



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

WIRKUNGSGRAD UND JÄHRLICHE STROM- PRODUKTION VON PHOTOVOLTAIK- MODULEN

Schlussbericht

Ausgearbeitet durch

Wilhelm Durisch, Paul Scherrer Institut, PSI

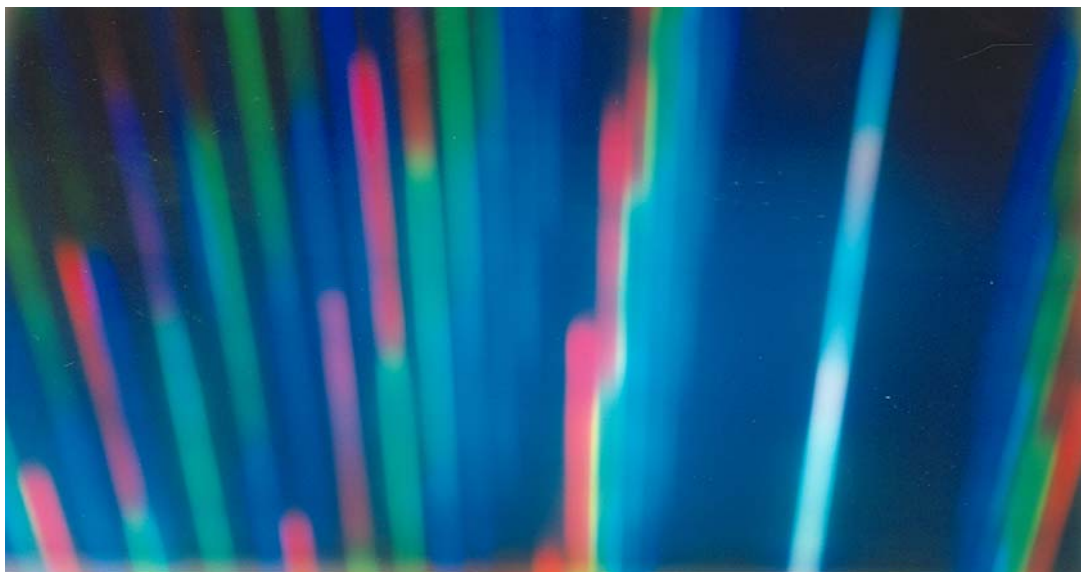
5232 Villigen PSI, wilhelm.durisch@psi.ch, <http://www.psi.ch>

Jean-Claude Mayor, ehemals PSI

Ackerstrasse 5, 5415 Nussbaumen, j.c.mayor@hispeed.ch

King Hang Lam, The University of Hong Kong, Dept. of Architecture

Pokfulam Road, Hong Kong, khlam@eee.hku.hk, <http://www.arch.hku.hk/>



Lichtbrechungseffekte auf der Oberfläche einer hocheffizienten Siliziumzelle

Impressum

Datum: 25. Juni 2007

Im Auftrag des Bundesamt für Energie, Forschungsprogramm Photovoltaik

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen

Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. +41 31 322 56 11, Fax +41 31 323 25 00

www.bfe.admin.ch

BFE-Projektleiter: Herr Urs Wolfer, Bereichsleitung aktive Sonnenenergie, urs.wolfer@bfe.admin.ch

Projektnummer: 101431/151715

Bezugsort der Publikation: www.energieforschung.ch

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	1
Abstract	2
1. Einleitung / Projektziele	2
2. Versuchsanlage / Messmethoden	3
4. Wirkungsgradmodell / Ergebnisse	6
5. Vergleich Modell / Messungen	8
6. Jahresertrag	11
7. Folgerungen / Diskussion	13
Referenzen	14
Anhang 1: Jumao-Resultate	17
Anhang 2: Fehleranalyse	19

Zusammenfassung

Der Wirkungsgrad von Photovoltaikmodulen unter realen Betriebsbedingungen ist von entscheidender Bedeutung für die zuverlässige Prognose ihrer jährlichen Stromproduktion. Zur Messung des Wirkungsgrades wurde am PSI eine Freilandtestanlage errichtet. Sie besteht aus einer Sonnennachführvorrichtung und einem PC-basierten Messsystem. Die Nachführvorrichtung wird benutzt, um die Testmodule kontinuierlich zur Sonne auszurichten. Das Messsystem erlaubt die automatische Erfassung von Strom/Spannungs-Kennlinien. Die Kennlinien sind erforderlich zur Bestimmung des Wirkungsgrades. Messungen bei konstanter Einstrahlung und variabler Modultemperatur führen zum Temperaturkoeffizient des Wirkungsgrades. Messungen bei variabler Einstrahlung und variabler Luftmasse erlauben deren Einfluss auf den Wirkungsgrad zu erfassen. Zur Entwicklung semi-empirischer Wirkungsgradmodelle sind mindestens einige hundert Kennlinienmessungen pro Modul erforderlich. Die Modelle erlauben die genaue Berechnung des Wirkungsgrades unter allen relevanten Betriebsbedingungen. Zusammen mit meteorologischen Daten kann man mit Hilfe der Modelle die jährliche Stromproduktion der Module an einem ausgewählten Standort berechnen. Daraus können die Stromgestehungskosten für verschiedene Module am selben Standort berechnet werden. Dies ist unerlässlich zur Wahl des Moduls mit dem besten Kosten-Nutzen-Verhältnis bei der Planung einer Photovoltaik-Anlage an einen bestimmten Standort.

Im vorliegenden Projekt wurden drei handelsübliche Module untersucht, nämlich das monokristalline SPR-90-Modul von SunPower, USA, das polykristalline Modul LA361K51S von Kyocera, Japan sowie das monokristalline Modul JM-050W-S4-G der Firma Jumao Photonics, Xiamen, Fujian, China. Ihre Standardwirkungsgrade ergaben sich zu 19.5 %, 12.7 % und 12.6 %. Maximale Wirkungsgrade von 19.7 %, 13.3 % bzw. 12.7 % wurden gefunden bei Einstrahlungswerten von 519 W/m^2 , 419 W/m^2 bzw. 832 W/m^2 . Die Wirkungsgrade der getesteten Module nehmen mit der Zellentemperatur linear ab. Aus der Auswertung der entsprechenden Messreihen ergaben sich Temperaturkoeffizienten des Wirkungsgrades von -0.0637, -0.0493 bzw. -0.0507 Prozentpunkte/°C. Der Wirkungsgrad des SPR-90-Moduls von SunPower ändert sich nur wenig bei variierender Einstrahlungsintensität und Luftmasse. Für eine hohe Jahresproduktion ist dies von entscheidender Bedeutung. Das Kyocera-Modul schneidet bei variabler Einstrahlung ebenfalls gut ab. Bei hohen Luftmassen weist es jedoch eine etwas geringere Rotempfindlichkeit auf als das SunPower-Modul. Hier ist allerdings zu bemerken, dass es sich beim Kyocera-Modul um ein recht altes Modul aus dem Jahr 1993 handelt. Jüngste Messungen an neuesten Modulen von Kyocera ergaben eine weit bessere Rotempfindlichkeit und generell signifikant höhere Wirkungsgrade. Das Jumao-Modul weist ebenfalls ein recht gutes Verhalten bei zunehmender Luftmasse auf. Bei abnehmender Einstrahlungsintensität nimmt der Wirkungsgrad jedoch merklich ab.

