentliche Förderpolitik? Obwohl diese Fragen alle gleichgewichtig sind, befasst sich dieser Beitrag ausschließlich mit der ersten Frage, der technologischen Machbarkeit.

Abbildung 1
Theoretischer Wirkungsgrad [1] und im Laboratorium erzielte Wirkungsgrade von c-Si, GaAs, CuInSe₂ und CdTe [2].

wie die Dünnschicht Halbleiter CuInSe₂ (CIS) und CdTe. Die Höhe der Balken kennzeichnet das beste bislang im Laboratorium mit Zellen kleiner Fläche realisierte Ergebnis: Si 24,6%, GaAs 25,1%, CuInSe₂ 18,8% und CdTe 15,6%. Im Labor haben sich diese Technologien also schon nahe an die theoretischen Grenzen herangearbeitet. Diese wissenschaftlichen und technologischen Erfolge können aber in einer Produktion bei der es auf kostengünstige Prozesse und hohe Ausbeute ankommt, nicht umgesetzt werden. So haben derzeit PV-Module aus einkristallinem oder multikristallinem Silicium Wirkungsgrade von 12 – 15%.

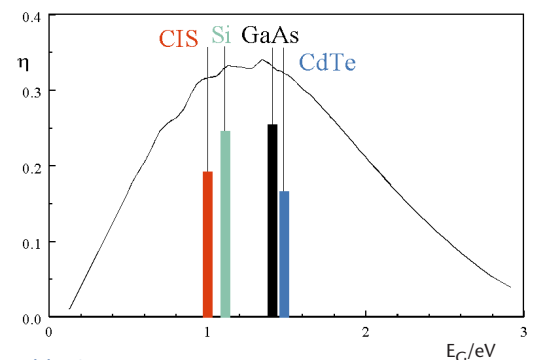


Abb. 1

2. Stand der Entwicklung

Für den Wirkungsgrad einer Solarzelle gibt es eine theoretische Grenze. Abb. 1 zeigt diesen theoretisch erreichbaren Wirkungsgrad als Funktion der Energielücke des Halbleiters. Danach ist es günstig, mit Halbleitern zu arbeiten, die Energielücken um 1 bis 1,5 eV haben. In diesem Bereich liegen Silicium und Galliumarsenid so-

Der modulare Aufbau sowohl der PV-Module als auch der Systeme ermöglicht der Photovoltaik eine breite Palette von Einsatzmöglichkeiten, die von den verschiedensten Konsumerapplikationen im Bereich niedriger Leistung über die Anlagen im kW-Bereich für Wohnhäuser bis hin zu großen PV-Anlagen mit Leistungen bis in den MW Bereich reichen. Wir haben uns längst im täglichen Leben an solche Anlagen gewöhnt. Die Abb. 2 zeigt als Beispiel die von Siemens Solar auf dem Münchner Messegelände erstellte Anlage mit einer Leistung von 1 MW_p, eine Anlage gleicher Größe wurde in Herne errichtet. Die Ergebnisse zeigen, dass man mit solchen Anlagen auch in unseren Breiten sinnvoll elektrische Energie erzeugen kann. Im Mittel kann man mit einer installierten Leistung von 1 kW_p in Deutschland pro Jahr elek-



Abbildung 2
PV-Anlage von
Siemens Solar mit
einer Leistung von
1 MW_p auf dem
Messegelände in
München-Riem [3].

trische Energie von etwa 850 kWh erzeugen. Während netzgekoppelte PV-Anlagen mit der traditionellen Stromerzeugung konkurrieren müssen, sind netzferne Anwendungen in vielen Fällen ökonomisch die richtige Lösung und rentabel. Dies ist zur Zeit der eigentliche Markt der Photovoltaik, denn 30% der Weltbevölkerung lebt noch immer netzfern. In der ersten Hälfte der 90er Jahre war deshalb der überwiegende Anteil der installierten Anlagen netzfern. In den letzten Jahren ist aber der Einsatz von netzgekoppelten Anlagen dank der Förderprogramme erheblich angewachsen und vor allem in Deutschland dominant.

