

Diplomarbeit

am Institut für Angewandte Betriebswirtschaftslehre
und Unternehmensführung
der Universität Karlsruhe (TH)

Innovation als Erfolgsfaktor in der Photovoltaik-Industrie

-

Eine technometrische Analyse

Vorgelegt von: **Martin Reeker**

Referent: **Prof. Dr. H.G. Gemünden**

Betreuer: **PD Dr. H. Grupp**

Adresse des Verfassers:
Gottesauer Straße 15
76131 Karlsruhe

Studiengang:
Wirtschaftsingenieurwesen
Abgabetermin: 18.08.2000

Abstract

Die Photovoltaik ist von großem Interesse für den Energiesektor, da sie die Erzeugung von elektrischem Strom bei gleichzeitig sehr geringer Belastung der Umwelt ermöglicht. Aufgrund der hohen Stromerzeugungskosten hat sie jedoch bis heute nur einen sehr geringen Anteil an der weltweiten Stromerzeugung. Technische und ökonomische Verbesserungen sowie staatliche Markteinführungsprogramme haben allerdings in den letzten Jahren zu hohen Wachstumsraten geführt. Mit Hilfe der Technometrie soll überprüft werden, ob innovative Firmen von diesem Wachstum überproportional profitieren konnten. Dazu werden die in der Technometrie gemessenen technischen Eigenschaften ausgewählter Solarmodule mit der Veränderung der Marktanteile der jeweiligen Hersteller verglichen. Es kann in dieser Arbeit gezeigt werden, dass sich für den Zeitraum von 1987 bis 1996 ein Zusammenhang nachweisen lässt, nicht jedoch für den Zeitraum von 1996 bis 1999. Durch die in den letzten Jahren erfolgten massiven staatlichen Eingriffe in die Nachfrage und das dadurch ausgelöste Wachstum reflektieren die Marktanteile nicht die Fortschrittlichkeit der Solarmodule der Hersteller. Ein zweiter Grund ist die unvollständige Datenbasis, die der Technometrie zugrunde liegt.

Inhaltsverzeichnis

1.1 Dickschicht-Solarzellen.....	5
1.1.1 Herstellung der Silizium-Wafer.....	6
1.1.2 Herstellung von mono- und polykristallinen Solarzellen.....	7
1.2 Herstellung von Dünnschicht-Solarzellen.....	9
1.2.1 Dünnschicht-Solarzellen auf Basis von amorphem Silizium.....	10
1.2.2 Dünnschicht-Solarzellen auf Basis von Kupfer-Indium-Diselenid.....	11
1.2.3 Dünnschicht-Solarzellen auf Basis von Gallium-Arsenid und Cadmium-Tellurid.....	12
1.3 Herstellung von Solarzellenmodulen.....	13
1.4 Innovative Ansätze zur Verbesserung von Solarzellen.....	15
1.5 Ausblick.....	19
2.1 Marktentwicklung nach Technologien.....	23
2.2 Marktentwicklung weltweit.....	24
2.3 Marktentwicklung Japan.....	26
2.4 Marktentwicklung USA.....	27
2.5 Marktentwicklung Europa.....	28
2.6 Firmenzusammenschlüsse und neue Marktteilnehmer.....	29
2.7 Förderprogramme.....	31
2.8 Zusammenfassung.....	34
3.1 Data Envelopment Analysis.....	38
3.1.1 Das BCC-Modell der DEA-Analyse.....	40
3.2 Technometrie.....	43
3.2.1 Algorithmus der Technometrie.....	44
4.1 Datenbasis.....	51
4.2 Der Photovoltaik-Markt 2000.....	54
4.3 DEA-Analyse für ASE und Siemens Solar.....	55
5.1 Auswahl der Daten.....	60
5.2 Datenbeschaffung.....	64
5.3 Ergebnisse der Technometrie 1987 bis 1999.....	68
5.4 Technometrische Bewertung und Veränderung der Marktanteile.....	74
5.4.1 Ergebnisse der Technometrie für 1987 bis 1992.....	76
5.4.2 Ergebnisse der Technometrie für 1991 bis 1997.....	77
5.4.3 Ergebnisse der Technometrie für 1996 bis 1999.....	78
5.4.4 Ergebnisse der Technometrie für 1987 bis 1999.....	79
5.5 Kritik der Meßergebnisse.....	81

Jahr	B
Jahresproduktion in MWp/a	B
Preis pro Wp	B
in US\$	B
Umsatz.....	B
in Mio. US\$	B

8. Anhang

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Funktionsweise einer Solarzelle.....	4
Abbildung 2: Prozeßschritte in der Solarzellenherstellung.....	7
Abbildung 3: Kristalline Silizium-Solarzelle.....	10
Abbildung 4: Amorphe Silizium-Solarzelle.....	11
Abbildung 5: CIS-Solarzelle.....	12
Abbildung 6: Aufbau eines Solarmoduls.....	13
Abbildung 7: Solarmodul aus Dünnschichtzellen.....	15
Abbildung 8: LGBC-Solarzelle.....	17
Abbildung 9: Hetzel-Solarzelle.....	18
Abbildung 10: Preisentwicklung und Produktionsmengen.....	22
Abbildung 11: Marktentwicklung nach Technologien.....	23
Abbildung 12: Marktentwicklung nach Regionen.....	25
Abbildung 13: Marktanteil nach Firmen.....	26
Abbildung 14: Marktentwicklung Japan.....	26
Abbildung 15: Marktentwicklung USA.....	27
Abbildung 16: Marktentwicklung Europa.....	28
Abbildung 17: Beispiel DEA-Problem.....	39
Abbildung 18: Lösung DEA-Beispiel.....	42
Abbildung 19: DEA-Analyse des deutschen Photovoltaik-Marktes.....	54
Abbildung 20: DEA-Analyse für ASE Solarmodule.....	56
Abbildung 21: DEA-Analyse für Siemens-Solarmodule.....	57
Abbildung 22: Entwicklung der technometrischen Bewertung.....	74
Abbildung 23: Ergebnisse der Technometrie für 1987 bis 1992.....	76

Abbildung 24: Ergebnisse der Technometrie für 1991 bis 1997.....	78
Abbildung 25: Ergebnisse der Technometrie für 1996 bis 1999.....	79
Abbildung 26: Ergebnisse der Technometrie für 1987 bis 1999.....	80
Abbildung 27: Preise, Produktion und Umsatz der PV-Industrie.....	83
Abbildung 28: Ölpreise und Marktentwicklung.....	84

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Wirkungsgrade nach Technologien.....	19
Tabelle 2: Japan: Photovoltaik-Budget in Mrd. Yen.....	32
Tabelle 3: Förderprogramm Deutschland.....	33
Tabelle 4: Lösung DEA Beispiel (Output-orientiertes BCC).....	41
Tabelle 5: Beispiel Laserdrucker 1998.....	45
Tabelle 6: Technometrie Laserdrucker 1998.....	45
Tabelle 7: Beispiel Laserdrucker 2000.....	46
Tabelle 8: Technometrie Laserdrucker 2000.....	46
Tabelle 9: Technometrie Laserdrucker: Aggregierte Werte 1998 und 2000.....	47
Tabelle 10: Ergebnis der Expertenbefragung.....	63
Tabelle 11: Datenbasis der Technometrie.....	66
Tabelle 12: Marktanteile einzelner Hersteller in MWp.....	66
Tabelle 13: Marktabdeckung der Untersuchung.....	67
Tabelle 14: Referenzwerte für die Technometrie.....	68
Tabelle 15: Technometrie: Einzelwerte für das Jahr 1987.....	69
Tabelle 16: Technometrie: Gesamtbewertung für das Jahr 1987.....	70
Tabelle 17: Technometriewerte für das Jahr 1991.....	71
Tabelle 18: Technometriewerte für das Jahr 1996.....	72
Tabelle 19: Technometriewerte für das Jahr 1998.....	73
Tabelle 20: Veränderung der Technometriewerte von 1987 bis 1998.....	75
Tabelle 21: Veränderung der Marktanteile einzelner Hersteller.....	76
Tabelle 22: Technometriewerte 1998, sechs Merkmale.....	81
Tabelle 23: Aggregierte Technometriewerte, sechs und vier Merkmale.....	82

Einleitung

„Photovoltaikkraftwerke im Gigawatt-Maßstab, plaziert entlang der Seidenstraße, aufgereiht wie Perlen auf einer Schnur, untereinander verbunden durch supraleitende Hochleistungskabel: Idee einiger Japanischer Wissenschaftler, die nicht wissen, was sie mit ihrer Zeit anfangen sollen? Oder konkreter Plan, der Versteppung im Inneren Chinas etwas entgegen zu setzen, die Landwirtschaft zu beleben, den Menschen Arbeit und Nahrung zu geben?“¹

Diese Vision für den Einsatz der Photovoltaik wurde bei Sanyo Electric in Japan entwickelt. Bis solche Projekte auch nur ansatzweise durchgeführt werden können, muß die Photovoltaik-Industrie die technischen und ökonomischen Eigenschaften von Solarmodulen noch wesentlich verbessern. Allerdings nimmt die Photovoltaik schon heute eine immer größere Rolle bei der Energieversorgung ein. In den Jahren 1997 bis 1999 betrug das durchschnittliche jährliche Wachstum 32 %. Aus diesem Grund wird für den Photovoltaik-Markt eine technometrische Analyse durchgeführt, mit deren Hilfe überprüft wird, ob Firmen mit innovativen Produkten überproportional von diesem Wachstum profitieren können.

Zu Beginn der Arbeit wird gezeigt, welche technologischen Verbesserungen in die Produktion von Solarzellen übernommen wurden. Dabei werden die Herstellungsverfahren unterschiedlicher Solarzellen-Technologien dargestellt, sowie ein Ausblick auf die technologischen Potentiale der auf dem Markt und in der Entwicklung befindlichen Solarzellen-Typen gegeben.

Untersuchungsgegenstand in Kapitel zwei ist das Wachstum der Photovoltaik-Industrie. Es werden zum einen technisch dominante Konstruktionen, zum anderen die unterschiedliche Entwicklung der Triade-Märkte Japan, USA und Europa dargelegt. Bei der Betrachtung der einzelnen Märkte können für jede Region zwei dominierende Unternehmen identifiziert werden. Abschließend wird auf den unterschiedlichen Stand der staatlichen Förderung der Photovoltaik-Industrie eingegangen, der sicherlich eine der Ursachen für die unterschiedlichen Marktentwicklung ist.

¹ Photon 1-2000, S. 13

Bevor auf die Ergebnisse der eigentlichen Untersuchung eingegangen wird, werden in Kapitel drei die theoretischen Grundlage der Data Envelopment Analysis (DEA-Analyse) und der Technometrie erläutert. Mit Hilfe der DEA-Analyse wird in Kapitel vier die Effizienz der in Deutschland angebotenen Solarmodule untersucht. Diese Untersuchung ist eine wichtige Voraussetzung für die Interpretation der Ergebnisse der Technometrie, denn nur in einem effizienten Markt werden Produkte mit einem schlechten Preis-/Leistungsverhältnis von den Marktkräften verdrängt, so daß sich innovative Hersteller einen Vorteil verschaffen können.

Die Ergebnisse der Technometrie werden in Kapitel fünf vorgestellt. Die Technometrie mißt technische Eigenschaften eines Solarmoduls und bewertet diese in Relation zu den Eigenschaften anderer Solarmodule in einer Vergleichsgruppe. Damit wird eine Bestimmung des technologischen Standes einzelner Hersteller ermöglicht. Wird die Technometrie über einen Zeitraum durchgeführt, läßt sich ein Indikator für die technologische Entwicklung der Solarmodule einzelner Hersteller berechnen. Eine Gegenüberstellung dieser Indikatoren mit den Veränderungen der Marktanteile ermöglicht eine Überprüfung des Einflusses von Innovation als Erfolgsfaktor in der Photovoltaik-Industrie. Für den Zeitraum von 1987 bis 1996 läßt sich ein schwacher Zusammenhang nachweisen, nicht jedoch für den Zeitraum von 1996 bis 1999. Es finden sich dort Unternehmen, die trotz starker Innovationstätigkeit Marktanteile verloren haben.

Eine Kritik der Analyse wird in Kapitel sechs durchgeführt. Ein wichtiger Einflußfaktor scheint die begrenzte Datenbasis der Untersuchung zu sein. Aber auch die unterschiedlich starken staatlichen Subventionen in den einzelnen Märkten führen zu einer verzerrten Darstellung des Zusammenhangs zwischen Innovation und Ausweitung von Marktanteilen.

1. Funktionsweise einer Solarzelle

Die Funktionsweise einer Solarzelle basiert auf dem von Becquerel 1839 entdeckten photovoltaischen Effekt, der die direkte Umwandlung von Sonnenlicht in elektrischen Strom beschreibt. Ionisierende Strahlung wird in einem Festkörper absorbiert und setzt dadurch Ladungsträger frei, die zum Ladungstransport zur Verfügung stehen. Während der Absorption wird die Energie der Photonen an die Elektronen im Festkörper übertragen und das Photon vernichtet. Gleichzeitig gelangt das Elektron in einen höheren Energiezustand und kann sich frei im Kristallgitter des Festkörpers bewegen. Nach der Absorption der Photonen existieren im Festkörper negative Ladungsträger in Form von freien Elektronen und positive Ladungsträger, sogenannte „Löcher“, an den Stellen, an denen die Elektronen aus dem Atomgitter herausgelöst wurden. Damit die Elektronen nicht in ihren alten Energiezustand zurückfallen, muß eine Potentialbarriere im Festkörper vorhanden sein, die die erzeugten positiven und negativen Ladungsträger trennt.

Das Verfahren zur Erzeugung dieser Potentialbarriere wird hier anhand der kristallinen Silizium-Solarzelle erklärt. In der Silizium-Solarzelle wird durch die Verbindung eines n-Typ Silizium-Kristalls (Emitter), in dem ein Überschuß an Elektronen herrscht, mit einem p-Typ Silizium-Kristalls (Basis), in dem ein Mangel an Elektronen herrscht, ein pn-Übergang geschaffen. Da Silizium ein Element der 4. Hauptgruppe ist, kann der Elektronenüberschuß im n-Typ Silizium-Kristall durch Einbringen eines Elementes der 5. Hauptgruppe (meist Phosphor) erzeugt werden. Beim p-Typ Silizium-Kristall wird analog ein Element der 3. Hauptgruppe (z.B. Bor) eingebracht, so daß ein Mangel an Elektronen bzw. ein Überschuß an Löchern entsteht. Eine Solarzelle besteht also im wesentlichen aus einem negativ leitenden Emitter (n-Emitter) und einer positiv leitenden Basis (p-Basis). Der Konzentrationsunterschied an Ladungsträgern hat zur Folge, daß an der Grenzfläche zwischen Emitter und Basis, dem pn-Übergang, eine Raumladungszone und in dieser ein elektrisches Feld entsteht. Dieses konstant vorhandene Feld ist von großer Bedeutung für die Funktionsfähigkeit einer Solarzelle, da es nicht nur die Ladungsträger trennt, sondern auch die freien Elektronen und die Löcher zu einer gerichteten Bewegung zwingt.

Wenn nun ein Lichtquant mit ausreichend großer Energie auf die Solarzelle fällt, durchdringt es den Emitter und die Raumladungszone und erzeugt durch Absorption in der p-Basis ein Elektronen-Lochpaar. Das Elektron als Minoritätsladungsträger diffundiert an die Grenze der Raumladungszone und wird dort vom elektrischen Feld beschleunigt und auf die Emmitterseite gebracht. Wird das Lichtquant schon im Emitter absorbiert, diffundiert das Loch als Minoritätsladungsträger an die Raumladungszone, wo es vom elektrischen Feld beschleunigt und auf die Basisseite gebracht wird. Bei Absorption innerhalb der Raumladungszone werden Löcher und Elektronen sofort durch das elektrische Feld getrennt. Die vom Lichtquant an die Elektronen bzw. die Löcher übertragene Energie wird als Diffusionslänge bezeichnet. Ist diese nicht groß genug, daß die Elektronen bzw. die Löcher die Raumladungszone erreichen, erfolgt eine Rekombination von Löchern und Elektronen und die Energie ist verloren.

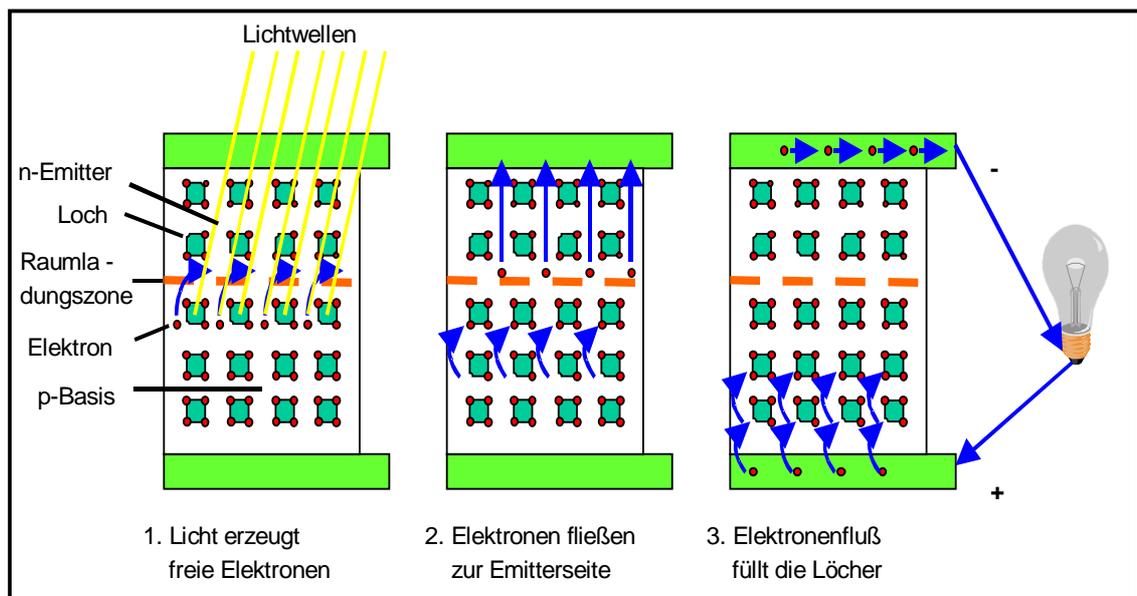


Abbildung1: Funktionsweise einer Solarzelle

Lichteinstrahlung genügend hoher Intensität führt also in einer Solarzelle zu einer erhöhten Konzentration von Elektronen im Emitter und von Löchern in der Basis. Dadurch baut sich eine elektrische Spannung auf, die durch Anschluß der Solarzelle an einen Stromkreis genutzt werden kann. Um die Spannung abgreifen zu können, müssen auf der Vorder- und Rückseite Metallkontakte angebracht werden. Auf der Rückseite kann dies durch einen flächendeckenden Kontakt erfolgen, während auf der Vorderseite ein möglichst feines Metall-

gitter zur Stromsammlung eingesetzt wird. Je schmaler das Metallgitter auf der Vorderseite ist, desto mehr Sonnenlicht trifft auf die Solarzellenoberfläche.

In einem geschlossenen Stromkreis fließen die Elektronen vom Emitter durch den Leiter zur Rückseite der Solarzelle und rekombinieren mit den dort vorhandenen Löchern. Das Besondere an einer Solarzelle ist, daß sie theoretisch keinem Verschleiß unterliegt, da sie keine mechanisch bewegten Teile enthält. Unter Lichteinstrahlung und absolutem Schutz von Umwelteinflüssen kann sie prinzipiell unendlich lange Strom produzieren.

Das gebräuchlichste Material zur Herstellung von Solarzellen ist kristallines Silizium, das 1999 einen Weltmarktanteil von 80 % hatte. Man unterscheidet bei diesen Dickschicht-Solarzellen zwischen mono- und polykristallinem Silizium. Weiterhin gibt es auch Dünnschichtzellen, die meist aus amorphem² Silizium (Weltmarktanteil 1999: 12 %), aber auch aus Cadmium-Tellurid (CdTe), Gallium-Arsenid (GaAs) oder Kupfer-Indium-Diselenid (CuInSe₂/CIS) bestehen. Diese Zelltypen unterscheiden sich vor allem in ihrer Herstellung und damit ihren Herstellungskosten, aber auch in ihren technischen Eigenschaften. Im folgenden sollen die verschiedenen Herstellungsverfahren sowie Innovationen, die in den letzten Jahren in die Produktionsprozesse eingeflossen sind, dargestellt werden. Anschließend werden aktuelle Forschungsschwerpunkte vorgestellt.

1.1 Dickschicht-Solarzellen

Man unterscheidet bei Dickschichtzellen zwischen monokristallinen und polykristallinen Zellen. Beide Typen werden aus hochreinem („electronic grade“) Silizium hergestellt, unterscheiden sich jedoch in der Kristallstruktur des Ausgangsmaterials. Für die Herstellung von polykristallinen Solarzellen ist es ausreichend, wenn die Kristallstruktur innerhalb zentimetergroßer Körner perfekt ist. Die zwischen diesen Körnern liegenden Korngrenzen erhöhen die Rekombinationswahrscheinlichkeit der freien Elektronen auf dem Weg zum Emitter und senken den Wirkungsgrad der fertigen Zellen, polykristallines Silizium ist aber billiger herzustellen. Zur Herstellung von monokristallinen Zellen muß das Silizium als Ein-Kristall vorliegen, daß heißt das Kristallgitter des

² Amorph: ungeordnet; es existiert keine Kristallstruktur

Silizium darf keine Fehler, Versetzungen oder sonstige Defekte aufweisen. Die gebräuchlichsten Herstellungsverfahren für monokristallines Silizium sind das Zonenziehverfahren, das perfektes Material für Hochleistungszellen liefert, und das Czochralski-Verfahren, das nicht ganz so teuer ist, aber auch kein absolut perfektes Ausgangsmaterial liefert.

1.1.1 Herstellung der Silizium-Wafer

Ausgangsmaterial für eine Dickschicht-Solarzelle ist ein Silizium-Wafer, eine aus einem Siliziumblock gesägte 0,2 mm bis 0,5 mm dicke Scheibe. Für die Herstellung des Siliziumblocks gibt es drei hauptsächlich verwendete Verfahren. Beim Czochralski-Verfahren (Kristallziehverfahren) wird Silizium in einem Tiegel geschmolzen. Anschließend wird ein sich horizontal drehender einkristalliner Silizium-Keim in die Schmelze getaucht. Während dieser Keim langsam herausgezogen wird, scheidet sich das flüssige Silizium in einkristalliner Form ab und bildet einen Siliziumstab mit definiertem Durchmesser. Allerdings ist es bei diesem Verfahren unvermeidbar, daß Verunreinigungen durch Sauerstoff mit in den Kristall eingebaut werden, wodurch die Rekombinationswahrscheinlichkeit der Ladungsträger innerhalb der Solarzelle leicht erhöht und der Wirkungsgrad gemindert wird.

Beim Zonenziehverfahren wird am unteren Ende eines polykristallinen Siliziumstabes ein einkristalliner Silizium-Keim angeschmolzen. Anschließend wird unter konstanter Drehung dieses Stabes das Silizium von unten nach oben angeschmolzen. Beim Abkühlen baut sich das Silizium in einkristalliner Form wieder an. Mit diesem Verfahren können - besonders durch mehrmaliges Ziehen - sehr perfekte Kristalle mit hoher Reinheit hergestellt werden. Es ist aber sehr teuer, so daß es nur für Solarzellen mit höchsten Wirkungsgraden (z.B. in der Weltraumtechnik) verwendet wird.

Um die Kosten für die Herstellung der Siliziumstäbe zu senken, wurde das sogenannte „Blockgießen“ entwickelt. Geschmolzenes Silizium wird hierbei in einen viereckigen Graphittiegel gegossen. Durch kontrolliertes Abkühlen entsteht in diesem Tiegel ein polykristalliner Siliziumblock, bei dem die Korngrenzen senkrecht zur Oberfläche verlaufen. Damit erhöht sich bei den aus

diesen Wafern hergestellten Solarzellen die Rekombinationswahrscheinlichkeit. Wegen geringerer Kosten sind diese Zellen trotzdem am Markt erfolgreich. Die mono- und polykristallinen Siliziumblöcke werden zunächst in Stäbe zerteilt. Anschließend wird daraus als Basis für die Solarzelle ein Silizium-Wafer mit einer Dicke von 0,2 mm bis 0,5 mm und einer Grundfläche von üblicherweise 100 cm² gesägt. Das Standardverfahren ist die Drahtschleiftechnik, bei der ein Schleifdraht mehrfach um zwei Walzen gewickelt wird. Der Siliziumstab wird zwischen die Walzen gelegt und durch die Drahtfäden in Scheiben zerschnitten. Dabei geht bis zu 1/3 des Materials verloren.³

1.1.2 Herstellung von mono- und polykristallinen Solarzellen

Die allgemein übliche Herstellung von Dickschicht-Solarzellen aus einem Silizium-Wafer erfolgt in 4 – 5 Schritten.⁴

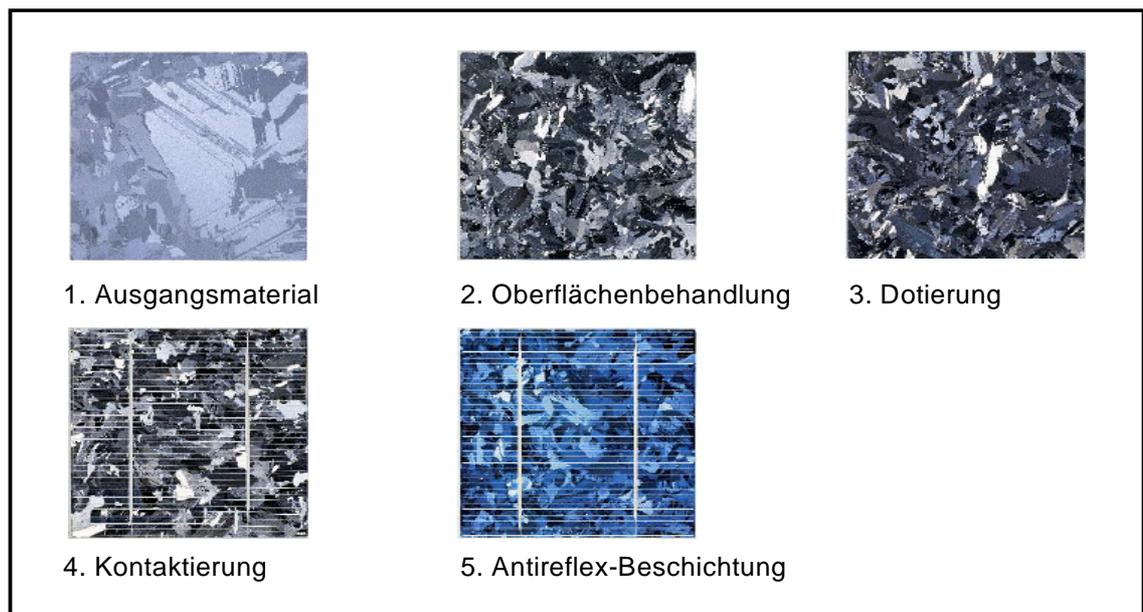


Abbildung 2: Prozessschritte in der Solarzellenherstellung

Quelle: www.shell.de

- Oberflächenbehandlung: Mit einer Oberflächenbehandlung durch Ätzen wird der ca. 10-15 µm tiefe Schaden, der beim Sägen entstanden ist, beseitigt. Danach wird eine chemische oder mechanische Texturierung der Ober-

³ Vgl. Goetzberger et al 1994, S.143f

⁴ Vgl. Schmidt (Hrsg.) 1994, S.31

fläche vorgenommen, bei der durch Einbringen von Gräben oder einer Pyramidenstruktur die Lichtreflexion vermindert werden soll. Bei polykristallinem Material ist dieser Schritt aufgrund der Kristallausrichtung nur schwer möglich. Abschließend wird die Oberfläche noch chemisch von Verunreinigungen gereinigt.

- **Dotierung:** Wichtigste Eigenschaft der Solarzelle ist der pn-Übergang. Da der Wafer in der Regel aus mit Bor dotiertem Silizium hergestellt wird, besitzt er schon p-Typ Leitfähigkeit. Es muß deshalb nur noch die 1 µm dicke n-leitende Emitterschicht hergestellt werden. Dies geschieht durch Eindiffusion von Phosphor. Man benutzt dazu einen Rohofen, in den bei Diffusionstemperaturen von 800 °C bis 1200 °C gasförmiges Phosphoroxdchlorid mit Stickstoff als Trägergas eingebracht wird, das bei diesen hohen Temperaturen an den Oberflächen des Siliziums reagiert. Weil bei diesem Prozeß auch Phosphor auf die Rückseite der Solarzelle gelangt, muß die dadurch entstandene ungewünschte n-Dotierung der Rückseite durch das Einlegieren von Aluminium kompensiert werden. Dies läßt sich relativ einfach mit der Herstellung des Aluminium-Rückseitenkontaktes kombinieren. Abschließend werden die Ränder der Wafer durch Plasmaätzen, Schleifen oder Sandstrahlen gesäubert.
- **Kontaktherstellung:** Das Kontaktsystem der Solarzelle muß vielfältige Anforderungen erfüllen. Es muß eine gute Haftung unter Temperaturschwankungen, ein niedriger Serienwiderstand, eine geringe Abschattung der Zelle durch eine kleine Gesamtfläche und die einfache Verschaltbarkeit mit anderen Solarzellen gewährleisten. Als kostengünstige Methode wird meist die Siebdrucktechnik eingesetzt, bei der eine Paste aus Metallpulver, Glaspulver und herstellenspezifischen Bestandteilen durch eine Schablone auf die Silizium-Wafer gedrückt und in einem Ofen getrocknet und gesintert wird.
- **Wasserstoffpassivierung:** Wird polykristallines Silizium als Ausgangsmaterial für die Wafer verwendet, können die rekombinationsaktiven Defekte an den Kristallgrenzen passiviert werden. Dies erfolgt durch eine Wasserstoffpassivierung. Die Löcher werden von Wasserstoffatomen besetzt, so daß die Rekombination mit den Elektronen verhindert wird. Dadurch kann eine Steigerung des Wirkungsgrades um bis zu 10 % erreicht werden. Die Silizium-

Zelle wird dazu bei 300 °C bis 400 °C mit niederenergetischen Wasserstoffionen bestrahlt oder einem Wasserstoff-Hochfrequenzplasma ausgesetzt.⁵

- Antireflex-Beschichtung: Der Wirkungsgrad einer Solarzelle hängt direkt von der Intensität der Lichteinstrahlung ab. Um den Anteil des reflektierten und damit ungenutzten Lichts zu reduzieren, werden Solarzellen mit einer Antireflex-Beschichtung versehen. Das geläufigste Material ist Titandioxid (TiO_2), das neben seinen lichtbrechenden Eigenschaften auch über eine hohe Transparenz verfügt. Zur Herstellung von Antireflex-Beschichtungen können Hochvakuumaufdampftechniken und Dickfilmtechniken verwendet werden. Bei der Dickfilmtechnik, die aus Kostengründen in der Großproduktion eingeführt wurde, wird eine Paste mit Titandioxid auf die Solarzellenoberfläche gestrichen und im Ofen bei 600 °C bis 800 °C gesintert.

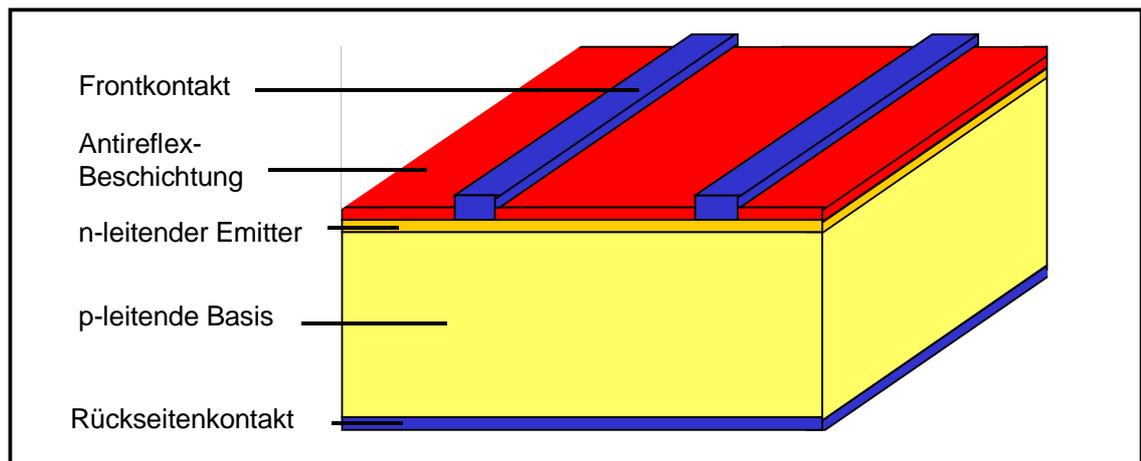


Abbildung 3: Kristalline Silizium-Solarzelle

1.2 Herstellung von Dünnschicht-Solarzellen

Um die Kosten für Solarzellen zu senken, werden seit längerer Zeit Dünnschicht-Solarzellen entwickelt, die neben einer Materialeinsparung (Dünnschichtzellen sind nur wenige μm dick, Dickschichtzellen dagegen 200 bis 500 μm) auch mit einfacheren Verfahren herzustellen sind. Der Vorteil von Dünnschicht-Solarzellen ist, daß die benötigten Schichten auf sehr großflächige

⁵ Schmid, Jürgen (Hrsg.), 1994, S.28

Substrate aufgebracht werden können und die Verschaltung einzelner Zellen schon während der Herstellung durch geeignete Strukturierung erfolgen kann. Von den verschiedenen Dünnschicht-Solarzellentypen, an denen zur Zeit geforscht wird, sind Zellen aus amorphem Silizium [a-Si], Kupfer-Indium-Diselenid [CuInSe₂/CIS], Gallium-Arsenid [GaAs] und Cadmium-Tellurid [CdTe] am vielversprechendsten.⁶ Sie werden hier näher erläutert.

1.2.1 Dünnschicht-Solarzellen auf Basis von amorphem Silizium

Amorphe Dünnschichtzellen haben als einzige Dünnschichtzellen-Technologie einen größeren Anteil am Weltmarkt. Amorphes Silizium, eine Verbindung von Silizium und Wasserstoff, unterscheidet sich von kristallinem Silizium vor allem dadurch, daß keine strenge Periodizität des Gitters vorhanden und die Absorption von Licht um den Faktor 40 höher ist. Allerdings ist auch die Beweglichkeit freier Elektronen wesentlich kleiner als in Kristallen. Das gebräuchlichste Verfahren zur Herstellung von Solarzellen aus amorphem Silizium ist die sequentielle Abscheidung der einzelnen Schichten. Zunächst wird der metallische Rückseitenkontakt auf eine Trägerplatte aus Glas aufgebracht. Anschließend wird Silan [SiH₄] im Gemisch mit Wasserstoff gespalten und das amorphe Silizium mittels eines Glimmentladungsreaktors abgeschieden. Die p-Dotierung der Basis und die n-Dotierung des Emitters erfolgt durch Zugabe von Phosphin [PH₃] und Diboran [B₂H₆] während der Abscheidung des amorphen Siliziums. Eine nachträgliche Dotierung der Absorberschicht wie bei Dickschicht-Solarzellen ist damit unnötig. Weil die Dotierung die Diffusionslänge der Ladungsträger stark herabsetzt, das heißt ihre Bewegungsenergie reduziert und somit zu hohen Rekombinationsverlusten führt, wird zur Wirkungsgraderhöhung zwischen Emitter und Basis eine undotierte Schicht eingebettet. Diese Schicht führt zu einer breiten Raumladungszone, die eine stärkere Beschleunigung der Ladungsträger zur Folge hat und damit dem Verlust an Bewegungsenergie entgegenwirkt. Abschließend wird noch ganzflächig eine lichtdurchlässige, leitfähige Oxidschicht als Frontkontakt aufgebracht.

⁶ Goetzberger et al 1994, S. 175f

Problematisch bei Solarzellen aus amorphem Silizium ist die hohe Degradation, auch Staebler-Wronski-Effekt genannt. Durch Lichteinstrahlung bei normalen Temperaturen erhöht sich während der ersten 100-1000 Betriebsstunden die Anzahl der Defekte in der Atomstruktur und damit die Rekombinationswahrscheinlichkeit, bis sich ein stabiler Zustand einstellt. Deshalb haben amorphe Solarzellen einen niedrigeren Wirkungsgrad als kristalline Solarzellen. Aktuelle Wirkungsgrade liegen unter 7 % im Gegensatz zu 13 % bei kristallinen Solarzellen.⁷ Die Degradation lässt sich Interessanterweise bei Dunkelheit und Temperaturen um 150 °C umkehren, was jedoch für den normalen Einsatz von Solarzellen nicht praktikabel ist.