Es gelang, ein recht universelles semi-empirisches Wirkungsgradmodell zu entwickeln, welches auf alle bisher getesteten Module erfolgreich angewendet werden konnte. Damit und mit seinerzeit vom PSI in Jordanien gemessenen meteorologischen Daten kann nun die jährliche Stromproduktion für die fraglichen drei Module für den Standort Al Quawairah im Süden Jordaniens bestimmt werden. Sie beträgt für das SunPower-, Kyocera- bzw. Jumao-Modul 459, 299 bzw. 283 kWh/(m² Zellenfläche).

Dies bei Südausrichtung der Module mit einem Anstellwinkel von 30°. Für sonnennachgeführte Module ergaben sich 636, 405 bzw. 398 kWh/(m² Zellenfläche). Dank des hohen Wirkungsgrades des SunPower-Moduls werden für ein kW Ausgangsleistung (bei Standardbedingungen) lediglich 5.9 m² Modulfläche benötigt, wogegen es beim Kyocera-Modul 9.7 m² sind.

Abstract

Efficiency data of PV-modules under actual operating conditions are of vital importance for reliable prediction of their annual electricity production. For measuring these data, an outdoor test facility was erected at PSI. It consists of a sun-tracker and a PC-based measurement system. The sun-tracker is used to orient test modules continuously towards the sun. The measurement system is designed for automated acquisition of current/voltage (I/V) characteristics, from which the efficiency is determined. I/V tests performed under constant irradiation, but different module temperatures, allow the temperature coefficient of the efficiency to be determined. Measurements under varying irradiation and varying air mass allow the efficiency in these conditions to be determined. At least some hundreds I/V characteristics per module are required to develop semi-empirical efficiency models, which allow an accurate calculation of the efficiency under all relevant operating conditions. From the efficiency models and local meteorological data, the annual electricity production of the modules at the site selected for the PV plant can be calculated. These data allow the expected cost of electricity generation for different modules to be calculated, and thus the type of modules with the highest yield-to-cost ratio for a specific installation site can be identified.

Testing and development of efficiency models were carried out for three commercial modules (SunPower SPR-90 with mono-crystalline cells, Kyocera LA361K51S with poly-crystalline cells and Jumao Photonics JM-050W-S4-G, with mono-crystalline cells).

Cell efficiencies under Standard Test Conditions, STC of 19.5%, 12.7% and 12.6% were found for the SunPower, Kyocera and Jumao modules, respectively. Efficiency maxima of 19.7%, 13.3% and 12.7% were observed at 519 W/m², 419 W/m² and 832 W/m², respectively. The efficiency of all modules linearly decreases with temperature. The temperature coefficients were found to be -0.0637, -0.0493 and -0.0507 percentage points/°C, respectively. The SunPower module has efficiencies practically independent over the whole irradiance and air mass range. The Kyocera module also performs very well under varying irradiation, but its red light sensitivity in the late afternoon decreases slightly more than that of the SunPower module. However, the Kyocera module tested is fairly old (acquired in 1994). Recent measurements on Kyocera's latest modules show a much better red sensitivity and a remarkably higher efficiency. The Jumao module also behaves fairly well under increasing air mass. However with decreasing solar irradiance, the efficiency decreases remarkably.

Using measured meteorological data from a sunny site in Jordan, the electricity production for the SunPower, Kyocera and Jumao modules were calculated. The yearly output of South-oriented, 30°-inclined modules was found to be 459, 299 and 283 kWh/(m² cell area). For sun-tracked modules, the annual output amounts to 636, 405 and 398 kWh/(m² cell area). Due to the high efficiency of SunPower's SPR-90 module, the module area required for 1 kW output power (under STC) is only 5.9 m², whereas it turns out to be 9.7 m² for the 12.7 % efficient Kyocera module.

1. Einleitung / Projektziele

Herstellerangaben zu kommerziell erhältlichen PV-Modulen reichen nicht aus für die optimale Modulwahl, weil sich die Angaben auf Testbedingungen (Standard Test Conditions, STC) beziehen, welche beim praktischen Betrieb der Module nie auftreten [1, 2]. Ziel des Projekts ist deshalb, Grundlagen für die optimale Wahl von PV-Modulen zu erarbeiten und bereit zu stellen, welche es ermöglichen, die verschiedenen Modul-Typen wirtschaftlich optimal in PV-Anlagen einzusetzen. Dazu sollen ausgewählte Module unter realen Betriebsbedingungen experimentell untersucht und die Messergebnisse in Form semi-empirischer Modelle dargestellt werden. Mit standortspezifischen Meteorodaten führen die Modelle zur genauen Ermittlung der Jahreserträge und damit zur wirtschaftlich optimalen Modulwahl für vorgegebene Standorte. Die wissenschaftliche Zielsetzung besteht im Verständnis der klimatischen Einflüsse auf die Leistungsfähigkeit von Modulen.

2. Versuchsanlage / Messmethoden

Die Versuchsanlage besteht aus einer Sonnennachführvorrichtung (parallaktische Montierung), Abbildung 1 und einer computergestützten Messeinrichtung, beides am PSI entwickelt [3]. Mit der Nachführvorrichtung (Sun tracker) werden Testmodule kontinuierlich zur Sonne ausgerichtet. Die Messeinrichtung dient der genauen Erfassung von Strom/Spannungs(I/U)-Kennlinien, woraus der Wirkungsgrad η der Module bestimmt wird. Erfahrungsgemäss hängt der Wirkungsgrad von verschiedenen Einflussgrössen ab, wie von der Einstrahlungsintensität G , der Zelltemperatur ϑ , der relativen atmosphärischen Luftmasse AM usw. Deshalb soll er über weite Bereiche der Intensität, Temperatur und Luftmasse ausgemessen und in Abhängigkeit dieser Einflussgrössen modellmässig dargestellt werden.



Abb. 1: Freiland-Testanlage des PSI zur Messung des Wirkungsgrades von Zellen und Modulen. Die zu testenden Module werden auf einem Sun tracker befestigt. Während einer Wirkungsgrad-Messreihe richtet der Tracker die Testmodule kontinuierlich zur Sonne aus. Zur genauen Messung der Einstrahlung auf die Module dienen sechs Pyranometer und zwei Referenzzellen (oben am Sun tracker montiert). Die Signale der Prüflinge und Einstrahlungssensoren werden ins nahe gelegene Labor geleitet, wo sie gemessen, gespeichert und verarbeitet werden. Für Vergleichszwecke ist in der oberen Hälfte, rechts noch ein neueres Pyranometer provisorisch montiert. Die Testanlage befindet sich auf dem Flachdach des Hauptgebäudes.

Neben dem Modulstrom I , der Modulspannung U , der globalen Einstrahlung G und der Zelltemperatur ϑ werden auch die Umgebungstemperatur ϑ_u , die Windgeschwindigkeit v und die direkt-normale Einstrahlung I_n gemessen. Zu jeder I/U-Kennlinienmessung wird die relative Luftmasse AM aus der Sonnenelevation nach den bekannten astronomischen Gesetzen berechnet. Jeder I/U-Test führt zu einem Datensatz bestehend aus den Grössen η , G , ϑ und AM . Zur Entwicklung geeigneter, benutzerfreundlicher Wirkungsgrad-Modelle der Form $\eta = f(G, \vartheta, AM)$ sind mindestens einige Hundert I/U-Kennlinien unter verschiedensten klimatischen Bedingungen erforderlich. Eine neu entwickelte, programmierbare Steuerung führt bei ausgewählten Wettersituationen im Minutentakt automatisch Kennlinien-Messungen durch. Das Messsystem ist in Abb. 2 dargestellt.