Der PV Markt ist in den letzten zehn Jahren mit Wachstumsraten von 15-20% jährlich gewachsen. 1999 wurden weltweit Module mit einer Leistung von insgesamt 200 MW_p ausgeliefert. Der überwiegende Anteil mit über 80% basiert dabei auf der traditionellen Silicium Wafertechnologie (siehe Abb. 3), bei der ca. 300 µm dicke Scheiben von einkristallinem (42,1%) oder blockgegossenem multikristallinen Silicium (42,3%) zu Zellen prozessiert werden. Zu diesen Technologien muss man auch das Bandziehverfahren (EFG: edge defined film fed growth) rechnen, das besondere Bedeutung gewinnen kann, weil es das Zerschneiden in Wafer und die damit verbundenen Materialverluste vermeidet. Das amorphe Silicium (a-Si) ist die einzige Dünnschichttechnologie, die bislang den Durchbruch zur Massenproduktion geschafft hat und sich am Markt etablieren konnte.

3. Ökologische Bewertung

Photovoltaik hat aus ökologischer Sicht eine Reihe von Vorteilen gegenüber konventionellen Technologien für die Energieerzeugung. Photovoltaikanlagen verursachen keinen Lärm und erzeugen weder toxische noch klimatisch bedenkliche Emissionen. Nach bisherigen Erfahrungen und Untersuchungen ist auch die Herstellung der Anlagen aus Sicht der Sicherheit und des Umweltschutzes unbedenklich [5]. Im Zentrum einer ökologischen Bewertung der Photovoltaik steht die Frage, wieviel Energie zur Fertigung eines Photovoltaiksystems aufgewendet werden muss (kumulierter Energieaufwand KEA) und wie lange das System betrieben werden muss, um diese Energie wieder einzufahren (energy pay back time EPBT).

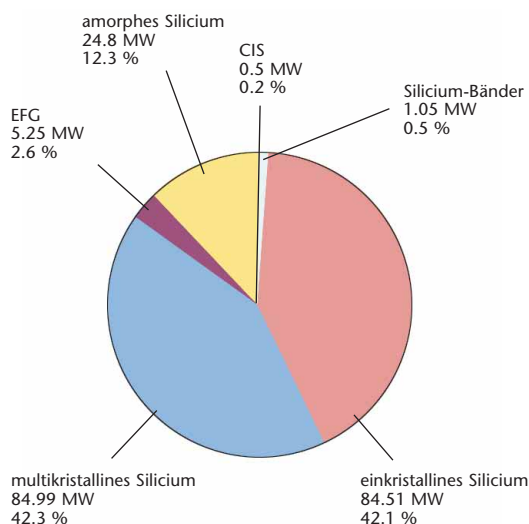


Abbildung 3
Marktanteile
der PV-Technologien
1999 [4]

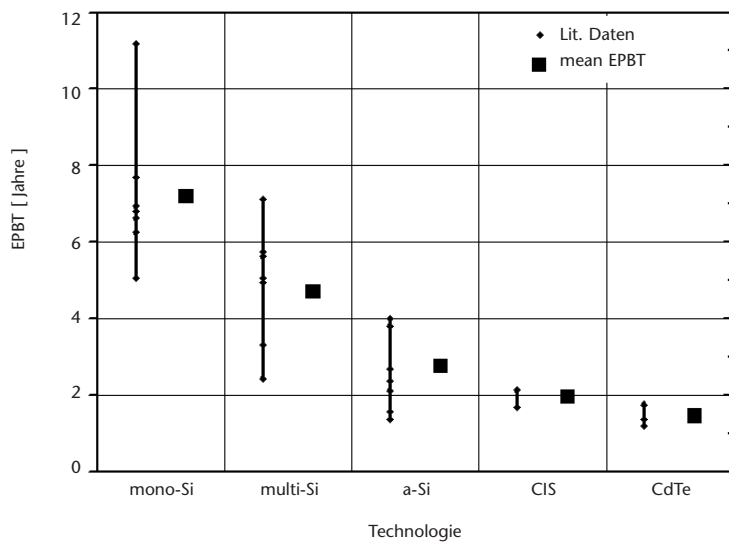


Abbildung 4
Energierückzahlzeit (EPBT) von verschiedenen PV-Anlagen [6].