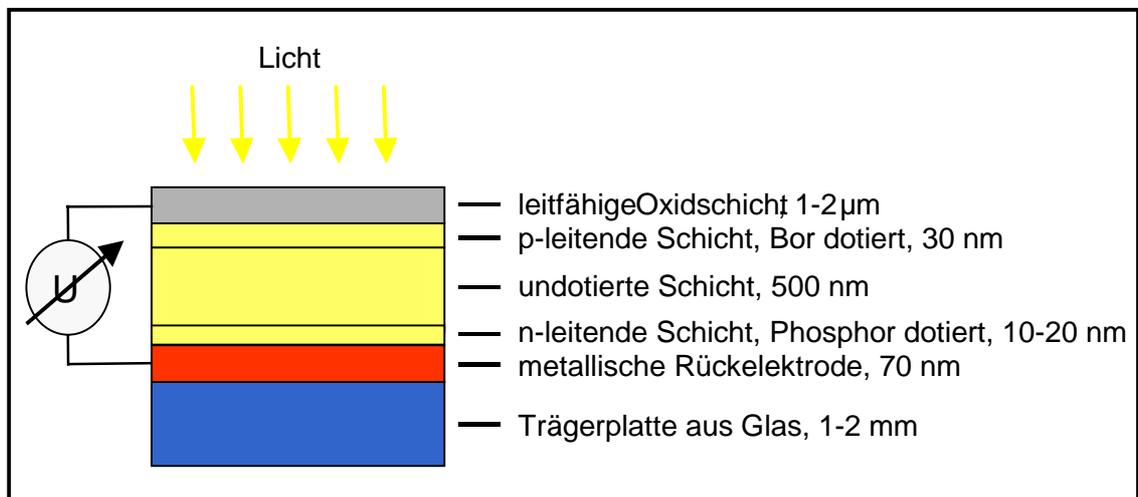


Abbildung 4: Amorphe Silizium-Solarzelle

Quelle: Goetzberger et al 1994, S. 31

1.2.2 Dünnschicht-Solarzellen auf Basis von Kupfer-Indium-Diselenid

Als besonders vielversprechendes Material für Dünnschicht-Solarzellen gilt Kupfer-Indium-Diselenid, mit dem im Labor Wirkungsgrade über 17 % erreicht wurden.⁸ Die guten Ergebnisse basieren auf den Materialeigenschaften von CIS, da für die Absorption des Sonnenlichts eine aktive Schichtdicke von unter 1 µm ausreichend ist. Die CIS-Technologie verbindet die Vorteile sehr geringer Materialkosten mit der Möglichkeit zur Nutzung billiger Herstellungsverfahren. Als Trägermaterial kann Fensterglas dienen, das mit Molybdän (Mo) als Rückseitenkontakt bestäubt ist. Aus geeigneten Verdampferquellen wird dann

⁷ Vgl. Photon 2/2000

⁸ Forschungsverbund Sonnenenergie 95/96, S. 52

entweder parallel oder sequentiell Kupfer, Indium und Selen aufgedampft, wobei beim sequentiellen Prozeß noch eine anschließende Temperung in Selen-Atmosphäre bei etwa 500 °C notwendig ist. Eine Dotierung von CIS ist wegen des natürlichen pn-Übergangs nicht notwendig. Ein Indium-Überschuß führt immer zu einer CuIn_3Se_5 -Verbindung mit n-leitenden Eigenschaften, so daß sich durch Veränderung der Ratenverhältnisse zwischen Kupfer und Indium während des Aufdampfens gezielt der Schichtaufbau beeinflussen läßt. Weil die CIS-Oberfläche leicht mit Sauerstoff reagiert, muß vor dem Aufbringen der leitenden Frontschicht aus Zinkoxid (ZnO) eine dünne Puffer- und Anpassungsschicht aus Kadmiumsulfid (CdS) aufgebracht werden. Bei neueren Entwicklungen wird versucht, das Schwermetall Kadmium zu vermeiden.

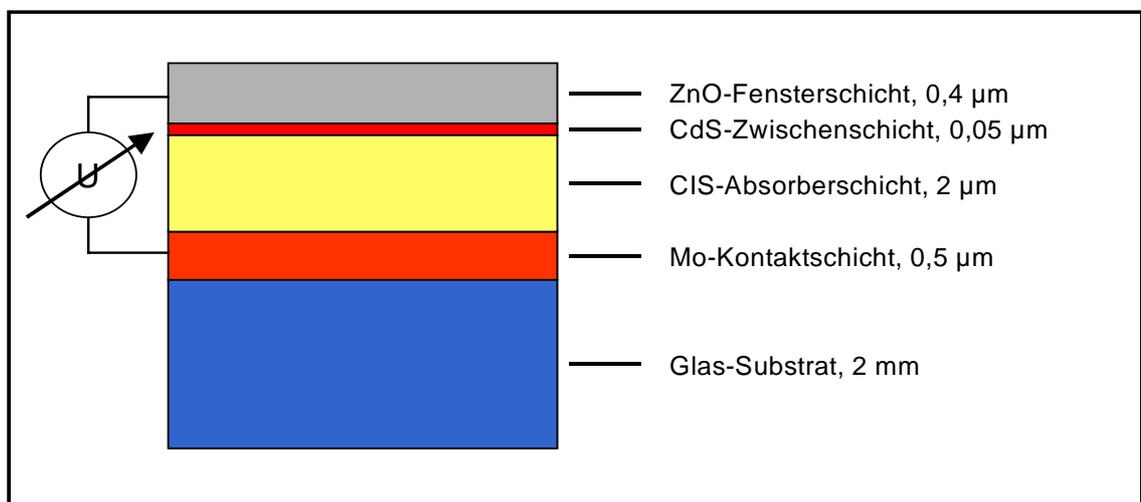


Abbildung 5: CIS-Solarzelle

Quelle: Forschungsverbund Sonnenenergie 95/96, S.53

1.2.3 Dünnschicht-Solarzellen auf Basis von Gallium-Arsenid und Cadmium-Tellurid

Alternative Halbleiter-Materialien für Dünnschicht-Solarzellen sind Gallium-Arsenid und Cadmium-Tellurid. Beide sind wie Kupfer-Indium-Diselenid direkte Halbleiter, die in einer Schicht von wenigen μm das Sonnenlicht vollständig absorbieren. Der prinzipielle Aufbau ist ähnlich der CIS-Zelle, so daß sich auch diese Zelltypen relativ leicht und materialsparend herstellen lassen. Problematisch ist aber bei beiden Solarzellentypen die Verwendung der toxischen Materialien Arsen und Cadmium, deren unbedenklicher Einsatz in Solarzellen noch nachgewiesen werden muß und auf jeden Fall am Ende der Lebensdauer

eine Entsorgungsproblematik darstellt. Ein weiterer Nachteil der Gallium-Arsenid-Zelle ist bislang noch die Notwendigkeit, die Absorberschicht auf teures Gallium-Arsenid Substrat abzuscheiden. Die Verwendung anderer Substrate wird jedoch erforscht. Gallium-Arsenid-Zellen erreichen im Labor Wirkungsgrade von 30,2 %, Cadmium-Tellurid-Zellen bis zu 16 %.⁹

1.3 Herstellung von Solarzellenmodulen

Solarzellen aus kristallinem Silizium liefern nur eine Ausgangsspannung von unter einem Volt. Da sie aber meist zur Stromversorgung in Haushalten genutzt werden, wo wesentlich höhere Spannungen notwendig sind, müssen die Zellen zur Erhöhung der Ausgangsspannung in Reihe geschaltet werden. Dazu werden die Kontakte der einzelnen Solarzellen miteinander verlötet oder verschweißt und zu sogenannten Strings verkettet. Diese Strings wiederum werden je nach Anwendungsbereich in Serie geschaltet, um neben der gewünschten Ausgangsspannung auch die entsprechende Leistung zu erreichen. Die verschalteten Strings werden zwischen einen Stapel aus Glas und elastischen Folien aus Ethylen-Vinyl-Acetat (EVA) gelegt, der die Zellen vor Witterungseinflüssen wie Regen, Hagel und Temperaturschwankungen schützt.

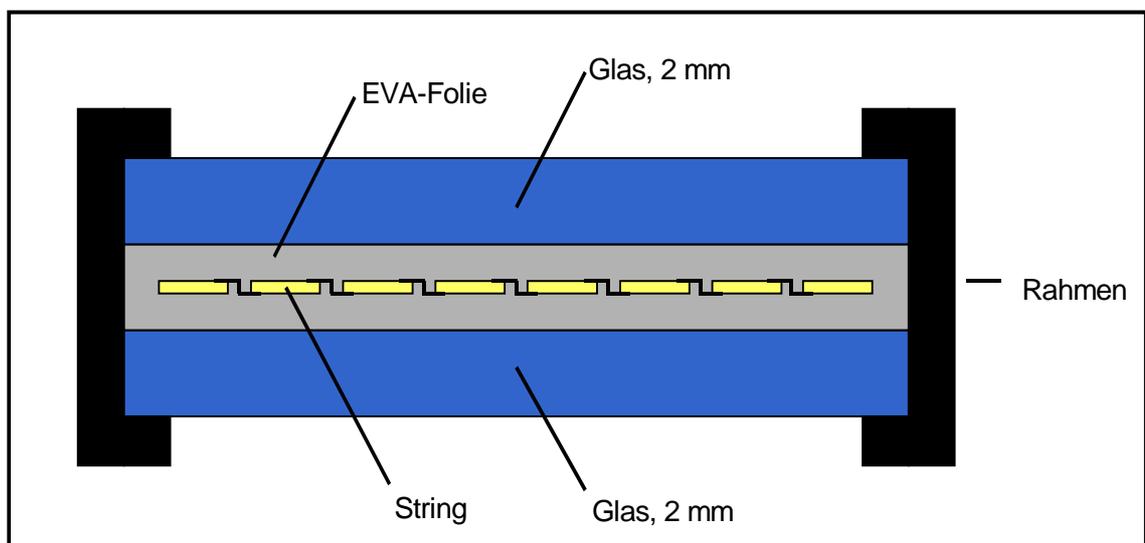


Abbildung 6: Aufbau eines Solarmoduls

⁹ www.shell.de; 21.04.2000

Dieser Stapel wird in einem Vakuum-Ofen bei ca. 150 °C laminiert. Anstelle von Glas kann auf der Rückseite auch eine Verbundfolie aus Polyester und Tedlar mit Aluminium als Wasserdampfsperre verwendet werden. Abschließend wird noch eine Anschlußdose für die Kabel angebracht und das Modul mit einem Rahmen eingefasst. Gebräuchlich sind Module mit Leistungen um die 100 Watt peak (Wp)¹⁰ mit 36 bis 72 Zellen, es gibt aber auch Module mit über 300 Wp (ASE, 216 Zellen), die allerdings fast 2,5 m² groß sind.

Dünnschicht Solarzellen werden mit ähnlichen Verfahren wie kristalline Zellen zu Modulen verarbeitet. Allerdings erfolgt die Serienschaltung der einzelnen Zellen schon während der Herstellung, da das Substrat die Basis für das fertige Modul bildet. Die einzelnen Schichten werden dazu nacheinander großflächig auf das Substrat aufgebracht. Nach jeder Beschichtung wird das Modul mittels Laser oder mechanischen Abtragens strukturiert. Bei dieser Strukturierung wird in einem Schritt das Modul in einzelne Zellen zerteilt und diese verschaltet. Damit kann eine höhere Ausgangsspannung des Moduls erreicht werden.

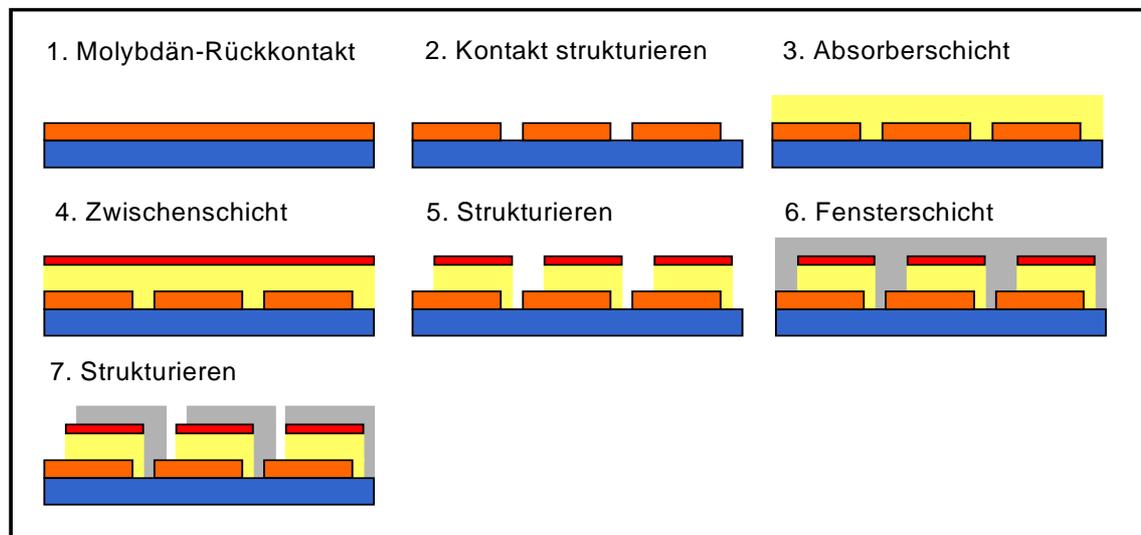


Abbildung 7: Solarmodul aus Dünnschichtzellen

Quelle: Schmid (Hrsg.) 1994, S. 46

Nach der Kontaktierung der äußeren Anschlüsse wird das Modul mit einem Deckglas und einem geeigneten Einbettmaterial (z.B. einer UV-beständigen Folie) verkapselt, um es vor Umwelteinflüssen zu schützen. Auf amorphem Silizium basierende Module sind mit Leistungen bis 128 Wp auf dem Markt, haben aber bedingt durch ihren niedrigen Wirkungsgrad große Abmessungen

¹⁰ Mit Watt peak wird die Leistung bezeichnet, die eine Solarzelle bei einer Lichteinstrahlung von 1000 Watt/qm, einem Lichtspektrum von AM 1,5 und 25°C Modul-Temperatur erreicht.

(UniSolar SSR-128, 5,58m x 0,41m). Aus diesem Grund werden Solarzellen aus amorphem Silizium am häufigsten in Kleinverbrauchern wie Taschenrechnern und Uhren eingesetzt. Seit 1999 hat die Firma Siemens Solar mehrere CIS-Solarmodule auf dem Markt, wobei das leistungsstärkste Modul 40 Wp erreicht (Siemens Solar ST 40).

1.4 Innovative Ansätze zur Verbesserung von Solarzellen

Solarmodule haben mit ca. 60 % den größten Kostenanteil an einer typischen netzgekoppelten Photovoltaik-Anlage. Weitere 20 % sind leistungsabhängige Kosten für Wechselrichter und elektrische Verschaltung und 20 % flächenabhängige Kosten für die Aufstellung der Module.¹¹ Die Kosten für die Herstellung der Module basieren zu ungefähr jeweils 1/3 auf der Herstellung der Wafer (Material, Kristallblöcke/-stäbe, Sägen), der Fertigung der Solarzelle und dem Aufbau der Module (Glas, Rahmen, etc.). Außer den 20 % leistungsabhängigen Kosten können alle weiteren Kosten einer Photovoltaik-Anlage durch eine Erhöhung des Wirkungsgrades gesenkt werden. Bei gleicher Ausgangsleistung kann ein mit Solarzellen höheren Wirkungsgrades bestücktes Modul insgesamt kleiner dimensioniert und materialsparender konzipiert werden. Auch wenn eine Erhöhung des Wirkungsgrades im Normalfall mit aufwendigeren und teureren Produktionsverfahren verbunden ist, können die Gesamtkosten der Anlage geringer ausfallen. Dies liegt zum einen an den niedrigeren Kosten für die Aufständigung der Module, für die Einbettmaterialien und für den Aluminium-Rahmen, zum anderen an der Einsparung von teurem Silizium in der Herstellung.

Das größte Potential bezüglich einer Kostensenkung in der Massenproduktion von kristallinen Silizium-Solarzellen liegt in der direkten Herstellung der Wafer aus der Silizium-Schmelze. Dadurch kann der mit hohen Materialverlusten verbundene Sägeprozeß eingespart werden. Eine Vielzahl von Verfahren sind in der Erprobung, von denen bisher nur die Edge defined Film-fed Growth (EFG) Methode von ASE Americas in die Praxis übernommen wurde. Bei diesem Verfahren wird ein 6 m langes Silizium-Oktagon-Profil direkt aus der Silizium-Schmelze gezogen. Mit einem Umfang von 80 cm und einer Wanddicke von

280 μm besitzt das Oktagon ideale Abmessungen, um daraus per Laser Wafer von 10 cm x 10 cm bzw. 10 cm x 15 cm zu schneiden. Ein weiteres Verfahren ist das Bandverfahren, bei dem flüssiges Silizium direkt als 100-300 μm dicke Folie erstarrt und mittels Laser verlustarm in Wafer geschnitten werden kann. Es wird noch nicht soweit beherrscht, daß es in der Serienproduktion angewendet werden kann. Langfristig werden aber von diesem Verfahren große Einsparungen erwartet.

Ein weitere Möglichkeit zur Senkung der Systemkosten ist die Verwendung von HighTech-Solarzellen. Diese aus kristallinem Silizium bestehenden Zellen sind gekennzeichnet durch zusätzliche Maßnahmen zur Minimierung optischer Verluste (Lichtreflexionen an der Oberfläche, Abschattungen durch das Kontaktgitter) und elektrischer Verluste (ohmsche Verluste im Kontaktgitter und im Übergangsbereich Halbleiter–Metall, Rekombinationsverluste).

Um die Reflexion der einfallenden Lichtquanten zu verhindern, werden auf die Oberfläche der Solarzelle zwei Antireflex-Schichten aus Titandioxid und Magnesiumfluorid aufgedampft. Damit kann die Lichtreflexion von 30 % auf unter 5 % reduziert werden. Eine Reduktion auf ähnliche Werte erhält man auch durch die relativ häufig angewandte mechanische oder chemische Texturierung der Oberfläche. Dazu wird durch Photolithographie und Ätzen eine Struktur hergestellt, die aus ca. 10 μm tiefen, pyramidenförmige Vertiefungen besteht. Schräg auffallende Lichtstrahlen werden von den Pyramidenwänden in die Solarzelle abgelenkt und gehen nicht durch Reflexion für die Stromerzeugung verloren. Diese Strukturierung kann noch mit einer Antireflex-Schicht versehen werden, wozu im Normalfall eine gleichzeitig der Passivierung der Oberfläche dienende Siliziumoxid-Beschichtung durchgeführt wird.

Das Metallgitter zur Stromentnahme auf der Emitterseite stellt einen Kompromiß zwischen Abschattungsverlusten durch breite Leiterbahnen und ohmschen Verlusten durch schmale Leiterbahnen dar. Während die in der Serienfertigung gebräuchlichen Siebdrucktechnik vor allem durch ihren Kostenvorteil überzeugt, können durch den aufwendigeren Photoresistprozeß mit anschließendem Aufdampfen einer Metallschicht sehr dünne Kontaktbahnen mit Breiten von 10 μm erzeugt werden. Zur Verringerung von ohmschen Verlusten kann das Kontaktgitter noch mit Silber verstärkt werden.

¹¹ Vgl. Forschungsverbund Sonnenenergie 91/92 S.14

Ein alternatives Konzept zur Verringerung der Abschattungsverluste stellt die Laser grooved buried contact (LGBC) Solarzelle dar. Bei dieser von M.A. Green an der University of South Wales entwickelten Zelle liegen die Kontakte nicht flach auf der Oberfläche, sondern senkrecht in ca. 20 μm breiten Gräben, die per Laser eingeschnitten wurden. Gegenüber dem Siebdruckverfahren erreicht man eine Verringerung der Kontaktfingerbreite um den Faktor 10, so daß selbst bei einer Erhöhung der Anzahl an Kontakten eine Verringerung der Abschattungsverluste erreicht wird. Als bisher einziger Hersteller fertigt BP Solar seit 1994 eine LGBC-Zelle mit einem Wirkungsgrad von 16,5 %.

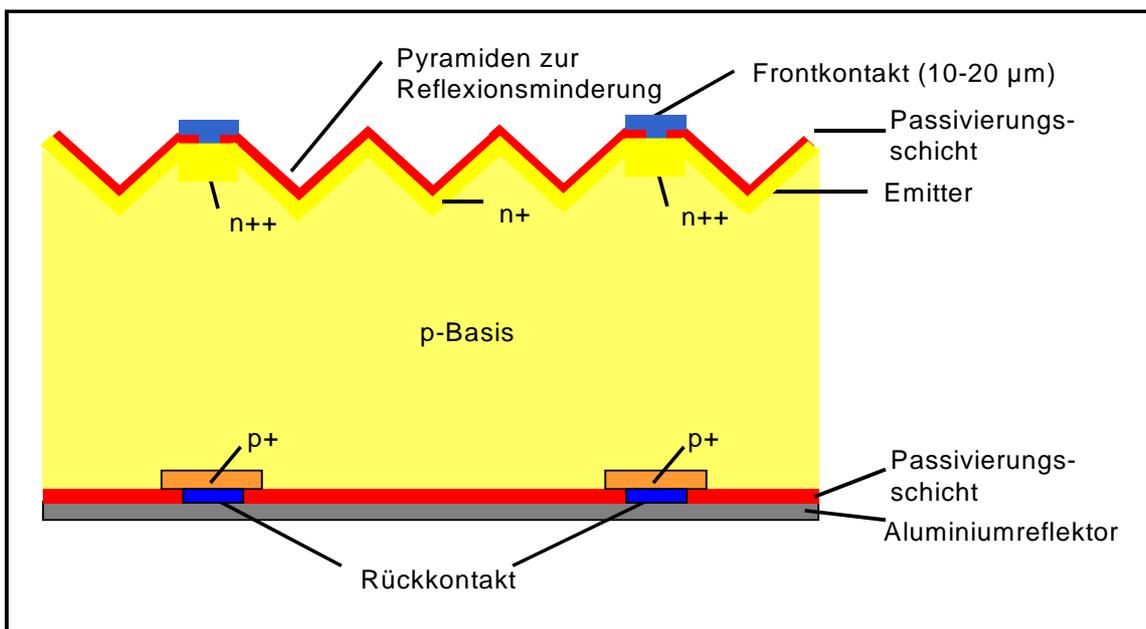


Abbildung 8: LGBC-Solarzelle

Quelle: Schmidt (Hrsg.) 1994, S. 16

Durch Rekombination von Ladungsträgern an Stellen mit gestörter Kristallstruktur, vor allem an den Berührungspunkten der Absorberschicht mit den Metallkontakten, entstehen elektrische Verluste. Aus diesem Grund wird auf der Vorder- und Rückseite der Solarzelle eine Passivierungsschicht aus Siliziumdioxid aufgebracht, die diese Defekte in der Kristallstruktur ähnlich der Wasserstoffpassivierung inaktiviert. Auf der Vorderseite dient diese Schicht gleichzeitig als Antireflex-Schicht. Damit auf der Rückseite ein Stromkontakt hergestellt werden kann, bekommt die rückseitige Passivierungsschicht Öffnungen für den rückseitigen Aluminiumkontakt. An diesen Stellen wird durch Eindiffusion von Bor oder Aluminium ein lokales Back Surface Field (BSF) mit einer verstärkten p^{+} -Dotierung erzeugt, durch dessen Potentialverteilung die Elektronen abge-

stoßen und in Richtung des pn-Übergangs beschleunigt werden. Analog wird auf der Vorderseite der Emitter an den Berührungspunkten besonders hoch n^{++} -dotiert. Man spricht von einem zweistufigen Emitter.

Ein alternatives Konzept für eine kostengünstige Hocheffizienz-Solarzelle (Wirkungsgrad $> 20\%$) wurde von Professor Dr. Rudolf Hetzel vom Institut für Solarenergieforschung GmbH Hameln Emmerthal (ISFH), vorgestellt.¹² Dieses Konzept zeichnet sich durch die Verwendung einfacher und großflächig anwendbarer Technologien aus. Ausgehend von einem p-dotierten Wafer wird mittels $180\ \mu\text{m}$ dicker paralleler Drähte (ähnlich der Drahtsägetechnik) eine Rinnenstruktur in die Oberfläche eingeschliffen. Auf den oberen Teil der Flanken dieser Rinnen werden später die Frontkontakte aufgebracht, die gleichzeitig schräg auffallendes Licht in die Solarzelle reflektieren sollen. Das aufwendige Ätzen einer Pyramidenstruktur kann somit entfallen. Die nächsten Schritte erfolgen analog der klassischen Fertigung von Solarzellen. Durch Diffusion von Phosphor wird der n-leitende Emitter erzeugt. Anschließend werden auf der Rückseite Aluminiumstreifen als Kontakte aufgebracht. Danach wird die Oberfläche durch Aufbringen von Siliziumnitrid passiviert. Die Passivierungsschicht wird an den spitzen Stegen der Rinnen abgeschliffen, so daß mittels Schrägaufdampfens im Vakuum Frontkontakte aufgebracht werden können.¹³ Auf der Rückseite kann noch eine Metallschicht aufgedampft werden, durch die langwelliges Licht in die Solarzelle zurückreflektiert und der Wirkungsgrad der Zelle weiter erhöht wird.

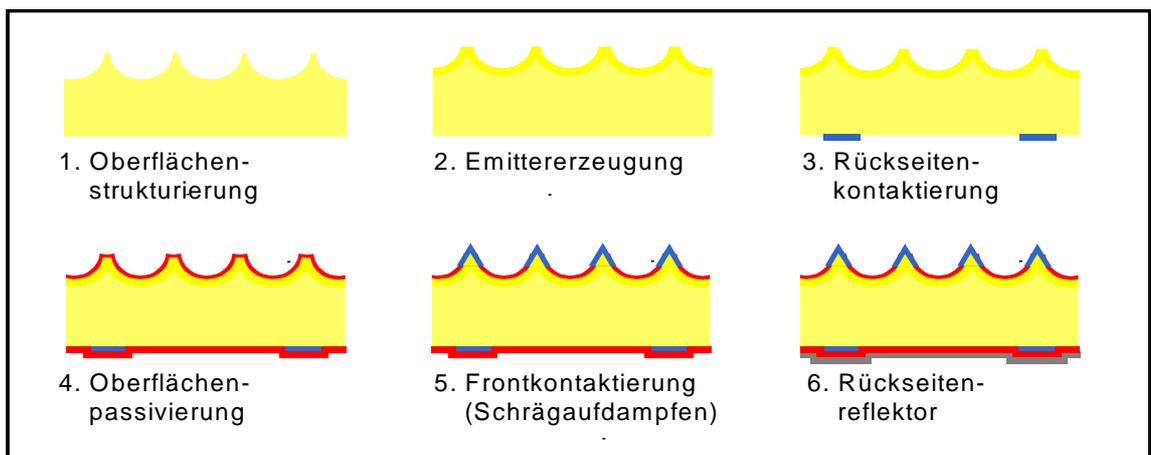


Abbildung 9: Hetzel-Solarzelle

Quelle: Forschungsverbund Sonnenenergie 95/96, S. 20

¹² Vgl. Forschungsverbund Sonnenenergie 95/96, S. 18ff

¹³ Vgl. Forschungsverbund Sonnenenergie 95/96, S. 22

1.5 Ausblick

Theoretisch gibt es eine Vielzahl Möglichkeiten, die Kosten für Solarzellen zu senken. Bei kristallinen Silizium-Solarzellen kann dies zum einen durch Materialeinsparungen bei der Herstellung der Wafer, zum anderen durch Steigerung des Wirkungsgrades der fertigen Solarzelle erfolgen. Die Verfahren werden aber noch nicht soweit beherrscht, als daß sie kostengünstig in die Fertigung übernommen werden können. Eine ganze Reihe von Firmen und Forschungseinrichtungen forscht aber in dieser Richtung, so daß in näherer Zukunft leistungsfähigere Solarzellen zu konkurrenzfähigen Preisen auf den Markt kommen werden.

Einen anderen Weg beschreibt Shell mit seiner neuen Solarzellenfabrik in Gelsenkirchen oder auch Kyocera. Hier werden keine neuen Techniken zur Wirkungsgradsteigerung erprobt, sondern Solarzellen auf Basis von bewährten Techniken in einer weitgehend automatisierten Produktionsstraße hergestellt. Damit sollen vor allem Economies of Scale genutzt werden.¹⁴

Mit der CIS-Technologie von Siemens Solar hat 1999 eine neue Technologie Einzug in die Serienproduktion gehalten. Sie muß sich allerdings nicht nur mit ihren technologischen Eigenschaften, sondern auch mit ihrem Preis-/Leistungsverhältnis gegen die technologisch fortgeschrittenen, auf Silizium basierenden Solarzellentypen durchsetzen. „Die schwierigste **technologische Herausforderung** für die Dünnschicht-Solarzelle ist die homogene großflächige Herstellung der einzelnen Schichten mit genügend hoher Abscheiderate und Materialausbeute sowie möglichst geringer Substrat-Temperatur (das Substrat ist im allgemeinen Glas, welches ab 400 °C weich wird).“¹⁵

Bis heute haben kristalline Zellen die höchsten Wirkungsgrade aller terrestrisch eingesetzten Solarzellen.

Technologie	Labor	Praxis
Gallium-Arsenid	30,2	-
Monokristallines Silizium	24,4	17
Polykristallines Silizium	19,8	14
Kupfer-Indium-Diselenid	18,8	12
Cadmium-Tellurid	16,0	10
Amorphes Silizium	13,2	7

Tabelle 1: Wirkungsgrade nach Technologien

Quelle: www.shell.de

¹⁴ Vgl. Photon 6-99, S.46ff

¹⁵ www.shell.de, 21.04.2000

Der höchste Wirkungsgrad unter Laborbedingung wurde bisher mit Gallium-Arsenid-Zellen erreicht. Da Gallium aber seltener vorkommt als Gold und Arsen eine toxische Substanz ist, sind diese Solarzellen teuer und problematisch in der Herstellung. Ihr Einsatzbereich wird vermutlich auf die Weltraumtechnik beschränkt bleiben. Es ist jedoch unumstritten, daß langfristig die auf Cadmium-Tellurid und Kupfer-Indium-Selenid basierenden Dünnschichtzellen mit ihrem einfachen Aufbau und ihrem geringen Materialverbrauch einen großen Marktanteil bekommen werden. Bis dahin werden allerdings die kristallinen Dickschicht-Solarzellen den Markt beherrschen.

2. Der Photovoltaik-Markt

Die ersten modernen Solarzellen wurden 1954 in den Bell-Laboratories in den USA hergestellt. Sie wurden jedoch nicht für den terrestrischen Gebrauch produziert, sondern für die sich damals rasant entwickelnde Raumfahrt, die auf eine über lange Zeit wartungsfreie und zuverlässige Stromversorgung angewiesen war. Der Satellit Vanguard I wurde 1958 als erster mit Solarzellen ausgerüstet und in den Weltraum geschossen.¹⁶ Der Erfolg des Projektes führte zu einer Intensivierung der Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, wenngleich die industrielle Fertigung noch lange Zeit in nur sehr bescheidenem Umfang stattfand.

Den ersten Durchbruch für den terrestrischen Einsatz von Solarzellen brachte die Ölkrise der Jahre 1973/74. In allen Industriestaaten suchten Experten nach Alternativen für das plötzlich sehr teure Erdöl. Da die Solarenergie unabhängig vom Import von Rohstoffen war, schien sie der ideale Ersatz für den Energieträger Erdöl zu sein. In Europa, Amerika und Asien wurden daraufhin Forschungs- und Entwicklungskapazität aufgebaut mit dem Ziel, optimale Entwicklungskonzepte für terrestrische Anlagen zu entwickeln.¹⁷ Während wegen der begrenzten Nutzlast von Raketen in der Raumfahrt vor allem niedriges Gewicht wichtig war, mußten für den terrestrischen Einsatz Zellen entwickelt werden, die in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit mit anderen Energieträgern konkurrieren konnten. Dieses Ziel ist allerdings bis heute nicht erreicht worden. Unter günstigen Bedingungen (z.B. in Kalifornien) sind bestenfalls Stromerzeugungskosten von EUR 0,25 möglich. Bei Erzeugung von Strom aus Windkraft sind dagegen bereits Preise zwischen EUR 0,05 und 0,1 möglich.¹⁸

Wenn man die Entwicklung der Preise von 1978 bis 1999¹⁹ betrachtet, wird deutlich, daß die Kosten pro Wp im Durchschnitt um 12 % gefallen sind, während die Produktionsmenge um 28 % gestiegen ist. Die Photovoltaik-Industrie konnte demnach ihren Marktanteil konstant ausbauen, was sicherlich auch auf die Preissenkungen zurückzuführen ist. Die Vermutung liegt nahe, daß auch von 1996 bis 1999 die Preise für Solarzellen weiter gesunken sind. Dies

¹⁶ Vgl. Hoffmann, V. 1996, 15

¹⁷ Vgl. Hoffmann, V. 1996, 15; Grupp 1997, S. 355

¹⁸ Murphy & Spitz Research; www.solarworld.de, 18.05.2000

¹⁹ Für 1996 bis 1999 lagen keine durchschnittlichen Preise vor

läßt sich zumindest für Solarmodule nachweisen. Aufgrund von Währungsschwankungen und unterschiedlichen staatlichen Subventionen in den Herstellerländern ist eine Berechnung durchschnittlicher Preise pro Wp auf Basis von Modulpreisen mit Unsicherheit behaftet und wird hier nicht durchgeführt. Es ist weiter auffällig, daß insbesondere seit 1996 das Wachstum deutlich zugenommen hat.

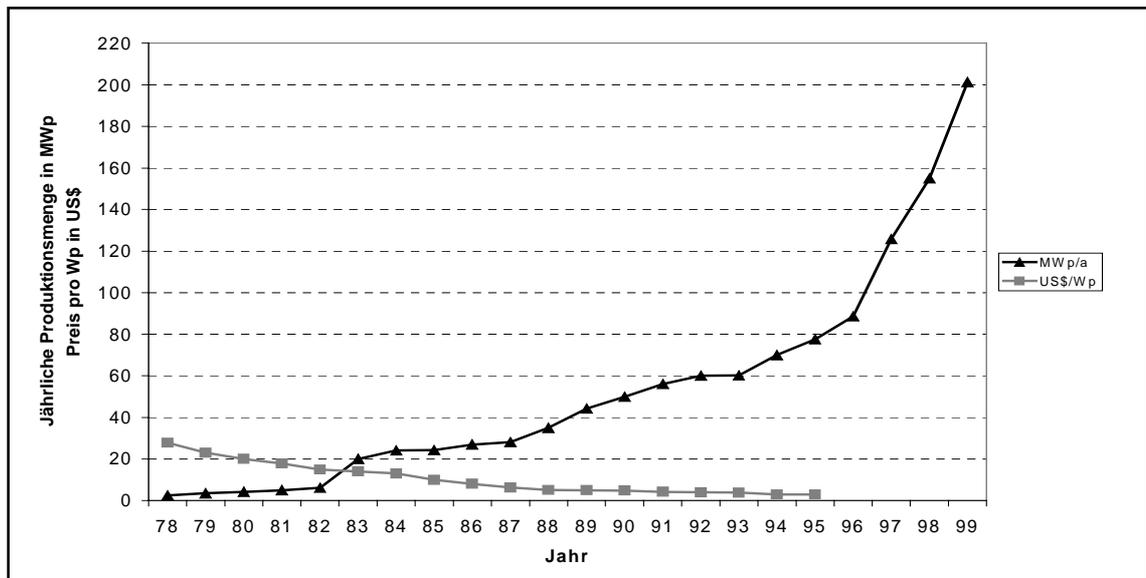


Abbildung 10: Preisentwicklung und Produktionsmengen

Quelle: FhG-ISE, PV News

Im folgenden soll die Entwicklung des Photovoltaik-Marktes detaillierter untersucht werden. Dabei kann gezeigt werden, daß sich während der 90er Jahre ein Wechsel bei den auf dem Markt vorherrschenden Technologien vollzogen hat und sich die jährlichen Wachstumsraten innerhalb der Triade Europa, USA und Japan sehr unterschiedlich entwickelt haben. Allerdings sind auch Parallelen bei der Marktentwicklung erkennbar. So hat sich in allen drei Regionen ein dominierendes Führungsduo herausgebildet, daß sich zu einem Führungstrio zu entwickeln scheint. Da die regionenspezifische Marktentwicklung auf unterschiedliche staatliche Förderprogramme zurückzuführen sein könnte, wird auf diese Maßnahmen zum Abschluß des Kapitels genauer eingegangen. Quelle der in diesem Kapitel verwendeten Daten sind die PV News von 1988 bis 2000, in denen jährlich umfangreiche Angaben zum Photovoltaikmarkt veröffentlicht werden.