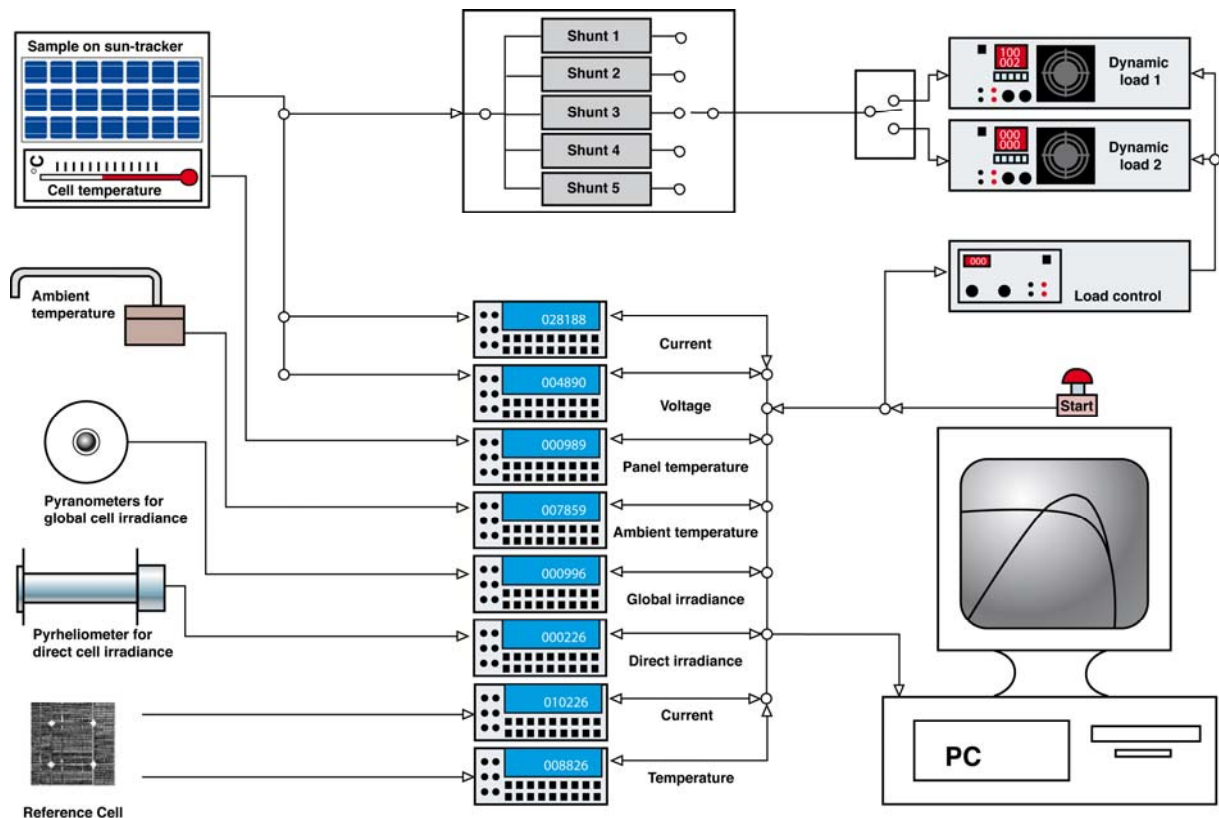


Abb. 2: Mess- und Datenerfassungssystem zur Aufnahme von Strom/Spannungs-Kennlinien von Solarzellen und Modulen. Die Prüflinge werden an elektronisch gesteuerte dynamische Lasten angeschlossen und nach einem vorgegebenen Programm belastet. Während der sich ändernden Belastung werden Strom und Spannung mit hoher Genauigkeit und zeitlicher Auflösung gemessen und an den PC übertragen. Zur Messung der auf die Solarzellen und Module auftreffenden Solarstrahlung werden Pyranometer, Pyrheliometer und Referenzzellen verwendet.

Das Messsystem besteht aus dynamischen Lasten (Höcherl&Hackl), elektronischer Lastansteuerung (PSI-Entwicklung), hochgenauen Multimetern (Fluke und Prema) und einem PC, welcher über eine IEEE-Schnittstelle mit den Multimetern verbunden ist. Zur Messung des Zellen- bzw. Modulstroms werden Präzisionswiderstände (Burster) mit sehr niedrigen Temperaturkoeffizienten verwendet. Auf der Rückseite der Zellen bzw. Module werden spezielle Pt-100-Oberflächenfühler (Rosemount) angebracht, um die Zellen- bzw. die Modultemperatur zu messen. Die solare Einstrahlung auf die Zellen und Module wird mittels geeichter Pyranometer (Kipp & Zonen), Pyrheliometer (Eppley) und Referenzzellen (Siemens) gemessen. Die Aufnahme einer Kennlinie dauert 5 bis 25 Sekunden, je nach Wahl der Parameter an der Lastansteuerung. Während dieser Zeit werden rund 100 bis 500 Strom/Spannungs-Wertepaare gemessen und auf den PC übertragen. Dort wird mit dem Programm SolCell eine Teilauswertung durchgeführt, und die wichtigsten Ergebnisse werden unmittelbar nach jedem I/U-Test auf dem Bildschirm angezeigt, Abbildungen 3 und 4.

Fehleranalysen wurden durchgeführt nach den Methoden von H. Gränicher (*Messung beendet – was nun?*, vdf Hochschulverlag AG an der ETH Zürich und B.G. Teubner, Stuttgart, 2. überarbeitete Auflage 1996) sowie G. Busch (*Anleitung zum Physikalischen Praktikum an der E.T.H.*, Selbstverlag, Herstellung: L. Speich AG, Zürich, 1952, 8. überarbeitete Auflage 1966). Dabei zeigte sich, dass die von den Pyranometersensoren herrührenden Fehler gross sind (ca. 0.5% relativ) im Vergleich zu den für die Strom- und Spannungsmessungen verwendeten Digitalmultimetern (0.035 % relativ). Zur Reduktion der Messunsicherheit bei der Pyranometermessung wurden schliesslich sechs am Weltstrahlungszentrum in Davos, WRC/PMOD geeichte Pyranometer (Kipp & Zonen, CM21) zur Einstrahlungsmessung verwendet, vgl. Abb. 1, und deren Mittelwert für die Wirkungsgradbestimmung verwendet. So konnte der relative Fehler von 0.5 auf 0.2 % reduziert werden. Einen nicht zu unterschätzenden Einfluss auf die Genauigkeit des Wirkungsgrades hat die Bestimmung der Zellenfläche. Hier muss besonders bei kleinen Zellen sehr sorgfältig gearbeitet werden. Ein konkretes Beispiel zur Fehleranalyse ist im Anhang 2 zu finden. Es ergibt sich dort ein statistischer Fehler für den Wirkungsgrad von ± 0.47 % relativ. Addiert man hier noch den grob geschätzten systematischen Fehler von 0.5 % relativ

hinzu, ergibt sich eine gesamte Messunsicherheit für den Wirkungsgrad von $\pm 0.97\%$ relativ. Die Analyse zeigt, wie schwierig es ist, den Wirkungsgrad von Zellen und Modulen genau zu messen. Deshalb ist hier besondere Sorgfalt unerlässlich. Insbesondere betrifft dies auch die periodische Eichung der Sensoren und Messgeräte.