In der Vergangenheit wurde sehr häufig als "Killerargument" gegen die Photovoltaik vorgebracht, dass sie nicht in der Lage sei, die zur Herstellung aufgebrauchte Energie während ihrer Lebensdauer zu ernten. Die Beantwortung dieser Frage benötigt eine detaillierte Prozesskettenanalyse der Herstellungsprozesse. Die in der Literatur veröffentlichten Werte zum KEA streuen recht breit, sie unterscheiden sich durch Annahme unterschiedlicher Szenarien und sind wohl auch in manchen Fällen durch systematische Fehler belastet. Die Abb. 4 fasst EPBT-Daten zusammen, die mit KEA-Werten aus der Literatur zu den verschiedenen Zellentechnologien nach geringfügiger Vereinheitlichung errechnet wurden [6]. Naturgemäß streuen die Aussagen bei kristallinem Silicium wegen der unterschiedlichen Eingangsannahmen erheblich. Betrachtet man die Mittelwerte (fette Punkte), so liegt die Rückzahlzeit für monokristallines Silicium bei etwa 7 Jahren und für multikri-

stallines Silicium bei 5 Jahren. Andere Arbeiten in der Literatur gehen von einem Wert von 3-5 Jahren aus. So gibt Siemens Solar für die 1 MW Anlage in München-Riehm einen Wert von 4,5 Jahren an, was einem Erntefaktor von 6,5 entspricht [3]. Bei den Dünnschichtsolarzellen wird eine erhebliche Senkung auf Werte unter 2 Jahre erwartet. Solche Daten zeigen, dass PV-Anlagen in der Tat während ihrer Lebensdauer ein Vielfaches der zur Produktion aufgewendeten Energie einspielen und in diesem Sinne nachhaltig sind.

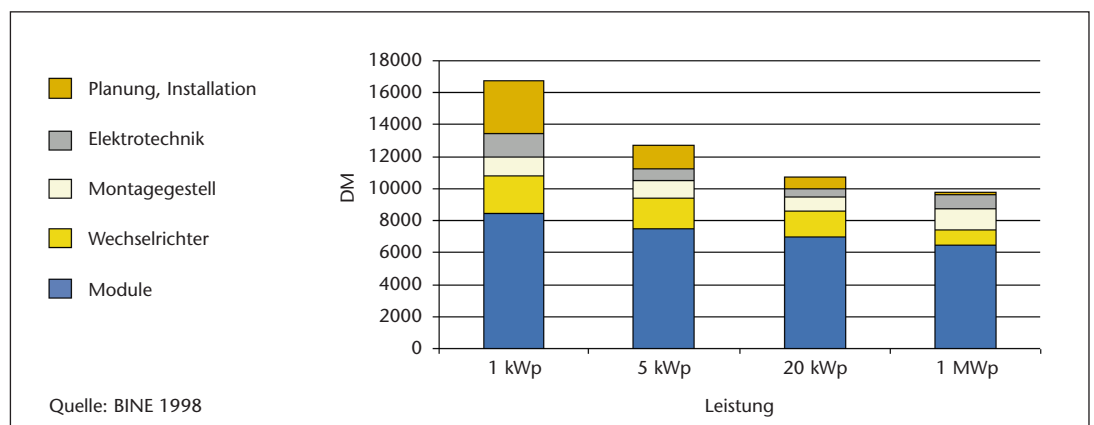
4. Kostenstruktur der Photovoltaik

Das wesentliche Hindernis einer breiteren Nutzung der Photovoltaik sind die hohen Kosten von derzeit etwa 1,30 – 1,50 DM/kWh. Abb. 5 zeigt, dass Anlagenkosten grob zu 60% bei den Modulen und zu 40% bei den System- und Baukosten entstehen. Bei den Modulen entfallen grob 65% der Kosten auf die Zellen (Material und Prozessierung). Mit zunehmender Anlagengröße steigt dabei der Anteil der Modulkosten.