2.1 Marktentwicklung nach Technologien

1999 stellten Solarmodule aus kristallinem Silizium mit 80,2 % die auf dem Weltmarkt vorherrschende Technologie dar. Der Anteil von polykristallinen Zellen war dabei mit 43,9 % etwas höher als der von monokristallinen Zellen mit 36,3 %. Den drittgrößten Anteil hatten Zellen auf der Basis von amorphem Silizium mit 11,9 %, während alle anderen Technologien zusammen nur auf einen Marktanteil von 8,1 % kamen. Von diesen Technologien hatten Solarmodule auf Basis von bandgezogenem Silizium einen Marktanteil von 2,1 % und Cadmium-Tellurid Solarmodule einen Marktanteil von 0,6 %.

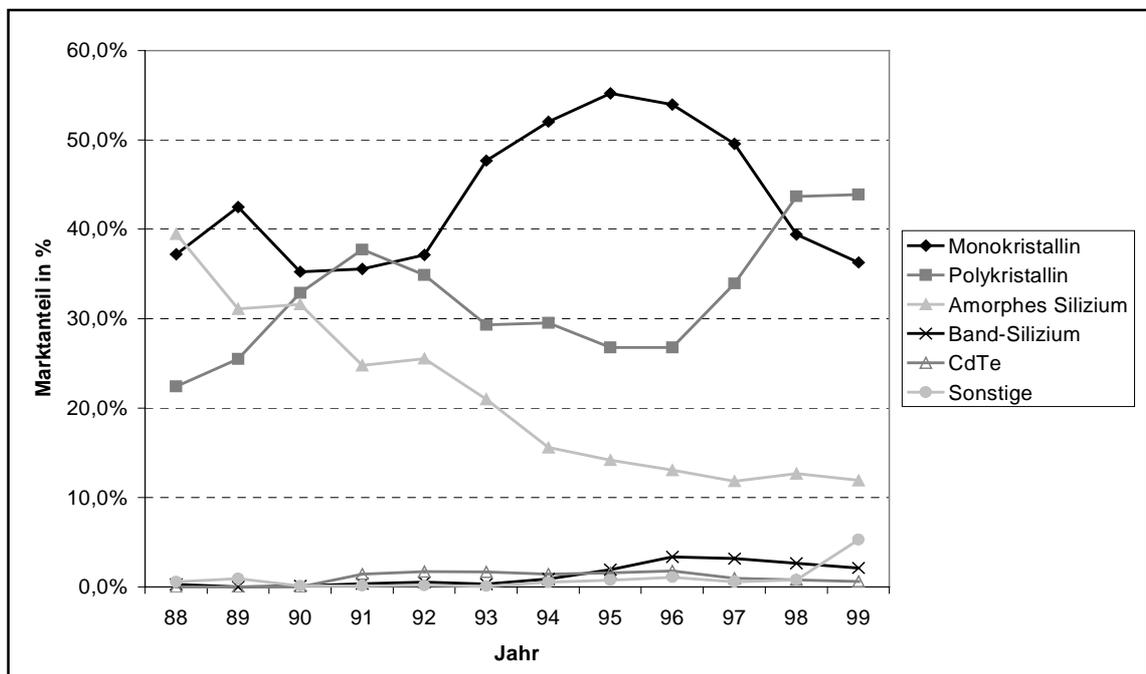


Abbildung 11: Marktentwicklung nach Technologien

Quelle: PV News

Nachdem amorphes Silizium 1988 noch einen Marktanteil von 39,5 % hatte, liegt dieser seit 1997 bei Werten um 12 %. Dies hängt damit zusammen, daß das Problem der Degradation, also des Absinkens des Wirkungsgrades im Betrieb, bei diesen Zellen bis heute nicht gelöst werden konnte. Damit haben sich die Hoffnungen, die lange Zeit in die kostensparenden Eigenschaften von amorphen Siliziumzellen gesetzt wurden, nicht erfüllt. Monokristallines Silizium, das von 1992-1997 den größten Marktanteil hatte, wurde mittlerweile durch das kostengünstigere polykristalline Silizium vom Spitzenplatz verdrängt. 1998 ging der Anteil von monokristallinen Zellen sogar in absoluten Zahlen zurück (von 62,8 MWp auf 59,8 MWp), während der Gesamtmarkt für Solarzellen in diesem

Jahr um 20 % wuchs. Zellen aus polykristallinem Silizium scheinen trotz ihres niedrigeren Wirkungsgrades gegenüber monokristallinen Zellen ein besseres Preis-/Leistungsverhältnis zu haben. Insgesamt machen Dickschichtzellen aus kristallinem Silizium seit 1992 mindestens 75 % des Gesamtmarktes für Solarzellen aus. Langfristig wird jedoch diesen Technologien kein so hohes Preissenkungspotential zugetraut wie den Dünnschichtzellen mit CIS-Technologie.²⁰

Andere Technologien haben sich trotz großer Forschungsaufwendungen noch nicht am Markt etablieren können. Seit 1994 wurden zwar vermehrt Solarzellen mittels des materialsparenden Bandziehverfahrens hergestellt, ohne jedoch bis heute einen größeren Marktanteilen erreicht zu haben. Dünnschichtzellen aus Cadmium-Tellurid werden ausschließlich von Matsushita (Japan) für den Einsatz in der Kleinstelektronik (Taschenrechner, Uhren, etc.) hergestellt und haben nie einen größeren Marktanteil erlangt. 1999 erreichten die sonstigen Technologien mit 5,4 % zum ersten Mal einen deutlich größeren Marktanteil, der in den Jahren zuvor nur ca. 1 % betragen hatte. Dies deutet darauf hin, daß diese Technologien mittlerweile an der Schwelle zur Serienfertigung stehen. Dafür spricht, daß Siemens Solar seit 1999 CIS-Zellen auf dem Markt anbietet und auch die neu gegründete Würth Solar seit Mitte 2000 eine CIS-Zellen Produktionsanlage in Betrieb genommen hat.

2.2 Marktentwicklung weltweit

Weltweit stieg die Jahresproduktion von Solarzellen zwischen 1988 und 1999 von 29,2 MWp auf 201,3 MWp und hat sich damit fast versiebenfacht. Das entspricht einem durchschnittlichen Wachstum von 18 % p.a.. Diese Entwicklung verlief in den einzelnen Herstellerregionen sehr unterschiedlich. Die höchsten durchschnittlichen Wachstumsraten hatte in diesem Zeitraum Europa mit 24 %, gefolgt von Japan mit 19 % und den USA mit 18 %. Alle weiteren Hersteller aus Ländern wie Indien und China hatten ein unterdurchschnittliches Wachstum von nur 14 %. Die westlichen Industrienationen haben in den letzten 12 Jahren ihren Vorsprung auf dem Gebiet der Photovoltaik wesentlich ausbauen können. Dieser Trend hat sich in den letzten 3 Jahren noch verstärkt.

²⁰ Vgl.: Staiß 1996, S.49f

Das Marktwachstum betrug in diesem Zeitraum 32 % p.a., wobei Japan mit beeindruckenden 59 % p.a. an der Spitze lag, gefolgt von Europa mit 39 % p.a.. Unterdurchschnittliches Wachstum war in den USA mit 24 % p.a. und vor allem bei den sonstigen Herstellern mit 8 % p.a. zu verzeichnen.

Die unterschiedlichen Wachstumsraten hatten zur Folge, daß 1999 in Japan mit 80 MWp zum ersten Mal mehr Solarzellen produziert wurden als in den USA (60,8 MWp). Wenn diese Entwicklung weiter anhält, werden die USA in den nächsten Jahren auch von den europäischen Firmen überholt werden. Sonstige Hersteller hatten dagegen mit einer Produktionsmenge von 12 MWp 1999 nur noch einen Anteil von 6 % am Weltmarkt, was einem Minus von 4 Prozentpunkten gegenüber 1988 entspricht.

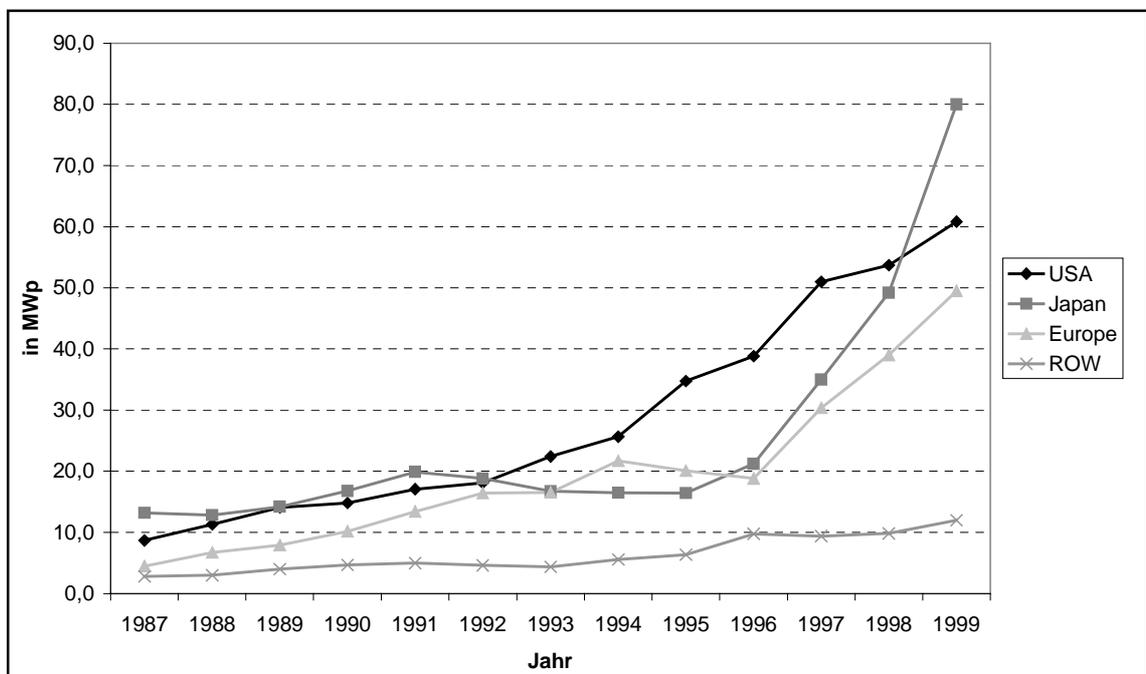


Abbildung 12: Marktentwicklung nach Regionen

Quelle: PV News

Insgesamt ist der Photovoltaikmarkt auf der Herstellerseite stark konzentriert. Die vier größten Hersteller hatten 1999 einen Marktanteil von über 50 %, die größten acht beherrschten fast 75 % des Marktes. Durch den Zusammenschluß von BP Solar und Solarex hat die Konzentration im letzten Jahr sogar weiter zugenommen. Die drei großen Herstellerregionen Japan, USA und Europa werden heute von jeweils zwei Firmen dominiert, wobei sich in jeder Region ein starker Verfolger entwickelt hat. Dies wird deutlich, wenn man die einzelnen Regionen getrennt betrachtet.

Abbildung 13: Marktanteil nach Firmen

Quelle: PV News

2.3 Marktentwicklung Japan

Japanische Firmen fertigen den größten Teil der weltweiten Produktion von Solarmodulen. Während sich dort eine Vielzahl von Firmen mit der Entwicklung von Solarzellen beschäftigt, wird der Markt klar von drei Herstellern dominiert. Mit einer Produktion von 30,3 MWp im Jahr 1999 ist Kyocera der größte Hersteller von Solarmodulen in Japan, eine Position, die diese Firma schon seit 1995 einnimmt. Mittlerweile hat Sharp durch eine starke Ausweitung der Produktionskapazitäten (1999: 30 MWp) auf Kyocera aufgeschlossen. Drittgrößter Produzent ist die Firma Sanyo mit 13 MWp, die bis 1994 noch Japans größter Produzent war.

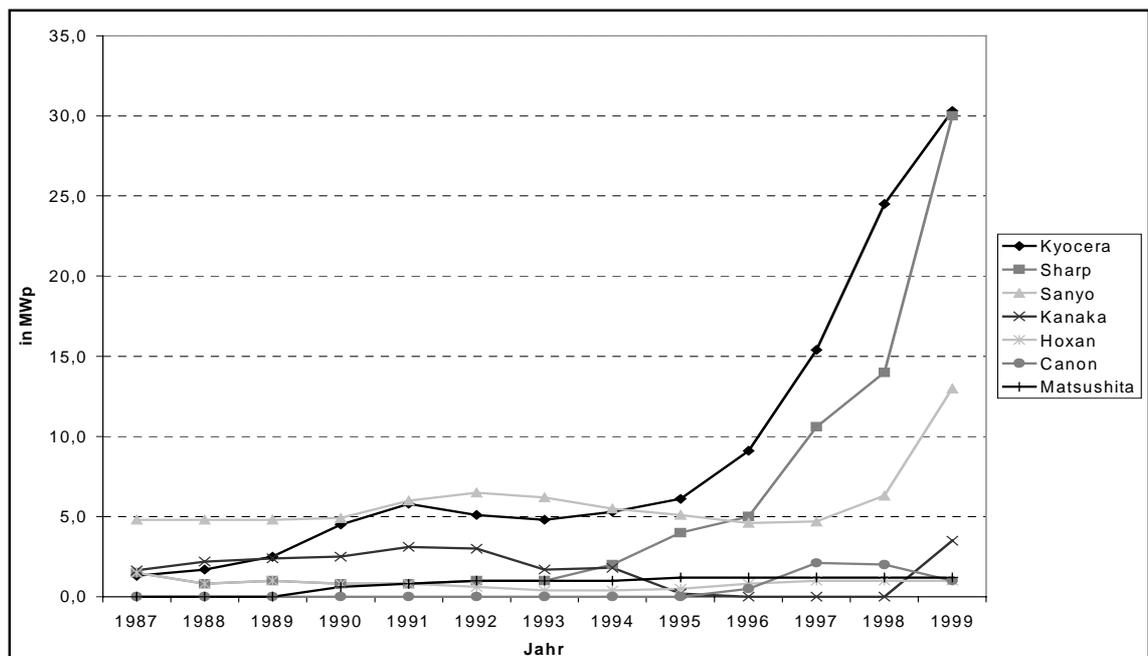


Abbildung 14: Marktentwicklung Japan

Quelle: PV News

Alle anderen japanischen Hersteller haben 1999 weniger als 4 MWp produziert und spielten damit auf dem Markt eine eher untergeordnete Rolle. Insgesamt hat sich die Marktkonzentration in Japan deutlich erhöht. Verfügten die zwei größten Hersteller 1987 noch über knapp 50 % Marktanteil, liegt dieser Wert heute bei 75 %. Kyocera, Sanyo und Sharp haben zusammen sogar einen Marktanteil von über 90 %.

2.4 Marktentwicklung USA

Nachdem Siemens Solar und Solarex den amerikanischen Markt lange Zeit dominiert haben, sind dort mittlerweile ebenso wie auf dem japanischen Markt drei große Hersteller aktiv. Klarer Marktführer ist seit über 10 Jahren die Firma Siemens Solar Industries, eine Tochter der deutschen Siemens Solar GmbH, die 1999 mit 22,2 MWp mehr als ein Drittel der in den USA hergestellten Solarzellen produzierte. Zweitgrößter Hersteller war 1999 mit 18 MWp die Firma Solarex, die mittlerweile mit BP Solar zu BP Solarex fusioniert hat.²¹ Auf Platz drei folgt Astropower mit 12 MWp und einem Marktanteil von 20 %.

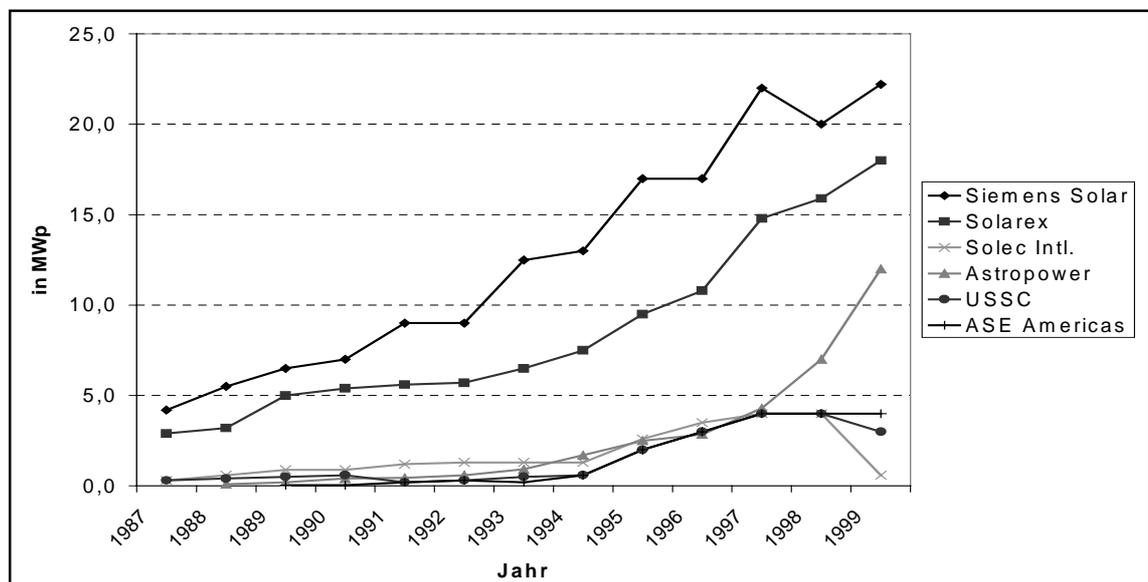


Abbildung 15: Marktentwicklung USA

Quelle: PV News

Astropower hat in den letzten vier Jahren seine Produktionsmenge vervierfacht, so daß Siemens Solar, Solarex und Astropower 1999 einen Marktanteil von über 85 % hatten. Der Anteil der zwei größten Firmen Siemens Solar und

Solarex ist allerdings auf 66 % gefallen, nachdem diese 1993 noch 85 % hatten. Interessanterweise produziert auf dem amerikanischen Markt mit der Firma ASE Americas ein weiteres deutsches Unternehmen, das über die ASE GmbH zum RWE-Konzern gehört. Mit 4 MWp verfügt ASE Americas allerdings nur über einen Marktanteil von 6,6 %.

2.5 Marktentwicklung Europa

Der europäische Markt ist weniger stark konzentriert als der amerikanische und der japanische Markt. Die drei größten Hersteller besaßen 1999 nur einen Marktanteil von knapp 64 %, die größten zwei nur 49 %. Von 1988 bis 1991 lag er für die zwei größten Unternehmen sogar unter 33 %. Die Ursachen dafür liegen vermutlich in der uneinheitlichen Förderung der jeweiligen nationalen Firmen durch die europäischen Staaten. Nachdem bis 1987 kein Hersteller eine beherrschende Position hatte, haben sich seit 1992 BP Solar²² und seit 1997 Photowatt absetzen können. Nach starkem Wachstum 1997 und 1998 hatte Photowatt allerdings 1999 einen Produktionsrückgang um 2 MWp auf 10 MWp zu verzeichnen.



Abbildung 16: Marktentwicklung Europa

Quelle: PV News

²¹ Diese Firmen werden in dieser Untersuchung getrennt betrachtet, da sie erst 1999 fusioniert haben.

²² BP Solar hat 1999 4MWp in Indien und 5,5MWp in Australien produziert. Diese werden dem europäischen Markt zugeordnet, da sie für die Jahre zuvor nicht getrennt ausgewiesen wurden.

Mit einer Produktionsmenge von 7 MWp ist die ASE GmbH 1999 zur drittgrößten Firma im europäischen Markt aufgerückt. Damit produzierte ASE auch erstmals mehr Solarzellen in Europa als ihre Tochterfirma ASE Americas in den USA. Die zu 51 % Siemens und zu 49 % der Bayernwerk AG gehörende Siemens Solar GmbH produzierte 1999 nur 2 MWp in Deutschland, während Siemens Solar Industries in den USA mit 22,2 MWp im gleichen Zeitraum mehr als die zehnfache Menge an Solarzellen hergestellt hat. Weitere europäische Hersteller sind Isophoton aus Spanien sowie Helios und Eurosolare aus Italien, die jedoch 1999 jeweils weniger als 3 MWp produziert haben.

2.6 Firmenzusammenschlüsse und neue Marktteilnehmer

Aufgrund von Zusammenschlüssen und neuen Marktteilnehmern hat sich der Photovoltaik-Markt besonders in Europa stark verändert. Gleichzeitig hat der Marktanteil der vier größten Unternehmen deutlich nachgelassen. Hatten Siemens Solar, Solarex, Sanyo und Kanaka 1988 noch einen Marktanteil von 74 %, so lag der Marktanteil von Kyocera, Sharp, Siemens Solar und BP Solarex 1999 nur noch bei 58 %.

Die europäische BP Solarex ist nach der Übernahme von Solarex durch die BP Amoco Gruppe der weltweit größte Hersteller von Solarzellen. Dabei fungiert BP Solarex als Holding, während die Marken BP Solar und Solarex mit ihren Vertriebskanälen am Markt weitergeführt werden. Schon 1995 hatte BP Solar seinen Marktanteil durch den Kauf einer Solarzellen-Fabrik von Advanced Photovoltaic Systems vergrößert.

Die amerikanische Siemens Solar Industries wurde 1990 als eine Tochterfirma der Siemens Solar GmbH in den Siemens Konzern integriert, nachdem Siemens Solar die Firma ARCO Solar von der Atlantic Richfield Corporation übernommen hatte. In den letzten Jahren hat Siemens Solar keine weiteren Firmen übernommen, es bestehen aber mittlerweile Joint Venture mit Siemens Showa Solar Ltd. in Singapur und Siemens Solar Energy K.K. in Tokyo, mit denen der asiatische Markt erschlossen werden soll.

Die Angewandte Solarenergie – ASE GmbH entstand 1994 durch einen Zusammenschluß der Photovoltaik-Aktivitäten von Nukem und DASA, die jeweils 50 % der Anteile hielten. Im selben Jahr expandierte ASE durch die

Übernahme der amerikanischen Mobil Solar Energy, die in ASE Americas umbenannt wurde. Von Mobil Solar stammt die bei ASE exklusiv eingesetzte EFG-Technologie (Edge defined Film-fed Growth), die einzige in der Produktion eingesetzte Silizium-Folien-Technologie. Schon 1988 war die AEG, die seit 1958 Photovoltaiksysteme für die Raumfahrt produziert hatte, in die damalige DASA eingegliedert worden. 1996 erwarb die Nukem, eine Tochterfirma der RWE, den 50 %-igen Anteil der DASA und wurde alleiniger Besitzer von ASE. 1998 expandierte ASE durch den Kauf der deutschen Firma Phototronics Solartechnik.

Die französische Firma Photowatt wurde 1979 auf staatlichen Druck als Zusammenschluß mehrerer in Frankreich in der Photovoltaik-Industrie tätigen Firmen gegründet.²³ Anfang 1997 hat Matrix Solar Technologies Inc., eine Tochterfirma der ATS Automation Tooling Systems Inc., die Firma Photowatt mit dem Ziel übernommen, sie mit neuen Produktionsmaschinen von ATS auszurüsten. Photowatt hat seitdem deutlich Marktanteile gewonnen. Zusammen mit TOTAL Energie und lokalen Partnern wurden außerdem zwei Joint Venture in Südafrika und Algerien gegründet, die Module auf Basis von Photowatt Solarzellen fertigen sollen.

Als einziger großer japanischer Hersteller drängt Kyocera auf den amerikanischen Markt. Dafür hat sich Kyocera durch die Übernahme der IPC Photocomm von der Golden Genesis Corporation ein bestehendes Vertriebsnetz gesichert. Die Übernahme von Solec International durch Sanyo im Jahr 1994 hat dagegen das Ziel gehabt, die Produktionskapazitäten von Solec für die Fertigung der neu entwickelten HIT-Zellen zu nutzen. Diese werden von Sanyo in Modulen eingesetzt, die hauptsächlich für den japanischen Markt bestimmt sind. Dementsprechend ging der Marktanteil von Solec von 4 MWp im Jahr 1998 auf 0,6 MWp im Jahr 1999 zurück, während der von Sanyo im selben Zeitraum von 6,3 MWp auf 16 MWp stieg. Als weitere japanische Firma ist Canon mit 49 % an dem US-amerikanischen Hersteller USSC United Solar Systems Corporation beteiligt. In Japan betrug das Produktionsvolumen von Canon allerdings nur 1 MWp, und auch USSC produzierte 1999 nur 3 MWp. Ein neuer Marktteilnehmer entstand in den Niederlanden, wo Shell 1999 2 MWp an Zellen und insgesamt 5 MWp an Modulen produziert hat. In Deutschland hat

²³ Clark et al 1987, S. 157

Shell über seine Tochter Shell Solar eine neue Solarzellenfabrik gebaut, die über eine jährliche Kapazität von 13 MWp verfügen soll. Im Juni 2000 hat in Deutschland die Produktion von 1,2 MWp p.a. moderner CIS-Zellen in der neu gegründeten Würth Solarfabrik begonnen. Würth Solar ist ein Gemeinschaftsunternehmen der Würth AG, der Energie-Baden-Württemberg und des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung. Seit 1999 produziert auch die Firma Dunasolar in Ungarn 1,2 MWp p.a.. BP Solar plant eine Solarzellenfabrik in Deutschland zu eröffnen.

2.7 Förderprogramme

Insbesondere als Reaktion auf die Ölpreiskrisen der 70er Jahre weiteten die westlichen Regierungen die Förderung der Photovoltaik deutlich aus. „Anfangs und Mitte der 80er Jahre sollten die staatlichen Bemühungen einen Technikschieb auslösen, d.h. es wurden Forschungs- und Entwicklungsarbeiten vorangetrieben und öffentlich subventioniert. ... Aus der Sicht der innovierenden Unternehmen bedeutete diese Strategie letztlich, daß die Entwicklungskosten für photovoltaische Produkte erheblich reduziert werden, das Absatzrisiko der entsprechenden Innovationen aber nicht.“²⁴ Aus diesem Grund versucht seit 1994 Japan und seit neuestem auch Deutschland, durch staatlich subventionierte Nachfrageprogramme einen großen und stabilen Absatzmarkt für die Photovoltaik zu schaffen. Ziel ist in beiden Fällen, die zum Bau großer Fertigungsstätten notwendige Investitionssicherheit zu schaffen. Nachdem die Technologie weitgehend erforscht ist, sollen nun durch Skaleneffekte und eine bessere Beherrschung der Produktionsprozesse weitere Preissenkungen möglich werden. Die amerikanische Regierung hat bis heute kein ähnlich ambitioniertes Programm aufgelegt, womit sich das im Vergleich zu Europa und Japan geringere Wachstum der amerikanischen Photovoltaik-Industrie erklären ließe. Im Folgenden werden die einzelnen Programme näher vorgestellt.

Die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten für Erneuerbare Energien sind in Japan im New-Sunshine-Programm verankert, das bis zum Jahr 2020 mit 14 Mrd. Dollar finanziert werden soll.²⁵ 1994 begann Japan mit einem 70.000-

²⁴ Grupp 1997, S. 365

²⁵ www.eurosolar.com, 18.05.2000

Dächer-Programm und war damit das erste Land, das in die Massenproduktion von Solarzellen einstieg. Das Ministry for International Trade (MITI) und die Agency for Natural Resources and Energy (ANRE) bezuschussen Photovoltaikanlagen zur Stromversorgung privater Haushalte mit 50 %, während die Energieversorger eingespeisten Strom 1:1 vergüten müssen. 1994 wurden bereits 1,8 MWp, 1995 3,6 MWp und 1996 5,4 MWp installiert. Bis zum Jahr 2000 sollen Anlagen mit einer Gesamtleistung zwischen 90 MWp und 400 MWp installiert sein, bis 2010 sogar 4600 MWp.

Jahr	1997	1998	1999	2000
Budget zur Einführung und Förderung von PV-Systemen	20,27	26,08	28,52*	28,84* 283 Mio. €
davon 70.000 Dächer Programm	11,11	14,70	16,04*	14,50* 142 Mio. €

*geplant

Tabelle 2: Japan: Photovoltaik-Budget in Mrd. Yen (102Yen = 1€) Quelle: www.eurosolar.com

Ungefähr die Hälfte des Budgets zur Einführung und Förderung von Photovoltaik-Systemen wird für das 70.000-Dächer-Programm ausgegeben. Stark gefördert werden mit diesen Mitteln außerdem Technologien zum praxisorientierten Einsatz von Photovoltaik-Systemen (Jahr 2000: 39 Mio. €) und Forschungsaktivitäten im Bereich der industriellen Anwendung (Jahr 2000: 77 Mio. €).

Die massive Förderung durch die japanische Regierung hat dazu geführt, daß nahezu die gesamte Produktion der japanischen Photovoltaik-Industrie mit Unterstützung dieses Programms zur Förderung der Nachfrage verkauft wird. Nach Schätzungen von PV Energy Systems, einer auf Photovoltaik spezialisierten amerikanischen Beratungsfirma, war Japan 1999 mit 50 MWp installierter Leistung führend im Einsatz von Photovoltaik-Anlagen zur terrestrischen Stromerzeugung. Die Produktion von Kyocera, Sharp und Sanyo, die fast ausschließlich im japanischen Markt abgesetzt wird, lag im selben Zeitraum bei 73,3 MWp, so daß die installierte Leistung im Jahr 2000 vermutlich weiter stark ansteigen wird.²⁶

Nachdem Japan jahrelang als einziges Land die Anwendung von Photovoltaik-Anlagen gefördert hat, ist zum 1. Januar 1999 in Deutschland das 100.000-

Dächer-Programm in Kraft getreten, auf dessen Grundlage in Deutschland bis Ende 2004 100.000 Photovoltaik-Anlagen gefördert werden sollen. Ziel des Programms ist die Installation von 300 MWp Gesamtleistung. Damit kann ungefähr eine jährliche Gesamtstrommenge von 240.000 MWh²⁷ produziert werden, was 1999 0,044 % des bundesdeutschen Energiebedarfs entsprochen hätte!²⁸ Neben der Serienproduktion soll der intensivierte Wettbewerb zwischen den Herstellern die Kosten für photovoltaisch erzeugten Strom drastisch senken. Geplant ist folgende zeitliche Verteilung der Förderung:

Jahr	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Geförderte Anlagen in MWp	18	27	36	51	72	96

Tabelle 3: Förderprogramm Deutschland

Quelle: www.eurosolar.com

Das Programm ist mittlerweile so erfolgreich, daß eine Aufstockung der staatlichen Mittel für das Jahr 2000 notwendig wurde. Die bereitgestellten 180 Mio. DM (92 Mio. €) waren nicht ausreichend, um alle beantragten Anlagen zu fördern. Aus diesem Grund wurden zusätzliche 40 Mio. DM bereitgestellt. Das Gesamtvolumen des Programms wurde jedoch nicht erhöht, so daß bei weiter anhaltender starker Nachfrage eine Reduzierung der Programmlaufzeit auf 5 Jahre wahrscheinlich wird. Gleichzeitig wurde die Förderung von Anlagen über 5 kWp reduziert, ebenso wie die förderfähigen Anlagekosten pro kWp. Damit soll eine kontinuierliche Antragsbewilligung und eine höhere Planungssicherheit für Konsumenten und Hersteller geschaffen werden.²⁹

Die Produktionskapazitäten deutscher Solarzellen-Hersteller betrug im Jahr 1999 nur 9 MWp (ASE und Siemens Solar), so daß ein Großteil der für die Module benötigten Zellen importiert werden müssen und damit auch ausländische Produzenten vom 100.000-Dächer-Programm profitieren. Allerdings wird auch für eine Reihe deutscher Modulhersteller (Pilkington, Solarfabrik, SolarWerk, etc.) ein größerer Absatzmarkt geschaffen. Außerdem wird die in Deutschland produzierte Menge an Solarzellen in den nächsten Jahren zunehmen, da Shell Solar in Gelsenkirchen eine Solarzellenfabrik mit

²⁶ PV News, 2000

²⁷ Annahme: Mit 1 kW installierter Leistung können 800 kWh/Jahr erzeugt werden

²⁸ Institut der deutschen Wirtschaft 2000

²⁹ Beiblatt Photon 3/2000

einer Kapazität von bis zu 13 MWp eröffnet hat³⁰ und BP Solar ebenfalls plant, ein neues Werk zu eröffnen.³¹

Die staatliche Förderung der Photovoltaik-Industrie in den USA ist 2000 von 90,9 Mio. US\$ auf 83 Mio. US\$ gesunken. Dies entspricht einem Rückgang um 8,7 %. Zwar unterhält das U.S. Department of Energy ein Photovoltaik Programm, allerdings sind bis heute keine substantiellen Mittel für ein Programm zur Förderung der Nachfrage bereitgestellt worden. Mittlerweile wurde von der amerikanischen Regierung die Million Solar Roof Initiative gestartet. Vor allem durch Forschung und Entwicklung sollen bis 2010-2030 Systemkosten unter 1,5 US\$/Wp und Stromkosten unter 0,06 US\$/kWh realisiert werden.³² Der unpräzise Zeitraum von 10 bis 30 Jahren, in denen dieses Ziel erreicht werden soll, ist Anzeichen dafür, daß die Photovoltaik vom Staat nicht sehr ambitioniert gefördert wird. Eine direkte Förderung der Anwendung von Photovoltaik-Anlagen für Privathaushalte wie in Japan und Deutschland ist nicht geplant. Die geringere Förderung der amerikanischen Photovoltaik-Industrie scheint mit Ursache dafür zu sein, daß 1999 zum ersten Mal in Japan mehr Solarzellen produziert wurden als in den USA.

2.8 Zusammenfassung

Nachdem die Photovoltaik-Industrie viele Jahre ein Schattendasein geführt hat, haben vor allem die Förderprogramme in Japan und Deutschland in den letzten Jahren für ein deutlich höheres Marktwachstum gesorgt. Die Photovoltaik hat endgültig ihre Nische in der Weltraumtechnik verlassen. Dabei spielen sicherlich die Fähigkeit von Solarzellen, weitgehend emissions- und lärmfrei Strom zu erzeugen, eine große Rolle. Aber auch aufgrund von deutlichen Preissenkungen gibt es immer mehr Anwendungsbereiche, in denen photovoltaisch erzeugter Strom wirtschaftlicher ist als eine konventionelle Stromversorgung.

Technisch wird die Herstellung von kristallinen und amorphen Silizium-Solarzellen gut beherrscht, weshalb diese Technologien den Markt dominieren. Dem Amorphen Silizium werden anscheinend keine großen Entwicklungs-

³⁰ Photon 6/99, S. 46

³¹ Wirtschaftswoche, Nr.20 / 11.5.20000

chancen zugetraut, da der Marktanteil in den 90er Jahren deutlich gefallen ist. Seit 1999 gibt es erste Anzeichen, daß sonstige Technologien, z.B. in Form von CIS-Zellen, den kristallinen Zellen in Zukunft Marktanteile abnehmen werden.

Die hohen Wachstumsraten in der Photovoltaik haben auch einige große Energiefirmen dazu bewegt, mit der Produktion von Solarzellen und –modulen ein neues Geschäftsfeld zu erschließen. Zu diesen Firmen gehören die niederländische Shell, die britische BP Amoco mit BP Solar und Solarex und die deutschen RWE.

Aufgrund der zunehmenden Konzentration auf der Herstellerseite ist für die Zukunft mit weiteren Preissenkungen und hohen Wachstumsraten zu rechnen. Diese großen Firmen werden zum einen Economies of Scale erschließen, zum anderen stehen ihnen mehr Mittel für Forschungsaktivitäten zur Verfügung. Zusätzlich findet durch den Zusammenschluß von Firmen ein Wissenstransfer statt. Seit 1999 beherrschen Kyocera, BP Solarex, Sharp und Siemens Solar rund 58 % des Weltmarktes, die großen acht Unternehmen sogar 74 %. Durch den Zusammenschluß von BP Solar und Solarex teilt sich dieser Anteil nur noch auf sieben Firmen auf.