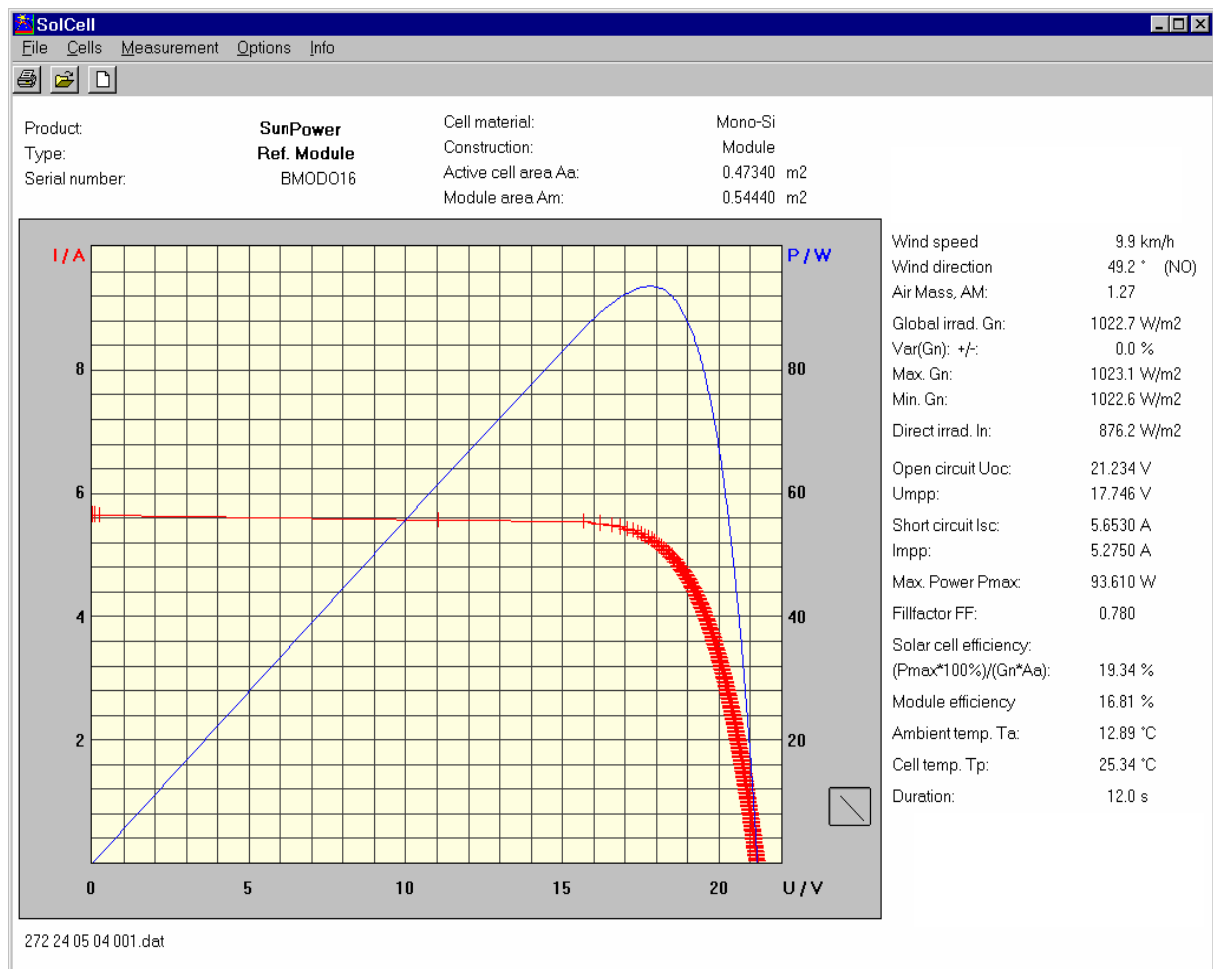


Abb. 3: Kennlinien und wichtigste Ergebnisse eines online ausgewerteten I/U-Tests an einem SunPower-Modul.

In Abb. 3 sind die gemessenen Strom/Spannungs-Wertepaare als Kreuzchen dargestellt. Daraus wird die Leistungs/Spannungs-Kurve berechnet, gemäss $P = IU$. Das Programm SolCell ermittelt daraus das Leistungsmaximum P_{max} , welches zur Bestimmung des Wirkungsgrades benötigt wird. Der Test wurde bei einer Einstrahlung von 1023 W/m^2 , einer Zelltemperatur von rund 25°C und einer relativen Luftmasse von 1.3 durchgeführt, also bei nahezu Standard-Testbedingungen, STC. Unter diesen Bedingungen beträgt der Zellenwirkungsgrad 19.34%. Im Vergleich zu andern heutigen Modulen ist dies ein hervorragender Wert. Weitere Kenngrössen, wie Windgeschwindigkeit, Windrichtung, direkt-normale Einstrahlung, Leerlaufspannung, Kurzschlussstrom, Füllfaktor, Modul-Wirkungsgrad und Umgebungstemperatur werden ebenfalls gemessen bzw. bestimmt und rechts vom Kennliniendiagramm angezeigt. Die Kennlinie in Abb. 3 wurde zu Beginn einer Messreihe zur Bestimmung des Temperaturkoeffizienten des Wirkungsgrades aufgenommen. Dabei werden Wirkungsgrade bei konstanter Einstrahlung und Luftmasse, jedoch variierender Zelltemperatur gemessen. Variierende Zelltemperatur erhält man während des Aufwärmvorganges an der prallen Sonne nach Abdecken des auf dem Sun tracker befestigten Moduls.

In Abb.4 sind die wichtigsten Ergebnisse einer Kennlinienmessung an einem älteren Kyocera-Modul dargestellt. Der Test wurde bei einer Einstrahlung von 999 W/m^2 , einer Zelltemperatur von 36.4°C und einer relativen Luftmasse von 2.8 durchgeführt. Der dabei erhaltene Zellenwirkungsgrad von 12.6% ist im Vergleich zu andern heutigen Modulen relativ bescheiden.