Die Kosten kleiner netzgekoppelter Systeme haben sich in den letzten 10 Jahren durch Fortschritte sowohl bei den PV-Modulen als auch den Systemkomponenten fast halbiert.

Die Kosten für PV-Module entwickelten sich, wie man es von einem typischen industriellen Massenprodukt erwartet: Die Entwicklung folgt einer "Lernkurve". In einer solchen Darstellung (Abb. 6) trägt man in einer doppelt-

Abbildung 5
Spezifische Kosten (pro kW_p installierter Leistung) von netzgekoppelten PV-Anlagen unterschiedlicher Größe. Quelle: BINE 1998, Kiefer, Fraunhofer ISE

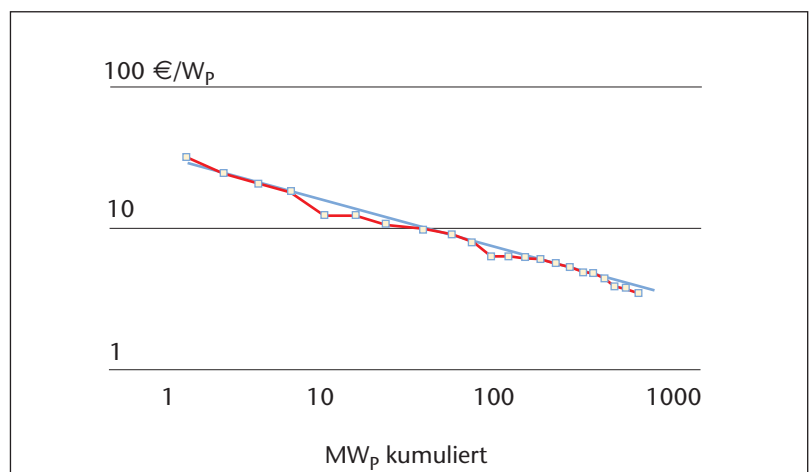


logarithmischen Skala die spezifischen Kosten (EURO/W_p) zu einer Zeit t über dem bis zu dieser Zeit t akkumulierten Produktionsvolumen auf. Derzeit beträgt der Modulpreis um 4 EURO/W_p und es wurden bislang insgesamt Module mit einer Leistung von fast 1 GW_p produziert. Die Daten erstrecken sich auf einen Zeitraum von etwa 1970 bis 1999. Diese Darstellung beschreibt durch Betrachtung des gesamten bis zu einem Zeitpunkt produzierten Volumens den in der Produktion erzielten Rationalisierungseffekt und Erfahrungszuwachs. Es ergibt sich wie auch für andere Industrieprodukte in dieser Auftragslage eine Gerade, aus deren Verlauf sich ablesen lässt, dass eine Verdopplung des Produktionsvolumens zu einer Kostendegression von etwa 20% führte.

Diese Entwicklung beruht nicht einfach auf den Rationalisierungseffekten durch Aufbau größerer Fertigungskapazitäten sondern ganz wesentlich auf technologischen Fortschritten und Durchbrüchen in der Weiterentwicklung der klassischen Silicium-Wafertechnologie. Man muss aber beachten, dass hier nur die Modulkosten betrachtet wurden. Es kommt im gleichen Umfang auch auf die Systemkosten an, deren Anteil bei PV-Anlagen bei etwa 40% liegt. Die Preisentwicklung lässt sich im Fall der Systemkosten wegen der Vielfalt und Verschiedenheit der Anwendungen nicht leicht in einer solchen Lernkurve darstellen. In der Vergangenheit wurden beträchtliche Kostensenkungen durch technische Neuentwicklungen wie z.B. bei den Wechselrichtern erzielt. In Zukunft wird sicher die Miniaturisierung und zunehmende Verwendung standardisierter Systemkomponenten zu weiteren Kostensenkungen über Rationalisierungseffekte bei größeren Stückzahlen führen.