³² US Department of Energy, www.usdoe.gov, 25.05.2000

3. Theorie der Data Envelopment Analyse und der Technometrie

In diesem Kapitel werden die theoretischen Grundlagen der Instrumente dargestellt, mit deren Hilfe der Photovoltaikmarkt analysiert werden soll. Ziel der Analyse ist herauszufinden, ob sich innovative Firmen mit technisch fortschrittlicheren Produkten am Markt langfristig durchsetzen und ihren Marktanteil vergrößern können. Dazu wird zunächst eine Data Envelopment Analysis (DEA-Analyse) durchgeführt, mittels der die Effizienz der am Markt angebotenen Photovoltaik-Module überprüft wird. Insbesondere soll gezeigt werden, daß sich die angebotenen Module in ihren technischen Eigenschaften soweit unterscheiden, daß sowohl die Vielzahl der Anbieter von Modulen als auch unterschiedliche Preise gerechtfertigt sind. Die Untersuchung ist wichtig, da es für Photovoltaik-Module unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten mit sehr spezifischen Anforderungen gibt. Es wird auf dem Markt kein Standard-Produkt angeboten, sondern eine Vielzahl unterschiedlichster Modelle, wie z.B. Solarmodule für den Küsteneinsatz, die gegen Seewasser beständig sein müssen, oder Module für Fassaden, die einen speziellen Rahmen benötigen. Auch gibt es weite Spannen in der Nennleistung, da für einen Parkscheinautomaten ein Solarmodul mit weniger als 50 Wp Leistung ausreicht, während für die Stromversorgung eines Privathaushaltes üblicherweise Module mit über 100 Wp eingesetzt werden. Aufgrund der vorliegenden heterogenen Angebotsstruktur ist die Effizienz des Marktes nur durch einen Vergleich einer Vielzahl individueller Produktmerkmale möglich. Dafür scheint die DEA-Analyse aufgrund ihrer später erläuterten Eigenschaften ideal zu sein. Die Untersuchung der Markteffizienz ist auch im Zusammenhang mit der Technometrie von Bedeutung. Denn nur auf einem effizienten Markt mit freiem Wettbewerb werden technisch rückständige Module verdrängt, sofern die technisch fortschrittlicheren Module ein entsprechendes Preis-/Leistungsverhältnis bieten.

Anschließend wird mit Hilfe eines technometrischen Indikators untersucht, inwieweit Firmen mit innovativen Solarmodulen, die über verbesserte technische Eigenschaften verfügen, einen höheren Marktanteil erobern können. Dazu werden zunächst technische Daten ausgewählter Solarmodule wichtiger

Hersteller³³ gesammelt und in Relation zu den Daten konkurrierender Produkte gesetzt. Die Bewertung dieser Daten über einen längeren Zeitraum ermöglicht die Identifizierung von innovierenden Firmen anhand der durch die Technometrie erfaßten technischen Verbesserungen. In Verbindung mit den Veränderungen der Marktanteile kann dann eine Aussage über Innovation als Erfolgsfaktor gemacht werden.

³³ Es werden nur Hersteller von Solarmodulen berücksichtigt, die auch Solarzellen fertigen. Darauf wird im 5. Kapitel näher eingegangen.

3.1 Data Envelopment Analysis

Allgemein gesprochen ist die Data Envelopment Analysis (DEA-Analyse) ein alternatives Konzept, Informationen aus einer Menge von Beobachtungen zu erhalten. Genauer gesagt ermöglicht sie die Bewertung der Effizienz von entscheidungsrelevanten (technischen) Merkmalen eines zu bewertenden Objektes (im folgenden mit DMU für Decision Making Unit bezeichnet). Das besondere an der DEA-Analyse gegenüber anderen Kosten-Nutzen-Analysen ist, daß kein linearer Zusammenhang zwischen den einzelnen Entscheidungsmerkmalen unterstellt wird. D.h. eine DMU gilt als effizient, wenn sie in nur einer Eigenschaft besser ist als alle konkurrierenden Produkte, in allen anderen aber schlechter. Dieses Produkt bietet eine exklusive Kombination von Eigenschaften, die von keinem anderen Produkt erreicht wird. Solch ein Produkt hat eventuell keinen großen Marktanteil, bietet aber einigen Käufern einen speziellen Nutzen. Während also bei der klassischen Kosten-Nutzen-Analyse normalerweise die Ausgewogenheit der verschiedenen Eigenschaften als erstrebenswert angesehen wird, identifiziert die DEA-Analyse auch Nischenprodukte. Dies ist insofern wichtig, als ein effizienter Markt nicht durch die Existenz eines Standardproduktes gekennzeichnet sein muß, sondern auch Platz für spezialisierte Anbieter läßt. Die DEA-Analyse macht aber keine Aussage darüber, ob für ein Nischenprodukt auch ein Markt besteht. Aus diesem Grund ist die DEA-Analyse nur eine Ergänzung zur Technometrie.

„In parametrischen Analysen wird angenommen, daß eine einzige Regressionsgleichung für alle Entscheidungsmerkmale gilt. Im Gegensatz dazu optimiert die DEA-Analyse das Effizienzmaß jedes einzelnen Entscheidungsmerkmals.“³⁴ Bei der DEA-Analyse wird damit nicht die Summe der Eigenschaften einer DMU, sondern jedes Merkmal einzeln betrachtet. Im Gegensatz zu einer parametrischen Analyse ist auch keine Annahme bezüglich des funktionellen Zusammenhangs zwischen Entscheidungsmerkmalen (z.B. eine Produktionsfunktion) erforderlich. Statt dessen wird das maximale Effizienzmaß jedes einzelnen Entscheidungsmerkmals einer DMU in Relation zu allen anderen DMUs in der betrachteten Menge und sich selber berechnet. Diese Entscheidungsmerkmale (Outputs) werden in Relation zu einem Input, also z.B.

dem Preis, gesetzt. Die berechneten Effizienzmaße dienen zur Bestimmung eines mehrdimensionalen Körpers, dessen Grenzfläche durch effiziente Produkte definiert wird. Genauer gesagt wird die Grenzfläche durch diejenigen DMUs charakterisiert, zu denen es keine andere Input-Output-Kombination gibt, die bei niedrigerem Input bei mindestens einem Output höhere Werte erzielt, ohne daß gleichzeitig andere Outputs im Wert sinken. Die DMUs, durch die diese Grenzfläche definiert wird, sind Pareto optimal. Die einzige Bedingung für die DEA-Analyse ist, daß jedes Merkmal auf oder unterhalb der Grenzlinie liegt. Alle Merkmale unterhalb der Grenzlinie werden gegenüber der am nächsten liegenden konvexen Kombination von Merkmalen auf der Grenzlinie bewertet.³⁵

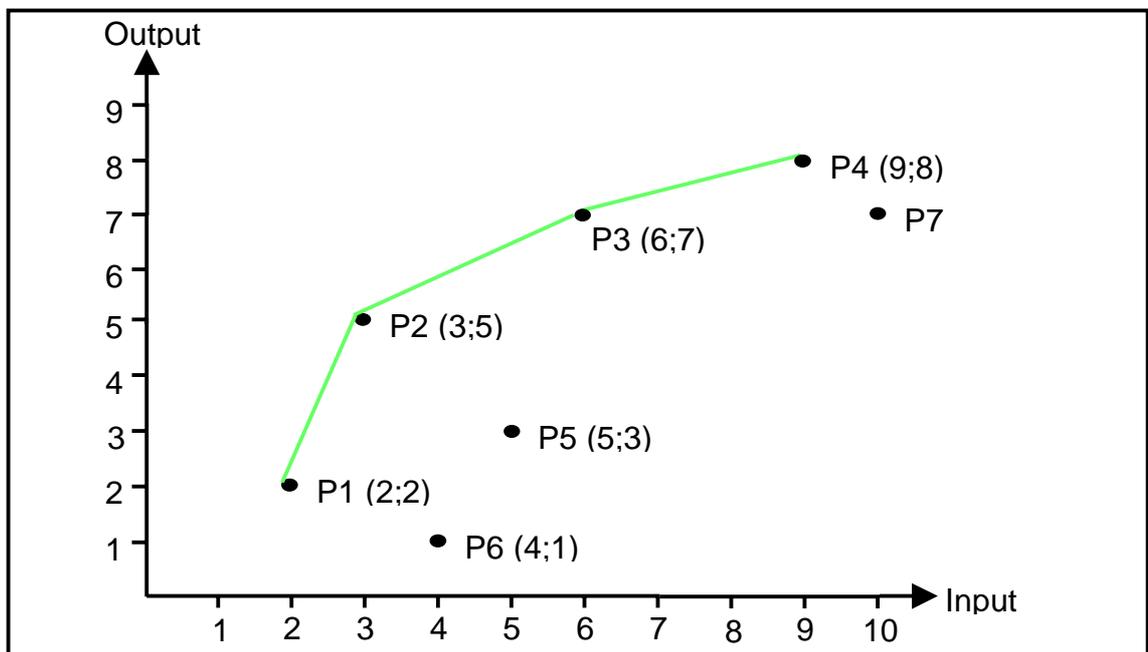


Abbildung 17: Beispiel DEA-Problem

Quelle: Charnes et al 1994, S. 25

Für die folgende Erläuterung wird angenommen, daß n Decision Making Units (DMUs) bewertet werden müssen. Jede DMU verbraucht unterschiedliche Mengen an Input-Faktoren und liefert s verschiedene Outputs. Genauer gesagt verbraucht DMU _{j} die Menge $X_j = \{x_{ij}\}$ an Inputs ($i = 1, \dots, m$) und produziert die Menge $Y_j = \{y_{rj}\}$ an Outputs ($r = 1, \dots, s$). Für die Konstanten wird $x_{ij} > 0$ und $y_{rj} > 0$ angenommen.³⁶ Die $s * n$ Matrix der Outputs wird mit Y und die $m * n$ Matrix der Inputs mit X bezeichnet.³⁷

³⁴ Charnes et al 1994, S.4

³⁵ Charnes et al 1994, S.5

³⁶ Auf die sich daraus ergebenden Probleme bei invers verlaufenden Leistungsmerkmalen wird später noch eingegangen.

³⁷ Vgl. Charnes et al 1994, S.24f

Es gibt eine Vielzahl von DEA-Modellen. Ihnen gemeinsam ist, daß sie alle darauf abzielen, eine Untermenge von effizienten DMUs zu bestimmen, durch die eine einhüllende Grenzfläche definiert wird. Eine effiziente DMU muß in jedem Fall auf dieser Grenzfläche liegen, eine ineffiziente DMU unterhalb. Zusätzlich zur Bestimmung effizienter und ineffizienter DMUs gibt die DEA-Analyse die Ursachen und ein Maß für die Ineffizienz an. Die verschiedenen DEA-Methoden unterscheiden sich in der Art, mit der die Ineffizienz, im Normalfall der Abstand zur Grenzlinie, berechnet wird. An dieser Stelle wird nur das in dieser Arbeit verwendete BCC-Modell mit Output-Orientierung vorgestellt.

3.1.1 Das BCC-Modell der DEA-Analyse

Der Vorteil des BCC-Modells liegt darin, daß es zwischen technischer und skalenbedingter Ineffizienz unterscheidet. Die Berechnung der Effizienz erfolgt in einem zweistufigen Prozeß. Im ersten Schritt wird die rein technische Effizienz ohne Berücksichtigung von Skalenerträgen berechnet. Im zweiten Schritt wird dann versucht, eventuell vorhandene Möglichkeiten abnehmender, zunehmender oder konstanter Skalenerträge zu nutzen.³⁸

Output-Oriented BCC Primal
(BCC_p-O)

$$\begin{array}{ll}
 \max_{\phi, \lambda, s^+, s^-} & z_0 = \phi + \varepsilon * \mathbf{1}^T s^+ + \varepsilon * \mathbf{1}^T s^- \\
 \text{s.t.} & \phi Y_0 - Y\lambda + s^+ = 0 \\
 & X\lambda + s^- = 0 \\
 & \mathbf{1}^T \lambda \geq 1 \\
 & \lambda, s^+, s^- \geq 0
 \end{array}$$

Output-Oriented BCC Dual
(BCC_D-O)

$$\begin{array}{ll}
 \min_{\mu, v, v_0} & q_0 = v^T X_0 + v_0 \\
 \text{s.t.} & \mu^T Y_0 = 1 \\
 & -\mu^T Y + v^T X + v_0 \mathbf{1} \geq 0 \\
 & \mu^T \geq \varepsilon * \mathbf{1} \\
 & v^T \geq \varepsilon * \mathbf{1} \\
 & v_0 \text{ frei}
 \end{array}$$

Formel 3.1

Das „primal problem“ auf der linken Seite wird als „envelopment form“, das „dual problem“ auf der rechten Seite als „multiplier form“ bezeichnet. Die Output-orientierte DEA-Analyse hat zum Ziel, die Outputs zu maximieren, ohne

³⁸ Vgl. Charnes et al 1994, S.23

die gegebene Beschränkung durch die Input-Ressource zu überschreiten. BCC_p-O versucht über ϕ^* so viel Ausweitung von Y_0 zu ermöglichen, wie die Beschränkungen erlauben. Damit wird eine unterstützende Hyperebene gefunden, die auf oder über den DMUs liegt und die vertikale Distanz von der Hyperebene zur ineffizienten DMU minimiert.

Die Variable ϕ steht für die Expansion, die für alle Outputs der DMU durchgeführt wird, um die Effizienz zu steigern. Durch das nicht-Archimedische ε wird sichergestellt, daß die Minimierung über ϕ vor der Optimierung über die „slack“-Variablen s^+ und s^- durchgeführt wird. Erst in einem zweiten Schritt wird, nachdem ein optimales ϕ^* bestimmt wurde, über s^+ und s^- eine Bewegung in die Richtung der effizienten Grenzfläche durchgeführt. Damit sind folgende Aussagen gleich:

1. Eine DMU ist effizient wenn und nur wenn die folgenden zwei Bedingungen erfüllt sind
 - (a) $\phi^* = 1$;
 - (b) alle slacks sind gleich Null.
2. Eine DMU ist effizient wenn und nur wenn $z^*_0 = q^*_0 = 1$.

Bei ineffizienten DMUs geben die slacks und der Wert von $\phi^* < 1$ die Quellen und die Mengen der Ineffizienten an.³⁹ Zur Veranschaulichung soll hier ein vereinfachtes Model bestehend aus 7 DMUs mit jeweils einem Input und einem Output betrachtet werden. Die DMUs werden repräsentiert durch die Punkte P1 bis P7. Die Lösung für das Output-orientierte BCC-Modell sieht wie folgt aus:

	Primal Problem (BCC _p -O)				Dual Problem (BCC _D -O)			
DMU	ϕ^*	s^+	s^-	λ	q^*_j	μ	v	v_0
1	1	0	0	$\lambda_1 = 1$	1	1/2	3/2	2
2	1	0	0	$\lambda_2 = 1$	1	1/5	1/5	2/5
3	1	0	0	$\lambda_3 = 1$	1	1/7	2/21	3/7
4	1	0	0	$\lambda_4 = 1$	1	1/8	1/24	5/8
5	19/9	0	0	$\lambda_2 = 1/3, \lambda_3 = 2/3$	19/9	1/3	2/9	1
6	17/3	0	0	$\lambda_2 = 2/3, \lambda_3 = 1/3$	17/3	1ε	2/3	3
7	8/7	0	1	$\lambda_4 = 1$	$8/7 + \varepsilon$	1/7	ε	$8/7 - 9\varepsilon$

Tabelle 4: Lösung DEA Beispiel (Output-orientiertes BCC) Quelle: Charnes et al 1994, S. 35

³⁹ Vgl. Charnes et al 1994, S.32

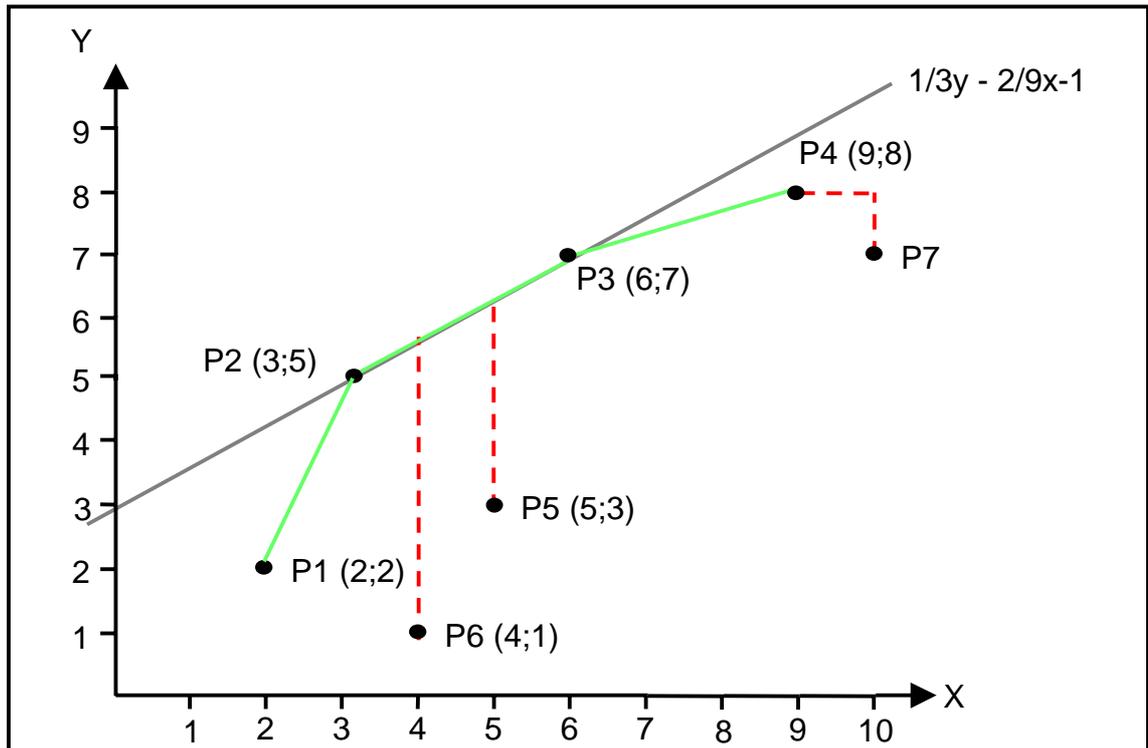


Abbildung 18: Lösung DEA-Beispiel

Quelle: Charnes et al 1994, S. 33

DMUs 1 bis 4 sind laut Tabelle effizient ($\theta^* = 1$, $s^+ = 0$, $s^- = 0$) und bestimmen die abschnittsweise lineare einhüllende Grenzfläche. Für DMU 5 definiert BCCp-O über die Gleichung $1/3y - 2/9x + 1 = 0$ die Hyperebene mit dem niedrigsten Abstand zu DMU 5, die auf der Verbindungslinie von DMU 2 und DMU 3 liegt. Dabei steht der Funktionswert $w_5^* = 19/9$ für die maximale proportionale Erhöhung der Outputs, entsprechend ϕ^*Y . DMU 5 wird dadurch auf den Punkt $(5/6, 25)$ projiziert. Die Bedingungen 1 und 2 sind damit nicht erfüllt. Durch Lösung von BCCp-O für alle DMUs wird die Grenzfläche definiert. Dabei werden die ineffizienten DMUs auf die Segmente der unterstützenden Hyperebene projiziert, die die konvexe Hülle umgeben. Zusätzliche Bewegung in Richtung der Grenzfläche ist eventuell notwendig und kann durch positive Input- und/oder Output-slacks erreicht werden. Dies wird am Beispiel von DMU 7 deutlich. Die Projektion $(X_7, Y_7) \rightarrow (X_7^*, Y_7^*) = (X_7 - s^-, \phi^*Y_7 + s^{+*}) = (9, 8)$ benötigt eine Steigerung des Outputs um $\phi = 8/7$ und den slack $s^{+*} = 1$.

Der Vorteil der DEA-Analyse als Methode zur Beurteilung der Markteffizienz beruht auf drei Eigenschaften:⁴⁰

⁴⁰ Vgl. Charnes et al 1994, S.7

- Sie beschreibt jedes entscheidungsrelevante Merkmal durch einen eigenen relativen Effizienzwert.
- Sie ermöglicht Aussagen zur Verbesserungen einzelner Eigenschaften basierend auf einem Vergleich zu „best-practice“ Produkten.
- Sie vermeidet alternative und indirekte Versuche, abstrakte statistische Modelle zu bestimmen ebenso wie Folgerungen auf Basis von residualer und parametrischer Koeffizienten Analyse.

3.2 Technometrie

Der hier vorgestellte technometrische Indikator bildet die Grundlage für die Analyse des Photovoltaik-Marktes, bei der überprüft werden soll, ob innovative Firmen mit technisch fortschrittlicheren Produkten ihren Marktanteil langfristig ausbauen können. Der technometrische Indikator mißt dazu technische Eigenschaften von Produkten und bewertet diese in Relation zu konkurrierenden Produkten auf einer dimensionslosen Skala von 0 bis 1. Das jeweils fortschrittlichste Produkt bei jeder betrachteten Eigenschaft bekommt den Wert 1 zugeordnet, während das schlechteste den Wert 0 erhält. Alle weiteren Produkte bekommen einen Wert zwischen 1 und 0 zugewiesen, der dem Abstand zum bezüglich der betrachteten Eigenschaft besten und schlechtesten Produkt entspricht. Dieses Vorgehen ermöglicht allerdings nur eine Momentaufnahme der Marktsituation. Um innovative Hersteller und den technologischen Fortschritt zu identifizieren, müssen die Eigenschaften über einen längeren Zeitraum bewertet werden. Dazu läßt der technometrische Indikator eine Bewertung von Produkteigenschaften in den Folgejahren in Relation zu den Spezifikationen des Ausgangsjahres zu. „[Er] wird daher als Idealindikator zur Fortschrittsmessung angesehen.“⁴¹ Diese Aussage wird durch eine Überprüfung der Adäquationskriterien, mit denen die Güte des hier vorgestellten technometrischen Indikators überprüft werden kann, zum Abschluß dieses Kapitels bestätigt.

⁴¹ Grupp 1997, S.101

3.2.1 Algorithmus der Technometrie

Gegeben sei eine Produktgruppe i , die durch j Eigenschaften charakterisiert ist. Das Tupel für die technischen Eigenschaften heiße K . Der Markt bestehe aus k Produkten (oder Marken) eines oder mehrerer Unternehmer. Die technischen Eigenschaften jedes Produktes können damit durch $K(i,j,k,t)$ zum Zeitpunkt t beschrieben werden. Die Maßeinheiten seien $u(j)$. $K(i,j,k,t)$ soll auf die folgende Weise metrisiert werden, so daß die unterschiedlichen Maßeinheiten entfallen:

$$\begin{pmatrix} K(i,1,k',t) \\ K(i,2,k',t) \\ \dots \\ \dots \\ K(i,r,k',t) \end{pmatrix} \circ \begin{pmatrix} u(1) \\ u(2) \\ \dots \\ \dots \\ u(r) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} K^*(i,1,k',k,t) \\ K^*(i,2,k',k,t) \\ \dots \\ \dots \\ K^*(i,r,k',k,t) \end{pmatrix}$$

Formel 3.2

K^* repräsentiere den metrisierten Wert eines bestimmten Produktes eines Herstellers, das mit k' gekennzeichnet sei. K^* soll ausschließlich im Vergleich zu den Merkmalsausprägungen aller konkurrierenden Produkte und k' gemessen werden, d.h. ohne physikalisch-technische Maßeinheiten. Die Metrik für jedes j wird dann wie folgt definiert:

$$K^*(i, j, k', k, t) = \frac{[K(i, j, k', t) - K(i, j, k_{\min}, t_0)]}{[K(i, j, k_{\max}, t_0) - K(i, j, k_{\min}, t_0)]}$$

Formel 3.3

Mit k_{\min} und k_{\max} werden die Produkte bezeichnet, die bezüglich einer Merkmalsausprägung den jeweils schlechtesten und besten Wert erreichen. Sie dienen sozusagen als Referenz.

Wenn der technische Fortschritt bezüglich einer Eigenschaft invers verläuft, d.h. ein kleinerer Zahlenwert in der betrachteten Eigenschaft einem Fortschritt entspricht, lautet die Formel wie folgt:

$$K^*(i, j, k', k, t) = \frac{[K(i, j, k', t) - K(i, j, k_{\max}, t_0)]}{[K(i, j, k_{\min}, t_0) - K(i, j, k_{\max}, t_0)]}$$

Formel 3.4

Für einen Querschnittsvergleich zu einem bestimmten Zeitpunkt ($t = t_0$) kann K^* maximal den Wert 1 und minimal den Wert 0 annehmen. Den Wert $K^* = 1$ kann nur das Produkt k' erreichen, das bezüglich der betrachteten Eigenschaft j unter

allen Produkten am besten abschneidet. Analog bekommt nur das Produkt k' , das in einer Merkmalsausprägung am schlechtesten abschneidet, den Wert $K^* = 0$ zugeordnet.

Dieses Vorgehen soll anhand eines fiktiven Beispiels erläutert werden. Gegeben seien 3 Laserdrucker, die bezüglich der Eigenschaften Druckgeschwindigkeit und Standby-Stromverbrauch bewertet werden.

Eigenschaft Modelljahr 1998	Druckgeschwindigkeit in Seiten pro Minute	Stromverbrauch „Standby“ in Watt
Gerät A	12	30
Gerät B	7,5	40
Gerät C	6	20

Tabelle 5: Beispiel Laserdrucker 1998

Bezüglich der Druckgeschwindigkeit ist Gerät A am besten, während Gerät C am schlechtesten ist. Somit erhält Gerät A bei dieser Eigenschaft gemäß der Formel 3.3 den Wert $(12-6)/(12-6) = 1$, Gerät B den Wert $(7,5-6)/(12-6) = 0,25$ und Gerät C den Wert $(6-6)/(12-6) = 0$. Bezüglich der Eigenschaft Stromverbrauch verläuft der technische Fortschritt invers, so daß Gerät A gemäß der inversen Formel 3.4 den Wert $(30-40)/(20-40) = 0,5$ erhält. Die weiteren Werte können der Tabelle entnommen werden:

Eigenschaft Modelljahr 1998	Druckgeschwindigkeit in Seiten pro Minute	Stromverbrauch „Standby“ in Watt
Gerät A	1	0,5
Gerät B	0,25	0
Gerät C	0	1

Tabelle 6: Technometrie Laserdrucker 1998

Wird ein Vergleich über mehrere Jahre durchgeführt, können die Werte von K^* auch größer als 1 und kleiner als 0 werden. Werte größer 1 kommen dadurch zustande, daß ein Produkt bei einer Merkmalsausprägung aufgrund von technischen Verbesserungen einen besseren Wert als das Referenzprodukt für dieses Merkmal im Basisjahr aufweist. Ein Wert kleiner 0 dagegen ist nur dann möglich, wenn ein Produkt bei einer Merkmalsausprägung schlechtere Werte aufweist als das bei diesem Merkmal schlechteste Produkt im Basisjahr. Dazu müßte ein Hersteller ein Produkt auf den Markt bringen, daß bezüglich einer Merkmalsausprägung schlechter geworden ist. Dieser Vergleich über einen Zeitraum soll hier anhand des Laserdrucker-Beispiels erläutert werden:

Eigenschaft	Druckgeschwindigkeit in Seiten pro Minute	Stromverbrauch „Standby“ in Watt
Modelljahr 2000		
Gerät A	18	50
Gerät B	12	30
Gerät C	6	10

Tabelle 7: Beispiel Laserdrucker 2000

Mit den Referenzwerten aus dem Jahr 1998 ergeben sich daraus die folgenden technometrischen Bewertungen:

Eigenschaft	Druckgeschwindigkeit in Seiten pro Minute	Stromverbrauch „Standby“ in Watt
Modelljahr 2000		
Gerät A	2	-0,5
Gerät B	1	0,5
Gerät C	0	1,5

Tabelle 8: Technometrie Laserdrucker 2000

In der technischen Bewertung für das Jahr 2000 bekommt Gerät A bei dem Merkmal Druckgeschwindigkeit aufgrund besserer Eigenschaften eine deutlich höhere Bewertung. Die Bewertung beim Standby-Stromverbrauch ist dagegen niedriger als im Vergleichsjahr 1999, da hier ein technologischer Rückschritt stattgefunden hat.

Bisher wurde die Berechnung der technometrischen Indikatoren für jede Merkmalsausprägung getrennt durchgeführt. Da diese Werte auf einem dimensionslosen Zahlenintervall beruhen, besteht die Möglichkeit, mehrere technometrische Indikatoren zu aggregieren. Im Gegensatz dazu können die Merkmalsausprägungen selber aufgrund ihrer unterschiedlichen physikalisch-technischen Einheiten nicht direkt miteinander verrechnet werden. Der aggregierte technometrische Indikator lautet wie folgt:

$$K^*(i,k',t) = \frac{\sum_j [K^*(i,j,k',k,t) \cdot F(i,j)]}{\sum_j F(i,j)} \quad \text{Formel 3.5}$$

Dabei repräsentieren die $F(i,j)$ eine mögliche Gewichtung der unterschiedlichen Merkmale. Durch die Division der gewichteten Summe der Technometriewerte durch die Summe der Gewichte liegt der aggregierte Indikator für $t = t_0$ im Intervall $[0,1]$. Der Wert 1 wird dann allerdings nur von einem Produkt erreicht, das in allen untersuchten Kategorien die besten Werte aller verglichenen Produkte hat. Im Beispiel soll die Druckgeschwindigkeit mit dem Gewicht 3, der

Standby-Stromverbrauch mit dem Gewicht 1 bewertet werden. Damit ergeben sich folgende aggregierte Bewertungen:

Jahr	1998	2000
Gerät A	0,875	1,375
Gerät B	0,125	0,875
Gerät C	0,25	0,375

Tabelle 9: Technometrie Laserdrucker: Aggregierte Werte 1998 und 2000

Betrachtet man ausschließlich diesen aggregierten Indikator, können Informationen verloren gehen, insbesondere wenn sich einzelne Eigenschaften im zeitlichen Verlauf gegenläufig entwickelt haben. Dies ist im Beispiel für Gerät A der Fall. Der aggregierte Indikator „verschweigt“, daß sich der Standby-Stromverbrauch leicht erhöht hat, da die Verbesserung bei der Druckgeschwindigkeit stärker ausgeprägt ist. Der aggregierte technometrische Indikator gibt also einen Überblick über den gesamten technischen Fortschritt eines Produktes. Die Ursachen desselben können aber nur durch eine detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatorwerte bestimmt werden.

Nachdem das theoretische Gerüst der Technometrie dargelegt wurde, wird nun darauf eingegangen, ob dieses Konzept zur Messung von Innovation und Fortschritt geeignet ist. Dies geschieht anhand der von Grupp aufgeführten Adäquationskriterien.⁴² Die jeweiligen Anforderungen und ihre Erfüllung durch den technometrischen Indikator werden hier direkt gegenübergestellt.

1. Das Meßergebnis der betrachteten Produkteigenschaften muß neben der intersubjektiven Überprüfbarkeit auch intersubjektive Gültigkeit besitzen:
Dieser Anforderung ist in der Praxis schwer zu erfüllen, wenn z.B. dominante Marktteilnehmer ihre Partialansichten als allgemeinverbindlich ausgeben. Jedoch kann der vorgestellte Ansatz insoweit der intersubjektiven Gültigkeit gerecht werden, als zumindest die Auswahlkriterien für die betrachteten Eigenschaften nachvollziehbar gemacht werden.
2. Es dürfen ausschließlich technisch bedingte Zusammenhänge gemessen werden, die unabhängig von wahrgenommenen Präferenzen sind:
Bei der Auswahl der betrachteten Eigenschaften werden in diesem Verfahren ausschließlich technisch-physikalische Daten betrachtet. Entscheidungskriterien von Käufern wie z.B. Markenimage werden nicht berücksichtigt.

3. Das Meßergebnis muß eine Unterscheidung der Innovationshöhe zulassen, die den Dimensionen Produktdifferenzierung, inkrementeller Innovation und radikaler Innovation gerecht wird:

Durch die Betrachtung der Veränderung der technometrischen Bewertung eines Produkts über einen Zeitraum kann eine Unterscheidung zwischen Produktdifferenzierung und inkrementeller Innovation durchgeführt werden. Eine radikale Innovation dagegen wird dadurch identifiziert, daß das Set technischer Eigenschaften, mit dem das Produkt beschrieben wird, durch Aufnahme neuer oder Weglassen bisher betrachteter Eigenschaften angepaßt werden muß.

4. Der Indikator muß eine kardinale Messung ermöglichen, also auf einer Intervall- oder Ratioskala beruhen:

Der technometrische Indikator wird dieser Anforderung gerecht, indem er für die Betrachtung eines Zeitpunktes nur Werte zwischen 0 und 1 erlaubt. Die Skala für langfristige Betrachtungen ist zwar nach oben offen, bildet aber alle Werte in Relation zu den Werten des Basisjahres ab. Damit genügt auch sie den Anforderungen an eine Ratioskala.

5. Die Aggregationsvorschrift ist zu explizieren, um makroökonomische Effekte in bestimmten Märkten (mit z.B. unvollkommener Konkurrenz) bestimmen zu können:

Dieser Forderung ist in diesem Kapitel ausführlich Rechnung getragen worden.

6. Zur Bestimmung des technischen Fortschritts müssen die Veränderungen der Produkteigenschaften in der Zeit beobachtbar sein:

Dieser Anforderung wird durch die getrennte Betrachtung ausgewählter Produkteigenschaften Rechnung getragen. Da der aggregierte Indikator aus diesen Einzelwerten zusammengesetzt wird, lassen sich Veränderungen einzelner Produkteigenschaften mit dem technometrischen Indikator identifizieren.

Die Technometrie ermöglicht die Identifizierung von gewünschten Meßzielen wie Fortschrittsrückstand, Marktentwicklung, intertemporale und querschnittsorientierte Vergleiche, inkrementale vs. radikale Innovation und Forschungsrückstand. „Das Meßverfahren bildet alle theoretisch geforderten Aspekte der

⁴² Vgl. Grupp 1997, S. 104f

Innovationstheorie nicht nur adäquat ab, sondern kann die teilweise unscharfen bzw. widersprüchlichen Typunterscheidungen sogar formalmathematisch operationalisieren.“⁴³ Zumindest theoretisch scheint die Technometrie also ein geeignetes Verfahren zu bieten, eine Untersuchung bezüglich Innovation als Erfolgsfaktor durchzuführen. Dazu müssen aber die benötigten Daten vorliegen, was oft problematisch ist.

⁴³ Grupp 1997, S.140

4. Data Envelopment Analyse des Photovoltaik-Marktes

Wie in den vorherigen Kapiteln erwähnt, beginnt die Analyse des Photovoltaik-Marktes mit einer Untersuchung der Effizienz der angebotenen Solarmodule. Eine hohe Anzahl ineffizienter, also technisch rückständiger Solarmodule auf dem Markt kann als Anzeichen dafür interpretiert werden, daß kein freier Wettbewerb herrscht. Würde der Wettbewerb funktionieren, müßten diese Module von den Marktkräften verdrängt werden. Für die Untersuchung werden 17 handelsübliche Solarmodule unterschiedlicher Hersteller betrachtet, die einen repräsentativen Querschnitt des Photovoltaik-Marktes darstellen. Es handelt sich dabei um Modultypen, wie sie normalerweise in Photovoltaik-Anlagen zur Stromversorgung von Privathaushalten eingesetzt werden. Anschließend wird für die zwei großen deutschen Firmen Siemens Solar und ASE eine DEA-Analyse der Produktpalette durchgeführt. Siemens Solar war von 1988 bis 1997 Weltmarktführer bei Solarzellen. ASE dagegen gehörte lange Zeit zu den kleinen Herstellern, hat aber zwischen 1998 und 1999 seine Produktion um 57 % gesteigert. Aus diesen Analysen sollen zusätzliche Informationen bezüglich der Wettbewerbsfähigkeit dieser beiden Firmen gezogen werden. Die drei DEA-Analysen bleiben aus Mangel an Daten auf das Jahr 2000 beschränkt, für das eine breite Datenbasis zur Verfügung stand. Insbesondere die für die Analyse benötigten Preisangaben waren für ältere Module nicht erhältlich.

4.1 Datenbasis

Die DEA-Analyse des Gesamtmarktes wird anhand der Anfang 2000 in Deutschland angebotenen Solarmodule durchgeführt, für die eine gute Datenbasis vorhanden ist. Eine ausführlichere Behandlung der mit der Datenbeschaffung verbundenen Problematik wird im Zusammenhang mit der Technometrie durchgeführt, da für diese auch Daten aus zurückliegenden Jahren benötigt werden. Aus Gründen der Vergleichbarkeit werden in der DEA-Analyse nur Modultypen berücksichtigt, wie sie üblicherweise zur terrestrischen Stromerzeugung in Privathaushalten eingesetzt werden. Diese Module haben eine Nennleistung von ungefähr 120 Wp. Hatte eine Firma mehrere Module in dieser Leistungsklasse im Angebot, wurde nur das technisch fortschrittlichste Modul berücksichtigt. Nach diesen Kriterien wurden insgesamt 17 Solarmodule mit Nennleistungen zwischen 90 Wp und 150 Wp für die Analyse ausgewählt. Von den in Kapitel fünf in der Technometrie betrachteten Firmen waren bis auf die Firma Solec, die ihre Module anscheinend nicht mehr in Deutschland vertreibt, alle Hersteller mit einem Modul in der Untersuchung vertreten. Die DEA-Analyse ermöglicht damit neben der Aussage über die Effizienz des Marktes eine von den Ergebnissen der Technometrie unabhängige Bewertung der technologischen Position einzelner Unternehmen am Markt.