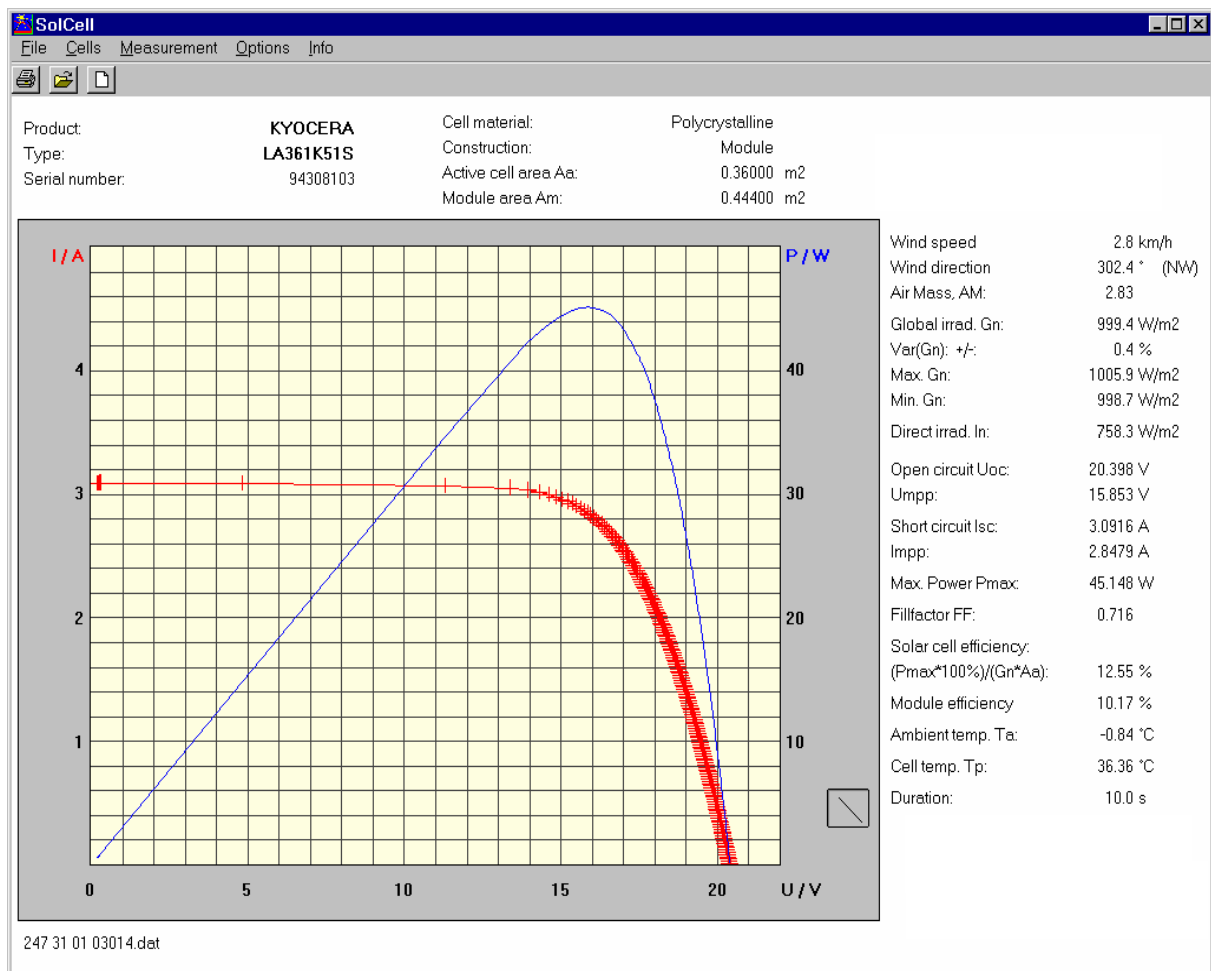


Abb. 4: Kennlinien und wichtigste Ergebnisse eines online ausgewerteten I/U-Tests an einem älteren Kyocera Modul.

Sämtliche Daten eines I/U-Tests werden auf der Harddisk gespeichert bzw. in eine Datenbank (Access) abgelegt für spätere Auswertungen.

In den Abb. 3 und 4 ist die globale Einstrahlung in die sonnennachgeführte Modulebene mit G_n bezeichnet. Im Folgenden wird der Einfachheit halber G an Stelle von G_n verwendet.

Ein Kennlinienbild zum Jumao-Modul ist im Anhang 1 zu finden.

4. Wirkungsgradmodell / Ergebnisse

Gestützt auf umfangreiche Wirkungsgradmessungen bei variierender Einstrahlung G , Temperatur ϑ und relativer Luftmasse AM an den oben erwähnten Modulen wurden mehrere Wirkungsgrad-Modelle entwickelt und auf ihre Tauglichkeit hin untersucht. Als bestgeeignetes Modell hat sich die folgende semi-empirische Beziehung ergeben:

$$\eta = p[qG/G_o + (G/G_o)^m][1 + r\vartheta/\vartheta_o + sAM/AM_o + (AM/AM_o)^u] \quad (1)$$

$$\text{mit } G_o = 1000 \text{ Wm}^{-2} \quad \vartheta_o = 25 \text{ °C} \quad AM_o = 1.5$$

Das Modell berücksichtigt, dass der Wirkungsgrad bei verschwindender Einstrahlung gleich Null wird, ebenso, dass der Wirkungsgrad mit abnehmender Temperatur in guter Näherung linear abnimmt, bei konstanter Einstrahlung und konstanter Luftmasse. Zudem berücksichtigt es die ebenfalls empirisch

gefundene nichtlineare Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Luftmasse. Die Parameter p , q , m , r , s und u in der Beziehung (1) werden aus einer Vielzahl gemessener Datensätze (η , G , ϑ und AM) via nichtlinearer Ausgleichsrechnung nach der Methode der kleinsten Fehlerquadratsumme bestimmt. Für die in dieser Arbeit ausgemessenen Module sind die Parameter in Tabelle 1 aufgelistet [siehe auch 5, 6].

Modul	Hersteller	p	q	m	r	s	u
SPR-90, mc-Si	SunPower	22.07	-0.1065	0.06510	-0.08078	-0.9300	0.9698
LA361K51S, p-Si	Kyocera	15.39	-0.1770	0.07942	-0.09736	-0.8998	0.9324
JM-050W-S4-G	Jumao	38.59	-0.6531	0.6077	-0.09462	-0.9683	0.9833

Tabelle 1: Modellparameter eines SunPower-, Kyocera- bzw. Jumao-Moduls.

Aus Gleichung (1) ergeben sich der Wirkungsgrad, sein Temperaturkoeffizient und die Modul-Leistung bei STC, d.h. $G = G_0$, $\vartheta = \vartheta_0$ und $AM = AM_0$ wie folgt:

$$\eta_{STC} = p(q + 1)(2 + r + s) \quad (2)$$

$$\alpha_{STC} = (\partial\eta/\partial\vartheta)_{STC} = p(q + 1)r/\vartheta_0 \quad (3)$$

$$P_{STC} = \eta_{STC}G_{no}A_a \quad (4)$$

Die so ermittelten Grössen sowie die relativen Abweichungen der gemäss Gleichung (4) berechneten Modulleistungen von den von den Herstellern angegebenen Leistungen sind in der folgenden Tabelle wiedergegeben.

Modul		SPR-90	LA361K51S	JM-050W-S4G
Hersteller		SunPower	Kyocera	Jumao
Zellenwirkungsgrad η_{STC} , diese Arbeit	%	19.5	12.7	12.6
Zellenwirkungsgrad $\eta_{STC,p}$, Hersteller	%	19.0	14.2	13.8
Temperaturkoeffizient α_{STC} , diese Arbeit	%/°C	-0.0637	-0.0493	-0.0507
Modulleistung P_{STC} , diese Arbeit	W	92.3	45.7	45.5
Modulleistung $P_{STC,p}$, Hersteller	W	90	51	50
Relative Abweichung der Modulleistung	%	+2.6	-10.4	-9.0
Ross- Koeffizient h	°C/(Wm ⁻²)	0.029	0.026	0.025
Aktive Zellenfläche A_a	m ²	0.4734	0.3600	0.3624
Modulfläche A_m	m ²	0.5444	0.4440	0.4248

Tabelle 2: STC-Wirkungsgrad, Temperaturkoeffizient und effektiv gemessene Modulleistung im Vergleich mit den Herstellerangaben. Mitaufgeführt sind auch die aktive Zellenfläche, die Modulfläche und der Ross-Koeffizient, der später benötigt wird. Der Temperaturkoeffizient ist in Prozentpunkten pro Grad Celsius Temperaturerhöhung angegeben.