Auf der Basis der bisherigen Entwicklungen kann man eine Prognose für die mittlere Zukunft wagen. Lässt sich die Wachstumsrate des PV-Marktes von etwa 20% jährlich fortsetzen, so wird das jährliche Produktionsvolumen von derzeit 200 MW/a auf 1.200 MW/a im Jahr 2010 ansteigen. Das akkumulierte Produktionsvolumen wird dann bei 7.000 MW liegen und, extrapoliert man die Lernkurve, so wird der Modulpreis etwa 2 EUR/W_p betragen. Verläuft die Kostensenkung bei den System-

komponenten ähnlich, so werden die Kosten der Photovoltaik 2010 damit um etwa 50% niedriger als heute sein. Es ist nützlich, sich die Bedeutung solcher Zahlen klarzumachen. Sie bedeuten, dass in den nächsten 10 Jahren Anlagen mit einer Leistung von etwa 6 GW zusätzlich errichtet werden müssen. Diese Zahl ist beeindruckend hoch. Man muss aber davor nicht erschrecken. Allein schon die bekannten Zielplanungen der Europäischen Union (3 GW) und von Japan (5 GW) liegen über den extrapolierten Erwartungen. Entscheidend wird dabei natürlich die Entwicklung der Nachfrage sein. Falls die in Deutschland installierte PV-Leistung (derzeit etwa 40 MW) in demselben



Tempo wächst, wird der Anteil der Photovoltaik an der Stromerzeugung in Deutschland 2010 bei 0,1% liegen. Dies ist energiewirtschaftlich zwar sehr wenig, extrapoliert man aber weiter, so erwartet man das Überschreiten der wichtigen 1% Marke etwa 2020, und bereits 2030 könnte der Beitrag an der Stromerzeugung bei 10% liegen.

Abbildung 6
Lernkurve von
Photovoltaikmodulen
Quelle: ASE 1999

5. Technologische Optionen

Zukünftige Kostensenkungen werden sicherlich durch zunehmende Automatisierung und Standardisierung unterstützt werden. Dies kann aber nicht ausreichen, es wird erheblicher technologischer Erfolge mit neuen Material- und Zellentechnologien bedürfen. Dieser Abschnitt stellt einige der technologischen Optionen vor, die es für eine solche Entwicklung gibt.

5.1 Silicium-Technologie

Die traditionelle Si-Wafertechnologie hat noch ein hohes Entwicklungspotenzial, sie wird auf lange Zeit die tragende Technologie der Photovoltaik sein. Mit dem Ziel zur Senkung der Materialkosten werden neue Verfahren für die Substratherstellung (z.B. solargrade silicon und das EFG- Bandziehverfahren) entwickelt. Die Verwendung dünnerer Absorber wird zu beträchtlichen Materialeinsparungen führen, wenn man lernt, die Prozessierung dünner Si-Absorber in der Produktion sicher zu beherrschen. Es gibt Ansätze für Verbesserungen der Zellentechnologie von ein- oder multikristallinem Silizium, die zu höheren Modulwirkungsgraden (nahe 20%) führen können.

Eine umfangreiche europäische Studie [7], an der PV-Firmen und Forschungseinrichtungen beteiligt waren, kam zu dem Schluss, dass für eine Kostensenkung die Ausweitung der Marktgröße entscheidend sei. In dieser Studie wurde die Realisierbarkeit einer Produktionsanlage einer Größe von 500 MW/Jahr auf der Basis der kristallinen Si-Technologie (einkristallines, multikristallines Silicium und EFG-Si) untersucht. Es zeigte sich, dass der Realisierung einer solchen Anlage keine Materialfragen oder apparative Probleme entgegenstehen, und dass auf diesem Produktionsniveau mit verschiedenen kristallinen Si-Technologien ohne wesentliche technologische Extrapolation Module zu einem Preis um 1 EUR/W_p gefertigt werden können. Die Kostensenkungen ergaben sich hauptsächlich durch Verbilligung im Einkauf der Materialien, Standardisierung der Maschinen und Automatisierung. Am günstigsten lag mit 0,71 EUR /W_p das durch den EFG-Prozess (edge defined Film Growth) bandgezogene Silicium, gefolgt von multikristallinem Silicium mit 0,91 DM/W_p.