Für die DEA-Analyse wurden die fünf Eigenschaften Garantie, Wirkungsgrad, Toleranz, Temperaturkoeffizient und Leistung pro Kilogramm Modulgewicht als Outputs festgelegt, die gegenüber dem Input Preis in DM pro Wp Nennleistung gewertet wurden. Somit wird hier die Sichtweise des Käufers eingenommen, der für sein Geld die größtmögliche Leistung haben will. Die besonderen Merkmale Preis pro Wp und Leistung pro Kg mußten aus Gründen der Vergleichbarkeit eingeführt werden. Zum einen werden Photovoltaik-Anlagen aus mehreren Modulen zusammengesetzt, die eine Gesamtleistung von 1 – 5 kWp ergeben. Damit sind bei einer Photovoltaik-Anlage nicht die Modulkosten relevant, sondern die Kosten pro Wp installierter Leistung. Da leistungsstärkere Module normalerweise teurer sind als leistungsschwächere, würde eine Betrachtung der reinen Modulpreise die Ergebnisse der DEA-Analyse verfälschen. Dieses Problem wird durch die Verwendung der „Eigenschaft“ DM pro Wp umgangen. Zum anderen haben leistungsstärkere Module im Normalfall

ein höheres Gewicht. Der Aufwand für die Aufständigung hängt aber vom Gesamtgewicht der installierten Solarmodule ab. Die Berücksichtigung des Merkmals Leistung pro Kg trägt dieser Tatsache Rechnung.

Sonstige zu den betrachteten Solarmodulen verfügbare Daten wie z.B. Spannung und Strom bei Nennleistung, Abmessungen oder bestandene Zulassungstests werden in der DEA-Analyse nicht berücksichtigt, obwohl sie prinzipiell zur Verfügung gestanden hätten. Sie sind aber für die Käufer im Normalfall entweder nicht relevant oder lassen sich in der DEA-Analyse nicht verwenden. Die Spannung und der Strom bei Nennleistung können weitgehend durch die Verschaltung der Zellen zu Strings definiert und durch Parallel- oder Serienschaltung nahezu beliebig verändert werden, ohne daß dies einen größeren technischen Aufwand erfordert. Da das Produkt aus beiden Daten die Nennleistung ergibt, werden diese Daten indirekt berücksichtigt. Weiter können die Abmessungen von Solarmodulen relativ frei gewählt werden, so daß auch diese Angaben kein technologisch fortschrittliches Produkt kennzeichnen. Abmessungen sind auch kein kaufentscheidendes Kriterium, da in jedem Fall eine individuelle Konstruktion für die Aufständigung der Module erforderlich ist. Dem möglichen Käuferwunsch nach möglichst wenig Platzbedarf für eine Photovoltaik-Anlage wird durch die Betrachtung des Wirkungsgrades Rechnung getragen.

Das Problem bei der Berücksichtigung von Zulassungstests als Produkteigenschaft ergibt sich daraus, daß die DEA-Analyse nur technische Daten verarbeitet. Auch werden länderspezifische Zulassungstests nur durchgeführt, wenn die Solarmodule in den jeweiligen Ländern angeboten werden. Damit läßt dieses Merkmal keine zuverlässige Aussage über die Qualität eines Solarmoduls zu.

Problematisch ist die Verwendung der Daten für den Temperaturkoeffizienten und die Toleranz der untersuchten Solarmodule, da beide ein negatives Vorzeichen haben. Prinzipiell kann die eingesetzte DEA-Software, die später näher erläutert wird, auch aus negativen Zahlenwerten bei einzelnen Entscheidungsmerkmalen einen korrekten Effizienzwert berechnen, wenn trotz des negativen Vorzeichens ein höherer Wert ein besseres Produkt kennzeichnet. Allerdings können für ineffiziente Module die Zielwerte dieser beiden Merkmale und damit der Abstand zum „Referenzmodul“ nicht berechnet werden. Ein Referenzmodul

besteht aus den Werten für die einzelnen Merkmale, bei deren Erreichen das betrachtete ineffiziente Modul effizient wäre. Dabei genügt die Verbesserung bei einem dieser sogenannten Zielwerte für das Effizienzkriterium. Aus diesem Grund werden die problematischen Daten auf eine positive Skala abgebildet, mit der die Berechnung der Zielwerte möglich ist. Für den Temperaturkoeffizienten wurden die Zahlenwerte nach der Vorschrift

$$TK^* = |TK_{\min}| - (|TK_{\text{Modul}}| - |TK_{\max}|)$$

Formel 4.1

„gespiegelt“. Dabei stehe TK für den Temperaturkoeffizienten, während TK* der Hilfwert für die DEA-Analyse sei. Mit diesem Verfahren wird dem schlechtesten Wert der beste Wert zugeordnet und vice versa. Gleichzeitig bekommen alle Werte ein positives Vorzeichen. Wichtige Eigenschaft des Verfahrens ist, daß für alle Werte die relativen Abstände zueinander erhalten bleiben, so daß sich die in der DEA-Analyse berechneten Effizienzwerte nicht ändern.

Auch für die Toleranz muß aufgrund der gleichen Problematik zunächst ein Hilfwert ermittelt werden. Analog zum obigen Verfahren stehe TO für die Toleranz und TO* für den errechneten Hilfwert:

$$TO^* = |TO_{\min}| - (|TO_{\text{Modul}}| - |TO_{\max}|)$$

Formel 4.2

Die Berechnung der DEA-Werte wurde mit Hilfe der Warwick DEA-Software Version 0.99a der Warwick Business School, UK durchgeführt. Als Optimierungsmodell wurde gemäß dem in dieser Arbeit vorgestellten Verfahren das BCC-Modell gewählt. Die Verbesserung wird dabei in den Outputs gesucht, ohne daß dabei ein Input im Wert steigt. Es wird zunächst versucht, Verbesserungen in den Outputs ohne eine Gewichtung einzelner Outputs zu erreichen. Anschließend wird eine zweite Optimierung durchgeführt, bei der unabhängig von der zunächst errechneten Verbesserung noch Steigerungen bei einzelnen Inputs und Outputs in Form von Economies of Scale gesucht werden. Dabei wird für jedes ineffiziente Solarmodul ein sogenanntes „Referenzmodul“ mit Zielwerten für die einzelnen Merkmale gebildet, die aus den minimalen Abständen zu den Grenzflächen bestimmt werden. Dabei werden alle Eigenschaften getrennt betrachtet. Das zu jedem Merkmal nächstliegende effiziente Modul auf der Grenzfläche bildet den Zielwert für dieses Merkmal. Aus dem Zielwert läßt sich berechnen, um wieviel Prozent sich ein ineffizientes Modul bezüglich einer Eigenschaft unter Konstanthaltung aller

anderen Eigenschaften verbessern müßte, um effizient zu werden. Bei der Zusammenstellung des Referenzmoduls wird die zu vergleichende Einheit mit berücksichtigt.

4.2 Der Photovoltaik-Markt 2000

Die DEA-Analyse für die 17 untersuchten Solarmodule zeigt einen weitgehend effizienten Markt. Es werden nur sechs ineffiziente Module angeboten. Dabei beträgt der niedrigste Effizienzwert 89 %, was einem relativ geringen technischen Rückstand zu den effizienten Modulen entspricht. Zu den Anbietern von ineffizienten Solarmodulen gehören mit BP Solar und Solarex zwei Hersteller, die auch im anschließenden Kapitel zur Technometrie betrachtet werden. Allerdings beträgt der „Abstand“ ihrer Module nur 5,3 % beziehungsweise 2 %. Da BP Solar 1999 die Firma Solarex übernommen hat, dürfte bald eine Bereinigung der Produktpalette beider Hersteller durchgeführt werden.

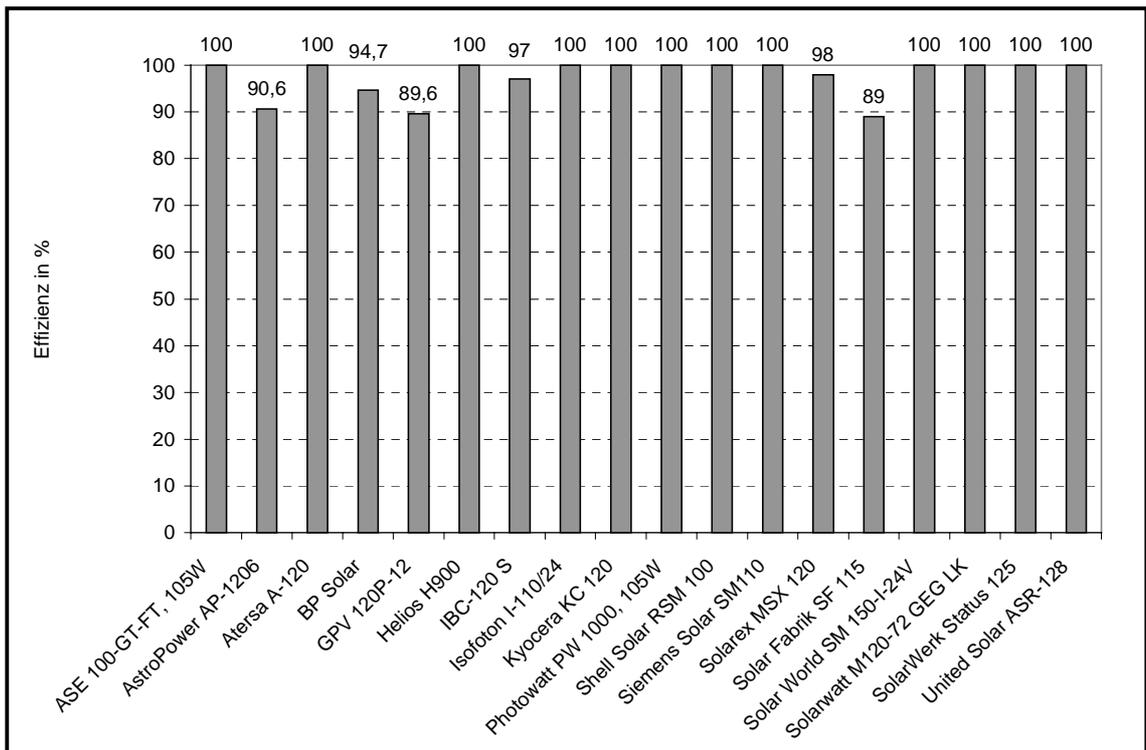


Abbildung 19: DEA-Analyse des deutschen Photovoltaik-Marktes

Durch eine detaillierte Betrachtung der Ergebnisse der DEA-Analyse für die ineffizienten Solarmodule können die Gründe für die Ineffizienz identifiziert werden. An dieser Stelle wird nur auf exemplarische Gründe eingegangen, die

genauen Werte aller Module werden im Anhang aufgelistet. Das Modul der Solarfabrik ist vor allem wegen seiner schlechten Werte bei der Garantie (10 Jahre) und der Toleranz (10 %) nicht konkurrenzfähig. Es wird in allen Leistungsdaten vom ASE-Modul übertroffen, das zudem auch noch billiger ist. Das GPV Modul ist zwar mit 9,6 DM/Wp eines der billigsten Module auf dem Markt, allerdings kann es bei den Leistungsdaten nicht überzeugen. Insbesondere wegen des schlechten Temperaturkoeffizienten wird es als ineffizient eingestuft. Schlechte Werte in dieser Eigenschaft liegen bei allen anderen ineffizienten Module ebenfalls vor. Für die Abwertung der Module von Astropower und BP Solar ist zusätzlich die mit 20 Jahren gegenüber dem Spitzenwert von 26 Jahren kurze Garantiedauer ausschlaggebend. Dagegen ist bei den IBC und Solarex Modulen neben dem Temperaturkoeffizienten der niedrige Wirkungsgrad Ursache für die Ineffizienz.

Aufgrund der hohen Effizienzwerte, die die DEA-Analyse ergeben hat, kann zumindest für den deutschen Markt von freiem Wettbewerb ausgegangen werden. Inwieweit diese Bedingung auch für andere Märkte gegeben ist, kann an dieser Stelle nicht beantwortet werden. Zumindest für Japan gibt es jedoch Anzeichen, daß der Marktzugang für ausländische Firmen erschwert ist.

4.3 DEA-Analyse für ASE und Siemens Solar

Nachdem in dieser ersten DEA-Analyse ein Querschnitt der am Markt angebotenen Solarmodule als Ausgangsbasis diente, soll im folgenden die Produktpalette der zwei deutschen Hersteller ASE und Siemens Solar analysiert werden. Für die Firma ASE wurden dazu alle lieferbaren Module mit mehr als 30 Wp Nennleistung ausgewählt, die mit einem Rahmen versehen sind. Die in den meisten Nennleistungen lieferbaren baugleichen Module in Laminat-Ausführung wurden in dieser Analyse nicht berücksichtigt, da sie bei ansonsten gleichen Leistungsdaten ein niedrigeres Gewicht aufweisen. Dadurch haben sie einen Vorteil bei der Leistung pro Kg gegenüber Modulen mit Rahmen. Sie benötigen aber aufwendigere Konstruktionen für die Aufständigung und werden seltener verkauft.

Das Angebot der Firma ASE ist insgesamt sehr effizient. Nur die beiden ASE 200-DG-FR/C15 Module mit 185 Wp und 200 Wp sind wegen ihrer niedrigen

Nennleistung pro Kg Gewicht nicht konkurrenzfähig. Interessanterweise werden diese beiden Module nicht von ASE, sondern in Lizenz von der Firma Pilkington hergestellt. Die anderen Module stammen von ASE, wobei die ASE-300 Typen bei ASE Americas gefertigt werden.

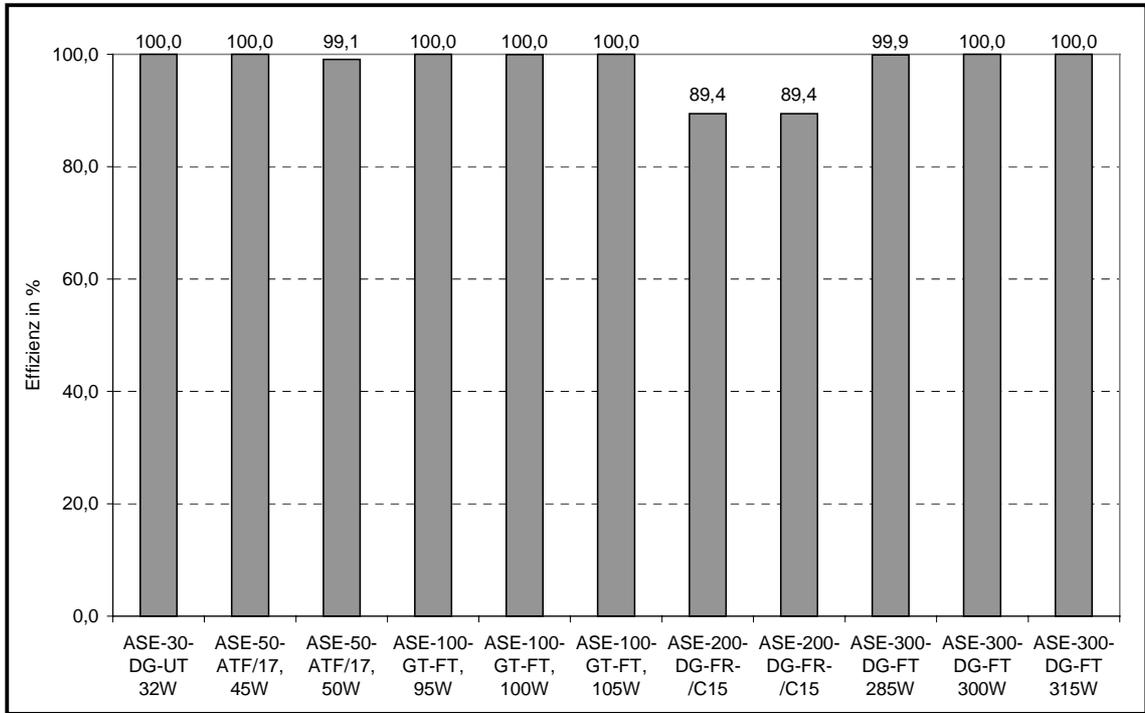


Abbildung 20: DEA-Analyse für ASE Solarmodule

Das über das Phototronics Produktzentrum vertriebene, auf amorphem Silizium basierende ASE-30-DG-UT Modul hat zwar relativ schlechte Leistungsdaten, deckt aber durch einen extrem niedrigen Temperaturkoeffizienten eine Marktnische ab und ist deshalb trotzdem effizient. Die Produktpalette von ASE ist charakterisiert durch sehr ausgewogene Leistungsdaten. Die drei lieferbaren Varianten der ASE-100 und ASE-300 basieren auf Solarzellen mit unterschiedlich hohem Wirkungsgrad, haben aber jeweils identische Preise pro Wp. Anders sieht die Produktpalette von Siemens Solar aus. Betrachtet wurden alle in Deutschland vertriebenen kristallinen Solarmodule mit mindestens 50 Wp Leistung. Mit dem Modul ST20 hat Siemens ein Solarmodul im Angebot, das auf der neuen CIS-Technologie basiert. Aus diesem Grund wurde es in die Analyse mit aufgenommen. Die DEA-Analyse ergibt, daß mehr als die Hälfte der angebotenen Module nicht effizient sind.

Eine Ausnahmestellung unter den ineffizienten Modulen nimmt das CIS-Solarmodul ST20 ein. Aufgrund der geringen Erfahrung mit dieser Technologie ist die Garantiezeit für dieses Modul mit 5 Jahren noch sehr kurz. Gleichzeitig ist der

Preis mit 21 DM pro Wp sehr hoch. Durch eine Weiterentwicklung der Herstellungsverfahren wird diese Technologie ihren Effizienzurückstand in nächster Zeit sicherlich verkürzen.

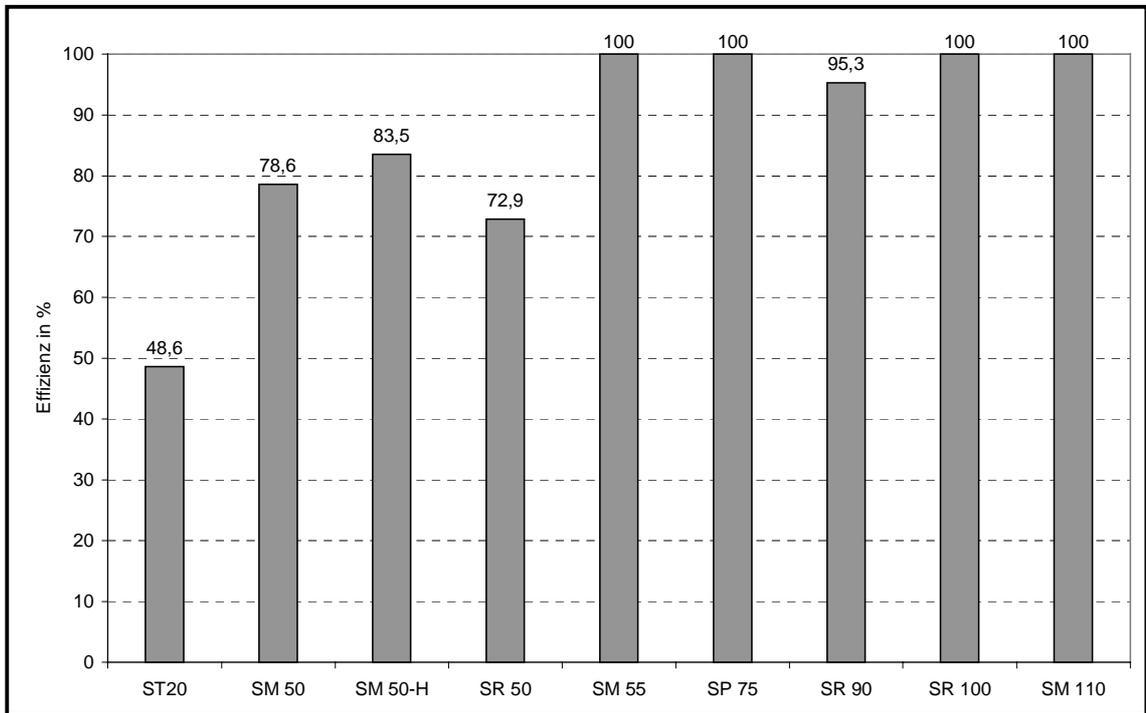


Abbildung 21: DEA-Analyse für Siemens-Solarmodule

Von den vier auf kristallinem Silizium basierenden Modulen mit 50 bis 55 Wp Nennleistung ist nur das Modul SM55 effizient. Die Module SM50 und SM50-H weisen vor allem zu hohe Toleranzen auf, während das Modul SR50 durch ein schlechtes Preis-/Leistungsverhältnis gekennzeichnet ist. Auch das 90 Wp Modul SR90 ist leicht ineffizient, da das 100 Wp Modul SR100 bei allen Leistungsdaten mindestens ebenso gute Werte bietet, gleichzeitig aber pro Wp etwas billiger ist. Die Module mit der Bezeichnung SR läßt Siemens in Brasilien fertigen, während alle anderen Module aus europäischer oder amerikanischer Produktion stammen.

Die DEA-Analyse offenbart bei Siemens eine sehr ungünstig gestaffelte Produktpalette. Siemens vertreibt drei Module mit einer Nennleistung von 50 Wp, ohne daß sich diese durch besondere Eigenschaften wie z.B. Seewasserfestigkeit oder ähnliches differenzieren würden. Gleichzeitig hat Siemens ein Produkt mit 10 % mehr Leistung im Programm, das diesen drei Modulen in Bezug auf alle Leistungsdaten überlegen ist und gleichzeitig einen niedrigeren Preis pro Wp hat. Damit sind zumindest zwei der drei 50 Wp Module überflüssig. Auch die Preisgestaltung von Siemens ist nicht so ausgeglichen

wie bei ASE. Die Module kosten zwischen 14 DM und 10,20 DM pro Wp Nennleistung während die Spanne bei ASE nur von 12,90 DM bis 11,50 DM reicht. Das CIS-Modul wird in diesem Vergleich nicht berücksichtigt, da es mit 21 DM/Wp noch sehr teuer ist und nicht wirklich mit den anderen Modulen konkurriert. Allerdings sind die leistungsstarken Siemens-Module billiger als die konkurrierenden ASE-Module.

5. Technometrie

In diesem Kapitel wird die technometrische Analyse des Photovoltaik-Marktes durchgeführt. Dazu werden Solarmodule mehrerer Hersteller ausgewählt, die technischen Eigenschaften gemessen und gegenüber den anderen Modulen in der Auswahlgruppe bewertet. Die Ergebnisse der Technometrie ermöglichen die Identifizierung von technisch fortschrittlichen Produkten und damit von innovativen Herstellern.

Das Kapitel beginnt mit einer detaillierten Darlegung der Datenbasis. Um ein zuverlässiges Bild von der Leistungsfähigkeit der Solarmodule zu bekommen, müssen zunächst die verschiedenen Merkmale von Solarmodulen in Bezug auf ihren Informationsgehalt bewertet werden, da nicht alle Merkmale sind für die Beurteilung des technologischen Standes von Bedeutung. Dadurch soll verhindert werden, daß die Ergebnisse der Untersuchung durch Einbeziehung korrelierender Daten verzerrt werden. Anschließend wird auf die Problematik der Datenbeschaffung eingegangen. Insbesondere für Daten zu älteren Solarmodulen hat es sich als schwierig herausgestellt zuverlässige Informationen zu bekommen. Abschließend wird noch auf die Marktabdeckung der Untersuchung sowie die Probleme, die sich aus Firmenzusammenschlüssen und Aufkäufen während des Untersuchungszeitraumes ergeben, eingegangen.

Im zweiten Teil werden die Ergebnisse der Technometrie vorgestellt. Dazu werden nicht nur die Ergebnisse für die Jahre 1987, 1991, 1996 und 1998 betrachtet, sondern auch Auffälligkeiten bei der Entwicklung einzelner Moduleigenschaften. Die Veränderung der technometrischen Bewertung der Module wird in Relation zum absoluten technischen Fortschritt bewertet und mit den Veränderungen der Marktanteile der jeweiligen Modulhersteller verglichen. Durch diese Gegenüberstellung soll ein Zusammenhang zwischen technischem Fortschritt und Erhöhung des Marktanteils gezeigt werden. Weil für die langfristige Untersuchung nur vier Eigenschaften zur Bewertung der Solarmodule zur Verfügung standen, wird eine zweite technometrische Untersuchung für 1998 durchgeführt, für die eine breitere Datenbasis genutzt werden kann.

5.1 Auswahl der Daten

In dieser Untersuchung werden aus zwei Gründen ausschließlich Hersteller von Solarzellen betrachtet. Zum einen werden die Eigenschaften von Solarmodulen weitgehend durch die eingesetzten Solarzellen bestimmt, zum anderen liegen für diese Hersteller zuverlässige Daten über ihren Marktanteil in der Solarzellen-Produktion vor. Allerdings ist es ausgesprochen schwierig, von diesen Herstellern technische Informationen zu den produzierten Solarzellen zu bekommen, da diese entweder firmenintern zu Solarmodulen weiterverarbeitet oder als OEM-Komponenten an andere Solarmodul-Hersteller geliefert werden. Einen Markt für Solarzellen gibt es deswegen nur zwischen Firmen, so daß die Daten nicht in frei zugänglichen Publikationen veröffentlicht werden. Für die Technometrie wird deshalb auf die technischen Daten von Solarmodulen zurückgegriffen. Dies ist ein zulässiges Vorgehen, da die technischen Daten von Solarmodulen hauptsächlich von den eingesetzten Solarzellen abhängen. Das Verschalten der Zellen zu Strings und das Einbetten zwischen Glas-scheiben beeinflussen die technischen Daten der fertigen Module nur geringfügig. Nach Angaben der Photovoltaik-Industrie sind auch die Aufwendungen für die Modulfabrikation nahezu unabhängig vom Umsatz.⁴⁴ Aus diesem Grund kann man sich darauf beschränken, nur die von den jeweiligen Solarzellen-Produzenten selbst hergestellten Solarmodule zu betrachten. Andere Hersteller von Solarmodulen können beim Einsatz der gleichen Solarzellen keine wesentlich leistungsfähigeren Module produzieren. Somit ist es zulässig, die technometrische Bewertung von Solarmodulen und die Marktanteile einzelner Hersteller von Solarzellen in Relation zu setzen, um Aussagen bezüglich Innovation und technischem Fortschritt als Erfolgsfaktor in der Solarzellen-Industrie zu treffen.

Eigenschaften von Innovationen lassen sich nur dann vergleichen, wenn dominante Konstruktionen am Markt vorherrschen. „Eine dominante Konstruktion nimmt gewöhnlich die Form einer neuer Produktklasse mit einem feststehenden Satz von Eigenschaften an, die sich synthetisch aus individuellen technologischen Innovationsschritten ergeben, die kumulativ in früheren Prototypen oder Produktvarianten ausgetestet wurden. ... Die „Vielfalt“ aller

⁴⁴ Vgl. Staiß 1996, S. 46

möglichen neuen Produkten innerhalb eines gegebenen technologischen Paradigmas wird z.B. in der Sprache der Evolutionsökonomik auf einige wenige „Arten“ verkürzt, nämlich die tatsächlich realisierten Produkte oder Innovationen – wie im biologischen Vorbild. Der Markt übernimmt dabei die Funktion der „natürlichen Auslese“ und verdrängt die am wenigsten erfolgreichen Produktvarianten bzw. ihre Unternehmen.“⁴⁵ In der Analyse des Photovoltaik-Marktes werden dementsprechend nur Solarmodule auf der Basis von mono- und polykristallinen Solarzellen untersucht. Auch wenn es mittlerweile eine Vielzahl von Technologien auf dem Markt gibt, haben die kristallinen Zellen seit Jahren den größten Marktanteil. Gleichzeitig ist kristallines Silizium die üblicherweise im terrestrischen Einsatz eingesetzte Modultechnologie, da dort hohe Leistungen eine große Rolle spielen. Ein weiterer Vorteil der Beschränkung der Untersuchung auf diese Solarzellen-Typen ist, daß sie sich relativ gering in ihren Herstellungsverfahren unterscheiden. Wie bei den technischen Erläuterungen gezeigt, ist polykristallines Silizium im Vergleich zu monokristallinem Silizium das einfacher herzustellende Ausgangsmaterial, benötigt aber mit der Wasserstoffpassivierung einen zusätzlichen Arbeitsschritt in der Herstellung. Die weiteren Herstellungsschritte unterscheiden sich nicht.

Der Vorteil von solchen dominanten Konstruktionen am Markt liegt nicht nur in der besseren Vergleichbarkeit der einzelnen Produkte, sondern es kann im Normalfall zusätzlich die Zahl der untersuchten technischen Merkmale reduziert werden. Dies ist vor allem bei Untersuchungen über einen längeren Zeitraum von Vorteil, da die zur Verfügung stehenden technischen Informationen oft lückenhaft sind.

Solarmodule werden durch eine Vielzahl von technischen Daten gekennzeichnet. Neben der Nennleistung, also der Strommenge die unter Testbedingungen erzeugt wird, werden in Datenblättern normalerweise auch die Spannung und der Strom bei Nennleistung, der Wirkungsgrad, das Temperaturverhalten, das Gewicht, die Abmessungen und die Garantie aufgeführt. Hinzu kommen Angaben zu den zulässigen Systemspannungen, den verschiedenen Zulassungen (ISPRA, TÜV, etc.), den Einbettmaterialien, der Rahmung und den Anschlüssen. Von diesen Produkteigenschaften sind aber nicht alle Beleg für die technische Leistungsfähigkeit, da sie ohne großen Aufwand von den

⁴⁵ Grupp 1997, S.102

Herstellern abgewandelt werden können, ohne daß sich die technischen Eigenschaften des Solarmoduls ändern. Hohen Informationsgehalt bezüglich der technischen Leistungsfähigkeit haben die folgenden Daten:

- **Nennleistung:** Die Nennleistung gibt an, welche elektrische Leistung das Modul unter Standard-Testbedingungen⁴⁶ erbringt. Module mit hoher Leistung (> 80 Wp) senken die Installationskosten und sind deswegen die in terrestrischen Anlagen am häufigsten eingesetzten Module
- **Modulwirkungsgrad:** Der Modulwirkungsgrad ist ein Maß für die Güte der eingesetzten Solarzellen. Je höher der Wirkungsgrad, desto mehr Sonnenenergie wird von der Solarzelle in elektrischen Strom umgewandelt. Ein höherer Wirkungsgrad kann nur durch die Umsetzung komplexer Produktionsprozesse, wie sie für High-Tech Zellen benötigt werden, erzielt werden. Er ist daher ein gutes Maß für den Umfang, in dem eine Firma innovative Produktionsverfahren beherrscht.
- **Gewicht:** Das Gewicht beeinflusst maßgeblich die Aufwendungen für die Aufständering der Solarmodule. Je höher das Gewicht pro Watt Leistung des Solarmoduls ist, desto aufwendiger muß die Aufständering sein. Außerdem wird die Handhabung der Module während der Installation erschwert.
- **Leistungsgarantie:** Solarmodule verlieren im Laufe der Zeit an Leistung. Eine lange Garantiezeit spricht deswegen für die Verarbeitungsgüte der Solarmodule. Gängige Werte betragen mittlerweile 20 Jahre auf 80 % oder 10 Jahre auf 90 % der Nennleistung. Lange Garantiezeiten sind vor allem für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Photovoltaik-Anlage von großer Bedeutung.
- **Toleranz:** Sie gibt die maximale Abweichung der wirklichen Leistung eines Solarmoduls von der angegebenen Nennleistung an. Je geringer die Unterschiede in der Nennleistung zwischen baugleichen Solarmodulen sind, desto höher ist die Fertigungsgüte der eingesetzten Solarzellen. Diese Solarmodule harmonisieren in einer Photovoltaik-Anlage besser miteinander und liefern mehr Strom.
- **Temperaturkoeffizient:** Der Temperaturkoeffizient gibt an, um wieviel Prozent die Leistung des Solarmoduls bei einer Erwärmung des Moduls um

⁴⁶ Die Nennleistung wird bei einer Modultemperatur von 25°C, 1000 Watt Solarstrahlung pro Quadratmeter und einem Sonnenlichtspektrum von 1,5 AM gemessen.

jeweils ein Grad °C sinkt. Da Solarmodule bei normaler Sonneneinstrahlung deutlich wärmer werden als unter Standard-Testbedingungen, sollte dieser Wert möglichst gering sein.

- Watt pro Zelle: Aus der Anzahl Solarzellen und der Nennleistung des Moduls läßt sich die Leistung der eingesetzten Zellen berechnen. Je höher dieser Wert ist, desto leistungsfähiger oder größer sind die eingesetzten Solarzellen. Beides ist ein Kennzeichen für eine bessere Beherrschung des Herstellungsprozeß der Solarzellen.

Die weiteren Herstellerangaben zu Solarmodulen sind entweder von geringer Bedeutung für den technischen Fortschritt oder sind in den oben aufgeführten Daten implizit enthalten. Zu ersteren gehören die zulässige Systemspannung, die für den Rahmen eingesetzten Materialien, das verwendete Einbettmaterial und die Ausführung der Anschlüsse. Implizit enthalten sind Strom und Spannung bei Nennleistungen, da das Produkt aus beiden der Nennleistung entspricht. Gleichzeitig hängen Spannung und Strom direkt von der Art der Verschaltung der Solarzellen zu Strings ab. Die Anzahl der bestandenen Zulassungstests spricht sicherlich für die Qualität des Solarmoduls. Ein Unternehmen unterzieht aber seine Produkte nur in denjenigen Ländern Zulassungstests, in denen es auch ein Vertriebsnetz besitzt. Damit läßt sich dieses Merkmal nicht fair bewerten.

Zu Beginn der Arbeit war die Datenbasis für die Technometrie auf die Kriterien Nennleistung, Modulwirkungsgrad, Watt pro Zelle, Gewicht und Leistungs-garantie beschränkt. Um die Eignung dieser Kriterien zu überprüfen, wurde eine Expertenbefragung durchgeführt.⁴⁷ Dabei wurden Firmenvertreter gebeten, diese Kriterien in ihrer Bedeutung für die Kaufentscheidung zu bewerten. Zur Bewertung stand eine Skala von 1 für sehr wichtig bis 5 für sehr unwichtig zur Verfügung. Es ergaben sich folgende durchschnittlichen Werte:

Merkmal	Nennlei- stung	Wirkungs- grad	Watt / Zelle	Gewicht	Leistungs- garantie
Bewertung	2,2	3,5	4,3	3,0	1,3

Tabelle 10: Ergebnis der Expertenbefragung

Die entscheidenden Merkmale sind demnach die Leistungs-garantie und die Nennleistung. Auch wenn die Umfrage nicht als repräsentativ gelten kann,

bestätigt sie die Auswahl der Kriterien insofern, als die befragten Personen bis auf die Toleranz kein anderes technisches Kriterium als wichtig anführten. Die Toleranz läßt sich jedoch aus einem Mangel an Daten nicht mit in die langfristige Marktuntersuchung einbeziehen. Auch die Merkmale Watt pro Zelle und der Temperaturkoeffizient können aus Mangel an Daten nicht einbezogen werden. Da das Kriterium Watt pro Zelle in der Expertenbefragung als unwichtig eingeschätzt wurde und das Fehlen des Merkmals Temperaturkoeffizient nicht bemängelt wurde, dürfte das Ergebnis der Untersuchung dadurch nicht verfälscht werden. Um diese Vermutung zu überprüfen, werden beide Merkmale bei der separaten Betrachtung des Jahres 1998 berücksichtigt. Die für diese Module verfügbare Datenbasis erlaubt die Berechnung von Technometriewerten für insgesamt sechs Merkmale.