Aus Tabelle 2 geht hervor, dass das im Jahr 2004 eingeführte SPR-90-Modul von SunPower einen hervorragenden STC-Wirkungsgrad aufweist. Dieser wird unter anderem ermöglicht durch eine einzigartige Rückseiten-Kontaktierung, welche die aktive Zellenfläche maximiert. Die gemessene STC-Modulleistung übertrifft die Herstellerangaben um 2.6 %. Beim Kycera-Modul handelt es sich um ein Modul, welches 1993 auf den Markt kam. Sein Wirkungsgrad ist relativ bescheiden. Für die damalige Zeit war dies für polykristalline Module jedoch ein sehr guter Wert. Wie damals ebenfalls üblich, liegt die gemessene Modulleistung 5 bis 10% unter den Herstellerangaben. Ein weiterer Grund für den tiefen Wirkungsgrad könnte eine leichte Degradation während der vergangenen 14 Jahre sein. Wirkungsgradmessungen an neuesten polykristallinen Modulen von Kyocera mit neuer fortschrittlicher Texturierung der Frontfläche (bessere Lichtabsorption) führen zu Werten um 14 %. Für heutige polykristalline Si-Module ist das ebenfalls ein hervorragender Wert. Das seit 2005 auf dem Markt erhältli-

che monokristalline Modul von Jumao Photonics schneidet nicht besonders gut ab. Ein Grund dafür dürfte eine nicht optimale Antireflexbeschichtung auf der Zellen-Frontseite sein. Dies folgt aus dem Vergleich mit einem praktisch identischen Modul von Shell Solar, mit wesentlich dunkleren Zellen.

5. Vergleich Modell / Messungen

Durch die Anwendung mathematischer Transformationen [7] können die gemessenen Wirkungsgrade mit dem Wirkungsgradmodell (1) in zweidimensionalen Darstellungen visualisiert, verglichen und die klimatischen Einflüsse auf den Wirkungsgrad dargestellt werden, Abb. 5, 6 und 7.

Aus dem Modell (1) ergibt sich der Wirkungsgrad bei konstanter Zelltemperatur $\vartheta = \vartheta_o = 25^\circ\text{C}$ und konstanter Luftmasse $AM = AM_o = 1.5$ zu

$$\eta_{25,1.5} = p[qG_n/G_{no} + (G_n/G_{no})^m](2 + r + s) \quad (5)$$

Bei konstanter Einstrahlung $G = G_o = 1000\text{W/m}^2$ und konstanter Luftmasse $AM = AM_o = 1.5$ gilt

$$\eta_{1000,1.5} = p(q + 1)(2 + s + r\vartheta/\vartheta_o) \quad (6)$$

Analog findet man für konstante Einstrahlung $G = G_o = 1000\text{W/m}^2$ und konstante Zelltemperatur $\vartheta = \vartheta_o = 25^\circ\text{C}$

$$\eta_{1000,25} = p(q + 1)[1 + r + sAM/AM_o + (AM/AM_o)^u] \quad (7)$$

Die Gleichungen (5) bis (7) werden benutzt, um in den folgenden Abbildungen die Wirkungsgradverläufe gemäss Modell (1) zu berechnen.

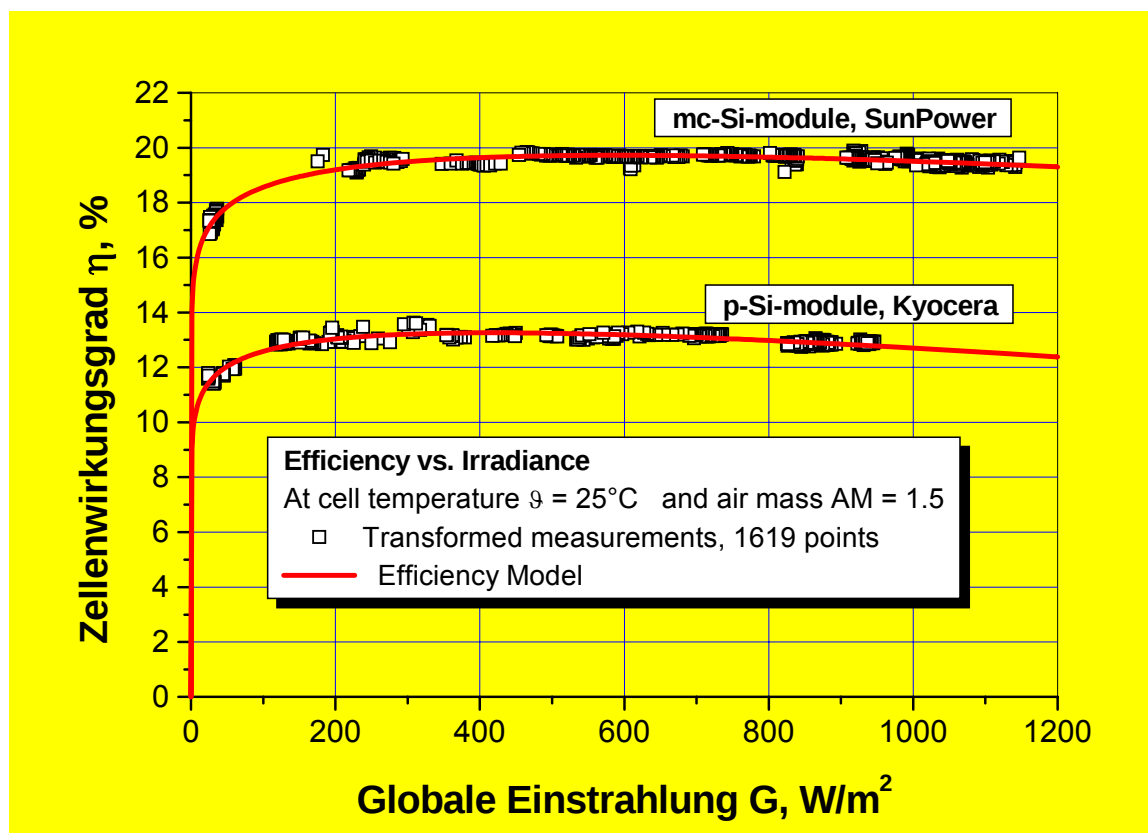


Abb. 5: Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Einstrahlungsintensität, bei konstanter Zelltemperatur und konstanter Luftmasse, für zwei verschiedene Modultechnologien. Beide Module weisen ein sehr gutes Teillastverhalten auf. Das heisst, die Wirkungsgrade, z.B. bei einer Einstrahlungsintensität von lediglich 100W/m^2 sind immer noch ähnlich hoch, wie die Wirkungsgrade bei Standardtestbedingungen (Zelltemperatur 25°C , relative Luftmasse 1.5 und Einstrahlung 1000W/m^2).