5.2 Dünnschichttechnologien

Dünnschichtsolarzellen sind dabei, sich als Zellen der zweiten Generation im Markt zu bewähren und zu etablieren. Hochproduktive Dünnschichttechnologien verbinden geringen Material- und Energieverbrauch mit einfacher Prozesstechnologie und der Möglichkeit zur kostengünstigen großflächigen Fertigung.

Sie bieten daher Aussicht auf substantielle Senkungen der Herstellungskosten und der Energierückzahlzeit (Abb. 4). Die am weitesten fortgeschrittenen Dünnschichttechnologien sind derzeit amorphes Silicium (a-Si), Verbindungshalbleiter Cu(In,Ga)(S,Se)₂ (CIS) und CdTe [8]. Am reifsten ist die Technologie des amorphen Siliciums und seiner Verbindungen, die inzwischen die Barriere zu Massenfertigung überschritten hat. Solche Module werden derzeit mit Wirkungsgraden von 6 – 8% an verschiedenen Stellen produziert und haben sich einen Marktanteil von etwa 12% erobert. Mit Cu(In,Ga)Se₂ (CIGS) und CdTe wurden beeindruckende Wirkungsgrade von 18,8% und 15,6% im Laboratorium erzielt. Mit der CIS Technologie wurde in einer Pilotfertigung der bislang weltweit höchste Modulwirkungsgrad (1,20 x 0,4 m²) mit 12,1% realisiert [9]. Für beide Technologien, CIS und CdTe, werden derzeit in Deutschland Pilotanlagen mit dem Ziel einer Ausweitung zu einer Produktionsanlage im 10 MW Bereich errichtet. Weiter entfernt von der industriellen Umsetzung sind derzeit noch Dünnschichtsolarzellen aus kristallinem Silicium auf kostengünstigem Fremds substrat. Auf lange Sicht als Zelle der dritten Generation ist eine kristalline Dünnschichtzelle aus Silicium vor allem deshalb attraktiv, weil sie das Potenzial zu hohem Wirkungsgrad besitzt, ausreichende Ressourcen vorhanden sind und die Materialien ökologisch unbedenklich sind.

Das Potenzial der Dünnschichttechnologien wurde ebenfalls in einer europäischen Studie bewertet [10]. Es wurde dabei gezeigt, dass Dünnschichttechnologien in einer Produktionsanlage von 60 MW_p/Jahr Herstellungskosten für Module von weniger als 1 EUR/W_p erwarten lassen. Dabei ergab sich, dass bezüglich der Herstellungskosten fast kein Unterschied zwischen den einzelnen Technologien (a-Si:H, CIS, CdTe) zu erwarten ist. Ob sich solche Erwartungen erfüllen lassen, wird davon abhängen, ob es gelingt Verfahren zu entwickeln, die großflächige Abscheidung mit hoher Rate, mit einfacher Prozesstechnologie und hoher Ausbeute vereinigen.

5.3 Innovative Zellenstrukturen

In vielen Laboratorien werden neue Bauelementkonzepte entwickelt, die auf eine Erhöhung der Wirkungsgrade und kostengünstigere Herstellung zielen. Zwei solche Beispiele sollen hier genannt werden: Multispektralzellen und Injektionsolarzellen. Der maximal mögliche Wirkungsgrad einer Solarzelle ist durch die Energielücke des absorbierenden Halbleiters bestimmt, für Silicium beträgt er 33% (Abb. 1).