5.2 Datenbeschaffung

Zur Beschaffung der Daten der Solarmodule können prinzipiell mehrere Quellen herangezogen werden. Neben den mittlerweile zahlreichen Informationen, die über das Internet erhältlich sind, stehen Firmenbroschüren, Messematerialien und Fachliteratur zur Verfügung. Daneben können auch Kunden und Experten befragt werden, was im Rahmen dieser Arbeit zu aufwendig gewesen wäre. Wenn man allerdings ausschließlich Messematerialien verwendet, die unmittelbar die Eigenschaften der Exponate beschreiben, bindet man die Datenbasis an die Herstellerseite.⁴⁸ Damit besteht die Gefahr, daß von den Herstellern beschönigte Leistungsdaten die Untersuchungsergebnisse verfälschen. Für den normalen Endkunden sind diese Daten auch nicht ohne weiteres überprüfbar, da sie unter speziellen Testbedingungen ermittelt werden, die sich nur im Labor erzeugen lassen. Allerdings gibt es unabhängige Institutionen, die zum einen unter Laborbedingungen Leistungsdaten ermitteln (Stiftung Warentest), zum anderen Ergebnisse langfristig orientierter Freilandmessungen unterschiedlicher Modultypen veröffentlichen (ESTI, European Solar Test Installation).⁴⁹ Dadurch unterliegen die Hersteller einer unabhän-

⁴⁷ Im Rahmen des 15. Symposiums Photovoltaische Solarenergie, 15. bis 17. März 2000, Kloster Banz

⁴⁸ Vgl. Grupp 1997, S. 128

⁴⁹ Vgl. Schmid (Hrsg.) 1994, S.280

gigen Kontrolle durch Dritte. Mittlerweile gibt es auch exakt vermessene Testmodule, die parallel zu einer Photovoltaik-Anlage betrieben werden. Aus einem Vergleich der Leistungen lassen sich die zugesicherten Leistungsdaten der Module überprüfen. Da sich schlechte Testergebnisse sehr negativ auf das Image und die Verkaufszahlen auswirken, haben die Unternehmen also durchaus Interesse, ehrliche Informationen zu ihren Solarmodulen zu bieten. „[Insgesamt läßt sich also feststellen, daß] das Verarbeiten von Messematerialien, Werbematerialien, Prospekten, technischen Datenblättern, Gebrauchsanleitungen und ähnlichen Materialien im Zusammenhang mit Expertengesprächen ... sich als die zuverlässigste Methode der Datenbeschaffung erwiesen [hat].“⁵⁰

Ein großes Problem für die Datenbeschaffung ergibt sich allerdings daraus, daß keine standardisierten Quellen für technische Eigenschaften von Produkten existieren. Insbesondere für Solarmodule, für die im Gegensatz zu Gebrauchsgütern wie Autos kein großer Markt besteht, lassen sich Informationen zu älteren Modulen nur schwer beschaffen. Von Herstellern werden ausschließlich Informationen zu den aktuell lieferbaren Modulen angeboten. Diese sind sehr umfangreich und bieten eine gute Datenbasis für aktuelle Untersuchungen. Um die für eine langfristige Untersuchung benötigten Daten ältere Solarmodule zu erhalten, muß auf andere Publikationen zurückgegriffen werden. Für diese Untersuchung werden Veröffentlichungen der Zeitschrift Photon verwendet, die jährlich eine Übersicht über die technischen Daten von in Deutschland lieferbaren Solarmodulen auflistet. Diese Veröffentlichungen bestehen allerdings nur für den Zeitraum von 1996 bis 2000. Für den Zeitraum vor 1996 werden Publikationen des Freiburger Öko-Instituts e.V. genutzt, das jeweils 1987, 1991 und 1994/95 eine Marktübersicht zum Thema Photovoltaik herausgegeben hat.

Auf der Basis dieser Quellen sowie aktueller Herstellerangaben konnte folgende Datenbasis für die Untersuchungen erstellt werden:

⁵⁰ Grupp 1997, S. 129

Jahr	1987*	1991	1994	1996	1998
Nennleistung	X	X	X	X	X
Wirkungsgrad	X	X	X	X	X
Gewicht	X	X	X	X	X
Garantie	X	X	X	X	X
Watt/Zelle				X	X
Temperaturkoeffizient				X	X

*Für 1987 sind keine Angaben für BP Solarmodule erhältlich

Tabelle 11: Datenbasis der Technometrie

Um die Ergebnisse der Technometrie interpretieren zu können, werden zusätzlich zu den Moduldaten Angaben zu den Marktanteilen der Hersteller benötigt. In dieser Untersuchung werden dazu die jährlichen Veröffentlichungen in den PV News, einem Newsletter einer amerikanischen Beratungsfirma für Photovoltaik, zugrunde gelegt. Darin werden jährlich die Produktionszahlen aller großen Solarzellen-Hersteller veröffentlicht, wobei nur die reinen Produktionszahlen für Solarzellen (nicht für Solarmodule) berücksichtigt werden. Zusätzlich werden in den PV News auch Zahlen zu den Marktanteilen einzelner Technologien und Informationen zu staatlichen Förderprogrammen veröffentlicht. Die PV News gelten als zuverlässige Quelle für die Photovoltaik-Industrie und werden auch in anderen Publikationen zitiert.

Marktanteil (MWp)	1988	1992	1995	1997	1999
Kyocera	1,7	5,1	6,1	15,4	30,3
Siemens Solar	5,7	9,6	17,1	22,0	24,2
Solarex	3,2	5,7	9,5	14,8	18,0
BP Solar	1,3	4,3	7,3	11,3	14,5
Sanyo	4,8	6,5	5,1	4,7	13,0
ASE	2,7	5,8	3,7	6,0	11,0
Photowatt	0,8	2,0	2,1	5,7	10,0
Helios	0,3	2,0	1,5	2,7	2,5

Tabelle 12: Marktanteile einzelner Hersteller in MWp

Quelle: PV News

Es können in der Untersuchung bis auf Sharp alle großen Hersteller von Solarzellen berücksichtigt werden. Mit der italienischen Firma Helios wird auch ein Unternehmen betrachtet, das über einen sehr geringen Marktanteil verfügt. Anhand der Technometriewerte soll hier gezeigt werden, warum Helios nie einen größeren Marktanteil erreicht hat.

Ein Problem bei der Betrachtung der Marktanteile liegt in der Behandlung von Firmenzusammenschlüssen und Aufkäufen. Da einige der betrachteten Firmen während des Untersuchungszeitraumes fusioniert oder andere Firmen über-

nommen haben, hat sich ihr Marktanteil in diesem Zeitraum unabhängig von technischen Innovationen verändert. Gleichzeitig hat sich dadurch ihre technologische Wissensbasis sowie ihr Vertriebsnetz vergrößert. Um die entstehenden Probleme für den Vergleich der Ergebnisse der Technometrie mit den Veränderungen der Marktanteile zu umgehen, werden diese Fusionen so behandelt, als hätten sie schon zu Beginn des Untersuchungszeitraums stattgefunden. Dementsprechend werden z.B. die Marktanteile von BP Solar und der 1995 aufgekauften Firma Advanced Photovoltaics Systems für den Zeitraum 1988 bis 1995 aggregiert und der Firma BP Solar zugewiesen. Dadurch wird verhindert, daß eine plötzliche starke Veränderung des Marktanteils auf Innovations-tätigkeit zurückgeführt wird, während sie eigentlich durch den Zukauf von Produktionskapazitäten entstanden ist. Gleichzeitig werden die Marktanteile der deutschen Firmen Siemens Solar und ASE und ihrer jeweiligen amerikanischen Tochterunternehmen zusammengefaßt, da diese über eine gemeinsame Wissensbasis verfügen. Die auf diese Weise ermittelten Marktanteile ergeben eine durchschnittliche Marktabdeckung durch die in der Technometrie betrachteten Firmen von 65%. Damit ist eine repräsentative Untersuchung des Photovoltaik-Marktes gewährleistet.

Jahr	1987	1992	1995	1997	1999
Gesamtmarkt (MWp)	33,8	57,9	77,7	125,8	202,3
Betrachtete Firmen (MWp)	20,5	41,0	52,4	82,6	123,5
Marktabdeckung (%)	60,7	70,8	67,4	65,7	61,0

Tabelle 13: Marktabdeckung der Untersuchung

Quelle: PV News

Aufgrund der unterschiedlich guten Datenbasis bei den Solarmodulen für die betrachteten Jahre liegt es nahe, die technometrische Untersuchung des Marktes in zwei Teile aufzuteilen. Zuerst wird eine Untersuchung für den Zeitraum von 1987 bis 1999 durchgeführt, wobei der technometrische Indikator anhand der vier Merkmale Nennleistung, Wirkungsgrad, Gewicht und Garantie für die Jahre 1987, 1991, 1996 und 1998 berechnet wird. Dem gegenübergestellt werden die jeweiligen Marktanteile der Jahre 1988, 1992, 1995 und 1999. Dieser Unterschied von einem Jahr trägt der Tatsache Rechnung, daß sich technologischer Fortschritt nicht sofort in einen höheren Marktanteil umwandeln läßt. In einer zweiten Untersuchung wird die bessere Datenbasis des Jahres 1998 mit den Ergebnissen der ersten technometrischen Untersuchung verglichen, um die Ergebnisse zu validieren.

5.3 Ergebnisse der Technometrie 1987 bis 1999

Für die Technometrie wurden die jeweils leistungsstärksten Solarmodule der betrachteten Hersteller ausgewählt, da diese am besten den technologischen Stand der Hersteller repräsentieren. Damit ist eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse gewährleistet. Für diese Module wurden zunächst die Technometriewerte für die vier ausgewählten Eigenschaften berechnet. Dazu mußten für jede Eigenschaft die Module aus dem Jahr 1987 bestimmt werden, die diesbezüglich die besten bzw. die schlechtesten Leistungsdaten vorweisen. Diese Referenzwerte bestehen aus den Daten der Module von Siemens, Solec und Photowatt. Sie werden auch die Grundlage für die Bewertung der Module in den Jahren 1991, 1996 und 1998 bilden. Die genauen Werte und Modulbezeichnungen werden im Anhang aufgeführt.

1987	Nennleistung	Wirkungsgrad	Gewicht/Wp	Garantie
Bester Wert	40 Wp	11,3%	0,12 Kg/Wp	10 Jahre
Schlechtester Wert	130 Wp	8,3%	0,21 Kg/Wp	5 Jahre

Tabelle 14: Referenzwerte für die Technometrie

Das prinzipielle Vorgehen zur Berechnung der Technometriewerte soll anhand der Nennleistung für das ASE/Telefunken Modul berechnet werden. Es verfügt über eine Nennleistung von 45 Wp, die gegenüber den Referenzwerten gemäß Tabelle 14, also dem Photowatt Modul mit nur 40 Wp und dem Siemens Modul mit 130 Wp, bewertet wird.

$$K^*(\text{Nennleistung, ASE, 1987}) = (45 \text{ Wp} - 40 \text{ Wp}) / (130 \text{ Wp} - 40 \text{ Wp})$$

$$\Rightarrow K^*(\text{Nennleistung, ASE, 1987}) = 0,06$$

Für das invers verlaufende Merkmal Gewicht pro Wp werden die Technometriewerte analog des folgenden Beispiels für das ASE/Telefunken Modul berechnet. Die Referenzwerte werden durch das schwere Siemens Modul und das leichte Solec Modul festgelegt.

$$K^*(\text{Gewicht/Wp, ASE, 1987}) = (0,15 - 0,21) / (0,12 - 0,21)$$

$$\Rightarrow K^*(\text{Gewicht/Wp, ASE, 1987}) = 0,67$$

Für das Jahr 1987 ergaben sich die folgenden Technometriewerte:

1987	Nennleistung	Wirkungsgrad	Gewicht/Wp	Garantie
ASE (Telefunken)	0,06	0,37	0,67	0,0
Helios	0,06	0,63	0,81	0,0
Kyocera	0,21	0,83	0,90	0,0
Photowatt	0,0	0,0	0,41	1,0
Siemens Solar	1,0	0,13	0,0	0,0
Solarex	0,22	0,83	0,95	1,0
Solec	0,56	1,0	1,0	0,0

Tabelle 15: Technometrie: Einzelwerte für das Jahr 1987 (Referenzwerte fett)

Das Photowatt Modul schneidet bei den Eigenschaften Nennleistung und Wirkungsgrad am schlechtesten ab und bildet für diese Merkmale den Referenzwert für das schlechteste Modul. Den Referenzwert bei der Nennleistung bildet das Siemens Solarmodul mit 130 Wp, es bekommt dementsprechend den Wert 1,0. Den höchsten Wirkungsgrad (11,3 %) hat das Solec Modul mit einer Bewertung von 1,0. Einen Wert von 0,0 beim Merkmal Gewicht pro Wp bekommt das Siemens Solar Modul wegen seines hohen spezifischen Gewichts (0,21 Kg/Wp), während Solec mit 0,12 Kg/Wp dort eine 1,0, also die beste Bewertung bekommt. Bei der Eigenschaft Garantie gibt es für die zwei Module von Photowatt und Solarex die Bewertungen 1,0, da sie mit 10 Jahren die längste Garantiezeit haben. Auf alle anderen Module werden nur 5 Jahre Garantie gegeben, so daß sich für diese dementsprechend ein Technometriewert von 0,0 errechnet.

Aus diesen Einzelwerten kann ein aggregierter Technometriewert berechnet werden, der eine Gesamtbewertung des technologischen Standes der Solarmodule und damit auch der Hersteller ermöglicht. Dabei gibt es die Möglichkeiten, entweder alle Merkmale gleich zu Gewichten, oder eine Rangfolge der Eigenschaften zu bilden und entsprechend zu gewichten. In dieser Arbeit werden beide Varianten durchgeführt, wobei die Gewichte gemäß den Ergebnissen der Expertenbefragung gewählt wurden. Die Garantie wird mit 40 % am stärksten gewichtet, gefolgt von der Nennleistung mit 30 %. Der Wirkungsgrad geht mit 20 % und das Gewicht pro Wp mit 10 % in das Ergebnis ein.

Die sich daraus ergebenden aggregierten Technometriewerte werden gegenüber gestellt, um eventuelle Unterschiede im Ergebnis zu analysieren. Dabei wird neben des Technometriewertes auch die sich aus diesen Werten ergebende Reihenfolge angegeben.

1987	Ergebnis ohne Gewichtung	Ergebnis mit Gewichtung
	Technometrie / Platzierung	Technometrie / Platzierung
ASE (Telefunken)	0,27 / 7	0,16 / 7
Helios	0,37 / 4	0,22 / 6
Kyocera	0,49 / 3	0,32 / 5
Photowatt	0,35 / 5	0,44 / 3
Siemens Solar	0,28 / 6	0,33 / 4
Solarex	0,75 / 1	0,73 / 1
Solec	0,64 / 2	0,47 / 2

Tabella 16: Technometrie: Gesamtbewertung für das Jahr 1987

Die absoluten Zahlenwerte der zwei Ergebnisse sind nicht direkt vergleichbar, da sie nicht normiert sind. Aus diesem Grund kann nur die Reihenfolge verglichen werden, die sich aus den aggregierten Technometriewerten ergibt. Es wird deutlich, daß die Module von Siemens Solar und Solarex bei der gewichteten Methode um zwei Plätze besser bewertet werden, während Kyocera und Helios zwei Plätze verlieren. Die technologisch fortschrittlichsten Module sind in beiden Fällen die Module von Solarex und Solec, die in den Eigenschaften Wirkungsgrad, Gewicht pro Wp und Garantie über sehr gute Werte verfügen. Schlechtestes Modul ist das damals von Telefunken hergestellte Modul, das nur beim Merkmal Gewicht pro Wp einen guten Wert erreicht. Es kann gezeigt werden, daß in den Analysen für die Jahre 1991, 1996 und 1998 die Reihenfolge der Module unabhängig von der gewählten Berechnungsmethode ist.

Für die technometrische Analyse ermöglichen diese Daten nur eine Momentaufnahme der Marktsituation. Um eine Aussage bezüglich Innovation als Erfolgsfaktor machen zu können, müssen die Ergebnisse von 1987 mit der weiteren Entwicklung verglichen werden. Damit die technologische Entwicklung deutlich wird, werden zur Berechnung der Technometriewerte für die Jahre 1991, 1996 und 1998 die Referenzwerte für die schlechtesten und besten Moduleigenschaften von 1987 benutzt. Daraus ergeben sich für das Jahr 1991 die folgenden Werte:

1991	Kürzel:							
Modul	1	2	3	4	5	6	7	8
ASE	0,11	0,60	0,73	1,0	0,61	7	0,63	7
BP Solar	0,33	0,93	1,09	1,0	0,84	5	0,80	4
Helios	0,11	1,23	1,17	1,0	0,88	3	0,80	4
Kyocera	0,69	1,23	1,06	1,0	1,00	1	0,96	1
Photowatt	0,09	0,57	0,17	1,0	0,46	8	0,56	8
Siemens Solar	0,14	1,37	1,09	1,0	0,90	2	0,83	2
Solarex	0,22	0,83	0,95	1,0	0,75	6	0,73	6
Solec	0,56	0,80	1,07	1,0	0,86	4	0,83	2

In der Tabelle stehen die Kürzel für die folgenden Werte:

1 Nennleistung; 2 Wirkungsgrad; 3 Gewicht/Wp; 4 Garantie; 5 Gesamtbewertung ohne Gewichtung;

6 Platzierung ohne Gewichtung; 7 Gesamtbewertung mit Gewichtung; 8 Platzierung mit Gewichtung

Tabelle 17: Technometriewerte für das Jahr 1991

Für alle Solarmodule läßt sich eine Verbesserung des aggregierten Technometriewertes zeigen. Eine Ausnahme stellt die Firma Solarex dar, die zwischen 1987 und 1991 kein neues Modul auf den Markt gebracht hat. Deshalb fällt Solarex in der Rangfolge von Platz eins auf Platz sechs zurück. Neu in der Tabelle ist das Modul von BP Solar, für das im Jahr 1987 keine Daten zur Verfügung standen. Es verfügt über durchschnittliche Leistungsdaten. Das Modul von Kyocera hat unabhängig von der Berechnungsmethode die besten Leistungsdaten, nachdem Kyocera 1987 noch einen Mittelplatz belegt hatte. Auch Siemens Solar hat sich stark verbessert. Das Siemens Modul gehört bei den Eigenschaften Wirkungsgrad und Gewicht pro Wp zu den zwei besten Modulen, nachdem es dort 1987 noch zu den zwei schlechtesten gehört hat.

Die Unterschiede in der Gesamtbewertung der Module auf den Plätzen 2 bis 5 ist äußerst gering. Wenn man die Merkmale nicht gewichtet, ergeben sich Werte zwischen 0,90 und 0,84, im anderen Fall zwischen 0,83 und 0,80. Damit können Unterschiede in der Platzierung als nicht signifikant angesehen werden. Auch die weiteren Berechnungen für die Jahre 1996 und 1998 ergaben nur Unterschiede von maximal einem Platz in der Reihenfolge zwischen den Berechnungsmethoden. Für diese Untersuchung kann davon ausgegangen werden, daß eine Gewichtung der einzelnen Merkmale keinen Vorteil bezüglich der Genauigkeit der Ergebnisse bringt. Dies wird durch die Ergebnisse für das Jahr 1996 bestätigt:

1996	Kürzel:							
Modul	1	2	3	4	5	6	7	8
ASE	2,89	1,37	0,50	1,0	1,44	1	1,59	2
BP Solar	0,50	1,73	1,30	1,0	1,13	4	1,03	5
Helios	0,44	1,00	1,10	1,0	0,89	6	0,84	6
Kyocera	0,76	1,43	1,13	1,4	1,18	3	1,19	3
Photowatt	0,10	0,63	-0,13	1,0	0,40	8	0,54	8
Siemens Solar	0,78	1,47	1,12	1,0	1,09	5	1,04	4
Solarex	0,89	0,80	0,99	3,0	1,42	2	1,73	1
Solec	0,56	0,80	1,07	1,0	0,86	7	0,83	7

In der Tabelle stehen die Kürzel für die folgenden Werte:

1 Nennleistung; 2 Wirkungsgrad; 3 Gewicht/Wp; 4 Garantie; 5 Gesamtbewertung ohne Gewichtung;

6 Platzierung ohne Gewichtung; 7 Gesamtbewertung mit Gewichtung; 8 Platzierung mit Gewichtung

Tabelle 18: Technometriewerte für das Jahr 1996

Auffällig an den Technometriewerten des Jahres 1996 ist, daß bei dem von ASE angebotenen Modul eine starke Verbesserung gegenüber 1991 stattgefunden hat. Dies ist auf eine deutliche Steigerung der Nennleistung zurückzuführen. Diese ist sogar so ausgeprägt, daß der Anstieg beim spezifischen Gewicht ohne Auswirkungen auf den Technometriewert geblieben ist. Damit gehört das Modul von ASE technologisch zu den Besten am Markt. Etwas verschlechtert hat sich dagegen Kyocera, deren Modul bei beiden Bewertungsmethoden den dritten Platz einnimmt, nachdem es 1991 noch technologischer Spitzenreiter war. Es hat sich aber trotzdem gegenüber 1991 in allen vier Eigenschaften verbessert. Trotz einer Verbesserung aller Eigenschaften hat auch das Siemens Modul Plätze verloren.

Das Modul von Photowatt erhält 1996 bei der Eigenschaft Gewicht pro Wp eine negative Bewertung. Es hat also schlechtere Eigenschaften bei diesem Merkmal als das Referenzmodul im Jahr 1987. In der Gesamtwertung ist es allerdings besser als das von Photowatt im Jahr 1987 angebotene Modul, wenngleich gegenüber dem Vorgängermodul aus dem Jahr 1991 ein technologischer Rückschritt stattgefunden hat. Dieser würde dann Sinn machen, wenn das aktuelle Modul billiger gefertigt werden kann und ein besseres Preis-/Leistungsverhältnis hat. Solec hat 1996 das gleiche Modul wie 1991 angeboten, so daß sich die Technometriewerte nicht ändern.

Bei einem Vergleich der Gesamtbewertungen für die Jahre 1987 und 1996 wird erkennbar, daß eine deutliche technische Weiterentwicklung in der Solarzellen-Technologie stattgefunden hat. Diese Entwicklung hat sich 1998 fortgesetzt:

1998	Kürzel:							
Modul	1	2	3	4	5	6	7	8
ASE	3,06	1,57	0,53	1,0	1,54	2	1,68	3
BP Solar	0,50	1,73	1,30	1,0	1,13	6	1,03	6
Helios	0,44	1,00	1,10	1,0	0,89	7	0,84	7
Kyocera	0,89	1,53	1,18	1,4	1,25	4	1,25	4
Photowatt	0,10	0,63	-0,18	1,0	0,39	8	0,54	8
Siemens Solar	0,78	1,47	1,12	4,0	1,84	1	2,24	1
Solarex	0,89	0,80	0,99	3,0	1,42	3	1,73	2
Solec	0,78	1,63	1,21	1,0	1,15	5	1,08	5

In der Tabelle stehen die Kürzel für die folgenden Werte:

1 Nennleistung; 2 Wirkungsgrad; 3 Gewicht/Wp; 4 Garantie; 5 Gesamtbewertung ohne Gewichtung;

6 Platzierung ohne Gewichtung; 7 Gesamtbewertung mit Gewichtung; 8 Platzierung mit Gewichtung

Tabelle 19: Technometriewerte für das Jahr 1998

Bis auf das Photowatt Modul haben alle Module Bewertungen, die höher sind als das beste Modul 1987 (Solarex 0,75 bzw. 0,73, je nach Berechnungsmethode). Während alle Module außer dem ASE Modul 1997 eine geringere Nennleistung als das leistungsstärkste Modul 1987 haben, geben die Hersteller gleichzeitig deutlich längere Garantien auf ihre Module.

Da die Zeitspanne für diesen dritten Untersuchungszeitraum kürzer war, finden sich mit BP Solar, Helios und Solarex drei Hersteller, die kein neues Produkt auf den Markt gebracht haben. Dementsprechend ändert sich die Bewertung dieser Module nicht. Auch Photowatt hat 1988 kein fortschrittlicheres Modul angeboten. Vielmehr ist die technometrische Bewertung sogar geringfügig niedriger. Das technisch fortschrittlichste Modul bietet dagegen Siemens Solar an, allein bedingt durch eine wesentliche Ausweitung der Garantiezeit. Nur leichte Verbesserungen können für die Module von ASE, Helios und Solarex nachgewiesen werden.

Bei einer Betrachtung der Gesamtentwicklung der Technometriewerte von 1987 bis 1999 wird deutlich, daß nur Siemens Solar, Kyocera und ASE kontinuierlich ihre Produkte verbessert haben. Kyocera ist der einzige Hersteller, bei dem eine kontinuierlich Verbesserung bei allen Eigenschaften nachgewiesen werden kann. Einige Hersteller haben dagegen nur einzelne Eigenschaften ihrer Solarmodule verbessert, während sich andere gleichzeitig verschlechtert haben. Bei Photowatt hat sogar ein technischer Rückschritt stattgefunden, während Solec, Helios und Solarex ihre Module über einzelne Untersuchungszeiträume unverändert auf dem Markt verkauft haben.

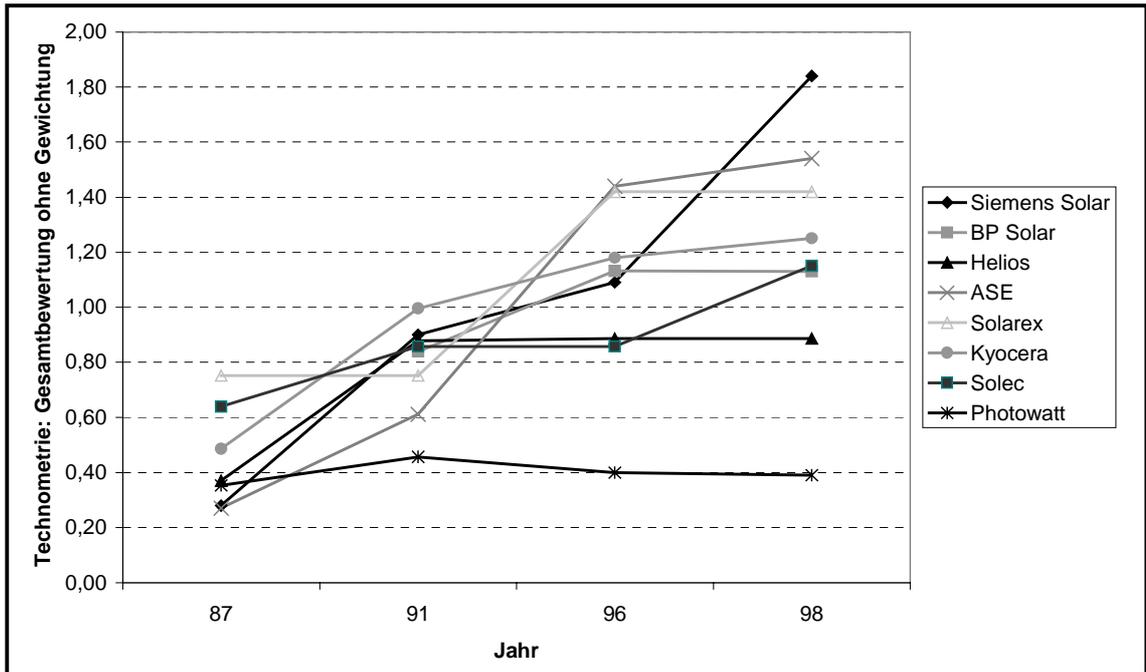


Abbildung 22: Entwicklung der technometrischen Bewertung

5.4 Technometrische Bewertung und Veränderung der Marktanteile

Für den Vergleich der technometrischen Bewertung mit den Veränderungen der Marktanteile werden aus drei Gründen nur die ohne Gewichtung berechneten Technometriewerte benutzt. Erstens kann die Expertenbefragung nicht als repräsentativ gelten, so daß Unsicherheiten bezüglich der korrekten Wahl der Gewichte bestehen. Zweitens haben sich keine großen Unterschiede in der sich aus den beiden Berechnungsmethoden ergebenden Reihenfolge gezeigt. Und drittens ergeben sich in einer Analyse mit gewichteten Daten keine signifikanten Unterschiede.

Zur Berechnung der Veränderung bei den Technometriewerten gibt es zwei Möglichkeiten, diese in Relation zu setzen. Zum einen kann die reine Veränderung in den Technometriewerten für jeden einzelnen Hersteller berechnet werden. Damit erhält man noch keine Aussage darüber, ob z.B. ein technisch rückständiges Unternehmen seinen Abstand zum innovativsten Hersteller verkürzt hat. Zum anderen können die Veränderungen in den Technometriewerten in Relation zum absoluten technischen Fortschritt in der Industrie gesetzt werden. Dazu wird das Modul als Referenz gewählt, das im jeweiligen Jahr das technisch fortschrittlichste war. Dieses Verfahren mißt den technischen Fort-

schritt, den die einzelnen Hersteller im Vergleichszeitraum gemacht haben in Relation zum absoluten Fortschritt in der Industrie. Aus diesem Grund wird es als Basis für diese Untersuchung gewählt.

Zunächst wird regressionsanalytisch der Logarithmus der technometrischen Indikatoren aus den Vergleichsjahren berechnet. Dabei stehe K° für die Veränderung der technometrischen Bewertung. K^* sei der in den jeweiligen Vergleichsjahren erreichte Technometriewert, während K_{\max} für den Technometriewert des Moduls mit den besten Technometriewerten steht:

$$K^\circ = \ln\left[\frac{K^*(1991) - K^*(1987)}{K_{\max}(1991) - K_{\max}(1987)}\right]$$

Formel 5.1

Daraus ergeben sich die folgenden Werte:

Jahr	1987 - 1991	1991 - 1996	1996 - 1998	1987 - 1998
ASE	0,53	0,49	-0,18	0,84
BP Solar	---	-0,07	-0,25	---
Helios	0,57	-0,36	-0,25	-0,03
Kyocera	0,43	-0,20	-0,19	0,05
Photowatt	-0,03	-0,50	-0,28	-0,80
Siemens Solar	0,87	-0,17	0,28	0,97
Solarex	-0,29	0,27	-0,25	-0,26
Solec	0,01	-0,36	0,05	-0,31

Tabelle 20: Veränderung der Technometriewerte von 1987 bis 1998

Diesen Ergebnissen müssen die Veränderungen der Weltmarktanteile gegenübergestellt werden. Sie wurden aus den in den PV News veröffentlichten Zahlen errechnet und werden in Prozentpunkten angegeben. Über den Zeitraum von 1988 bis 1999 haben nur drei Firmen ihren Marktanteil erhöhen können. Absoluter Spitzenreiter ist Kyocera mit zehn Prozentpunkten, gefolgt von BP Solar und Photowatt. Solarex und Helios haben im gleichen Zeitraum leicht an Marktanteilen verloren. Dagegen hatte ASE ein Minus von 2,5 Prozentpunkten, Siemens ein Minus von 4,8 Prozentpunkten und Solec sogar ein Minus von 9,2 Prozentpunkten zu verzeichnen.

Diese Veränderungen haben sich unterschiedlich auf die einzelnen Zeitabschnitte verteilt. Solec hat vor allem zwischen 1992 und 1997 Marktanteile verloren, was sich eventuell durch die während dieses Zeitraum vollzogene Übernahme von Solec durch Sanyo erklären lässt. Als die Übernahme 1994 stattfand, ging die Produktion sogar in absoluten Zahlen zurück. Auch ASE hat

zwischen 1992 und 1997 starke Marktanteile verloren, während bei Siemens der große Verlust zwischen 1997 und 1999 kam.

Jahr	Marktanteil (in %)				Veränderung (in Prozentpunkten)			
	1988	1992	1997	1999	88 - 92	92 - 97	97 - 99	88 - 99
ASE	8	10	5	5	2,0	-5,2	0,7	-2,5
BP Solar	4	7	9	7	3,6	1,6	-1,8	3,4
Helios	1	3	1	1	2,6	-2,3	-0,5	-0,2
Kyocera	5	9	12	15	3,8	3,4	2,8	10,0
Photowatt	2	3	5	5	1,1	1,1	0,4	2,6
Siemens Solar	17	17	17	12	-0,3	0,9	-5,5	-4,8
Solarex	9	10	12	9	0,4	1,9	-2,8	-0,5
Solec	16	13	7	7	-2,5	-6,6	-0,2	-9,2

Tabelle 21: Veränderung der Marktanteile einzelner Hersteller

Quelle: PV News

5.4.1 Ergebnisse der Technometrie für 1987 bis 1992

Zur Veranschaulichung werden die Technometriewerte und die Veränderungen der Marktanteile gegenüber gestellt.

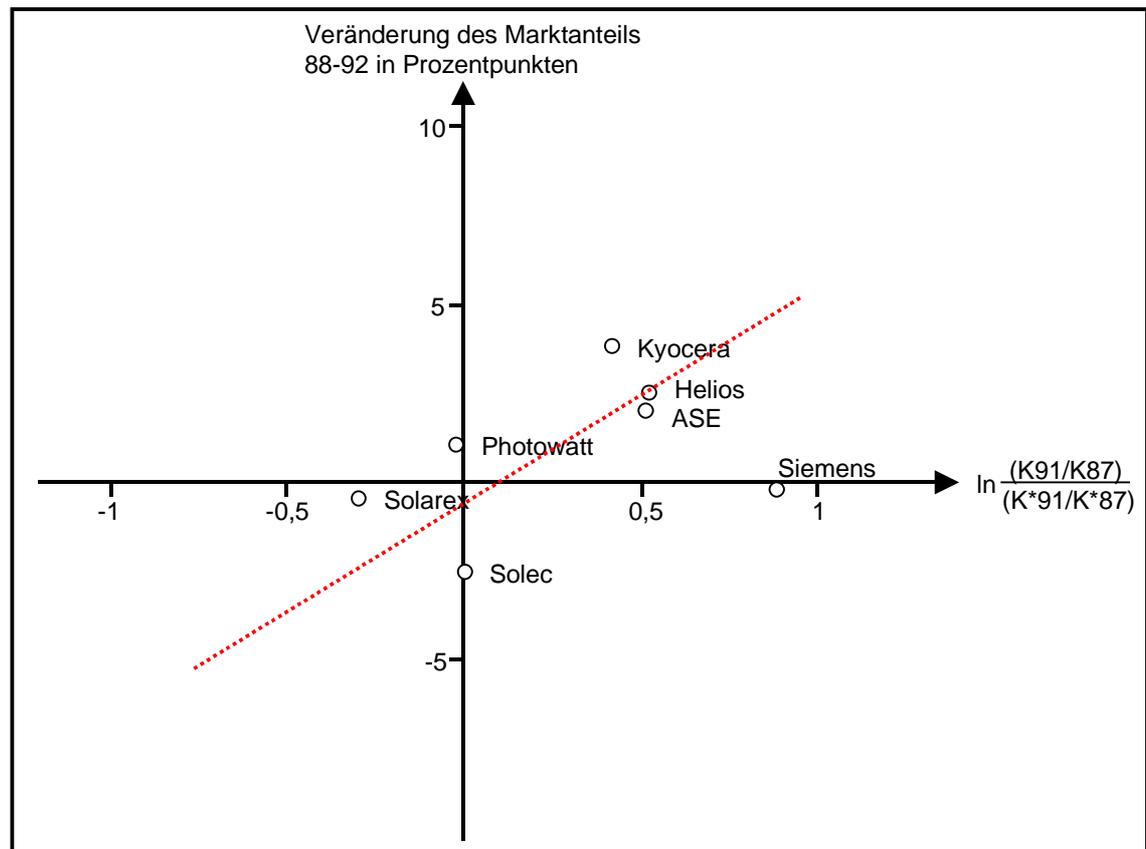


Abbildung 23: Ergebnisse der Technometrie für 1987 bis 1992

Die eingezeichnete Gerade dient als optisches Hilfsmittel. Für den Zeitraum von 1987 bis 1992 wird ein Zusammenhang zwischen Innovation und einer Erhöhung der Marktanteile deutlich. Die Erhöhung der Anteile von Kyocera, Helios und ASE verläuft parallel zu einer Verbesserung der technischen Eigenschaften ihrer Module. Dagegen haben Solec und Solarex an Marktanteil verloren. Das Solec Modul hat zwar 1987 bessere Eigenschaften als 1991, das Maß der Veränderung entspricht jedoch nur dem Durchschnitt in der Industrie. Die Module von Kyocera, Helios und ASE haben dagegen überproportional bessere Eigenschaften.

Solarex hat 1991 das gleiche Modul wie 1987 angeboten und dementsprechend nicht mit der technologischen Entwicklung des Marktes mithalten können. Dementsprechend bekommt es eine negative technometrische Bewertung, was mit leichten Verlusten von Marktanteilen bei Solarex korreliert. Auffällig ist die Firma Siemens Solar. Trotz einer starken technologischen Weiterentwicklung der Moduleigenschaften, verlor Siemens leicht an Marktanteilen. Eventuell werden technisch zu anspruchsvolle Module angeboten, die kein optimales Preis-/Leistungsverhältnis bieten.

5.4.2 Ergebnisse der Technometrie für 1991 bis 1997

Auch von 1991 bis 1997 haben sich innovative Hersteller am Markt durchsetzen können. Solarex hat ein neues Modul auf den Markt gebracht, nachdem die Firma 1987 und 1991 dasselbe Modul angeboten hatte. Das neue Solarmodul gehört technologisch zu den fortschrittlichsten Produkten am Markt. Dementsprechend konnte Solarex seinen Marktanteil erhöhen. Dies ist bei ASE nicht der Fall. Obwohl das im Jahr 1996 angebotene Modul das technisch fortschrittlichste ist, hat ASE über fünf Prozentpunkte an Marktanteilen verloren. Grund dafür könnte ähnlich wie bei Siemens Solar ein zu hoher Preis sein. Allerdings kann der Verlust von Marktanteilen auch durch die 1996 erfolgte Übernahme der DASA-Anteile durch die zum RWE gehörende Nukem und die daraus resultierende interne Umstrukturierung bedingt sein. Solec hat sein Produktangebot zwischen 1991 und 1996 nicht verbessert, so daß das Modul eine negative Bewertung erhält. Der Marktanteil ist im selben Zeitraum um 6,6 Prozentpunkte gesunken.