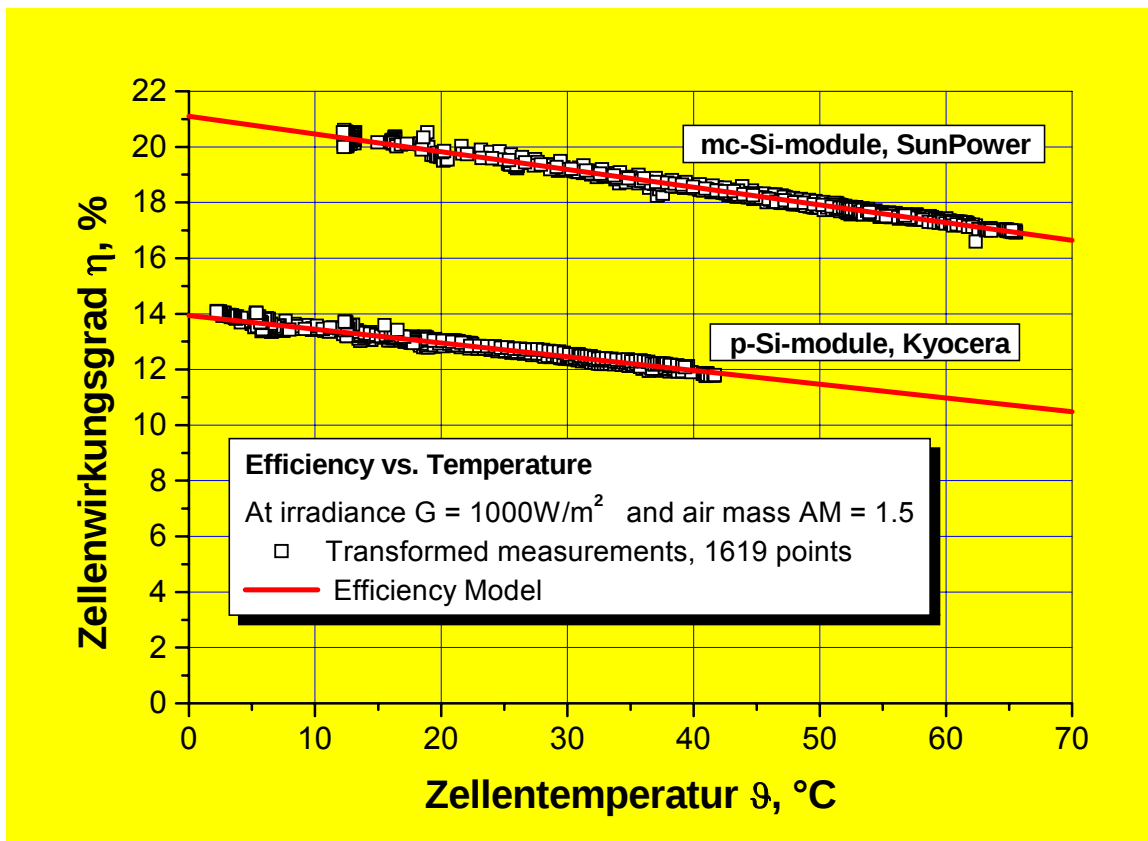


Abb. 6: Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Zelltemperatur, bei konstanter Einstrahlung und konstanter Luftmasse, für zwei verschiedene Modultechnologien.

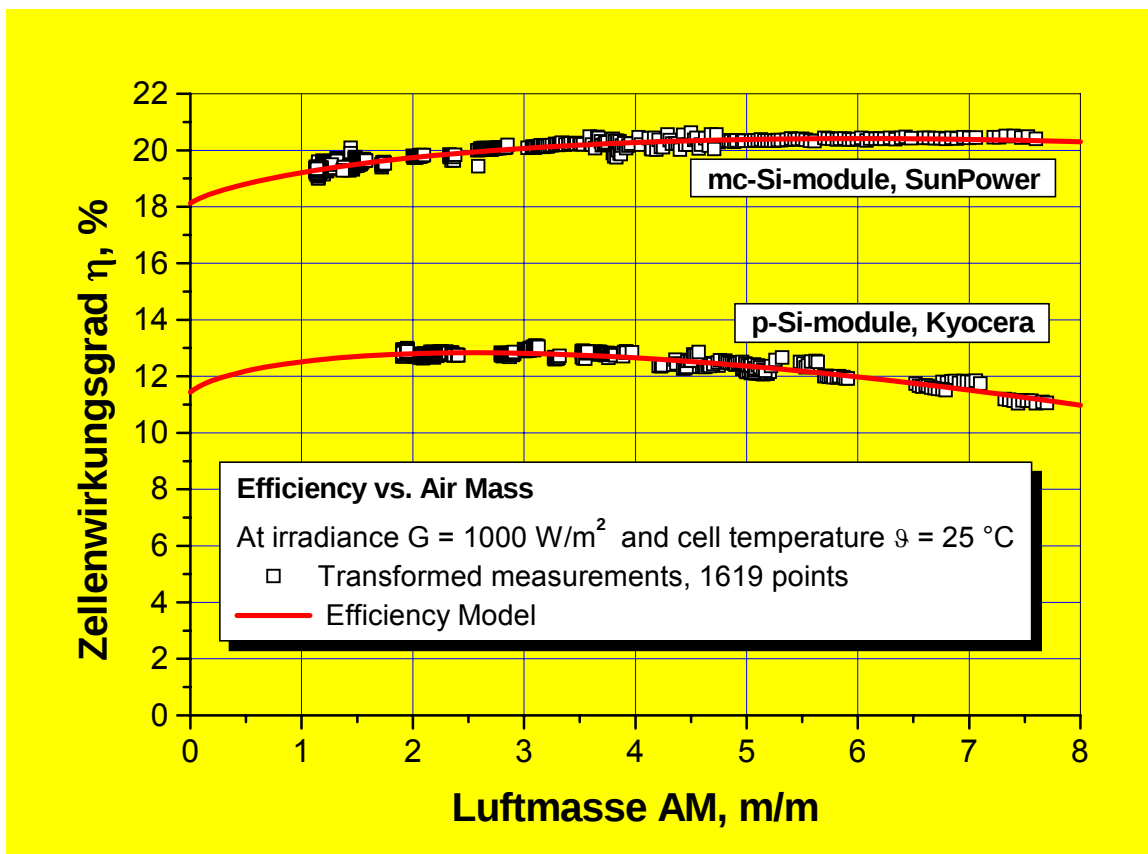


Abb. 7: Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Luftmasse, bei konstanter Einstrahlung und konstanter Temperatur für zwei verschiedene Modultechnologien.