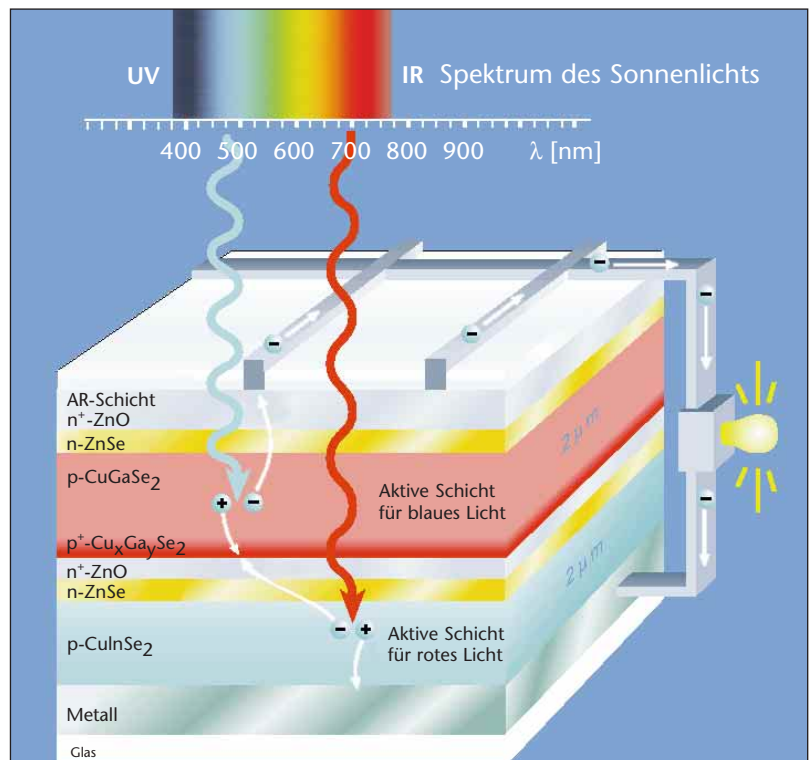
Der entscheidende intrinsische Verlustmechanismus entsteht dabei dadurch, dass der Überschuss der Photonenenergie über die Energielücke E_G als Wärmeenergie verloren geht. Dies führt dazu, dass Silicium den blauen, kurzwelligeren Spektralbereich des Sonnenspektrums nur sehr unvollständig nutzen kann. Kombiniert man Zellen aus mehreren Halbleitern mit verschiedenen Energielücken E_{G1} und E_{G2} , so können solche Verluste durch die vollständigere Nutzung des Sonnenspektrums beträchtlich gesenkt werden (Multispektral- oder Tandemzellen). So beträgt für eine Tandemstruktur aus zwei Halbleitern mit $E_{G1}=1,0$ eV und $E_{G2}=1,9$ eV der mögliche Wirkungsgrad 44%. Im Labor wurden solche monolithischen Zellen auf der Basis von III-V Halbleitern wie GaInP und GaAs für Anwendungen im Weltraum oder in konzentrierenden Systemen bereits mit einem Wirkungsgrad von 30,3% realisiert. Attraktiv ist die Realisierung einer solchen Zelle mit Hilfe der billigeren Dünnschichttechnologie der Chalkopyrithalbleiter $\text{Cu}(\text{In,Ga})(\text{S,Se})_2$. In dieser Stoffgruppe kann die Energielücke über die Zusammensetzung im Bereich 1,0-2,4 eV variiert werden. Die Abb. 7 zeigt das Schema einer solchen Zelle aus CuInSe_2 (1,0 eV) und CuGaSe_2 (1,68 eV). Der theoretische Wirkungsgrad einer solchen Kombination liegt bei 38%. Die Realisierung solcher Zellenkonzepte liegt wahrscheinlich weit in der Zukunft. Sie versprechen hohe Wirkungsgrade auch für die kostengünstigen Dünnschichttechnologien.