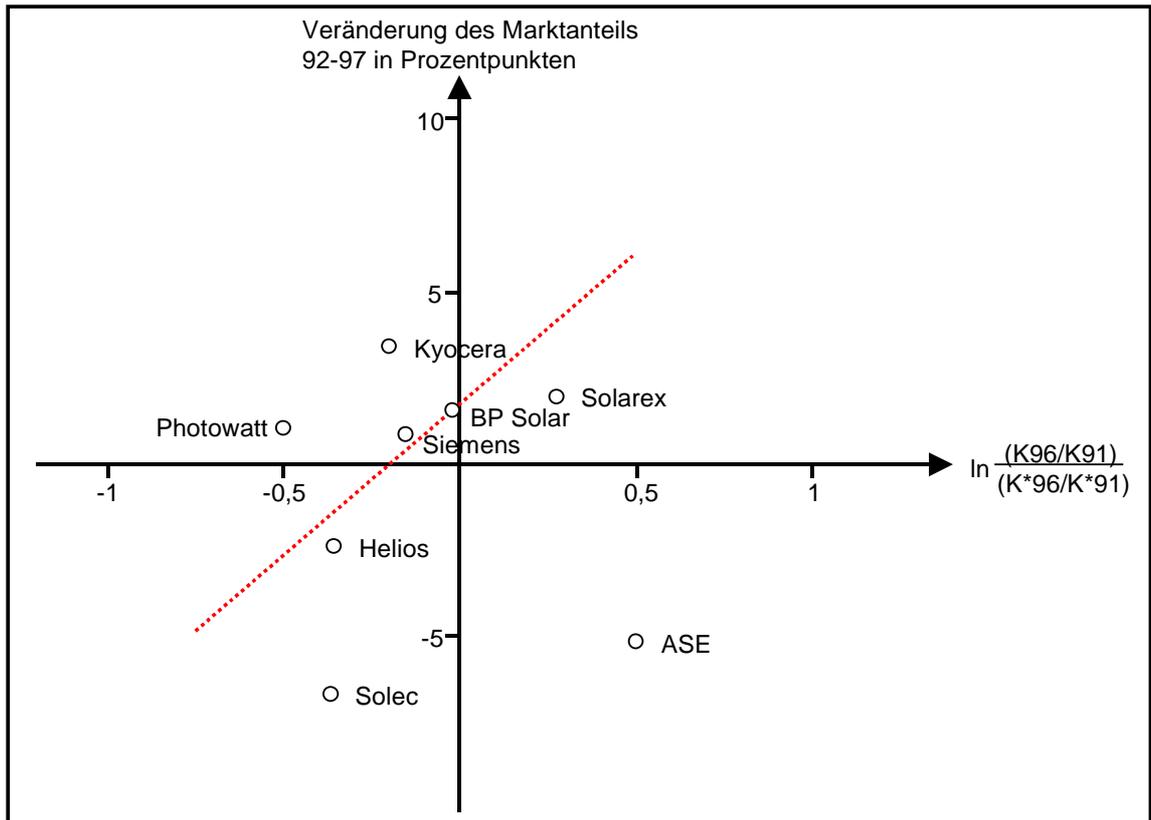


Abbildung 24: Ergebnisse der Technometrie für 1991 bis 1997

Dasselbe ist für die Firma Helios der Fall, die 1996 nur 0,8 MWp mehr Solarzellen produzierte und damit hinter dem durchschnittlichen Marktwachstum zurückblieb. Dagegen hat sich Photowatt mit dem technologisch rückständigsten Modul einen größeren Marktanteil sichern können, was auf günstige Modulpreise zurückzuführen sein könnte.

5.4.3 Ergebnisse der Technometrie für 1996 bis 1999

Ein anderes Bild ergibt sich für den kurzen Untersuchungszeitraum von 1996 bis 1999. Siemens hat technologisch die anderen Hersteller überholt, gleichzeitig aber deutlich an Marktanteil verloren. Solec dagegen hat mit der technologischen Entwicklung des Marktes Schritt gehalten und dementsprechend den Marktanteil konstant gehalten. Die anderen sechs Unternehmen sind alle etwas hinter der technologischen Entwicklung zurückgeblieben. Trotzdem haben es Kyocera, ASE und Photowatt geschafft, ihre Marktanteile auszuweiten. Dagegen mußten BP Solar, Helios und Solarex Anteile abgeben. Es läßt sich kein Zusammenhang zwischen technischem Fortschritt und Marktanteil mehr

beobachten. Im Gegenteil hat der innovativste Hersteller sogar die meisten Anteile verloren.

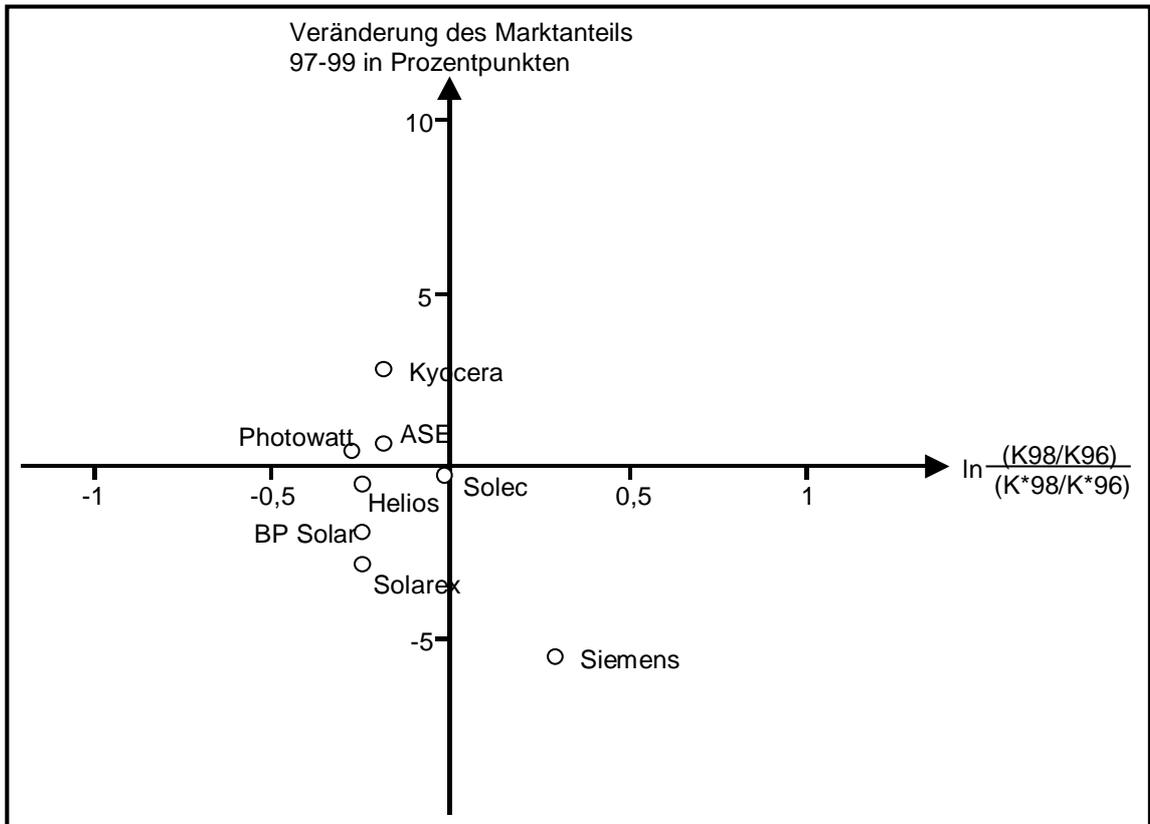


Abbildung 25: Ergebnisse der Technometrie für 1996 bis 1999

5.4.4 Ergebnisse der Technometrie für 1987 bis 1999⁵¹

Nachdem sich in den drei Einzeluntersuchungen keine durchweg innovative Firma herausgebildet hat, ist auch bei der Betrachtung des gesamten Untersuchungszeitraumes kein klarer Zusammenhang zwischen Innovation und Marktanteil erkennbar. Siemens Solar und ASE, die beiden Hersteller mit dem größten technischen Fortschritt, haben Marktanteile verloren, während Photowatt trotz des technisch rückständigsten Solarmoduls Anteile gewinnen konnte.

Keine Veränderung der Marktanteile ergab sich für Helios. Auch technologisch haben sich die Module von Helios entsprechend dem absoluten technologischen Fortschritts verbessert, so daß Helios im Schnittpunkt der Achsen

positioniert ist. Eine Zunahme des Marktanteils um 10 Prozentpunkte konnte Kyocera verzeichnen. In der technologischen Entwicklung belegt es aber nur den dritten Platz. Bei einem Blick auf die Entwicklung der Einzelmerkmale (siehe Anhang) wird aber deutlich, daß Kyocera der einzige Hersteller ist, der 1991, 1996 und 1998 Module angeboten hat, die bei allen Eigenschaften konstante Verbesserungen aufweisen konnte. Zumindest ein Teil der Zunahme der Marktanteile kann auf dieser Konstanz in der Innovationstätigkeit des Unternehmens beruhen.

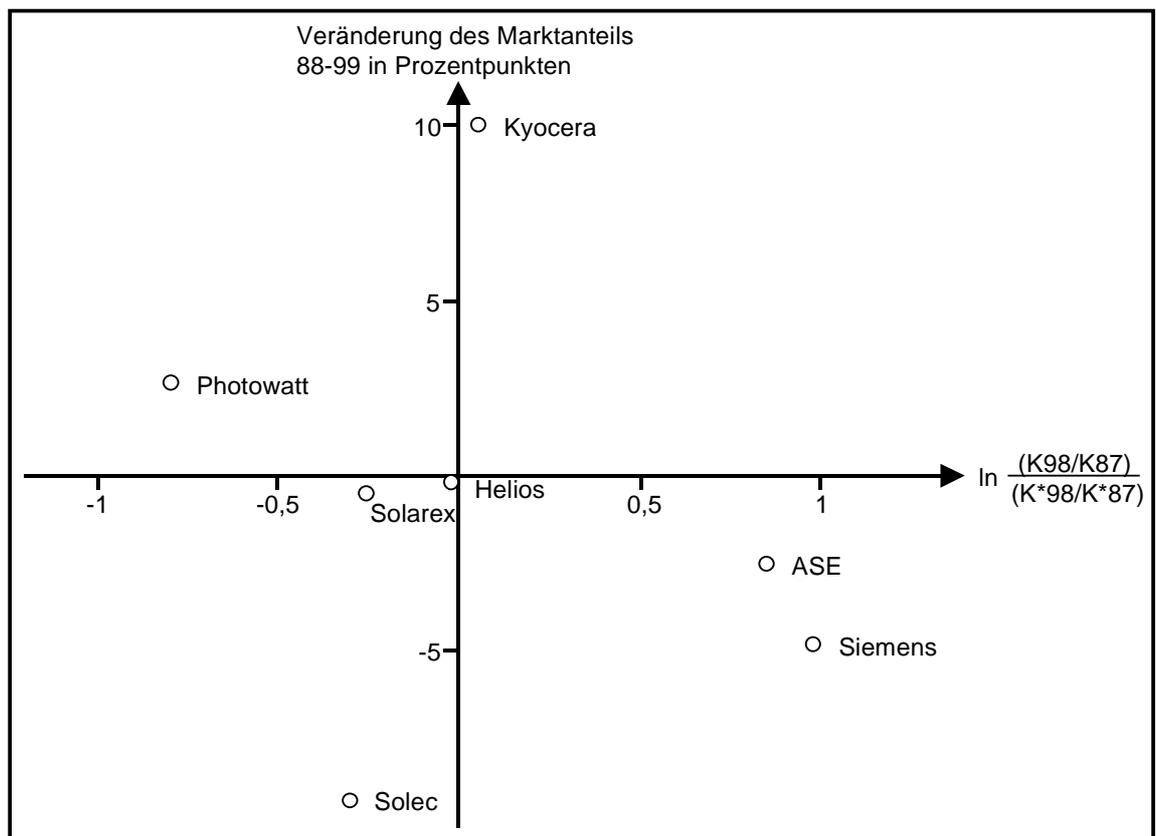


Abbildung 26: Ergebnisse der Technometrie für 1987 bis 1999

Solec war über den Untersuchungszeitraum die am wenigsten erfolgreiche Firma. Zum einen wurden keine fortschrittlichen Solarmodule auf den Markt gebracht, zum anderen wird ein Großteil der Solarzellen-Produktion an den japanischen Hersteller Sanyo geliefert, der ausschließlich auf dem japanischen Markt aktiv ist. Damit hat Solec keine ausreichende Kapazität in der Modulproduktion, um sein bisheriges Vertriebsnetz zu beliefern.

⁵¹ BP Solar kann in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt werden, da für 1987 keine Moduldaten vorliegen.

5.5 Kritik der Meßergebnisse

In der bisherigen Untersuchung wurden vier Modulmerkmale berücksichtigt. Dies war bedingt durch die schlechte Datenbasis für die älteren Solarmodule. Für das Jahr 1998 steht besseres Datenmaterial zur Verfügung, so daß für diese Module Technometriewerte für sechs Merkmalen berechnet werden können. Neben den Merkmalen Nennleistung, Wirkungsgrad, Gewicht pro Wp und Garantiezeit werden neu der Temperaturkoeffizient und die Leistung der im Modul verarbeiteten Solarzellen berücksichtigt. Der Temperaturkoeffizient ist ein Maß für das Verhalten des Moduls unter Alltagsbedingungen, bei denen die Module wesentlich höhere Temperaturen erreichen als unter Standard-Testbedingungen. Die Leistung pro Solarzelle ist ein Anzeichen für die Güte der eingesetzten Zellen.

Als Referenzwerte werden die Module mit den jeweils besten und schlechtesten Eigenschaften bei den sechs Merkmalen ausgewählt. Es ergeben sich die folgenden Technometriewerte:

1998	Nennleistung	Wirkungsgrad	Gewicht/Wp	Garantie	Watt/Zelle	Temperaturkoeffizient
ASE	1,00	0,85	0,48	0,00	0,05	0,00
BP Solar	0,14	1,00	1,00	0,00	0,53	0,23
Helios	0,12	0,33	0,87	0,00	0,42	0,00
Kyocera	0,27	0,82	0,92	0,13	1,00	0,19
Photowatt	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,13
Siemens Solar	0,23	0,76	0,88	1,00	0,05	0,32
Solarex	0,27	0,15	0,79	0,67	0,16	0,42
Solec	0,23	0,1	0,94	0,00	0,05	1,00

Tabelle 22: Technometriewerte 1998, sechs Merkmale

Die neuen Technometriewerte für die 98er Module können nicht direkt mit den alten Werten verglichen werden, da zur Berechnung zwei zusätzliche Merkmale und andere Referenzwerte verwendet wurden. Zum Vergleich der Werte muß deshalb mit Hilfe der aggregierten Technometriewerte eine Rangfolge der fortschrittlichsten Module ermittelt werden. Dazu wird die Berechnungsmethode ohne Gewichtung der einzelnen Merkmale gewählt:

1998	Technometriewert (neu; 6 Merkmale)	Rangfolge	Technometriewert (alt; 4 Merkmale)	Rangfolge
ASE	0,40	6	1,54	2
BP Solar	0,48	4	1,13	6
Helios	0,29	7	0,89	7
Kyocera	0,56	1	1,25	4
Photowatt	0,02	8	0,39	8
Siemens Solar	0,54	2	1,84	1
Solarex	0,41	5	0,47	3
Solec	0,52	3	0,52	5

Tabelle 23: Aggregierte Technometriewerte, sechs und vier Merkmale

Für die Rangfolge im Jahr 1998 zeigen sich große Unterschiede zwischen den Berechnungsmethoden. Zum Beispiel gilt das Modul von Kyocera bei der Berücksichtigung von sechs Merkmalen als das fortschrittlichste, während es bei Verwendung von vier Merkmalen nur auf Platz vier kommt. Das Modul von ASE wird dagegen um vier Plätze schlechter bewertet. Nur die Module von Solec und Photowatt, die in der alten Untersuchung die beiden letzten Plätze einnahmen, können auch beim Temperaturkoeffizienten und der Leistung der eingesetzten Zellen keine besseren Eigenschaften vorweisen. Dementsprechend können sie sich in der Rangfolge nicht verbessern. Dieses Ergebnis deutet darauf hin, daß eine breitere Datenbasis für die Untersuchung wünschenswert gewesen wäre. Eventuell hätte sich dadurch ein klareres Bild ergeben. Zumindest spricht das Ergebnis für ASE und Kyocera dafür. Die hohe Bewertung von Kyocera nach der neuen Methode würde in der langfristigen Untersuchung mit dem großen Zugewinn von Marktanteilen korrelieren. Dagegen entspricht die schlechte Bewertung von ASE der gewünschten Erklärung für den Verlust von Marktanteilen im Untersuchungszeitraum.

6. Abschließende Bewertung der Untersuchungsergebnisse

Der erste Schub in der Photovoltaik wurde durch die Ölpreiskrisen der 70er und 80er Jahre ausgelöst. Durch die starke staatliche Förderung im Bereich der Forschung und Entwicklung scheint zunächst kein nachhaltiges Wachstum stattgefunden zu haben. Die hohen Umsätze Anfang der 80er Jahre, die vor allem durch hohe Nachfrage für staatliche finanzierte Photovoltaik-Kraftwerke im MW-Bereich ausgelöst wurde, konnten nicht stabilisiert werden. In der zweiten Hälfte der 90er Jahre scheint sich die Entwicklung dagegen normalisiert haben.

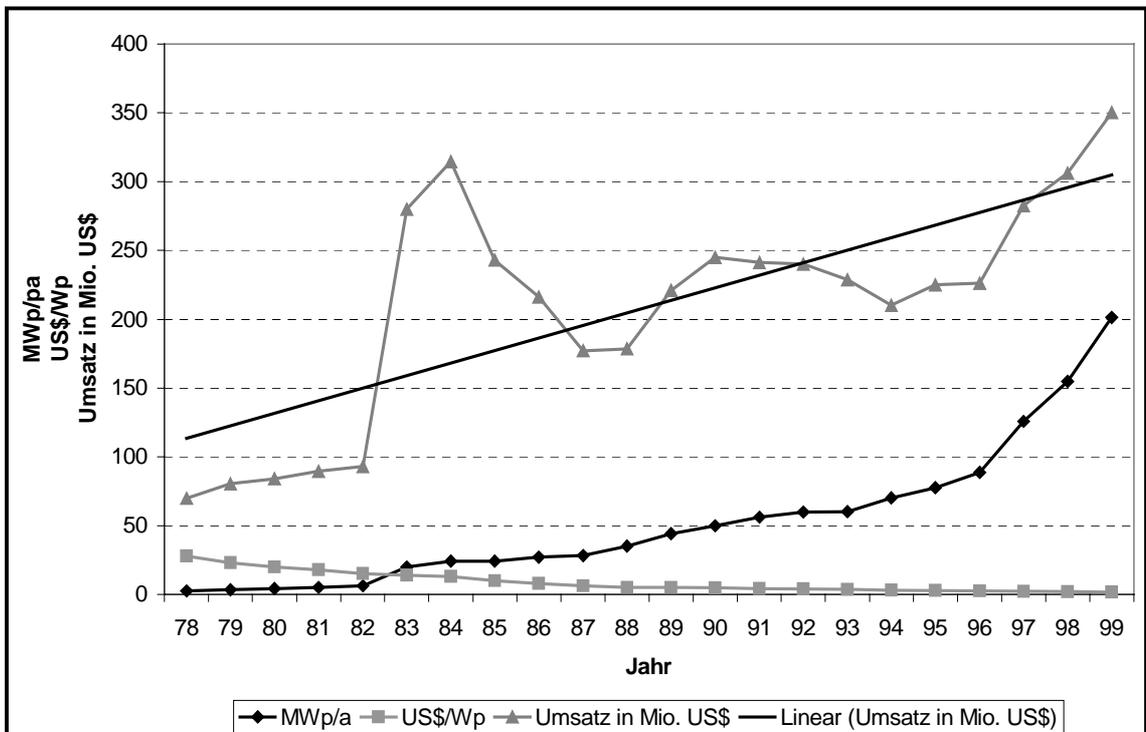


Abbildung 26: Preise, Produktion und Umsatz der PV-Industrie Quelle: Brugmann, 1999 S.41

Es konnte in dieser Arbeit gezeigt werden, daß wesentliche technische Verbesserungen bei den kristallinen Silizium-Solarzellen in den Produktionsprozeß eingeflossen sind. Diese haben auch das Potential, ihren hohen Marktanteil durch weitere technische Verbesserungen zu halten. Dagegen haben sich Technologien auf der Basis von amorphem Silizium nicht durchsetzen können. Es bleibt spannend abzuwarten, ob sich in den nächsten Jahren neue Solarzellentypen auf der Basis von Dünnschicht-Technologien etablieren können. Die

technische und ökonomische Leistungsfähigkeit dieser Zellen scheint sehr vielversprechend zu sein.

Während der große Schub in der Photovoltaik Anfang der 80er Jahre in einem klaren Zusammenhang mit den Ölpreiskrisen der 70er Jahre stand, verläuft die neuere Entwicklung unabhängig von der Entwicklung der Ölpreise. Eine Gegenüberstellung der jährlichen Produktionsmengen und der Ölpreise verdeutlicht dies:

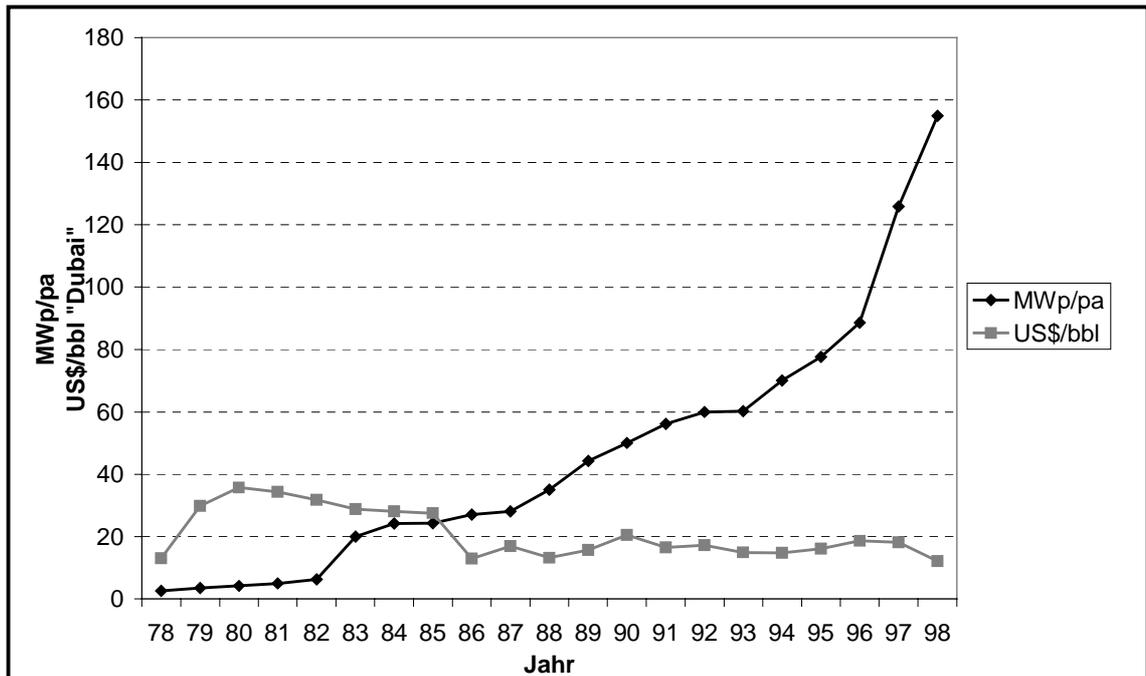


Abbildung 27: Ölpreise und Marktentwicklung

Quelle: BP Amoco, PV News

Seit 1996 hat der Photovoltaik-Markt sein Wachstum beschleunigt. Dies ist teilweise auf die Programme zur Steigerung der Nachfrage in Japan und neuerdings auch in Deutschland zurückzuführen. Das sich die Photovoltaik in diesen Ländern stärker durchsetzt als z.B. in den USA hängt zusätzlich mit den unterschiedlichen Strompreisen zusammen. In Japan muß pro kWh das 2,6-fache des OECD Durchschnitts gezahlt werden. Auch in Deutschland ist Strom um den Faktor 1,4 teurer, während er in den USA deutlich billiger als im OECD Durchschnitt ist.⁵² Diese Preise sind von entscheidender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Photovoltaik-Anlagen. Sie sind auch eine Erklärung dafür, daß in Japan und Deutschland die Photovoltaik stärker gefördert wird als in den USA.

⁵² IEA, International Energy Association

Das kontinuierliche Wachstum und die hohe Anzahl Marktteilnehmer in der Photovoltaik-Industrie läßt vermuten, daß es sich um einen wettbewerbsintensiven Markt handelt. Darauf deutet auch die DEA-Analyse des deutschen Marktes für das Jahr 2000 hin. Es wird eine hohe Anzahl effizienter Solarmodule angeboten. Obwohl es in den letzten Jahren neue Marktteilnehmer gegeben hat, hat die Konzentration am Markt zugenommen.

Durch eine technometrische Analyse dieses Marktes läßt sich für die Zeiträume von 1987 bis 1992 und 1991 bis 1997 ein Zusammenhang zwischen technischem Fortschritt und einer Zunahme der Marktanteile zeigen. Dieser Zusammenhang ist für den Zeitraum von 1996 bis 1999 nicht mehr erkennbar. Es kann auch bei der langfristigen Betrachtung des Marktes kein innovatives Unternehmen identifiziert werden, das gleichzeitig seinen Marktanteil ausgeweitet hat. Dazu müßte diese Firma über den langen Zeitraum von 12 Jahren innovativ geblieben sein. In Wirklichkeit scheint es so zu sein, daß einzelne Firmen über einen kürzeren Zeitraum innovativ sind, während die rückständigen Firmen in der Folgezeit innovieren, um den technologischen Rückstand aufzuholen. Von 1987 bis 1991 waren Kyocera, ASE, Helios und Siemens sehr innovativ, während es von 1991 bis 1996 Solarex und BP Solar waren. Helios und Kyocera gehörten damals zu den weniger innovativen Firmen.

Auffällig ist, daß Photowatt über den gesamten Untersuchungszeitraum kein technisch fortschrittliches Modul angeboten und trotzdem den Marktanteil konstant ausgebaut hat. Wenn man Siemens und ASE betrachtet, die teilweise trotz innovativer Solarmodule Marktanteile verloren haben, wird deutlich, daß hier andere Mechanismen wirken müssen. Eventuell war Photowatt in der Lage, sehr günstige Solarmodule anzubieten, während die technisch fortschrittlichen Module von ASE und Siemens zu teuer gewesen sein könnten.

Innovation kann also durchaus ein Erfolgsfaktor sein. Dazu muß aber das innovative Produkt ein zumindest ähnliches Preis-/Leistungsverhältnis bieten. Problematisch sind im Photovoltaik-Markt zusätzlich staatliche Subventionen, die zu einem Ungleichgewicht der Nachfrage zugunsten nationaler Hersteller führt. Dies läßt sich an den japanischen Firmen zeigen, die ihre Module fast ausschließlich auf dem japanischen Markt absetzen. Gleichzeitig sind diese absatzfördernden Programme vermutlich unabdingbar, um für die Photovoltaik einen stabilen Markt zu schaffen.

7. Literaturverzeichnis

Behnke, J. (1996):

**Tagungsband/Deutscher Kongreß Erneuerbare Energie `96 mit
Fachkonferenz Wind, Photovoltaik, Geothermie,
Hannover: WINKRA-RECOM,**

Beneking, C. und Siebke, F. (1998):

Alterung von amorphem Silizium.
Photon 2-98, S. 41

Beyer, W. und Wagner, H. (1991/92):

Amorphe Siliziumsolarzellen: Probleme und wissenschaftliche
Herausforderung.
Forschungsverbund Sonnenenergie Themen 91/92, Photovoltaik, S. 9-13

Borchert, M. und Grossekketter, H. (1985):

Preis- und Wettbewerbstheorie
Stuttgart-Berlin-Köln-Mainz: W. Kohlhammer

Brugmann, J. (1999):

Auslegung von Photovoltaik-Anlagen mit Speicher- und Zusatzsystemen nach
energetischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten,
Düsseldorf: VDI-Verlag

Clark, N. und Juma, C. (1987)

Long-Run Economics.
London, Pinter Publisher

Dimmler, B. und Schock, H.-W. (1995/96):

CIS-Dünnschichtsolarzellen-Technologie.
Forschungsverbund Sonnenenergie Themen 95/96, Photovoltaik 3, S.52-59

Eyer, A. und Räuber, A. (1991/92):

Flächenhafte Silizium-Herstellung: Potentiale der Methode und Entwicklung
am ISE.
Forschungsverbund Sonnenenergie Themen 91/92, Photovoltaik, S.14-18

Goetzberger, A., Voß, B., Knobloch, J. (1994):

Sonnenenergie: Photovoltaik: Physik und Technologie der Solarzelle,
Stuttgart: Teubner

Grupp, H. (1994):

The Dynamics of Science-Based Innovation Reconsidered: Cognitive Models
and Statistical Findings.
Granstrand, O. Economics of Technology
Amsterdam-London-New York-Tokyo: North-Holland, S. 223-247

- Grupp, H. (1997):
Messung und Erklärung des Technischen Wandels,
Berlin: Springer-Verlag
- Hetzel, R. (1995/96):
Ein neues Konzept für kostengünstige Hocheffizienz-Solarzellen.
Forschungsverbund Sonnenenergie Themen 95/96, Photovoltaik 3, S.18-23
- Hofmann, V. (1996):
Photovoltaik – Strom aus Licht,
Stuttgart: Teubner
- Knobloch, J. und Wettling, W. (1991/92):
Hocheffiziente Silizium-Solarzellen: Technologie und Potential.
Forschungsverbund Sonnenenergie Themen 91/92, Photovoltaik, S.19-24
- Knobloch, J. und Goetzberger, A. (1994):
Photovoltaik-Zellen – Physik und Technologie kristalliner Zelle.
Schmidt, J. (Hrsg.): Photovoltaik - Strom aus der Sonne, 3. Aufl.,
Heidelberg: C. F. Müller, S. 1-20
- Knobloch, J. und Wettling, W. (1995/96):
Auf dem Weg zur industriell gefertigten Solarzelle mit hohem Wirkungsgrad.
Forschungsverbund Sonnenenergie Themen 95/96, Photovoltaik 3, S.12-17
- Kraus, M. (2000):
Methodik zur Bewertung der Dünnschicht-Herstellungstechnologien im Bereich
Photovoltaik im Hinblick auf die industrielle Fertigungsreife. www.fhm.fhg.de
- Kreutzmann, A. (1998):
Frühstart oder früher Start? Sind Module aus amorphem Silizium schon reif für
die Serienanwendung?
Photon 2-98, S. 40
- Kreutzmann, A. (1999):
Von 0,075 bis 315 Watt – Marktübersicht Solarmodule 1999.
Photon 2-2000, S. 52-59
- Kreutzmann, A. (1999):
Die Traumfabrik – Am 16. November wird Deutschlands größte
Solarzellenproduktion eingeweiht.
Photon 6-99, S. 46–47
- Kreutzmann, A. (2000):
Solarstrom wird wirtschaftlich – Bundesregierung beschließt 99 Pfennig je
Kilowattstunde.
Photon 1-2000, S. 20f

- Kreutzmann, A. (2000):
Verwirrende Vielfalt – Die Zahl der Modulhersteller und Modultypen hat deutlich zugenommen.
Photon 2-2000, S. 54-63
- Leuchtner, J., Boekstiegel, C. (1991):
Photovoltaik – Marktübersicht: Informationen zur Stromerzeugung mit Solarzellen, 5. Aufl.
Freiburg: Öko-Institut e.V., Institut für angewandte Ökologie
- Leuchtner, J., Preiser, K. (1995):
Photovoltaik-Anlagen: Marktübersicht 1994/1995, 2. Aufl.
Freiburg: Öko-Institut e.V., Institut für angewandte Ökologie
- Maycock, P.(1989, 1991, 1993-2000):
PV News
Warrenton, VA (USA): PV Energy Systems
- Meereis, J. (1987)
Photovoltaik – Marktübersicht
Freiburg: Öko-Institut e.V., Institut für angewandte Ökologie
- Menanteau, P. (2000):
Learning from Variety and Competition Between Technological Options for Generating Photovoltaic Electricity.
Technological Forecasting and Social Change 63, S.63-80
- o.V. (2000):
100000-Dächer-Programm nur noch für fünf Jahre.
Frankfurter Allgemeine Zeitung Nr.109 vom 11.05.2000, S.18
- o.V. (2000):
Neues Werk in Deutschland.
Wirtschaftswoche Nr. 20 vom 11.05.2000, S. 15
- o.V. (2000):
Tagungsband/15. Symposium Photovoltaische Solarenergie.
Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (Otti)
- o.V. (2000):
Supplementband/15. Symposium Photovoltaische Solarenergie.
Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (Otti)
- Schmela, M. (1999):
In Japan geht nicht nur die Sonne früher auf – Eindrucksvolle Ergebnisse auf der Photovoltaik Konferenz in Sapporo, Japan.
Photon 6-99, S. 42–45

Schmela, M. (2000):

Auf dem Weg zur monokristallinen Renaissance – Ein Herstellungsprozess für monokristalline Solarzellen könnte die Kosten senken und die Wirkungsgrade erhöhen.

Photon –2000, S. 32f

Schmidt, W. (1994):

Die Herstellung kristalliner Si-Solarzellen.

Schmidt, J. (Hrsg.) Photovoltaik – Strom aus der Sonne, 3. Aufl., Heidelberg: C. F. Müller, S.21-35

Schock, W. (1994):

Dünnschicht-Solarzellen aus Kupfer-Indium-Diselenid.

Schmidt, J. (Hrsg.) Photovoltaik - Strom aus der Sonne, 3. Aufl., Heidelberg: C. F. Müller, S.36-48

Schock, H.-W. (1997):

Grundlagen der Photovoltaik – Teil 4: Dünnschichtsolarzellen aus Verbindungshalbleitern.

Photon 1-97, S. 14-19

Schulze, F. W. (1994):

Modulherstellung für Dünnschicht- und kristalline Silizium-Solarzellen.

Schmidt, J. (Hrsg.) Photovoltaik - Strom aus der Sonne, 3. Aufl., Heidelberg: C. F. Müller, S.103-108

Staiß, Frithjof (1996):

Photovoltaik : Technik, Potentiale, und Perspektiven der solaren Stromerzeugung,

Braunschweig-Wiesbaden: Vieweg

Stoneman, P. (1983):

The Economic Analysis of Technological Change,

Oxford University Press

Welter, P. (1996):

Marktübersicht Solarmodule.

Photon 2-967, S. 40-45

Welter, P. (1997):

Marktübersicht Solarmodule.

Photon 1-97, S. 49-53

Welter, P. (1998):

Es lebe die Vielfalt – Die Auswahl an Modulen wird größer.