Auf Prozessverbilligung zielen Zelltypen, die ultradünne Absorber (100 nm) benutzen. Damit das Sonnenlicht in solchen Schichten effizient genutzt werden kann, muss das Absorbiermaterial hochabsorbierend sein und die aktive Fläche durch Strukturierung vergrößert werden. Das Prinzip besteht darin, dass

schnelle Ladungstransferprozesse an den Heterogrenzflächen zur effektiven Trennung der lichterzeugten Elektron-Loch-Paare führen. Ein solches Prinzip wurde in den Farbstoffsensibilisierungszellen als elektrochemische Solarzelle mit einem Laborwirkungsgrad um 10 % realisiert [11]. Attraktiv ist die Entwicklung einer ultradünnen Solarzelle auf Festkörperlösungsbasis, die dieses Prinzip nutzt.

Abbildung 7

Schema einer Multispektralzelle auf der Basis der Chalkopyrite $\text{Cu}(\text{In,Ga})(\text{S,Se})_2$.
Quelle: HMI



6. Schlussbemerkungen

Die Photovoltaik hat in dem vergangenen Jahrzehnt eine sehr erfolgreiche Entwicklung genommen. Extrapolation der bisherigen Entwicklung in die Zukunft zeigt, dass die Photovoltaik sich zu einem auch energiewirtschaftlich relevanten Faktor entwickeln kann. Es gibt die dafür notwendigen technologischen Optionen. Dies braucht aber Zeit: Bis 2010 wird die jährliche Produktion von PV-Modulen in den Giga-Watt-Bereich vorstossen und erst um 2020 wird der Beitrag zur Erzeugung elektrischer Energie die 1% Barriere überschreiten können. Bei der Beurteilung der technologischen und wissenschaftlichen Perspektiven ist die hier vorgenommene Extrapolation recht

konservativ. Sie stützt sich auf das, was in Projekten in den Instituten des Forschungsverbundes Sonnenenergie und anderen Forschungseinrichtungen schon als Konzept existiert.

Wenn man solch lange Zeiträume betrachtet, ist aber vielleicht doch etwas mehr Vision erlaubt. So liegt z.B. der thermodynamische Wirkungsgrad der photoelektrischen Energie-wandlung bei über 80%, und es könnte in einiger Zukunft neue Materialien und neue Wandlungsprinzipien geben, von denen wir heute noch nichts ahnen. So etwas könnte entstehen durch Wechselwirkung mit anderen Bereichen der Naturwissenschaften wie Nanotechnologien oder Biowissenschaften. Wer Transistoren in den 50er Jahren oder auch 60er Jahren sah, konnte nicht ahnen, wie daraus leistungsfähige integrierte Mikroelektronik entsteht, die heute mehr und mehr unser Leben bestimmt. Zur Realisierung einer Energie-welt, in der die Photovoltaik eine wichtige Rolle spielt, braucht es nicht nur des Aufbaus gigantischer Fertigungskapazitäten. Es werden dazu Innovationen benötigt, die entlang der Lernkurve zu Kostensenkungen führen können. Zur Erarbeitung der neuen Optionen für die benötigten Technologien und deren Erschließung, braucht es weiter intensiver Forschung in den Grundlagen und in den Anwendungen.

7.Literatur

- [1] P. Würfel, Physik der Solarzellen, Spektrum, Akad. Verlag (1995)
- [2] Prog. Photovolt. Res. Appl. 8 (2000) 187
- [3] E. Cunow, B. Giesler, P. Hopf und G. Maier, Proc. 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion (1998) 2472
- [4] Photon (3/2000) 26
- [5] V. M. Fthenakis und P. D. Moskowitz, Prog. Photovolt. Res. Appl. 8 (2000) 27
- [6] J. Möller, D. Heinemann und D. Wolters, Proc. 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion (1998) 2279
- [7] APAS-Studie T. M. Bruton et.al., Proc. 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference (1997) 11
- [8] W. Fuhs und R. Klenk, Proc. 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion (1998) 381
- [9] F. Karg, Technical Digest 11th Int. Photovoltaic Science and Engineering Conference (1999) 627
- [10] APAS-Studie J. M. Woodcock et. al., Proc.14th European Photovoltaic Solar Energy Conference (1997) 857
- [11] M. Grätzel und A. J. McEvoy, Proc.14th European Photovoltaic Solar Energy Conference (1997) 1820