Photon 2-98, S. 34 - 39

Wettling, W. (1991/92):
Technologie der Galliumarsenid-Solarzelle.
Forschungsverbund Sonnenenergie Themen 91/92, Photovoltaik, S.25-29

Homepages der Hersteller:

ASE GmbH:	www.ase-international.de
ASE Americas:	www.asepv.com
Astropower:	www.astropower.com
BP Solarex:	www.solarex.com
Eurosolare:	www.eurosolare.it
Helios:	www.heliotechnology.com
Kyocera:	www.photocomm.com
Photowatt:	www.photowatt.com
Shell Solar:	www.shell.com
Siemens Solar:	www.siemenssolar.de
Solec International:	www.solecsolar.com

Organisationen und Sonstige:

Photon:	www.photon.de
PV Energy:	www.pvenergy.com
International Energy Association:	www.iea.org
Murphy & Spitz Research:	www.sarasin.ch
US Department of Energy:	www.eren.doe.gov
Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien:	www.datenwerk.at
Eurosolar:	www.eurosolar.org
Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme:	www.ise.fhg.de

Anhang

Marktanteile nach Technologien von 1988 bis 1999

Technologie	Jahr	88	89	90	91	92	93
Monokristallin	in MWp	13,1	17,1	16,4	19,7	21,5	28,7
	in %	37,2	42,5	35,3	35,6	37,1	47,7
Polykristallin	in MWp	7,9	10,3	15,3	20,9	20,2	17,6
	in %	22,4	25,5	32,9	37,7	34,9	29,3
Amorph	in MWp	13,9	12,5	14,7	13,7	14,8	12,6
	in %	39,5	31,1	31,6	24,8	25,6	21,0
Band-Silizium	in MWp	0,1	0	0,05	0,2	0,3	0,2
	in %	0,3	0,0	0,1	0,4	0,5	0,3
Cadmium-Tellurid	in MWp	0	0	0	0,8	1	1
	in %	0,0	0,0	0,0	1,4	1,7	1,7
Sonstige	in MWp	0,2	0,4	0,05	0,06	0,1	0,04
	in %	0,6	0,9	0,1	0,1	0,2	0,1
Gesamt	in MWp	35,2	40,2	46,5	55,4	57,9	60,1

Technologie	Jahr	94	95	96	97	98	99
Monokristallin	in MWp	36,2	42,8	48,4	62,8	59,8	73,0
	in %	52,1	55,2	54,0	49,6	39,4	36,3
Polykristallin	in MWp	20,5	21	24	43	66,3	88,4
	in %	29,5	26,8	26,8	33,9	43,7	43,9
Amorph	in MWp	10,8	11	11,7	15	19,2	23,9
	in %	15,6	14,2	13,1	11,8	12,7	11,9
Band-Silizium	in MWp	0,6	1,5	3	4	4,0	4,2
	in %	0,9	1,9	3,3	3,2	2,6	2,1
Cadmium-Tellurid	in MWp	1	1,2	1,6	1,2	1,2	1,2
	in %	1,4	1,5	1,8	0,9	0,8	0,6
Sonstige	in MWp	0,36	0,6	0,95	0,7	1,2	10,8
	in %	0,5	0,8	1,1	0,6	0,8	5,4
Gesamt	in MWp	69,4	77,6	89,6	126,7	151,7	201,5

Kursiv = Werte geschätzt

Quelle: PV News

Entwicklung von Produktionsmenge, Preis pro Wp, Umsatz und Rohölpreis

Jahr	Jahresproduktion in MWp/a	Preis pro Wp in US\$	Umsatz in Mio. US\$	Rohölpreis* in US\$ / Barrel
79	3,5	23	80,5	13,03
80	4,2	20	84	29,75
81	5	17,9	89,5	35,69
82	6,2	15	93	34,32
83	20	14	280	31,80
84	24,2	13	314,6	28,78
85	24,3	10	243	28,07
86	27	8	216	27,53
87	28,1	6,3	177	12,95
88	35	5,1	178,5	16,92
89	44,2	5	221	13,19
90	50	4,9	245	15,68
91	56,1	4,3	241,2	20,50
92	60	4	240	16,56
93	60,2	3,8	228,8	17,21
94	70	3	210	14,90
95	77,6	2,9	225	14,76
96	88,6	2,6	226,1	16,09
97	125,8	2,2	282,5	18,56
98	154,9	2,0	306,1	18,13
99	201,3	1,7	350,1	12,16

* Rohölpreise beziehen sich auf den Qualitätsstandard „Dubai“

Kursiv = Werte geschätzt

Quelle: Jahresproduktion: PV News
Preis pro Wp: FhG ISE
Rohölpreise: BP-Amoco Statistical Review of World Energy
6/ 1999

Weltweite Marktentwicklung nach Regionen und Firmen

Land/Firma	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99
U.S.	8,7	11,3	14,1	14,8	17,1	18,1	22,4	25,6	34,8	38,9	51,0	53,7	60,8
Siemens Sol.	4,2	5,5	6,5	7,0	9,0	9,0	12,5	13,0	17,0	17,0	22,0	20,0	22,2
Solarex	2,9	3,2	5,0	5,4	5,6	5,7	6,5	7,5	9,5	10,8	14,8	15,9	18,0
Solec Intl.	0,3	0,6	0,9	0,9	1,2	1,3	1,3	1,3	2,6	3,5	4,0	4,0	0,6
Adv. PV Sys.					0,2	0,8	0,5	0,6	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Astropower		0,1	0,2	0,4	0,5	0,6	0,9	1,7	2,5	2,9	4,3	7,0	12,0
USSC	0,3	0,4	0,5	0,6	0,2	0,3	0,5	0,6	2,0	3,0	4,0	4,0	3,0
ASE Amer.			0,1	0,1	0,2	0,3	0,2	0,6	2,0	3,0	4,0	4,0	4,0
Mobil Solar	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Entech			0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0
Other	0,9	1,2	0,7	0,4	0,2	0,1	0,0	0,1	0,3	0,9	0,1	0,5	1,0
Japan	13,2	12,8	14,2	16,8	19,9	18,8	16,7	16,5	16,4	21,2	35,0	49,0	80,0
Sanyo	4,8	4,8	4,8	4,9	6,0	6,5	6,2	5,5	5,1	4,6	4,7	6,3	13,0
Kanaka	1,7	2,2	2,4	2,5	3,1	3,0	1,7	1,8	0,2	0,0	0,0	0,0	3,5
Kyocera	1,3	1,7	2,5	4,5	5,8	5,1	4,8	5,3	6,1	9,1	15,4	24,5	30,3
Taiyo Yuden	1,2	1,3	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sharp	1,5	0,8	1,0	0,8	0,8	1,0	1,0	2,0	4,0	5,0	10,6	14,0	30,0
Hoxan	1,5	0,8	1,0	0,8	0,8	0,6	0,4	0,4	0,5	0,8	1,0	1,0	1,0
Fuji	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Canon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	2,1	2,0	1,0
Matsushita	0,0	0,0	0,0	0,6	0,8	1,0	1,0	1,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Other	0,7	0,7	0,9	0,8	0,6	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Europe	4,5	6,7	7,9	10,2	13,4	16,4	16,6	21,7	20,1	18,8	30,4	42,4	49,5
ASE GmbH						2,6	2,6	2,4	1,7	0,0	2,0	3,0	7,0
BP Solar	1,3	1,3	1,4	1,4	2,2	3,5	4,5	6,1	7,2	8,5	11,3	13,4	14,5
Chronar		0,9	0,7	0,6	1,0	0,6							0,0
DASA	0,8	1,3	1,2	1,7	2,1	2,6							0,0
NAPS		1,0	0,7	0,6	1,0	0,6	0,5	0,7	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
Intersolar						0,0	0,1	0,4	0,8	1,0	1,2	1,3	2,0
Photowat	1,0	0,8	0,8	1,5	1,8	2,0	1,7	1,8	2,1	2,6	5,7	12,0	10,0
Eurosolaire	0,4	0,4	0,8	1,0	1,5	2,6	3,2	3,5	2,7	2,5	2,5	3,2	1,5
Helios	0,3	0,3	0,8	1,2	1,5	2,0	1,0	1,7	2,0	1,1	1,4	1,5	1,3
Isophoton	0,2	0,2	0,3	0,5	0,5	0,6	0,5	1,5	1,5	1,6	2,7	2,5	2,5
Shell											2,0	2,0	2,0
Siemens	0,2	0,2	0,4	0,6	0,8	0,6	0,5	0,6	0,1	0,0			2,0
AEG/Telefun.	0,8	1,3	1,2	1,7									0,0
Konkar								0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
R&S			0,4	0,5	0,5	0,8	0,5	0,6	0,1	0,0			0,0
Solel								1,2	0,2	0,0			0,0
Other	0,3	0,4	0,4	0,6	1,3	1,1	1,5	0,7	0,5	0,2	0,2	0,4	0,5
ROW	2,8	3,0	4,0	4,7	5,0	4,6	4,4	5,6	6,4	9,8	9,4	9,8	12

World	29,2	33,8	40,2	46,5	55,4	57,9	60,1	69,4	77,6	88,6	125,8	154,9	201,3
-------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	-------	-------	-------

Wichtige Marktteilnehmer und Marktanteil der zwei größten

Marktteilnehmer nach Regionen

Jahr	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99
------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Welt													
U.S.	8,7	11,3	14,1	14,8	17,1	18,1	22,4	25,6	34,8	38,9	51,0	53,7	60,8
Japan	13,2	12,8	14,2	16,8	19,9	18,8	16,7	16,5	16,4	21,2	35,0	49,2	80
Europe	4,5	6,7	7,9	10,2	13,4	16,4	16,6	21,7	20,1	18,8	30,4	39,0	49,5
ROW	2,8	3,0	4,0	4,7	5,0	4,6	4,4	5,6	6,4	9,8	9,4	9,8	12

USA													
Siemens Solar	4,2	5,5	6,5	7,0	9,0	9,0	12,5	13,0	17,0	17,0	22,0	20,0	22,2
Solarex	2,9	3,2	5,0	5,4	5,6	5,7	6,5	7,5	9,5	10,8	14,8	15,9	18,0
Astropower		0,1	0,2	0,4	0,5	0,6	0,9	1,7	2,5	2,9	4,3	7,0	12,0
Solec Intl.	0,3	0,6	0,9	0,9	1,2	1,3	1,3	1,3	2,6	3,5	4,0	4,0	0,6
USSC	0,3	0,4	0,5	0,6	0,2	0,3	0,5	0,6	2,0	3,0	4,0	4,0	3,0
ASE Americas			0,1	0,1	0,2	0,3	0,2	0,6	2,0	3,0	4,0	4,0	4,0

Japan													
Kyocera	1,3	1,7	2,5	4,5	5,8	5,1	4,8	5,3	6,1	9,1	15,4	24,5	30,3
Sharp	1,5	0,8	1,0	0,8	0,8	1,0	1,0	2,0	4,0	5,0	10,6	14,0	30,0
Sanyo	4,8	4,8	4,8	4,9	6,0	6,5	6,2	5,5	5,1	4,6	4,7	6,3	13,0
Kanaka	1,7	2,2	2,4	2,5	3,1	3,0	1,7	1,8	0,2	0,0	0,0	0,0	3,5
Hoxan	1,5	0,8	1,0	0,8	0,8	0,6	0,4	0,4	0,5	0,8	1,0	1,0	1,0
Canon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	2,1	2,0	1,0
Matsushita	0,0	0,0	0,0	0,6	0,8	1,0	1,0	1,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2

Europa													
BP Solar	1,3	1,3	1,4	1,4	2,2	3,5	4,5	6,1	7,2	8,5	11,3	13,4	14,5
Photowatt	1,0	0,8	0,8	1,5	1,8	2,0	1,7	1,8	2,1	2,6	5,7	12,0	10,0
ASE						2,6	2,6	2,4	1,7	0,0	2,0	3,0	7,0
Eurosolare	0,4	0,4	0,8	1,0	1,5	2,6	3,2	3,5	2,7	2,5	2,5	3,2	1,5
Helios	0,3	0,3	0,8	1,2	1,5	2,0	1,0	1,7	2,0	1,1	1,4	1,5	1,3
Isophoton	0,2	0,2	0,3	0,5	0,5	0,6	0,5	1,5	1,5	1,6	2,7	2,5	2,5

Marktanteil Top 2 USA	82%	77%	82%	84%	85%	81%	85%	80%	76%	72%	72%	67%	66%
Marktanteil Top 2 Japan	49%	55%	51%	56%	59%	62%	66%	65%	68%	67%	74%	78%	75%
Marktanteil Top 2 Europa	51%	31%	28%	28%	30%	37%	47%	44%	49%	59%	56%	65%	49%

Fett = Top 2 Hersteller

Quelle: PV News

Firmenzusammenschlüsse

Firma	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99
Siemens Deut.	0,2	0,2	0,4	0,6	0,8	0,6	0,5	0,6	0,1	0,0			2,0
Arco													
Siemens USA	4,2	5,5	6,5	7,0	9,0	9,0	12,5	13,0	17,0	17,0	22,0	20,0	22,2
Siemens Solar	4,4	5,7	6,9	7,6	9,8	9,6	13,0	13,6	17,1	17,0	22,0	20,0	24,2
Solarex	2,9	3,2	5,0	5,4	5,6	5,7	6,5	7,5	9,5	10,8	14,8	15,9	18,0
Adv. PV System					0,2	0,8	0,5	0,6	0,1	0	0	0	0
BP Solar	1,3	1,3	1,4	1,4	2,2	3,5	4,5	6,1	7,2	8,5	11,3	13,4	14,5
BP Solar	4,2	4,5	6,4	6,8	8,0	10,0	11,5	14,2	16,8	19,3	26,1	29,3	32,5
Solec Intl.	0,3	0,6	0,9	0,9	1,2	1,3	1,3	1,3	2,6	3,5	4,0	4,0	0,6
Sanyo	4,8	4,8	4,8	4,9	6,0	6,5	6,2	5,5	5,1	4,6	4,7	6,5	13,0
Solec	5,1	5,4	5,7	5,8	7,2	7,8	7,5	6,8	7,7	8,1	8,7	10,5	13,6
USSC	0,3	0,4	0,5	0,6	0,2	0,3	0,5	0,6	2,0	3,0	4,0	4,0	3,0
Canon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	2,1	2,0	1,0
Canon	0,3	0,4	0,5	0,6	0,2	0,3	0,5	0,6	2,0	3,5	6,1	6,0	4,0
DASA					2,1	2,6							
AEG/Telefunken	0,8	1,3	1,2	1,7									
Mobil Solar	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,2						
ASE						2,6	2,6	2,4	1,7	0,0	2,0	2,0	7,0
ASE Americas			0,1	0,1	0,2	0,3	0,2	0,6	2,0	3,0	4,0	4,0	4,0
ASE	1,7	2,7	2,5	3,5	2,5	5,8	3,0	3,0	3,7	3,0	6,0	6,0	11,0

Quelle: PV News, Firmeninfos

Moduldaten für die Technometrie

		Merkmal	1	2	3	4
			Nennleistung	Wirkungsgrad	Gewicht/Watt	Garantie
Hersteller	Jahr	Modell	in Watt peak	in %		in Jahren

Telefunken	87	M-40-P-45	45	9,4	0,15	5
BP Solar	87					
Helios	87	H 50	45	10,2	0,13	5
Kyocera	87	LA441J59	58,7	10,8	0,12	5
Photowatt	87	BPX 47402	40	8,3	0,17	10
Siemens	87	SM 144-18	130	8,7	0,21	5
Solarex	87	MSX 60	60	10,8	0,12	10
Solec	87	S-5233	90	11,3	0,12	5

Telefunken	91	PQ 40/50	50	10,1	0,14	10
BP Solar	91	BP 370	70	11,1	0,11	10
Helios	91	H 55	50	12	0,10	10
Kyocera	91	LA721G102S	102	12	0,11	10
Photowatt	91	BPX 47500	48	10	0,19	10
Siemens	91	M 55	53	12,4	0,11	10
Solarex	91	MSX 60	60	10,8	0,12	10
Solec	91	S-90	90	10,7	0,11	10

ASE	96	300-DGF/50	300	12,4	0,16	10
BP Solar	96	BP585F	85	13,5	0,09	10
Helios	96	H800	80	11,3	0,11	10
Kyocera	96	LA721G108S	108	12,6	0,10	12
Photowatt	96	PWX 500	49	10,2	0,22	10
Siemens	96	M110F	110	12,7	0,10	10
Solarex	96	MSX 120	120	10,7	0,12	20
Solec	96	S-90	90	10,7	0,11	10

ASE	98	300-DG-FT	315	13	0,16	10
BP Solar	98	BP585F	85	13,5	0,09	20
Helios	98	H800	80	11,3	0,11	10
Kyocera	98	KC 120-1	120	12,9	0,10	12
Photowatt	98	PWX500	49	10,2	0,22	10
Siemens	98	SM110	110	12,7	0,10	25
Solarex	98	MSX 120	120	10,7	0,12	20
Solec	98	S 110D	110	13,2	0,10	10

= Wert vom Vorjahr

Fett = Referenzwerte

Quelle: Firmeninfos, Ökoinstitut, Photon
Technometrische Bewertung

Firma	Jahr	Modell	Merkmal				Gesamt*	Rang
			1	2	3	4		
Telefunken	87	M-40-P-45	0,06	0,37	0,66	0,00	0,27	7
BP Solar	87							
Helios	87	H 50	0,06	0,63	0,81	0,00	0,37	4
Kyocera	87	LA441J59	0,21	0,83	0,90	0,00	0,49	3
Photowatt	87	BPX 47402	0,00	0,00	0,41	1,00	0,35	5
Siemens	87	SM 144-18	1,00	0,13	0,00	0,00	0,28	6
Solarex	87	MSX 60	0,22	0,83	0,95	1,00	0,75	1
Solec	87	S-5233	0,56	1,00	1,00	0,00	0,64	2

Telefunken	91	PQ 40/50	0,11	0,60	0,73	1,00	0,61	7
BP Solar	91	BP 370	0,33	0,93	1,09	1,00	0,84	5
Helios	91	H55	0,11	1,23	1,17	1,00	0,88	3
Kyocera	91	LA721G102S	0,69	1,23	1,06	1,00	1,00	1
Photowatt	91	BPX 47500	0,09	0,57	0,17	1,00	0,46	8
Siemens	91	M55	0,14	1,37	1,09	1,00	0,90	2
Solarex	91	MSX 60	0,22	0,83	0,95	1,00	0,75	6
Solec	91	S-90	0,56	0,80	1,07	1,00	0,86	4

ASE	96	300-DGF/50	2,89	1,37	0,50	1,00	1,44	1
BP Solar	96	BP585F	0,50	1,73	1,30	1,00	1,13	4
Helios	96	H800	0,44	1,00	1,10	1,00	0,89	6
Kyocera	96	LA721G108S	0,76	1,43	1,13	1,40	1,18	3
Photowatt	96	PWX 500	0,10	0,63	-0,13	1,00	0,40	8
Siemens	96	M110F	0,78	1,47	1,12	1,00	1,09	5
Solarex	96	MSX 120	0,89	0,80	0,99	3,00	1,42	2
Solec	96	S-90	0,56	0,80	1,07	1,00	0,86	7

ASE	98	300-DGF-FT	3,06	1,57	0,53	1,00	1,54	2
BP Solar	98	BP585F	0,50	1,73	1,30	1,00	1,13	6
Helios	98	H800	0,44	1,00	1,10	1,00	0,89	7
Kyocera	98	KC 120-1	0,89	1,53	1,18	1,40	1,25	4
Photowatt	98	PWX500	0,10	0,63	-0,18	1,00	0,39	8
Siemens	98	SM110	0,78	1,47	1,12	4,00	1,84	1
Solarex	98	MSX 120	0,89	0,80	0,99	3,00	1,42	5
Solec	98	S 110D	0,78	1,63	1,21	1,00	1,15	7

*Summe aller Einzelwerte geteilt durch 4

Quelle: Eigene Berechnung

Daten der ASE-Solarmodule für die-DEA-Analyse

ASE-Modultyp	Preis	Leistung	Gewicht	Watt/kg	Toleranz	Garantie	Wirk.grad	Temp.koeff.
	DM	Watt	kg		%	Jahre	%	%
30-DG-UT 36V	441	32	12	2,7	10	10	5,3	-0,20
50-ATF/17, 45W	522	45	6,1	7,4	5,6	25	10,3	-0,47
50-ATF/17, 50W	580	50	6,1	8,2	5	10	11,5	-0,47
100-GT-FT, 95W	1093	95	8,5	11,2	3	10	11,5	-0,47
100-GT-FT, 100W	1151	100	8,5	11,8	3	10	12,1	-0,47
100-GT-FT, 105W	1209	105	8,5	12,4	3	10	12,7	-0,47
200-DG-FR-/C15	2380	185	45	4,1	4	10	12,7	-0,47
200-DG-FR-/C15	2573	200	45	4,4	4	10	10,7	-0,47
300-DG-FT 285W	3283	285	50	5,7	4	25	11,6	-0,47
300-DG-FT 300W	3454	300	50	6,0	4	25	12,4	-0,47
300-DG-FT 315W	3627	315	50	6,3	4	25	13	-0,47

Quelle: ASE, Photon

Daten der Siemens-Solarmodule für die DEA-Analyse

Siemens-Modultyp	Preis	Leistung	Gewicht	Watt/kg	Toleranz	Garantie	Wirk.grad	Temp.koeff.
	DM	Watt	kg		%	Jahre	%	%
ST20	420	20	4,1	4,9	10	5	8,2	-0,37*
SM 50	689	50	5,5	9,1	10	25	11,8	-0,37
SM 50-H	699	50	5,2	9,6	10	25	12,5	-0,41
SR 50	698	50	5,9	8,5	10	25	10,8	-0,37
SM 55	699	55	5,5	10,0	10	25	12,9	-0,37
SP 75	899	75	7,6	9,9	7	25	11,9	-0,37
SR 90	1099	90	10,9	8,3	11	25	10,1	-0,37
SR 100	1199	100	10,9	9,2	10	25	11,2	-0,37
SM 110	1299	110	11,5	9,6	5	25	12,7	-0,37

*k.A., Wert gleichgesetzt mit schlechtestem Wert

Quelle: Siemens, Photon

Daten der am Markt angebotenen Solarmodule für die DEA-Analyse

Firma & Modul	Preis	Leistung	Gewicht	Watt/kg	Toleranz	Garantie	Wirk.grad	Temp.koeff.
	DM	Watt	kg		%	Jahre	%	%
ASE 100-GT-FT 105W	1067	105	8,5	8,5	3%	10/90	12,7	-0,47%
AstroPower AP-1206	1273	120	11,9	11,9	5%	20	12,3	-0,46%
Atersa A-120	1249	120	11,9	11,9	10%	20	13,3	-0,50%*
BP Solarex MSX 120	1170	120	13,0	13,0	5%	25/80	10,9	-0,50%
GPV 120P-12	1150	120	11,5	11,5	10%	20/80	11,3	-0,50%
Helios H900	998	90	8,5	8,5	5%	25/80	12,7	-0,49%
IBC 120 S	1183	120	12,8	12,8	5%	25/80	11,3	-0,50%
Isofoton I-110/24	950	110	11,0	11,0	10%	25/80	12,9	-0,36%
Kyocera KC 120	1150	120	11,9	11,9	5%	25/80	12,9	-0,41%
Photowatt PW 1000 105W	1242	105	10,5	10,5	5%	26/80	11,7	-0,42%
Shell Solar RSM 100	1080	98	12,5	12,5	4%	10*	10,4	-0,40%
Siemens Solar SM110	1220	110	11,5	11,5	5%	25	12,7	-0,37%
Solar Fabrik SF 115	1200	115	10,0	10,0	10%	10/90	12	-0,49%
Solar World SM 150-I-24V	1554	150	13,5	13,5	5%	25/80	12	-0,47%
Solarwatt M120-72 GEG LK	1531	120	19,2	19,2	10%	10	13,6	-0,50%
SolarWerk Status 125	1378	125	11,0	11,0	5%	20/80	13,5	-0,40%
United Solar ASR-128	2376	128	11,1	11,1	10%	20/80	5,7	-0,21%

* k.A., Wert mit schlechtestem gleichgesetzt

Quelle: Firmeninformationen, Photon 2/2000

Ergebnisse der DEA-Analyse für Siemens Solarmodule

Table of efficiencies (radial):

48.57 ST20	72.86 SR50	78.55 SM50	83.52 SM50H	95.33 SR90
100.00 SM110	100.00 SM55	100.00 SP75	100.00 SR100	

Table of target values (radial):

Targets for Unit **ST20** (efficiency 48.57%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	21.0	10.2	51.4%	48.6%
+TEMP.KOEFF	0.4	0.4	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	6.0	6.0	0.0%	100.0%
+GARANTIE	5.0	25.0	400.0%	20.0%
+WATT/KG	4.9	9.2	87.8%	53.3%
+WIRK.GRAD	8.2	11.2	36.6%	73.2%

Targets for Unit **SR50** (efficiency 72.86%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	14.0	10.2	27.1%	72.9%
+TEMP.KOEFF	0.4	0.4	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	6.0	6.0	0.0%	100.0%
+GARANTIE	25.0	25.0	0.0%	100.0%
+WATT/KG	8.5	9.2	8.2%	92.4%
+WIRK.GRAD	10.8	11.2	3.7%	96.4%

Targets for Unit **SM50** (efficiency 78.55%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	13.8	10.8	21.4%	78.6%
+TEMP.KOEFF	0.4	0.4	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	6.0	8.0	33.3%	75.0%
+GARANTIE	25.0	25.0	0.0%	100.0%
+WATT/KG	9.1	9.4	2.9%	97.2%
+WIRK.GRAD	11.8	11.8	0.0%	100.0%

Targets for Unit **SM50H** (efficiency 83.52%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	14.0	11.7	16.5%	83.5%
+TEMP.KOEFF	0.4	0.4	10.8%	90.2%
+TOLERANZ	6.0	9.5	57.7%	63.4%
+GARANTIE	25.0	25.0	0.0%	100.0%
+WATT/KG	9.6	9.6	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	12.5	12.5	0.0%	100.0%

Targets for Unit **SR90** (efficiency 95.33%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	10.7	10.2	4.7%	95.3%
+TEMP.KOEFF	0.4	0.4	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	5.0	6.0	20.0%	83.3%
+GARANTIE	25.0	25.0	0.0%	100.0%
+WATT/KG	8.3	9.2	10.8%	90.2%
+WIRK.GRAD	10.1	11.2	10.9%	90.2%

Anhang

Targets for Unit **SM110** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	11.8	11.8	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.4	0.4	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	11.0	11.0	0.0%	100.0%
+GARANTIE	25.0	25.0	0.0%	100.0%
+WATT/KG	9.6	9.6	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	12.7	12.7	0.0%	100.0%

Targets for Unit **SM55** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	12.7	12.7	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.4	0.4	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	6.0	6.0	0.0%	100.0%
+GARANTIE	25.0	25.0	0.0%	100.0%
+WATT/KG	10.0	10.0	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	12.9	12.9	0.0%	100.0%

Targets for Unit **SP75** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	12.0	12.0	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.4	0.4	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	9.0	9.0	0.0%	100.0%
+GARANTIE	25.0	25.0	0.0%	100.0%
+WATT/KG	9.9	9.9	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	11.5	11.5	0.0%	100.0%

Targets for Unit **SR100** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	10.2	10.2	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.4	0.4	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	6.0	6.0	0.0%	100.0%
+GARANTIE	25	25	0.0%	100.0%
+Watt/KG	9.2	9.2	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	11.2	11.2	0.0%	100.0%

Ergebnisse der DEA-Analyse für ASE Solarmodule

Table of efficiencies (radial):

89.36 ASE-200-DG-FR-/C15; 185W	89.43 ASE-200-DG-FR-/C15; 200W
99.14 ASE-50-ATF/17; 50W	99.91 ASE-300-DG-FT; 285W
99.96 ASE-100-DG-FT; 100W	100.00 ASE-100-DG-FT; 105W
100.00 ASE-300-DG-FT; 300W	100.00 ASE-300-DG-FT; 315W
100.00 ASE-30-UT s6V; 32W	100.00 ASE-50-ATF/17; 45W
100.00 ASE-100-DG-FT; 95W	

Table of target values (radial):

Targets for Unit **ASE-200-DG-FR-/C15; 185W** (efficiency 89.36%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	12.9	11.5	10.6%	89.4%
+TOLERANZ	9.0	10.0	11.1%	90.0%
+GARANTIE	10.0	10.0	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.2	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	10.7	11.5	7.5%	93.0%
+WATT/KG	4.1	11.2	173.2%	36.6%

Targets for Unit **ASE-200-DG-FR-/C15; 200W** (efficiency 89.43%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	12.9	11.5	10.6%	89.4%
+TOLERANZ	9.0	10.0	11.1%	90.0%
+GARANTIE	10.0	10.0	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.2	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	11.6	11.6	0.0%	100.0%
+WATT/KG	4.4	11.3	156.8%	38.9%

Targets for Unit **ASE-50-ATF/17; 50W** (efficiency 99.14%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	11.6	11.5	0.9%	99.1%
+TOLERANZ	8.0	0.0	25.0%	80.0%
+GARANTIE	10.0	10.0	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.2	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	11.5	11.5	0.0%	100.0%
+WATT/KG	8.2	11.2	36.6%	73.2%

Targets for Unit **ASE-300-DG-FT; 285W** (efficiency 99.91%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	11.5	11.5	0.1%	99.9%
+TOLERANZ	9.0	9.0	0.0%	100.0%
+GARANTIE	25.0	25.0	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.2	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	11.6	12.4	6.9%	93.5%
+WATT/KG	5.7	6.0	5.3%	95.0%

Targets for Unit **ASE-100-DG-FT; 100W** (efficiency 99.96%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	11.5	11.5	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	10.0	10.0	0.0%	100.0%
+GARANTIE	10.0	10.0	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.2	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	12.1	12.1	0.0%	100.0%
+WATT/KG	8.8	11.8	34.1%	74.6%

Anhang

Targets for Unit **ASE-100-DG-FT; 105W** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	11.5	11.5	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	10.0	10.0	0.0%	100.0%
+GARANTIE	10.0	10.0	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.2	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	12.7	12.7	0.0%	100.0%
+WATT/KG	12.4	12.4	0.0%	100.0%

Targets for Unit **ASE-300-DG-FT; 300W** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	11.5	11.5	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	9.0	9.0	0.0%	100.0%
+GARANTIE	25.0	25.0	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.2	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	12.4	12.4	0.0%	100.0%
+WATT/KG	6.0	6.0	0.0%	100.0%

Targets for Unit **ASE-300-DG-FT; 315W** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	11.5	11.5	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	9.0	9.0	0.0%	100.0%
+GARANTIE	25.0	25.0	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.2	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	13.0	13.0	0.0%	100.0%
+WATT/KG	6.3	6.3	0.0%	100.0%

Targets for Unit **ASE-DG-UT 36V; 32W** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	13.8	13.8	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	3.0	3.0	0.0%	100.0%
+GARANTIE	10.0	10.0	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.5	0.5	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	5.3	5.3	0.0%	100.0%
+WATT/KG	2.7	2.7	0.0%	100.0%

Targets for Unit **ASE-50-ATF/17; 45W** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	11.6	11.6	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	7.4	7.4	0.0%	100.0%
+GARANTIE	25.0	25.0	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.2	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	10.3	10.3	0.0%	100.0%
+WATT/KG	7.4	7.4	0.0%	100.0%

Targets for Unit **ASE-300-DG-FT 95W** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-DM/WATT	11.5	11.5	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	10.0	10.0	0.0%	100.0%
+GARANTIE	10.0	10.0	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.2	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	11.5	11.5	0.0%	100.0%
+WATT/KG	11.2	11.2	0.0%	100.0%

Ergebnisse der DEA-Analyse für auf dem Markt angebotenen Solarmodule

Table of efficiencies (radial):

89.00 SolarFabrik SF115	89.58 GPV 120P-12
90.57 AstroPower AP-1206	94.70 BP Solar 5140
96.97 IBC-120 S	97.96 Solarex MSX 120
100.00 ASE 100-GT-FT, 105W	100.00 Atersa A-120
100.00 Helios H900	100.00 Isofoton I-110/24
100.00 Kyocera KC 120	100.00 Photowatt PW 1000, 105W
100.00 Shell Solar RSM 100	100.00 Siemens Solar SM110
100.00 Solarwatt M120-72 GEG LK	100.00 SolarWerk Status 125
100.00 Solar World SM150-I-24V	100.00 United Solar ASR-128

Table of target values (radial):

Targets for Unit **Solar Fabrik SF115** (efficiency 89.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-PREIS	10.4	9.3	11.0%	89.0%
+GARANTIE	10.0	18.9	88.5%	53.0%
+WIRK.GRAD	12.0	12.8	6.8%	93.6%
+WATT/KG	11.5	11.5	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.3	38.6%	72.1%
+TOLERANZ	3.0	5.9	95.6%	51.1%

Targets for Unit **GPV 120P-12** (efficiency 89.58%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-PREIS	9.6	8.6	10.4%	89.6%
+GARANTIE	20.0	25.0	25.0%	80.0%
+WIRK.GRAD	11.3	12.9	14.2%	87.6%
+WATT/KG	10.4	10.9	4.6%	95.6%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.4	66.7%	60.0%
+TOLERANZ	3.0	3.0	0.0%	100.0%

Targets for Unit **AstroPower AP-1206** (efficiency 90.57%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-PREIS	10.6	9.6	9.4%	90.6%
+GARANTIE	20.0	25.0	25.0%	80.0%
+WIRK.GRAD	12.3	12.9	4.9%	95.3%
+WATT/KG	10.1	10.1	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.3	0.3	20.0%	83.3%
+TOLERANZ	8.0	8.0	0.0%	100.0%

Targets for Unit **BP Solar 5140** (efficiency 94.70%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-PREIS	10.7	10.1	5.3%	94.7%
+GARANTIE	20.0	24.2	20.8%	82.8%
+WIRK.GRAD	13.0	13.0	0.0%	100.0%
+WATT/KG	8.8	10.3	17.6%	85.0%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.3	25.7%	79.6%
+TOLERANZ	8.0	8.0	0.0%	100.0%

Anhang

Targets for Unit **IBC-120 S** (efficiency 96.97%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-PREIS	9.9	9.6	3.0%	97.0%
+GARANTIE	25.0	25.0	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	11.3	12.9	14.2%	87.6%
+WATT/KG	9.4	10.1	7.5%	93.1%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.3	42.9%	70.0%
+TOLERANZ	8.0	8.0	0.0%	100.0%

Targets for Unit **Solarex MSX 120** (efficiency 97.96%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-PREIS	9.8	9.6	2.0%	98.0%
+GARANTIE	25.0	25.0	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	10.9	12.9	18.3%	84.5%
+WATT/KG	9.2	10.1	9.2%	91.6%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.3	42.9%	70.0%
+TOLERANZ	8.0	8.0	0.0%	100.0%

Targets for Unit **ASE 100-GT-FT, 105W** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-PREIS	10.2	10.2	0.0%	100.0%
+GARANTIE	10.0	10.0	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	12.7	12.7	0.0%	100.0%
+WATT/KG	12.4	12.4	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.2	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	10.0	10.0	0.0%	100.0%

Targets for Unit **Atersa A-120** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-PREIS	10.4	10.4	0.0%	100.0%
+GARANTIE	20.0	20.0	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	13.3	13.3	0.0%	100.0%
+WATT/KG	10.1	10.1	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.2	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	3.0	3.0	0.0%	100.0%

Targets for Unit **Helios H900** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-PREIS	11.1	11.1	0.0%	100.0%
+GARANTIE	25.0	25.0	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	12.7	12.7	0.0%	100.0%
+WATT/KG	11.6	11.6	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.2	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	8.0	8.0	0.0%	100.0%

Targets for Unit **Isofoton I-110/24** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-PREIS	8.6	8.6	0.0%	100.0%
+GARANTIE	25.0	25.0	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	12.9	12.9	0.0%	100.0%
+WATT/KG	10.9	10.9	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.4	0.4	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	3.0	3.0	0.0%	100.0%

Targets for Unit **Kyocera KC 120** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-PREIS	9.6	9.6	0.0%	100.0%
+GARANTIE	25.0	25.0	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	12.9	12.9	0.0%	100.0%
+WATT/KG	10.1	10.1	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.3	0.3	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	8.0	8.0	0.0%	100.0%

Anhang

Targets for Unit **Photowatt PW 1000, 105W** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-PREIS	11.8	11.8	0.0%	100.0%
+GARANTIE	26.0	26.0	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	11.7	11.7	0.0%	100.0%
+WATT/KG	10.0	10.0	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.3	0.3	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	8.0	8.0	0.0%	100.0%

Targets for Unit **Shell Solar RSM 100** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-PREIS	11.0	11.0	0.0%	100.0%
+GARANTIE	10.0	10.0	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	10.4	10.4	0.0%	100.0%
+WATT/KG	7.8	7.8	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.3	0.3	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	9.0	9.0	0.0%	100.0%

Targets for Unit **Siemens Solar SM110** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-PREIS	11.1	11.1	0.0%	100.0%
+GARANTIE	25.0	25.0	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	12.7	12.7	0.0%	100.0%
+WATT/KG	9.6	9.6	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.3	0.3	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	8.0	8.0	0.0%	100.0%

Targets for Unit **Solarwatt M120-72 GEG LK** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-PREIS	12.8	12.8	0.0%	100.0%
+GARANTIE	10.0	10.0	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	13.6	13.6	0.0%	100.0%
+WATT/KG	6.3	6.3	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.2	0.2	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	3.0	3.0	0.0%	100.0%

Targets for Unit **SolarWerk SOL 125** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-PREIS	12.8	12.8	0.0%	100.0%
+GARANTIE	20.0	20.0	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	13.5	13.5	0.0%	100.0%
+WATT/KG	11.4	11.4	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.3	0.3	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	8.0	8.0	0.0%	100.0%

Targets for Unit **Solar World SM 150-I-24V** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-PREIS	10.4	10.4	0.0%	100.0%
+GARANTIE	25.0	25.0	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	12.0	12.0	0.0%	100.0%
+WATT/KG	11.1	11.1	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.3	0.3	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	8.0	8.0	0.0%	100.0%

Targets for **United Solar ASR-128** (efficiency 100.00%)

VARIABLE	ACTUAL	TARGET	TO GAIN	ACHIEVED
-PREIS	18.6	18.6	0.0%	100.0%
+GARANTIE	20.0	20.0	0.0%	100.0%
+WIRK.GRAD	5.7	5.7	0.0%	100.0%
+WATT/KG	11.5	11.5	0.0%	100.0%
+TEMP.KOEFF	0.5	0.5	0.0%	100.0%
+TOLERANZ	3.0	3.0	0.0%	100.0%