Das monokristalline Si-Modul von SunPower zeigt einen hervorragenden Wirkungsgradverlauf über nahezu den gesamten Einstrahlungsbereich, Abb. 5. Bei einer Einstrahlung von 591 W/m^2 weist der Wirkungsgrad ein Maximum von 19.7% auf. Selbst bei der relativ tiefen Einstrahlung von 100 W/m^2 beträgt der Wirkungsgrad noch 18.6 %. Wie bei Modulen mit monokristallinen Zellen üblich, sinkt der Wirkungsgrad mit zunehmender Zelltemperatur vergleichsweise stark, Abb. 6. Sie eignen sich deshalb vor allem für alpine Anwendungen und weniger für heiße Wüstengebiete. Abb. 7 zeigt, dass der Wirkungsgrad auch bezüglich Luftmasse einen hervorragenden Verlauf aufweist. Im Gegensatz zu anderen Modultypen, bei welchen der Wirkungsgrad mit zunehmender Luftmasse markant abnimmt, Abb. 8, steigt er beim SunPower-Modul sogar leicht an, was auf eine gute Anpassung seiner Empfindlichkeit auf das rot-verschobene Sonnenspektrum am früheren Vormittag und späteren Nachmittag hindeutet.

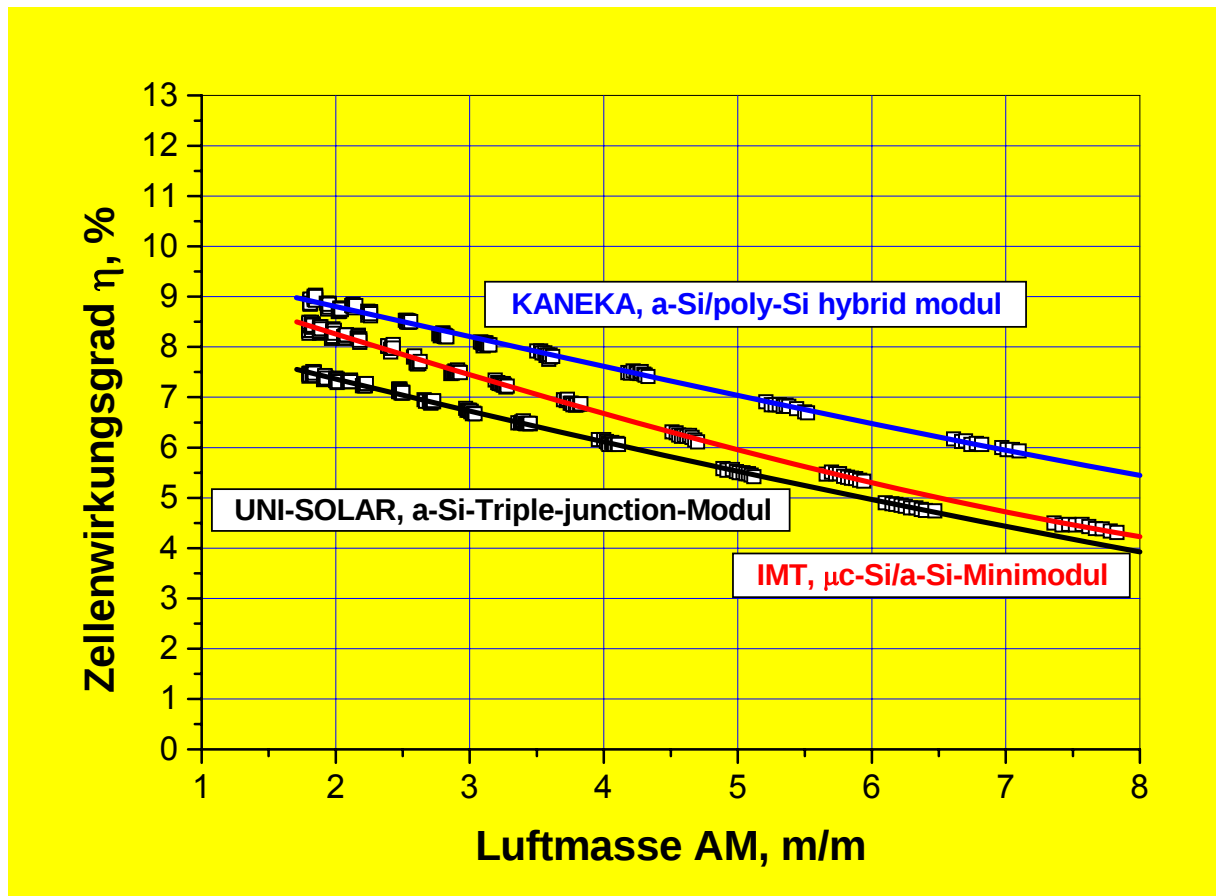


Abb. 8: Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Luftmasse für drei verschiedene Modultechnologien basierend auf mehreren aufeinander gestapelten dünnen Siliziumschichten [8]. Die Messreihen wurden um die Mittagszeit gestartet und bei Sonnenuntergang beendet. Während dieser Zeit hat die Luftmasse zu-, die Einstrahlungsintensität und die Zelltemperatur abgenommen. Das $\mu\text{c-Si/a-Si-Minimodul}$ wurde freundlicherweise vom Institut de Microtechnique, IMT, der Universität Neuenburg zur Verfügung gestellt.

Auch das Kyocera-Modul weist einen sehr schönen Verlauf des Wirkungsgrades über der Einstrahlung auf, Abb. 5. Der maximale Wirkungsgrad von 13.3 % wird bei einer Einstrahlung von 419 W/m^2 erreicht. Bei der relativ tiefen Einstrahlung von 100 W/m^2 beträgt der Wirkungsgrad immer noch 12.6 %. Auch beim polykristallinen Si-Modul von Kyocera nimmt der Wirkungsgrad mit zunehmender Zelltemperatur ab, Abb. 6. Allerdings etwas weniger stark als beim SunPower-Modul. Der Wirkungsgrad des Kyocera-Moduls weist ebenfalls ein recht gutes Verhalten bezüglich variierender Luftmasse auf, Abb. 7. Im Gegensatz zum SunPower-Modul, bei dem der Wirkungsgrad mit der Luftmasse leicht zunimmt, weist das Kyocera-Modul einen maximalen Wirkungsgrad von 12.8 % bei einer relativen Luftmasse von 2.55 auf und sinkt danach leicht ab. Für das Jumao-Modul sind die Ergebnisse entsprechend den Abb. 5, 6 und 7 der besseren Übersichtlichkeit halber, im Anhang 1 zu finden, ebenso deren Diskussion.

All obige Fakten sind jedoch lediglich einzelne Indikatoren. Worauf es letztlich ankommt, sind die Jahreserträge der verschiedenen Module an ausgewählten Standorten, bzw. die mit ihnen erzielbaren spezifischen Stromgestehungskosten. Für die drei oben modellierten Module wurden die Jahreserträge für einen sonnigen Standort in Jordanien berechnet. Dies als Voraussetzung zur Durchführung von Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.

6. Jahresertrag

Aus der solaren Einstrahlung auf die Module und ihrem Wirkungsgrad gemäss Modell (1) lässt sich die Modulleistung zu jedem Zeitpunkt berechnen, falls zeitlich gut aufgelöste Einstrahlungs- und Lufttemperatur-Daten vorhanden sind. Daraus lassen sich die inkrementalen Stromerträge bestimmen, welche aufsummiert zu den Monatserträgen und schliesslich zum Jahresertrag führen. Letzterer ist erforderlich zur Berechnung der spezifischen Stromgestehungskosten, welche zur Evaluation des besten Kosten-Nutzen-Verhältnisses unverzichtbar sind. In vereinfachter Form ist die Anwendung dieser Methode in der folgenden Abb. 9 dargestellt.

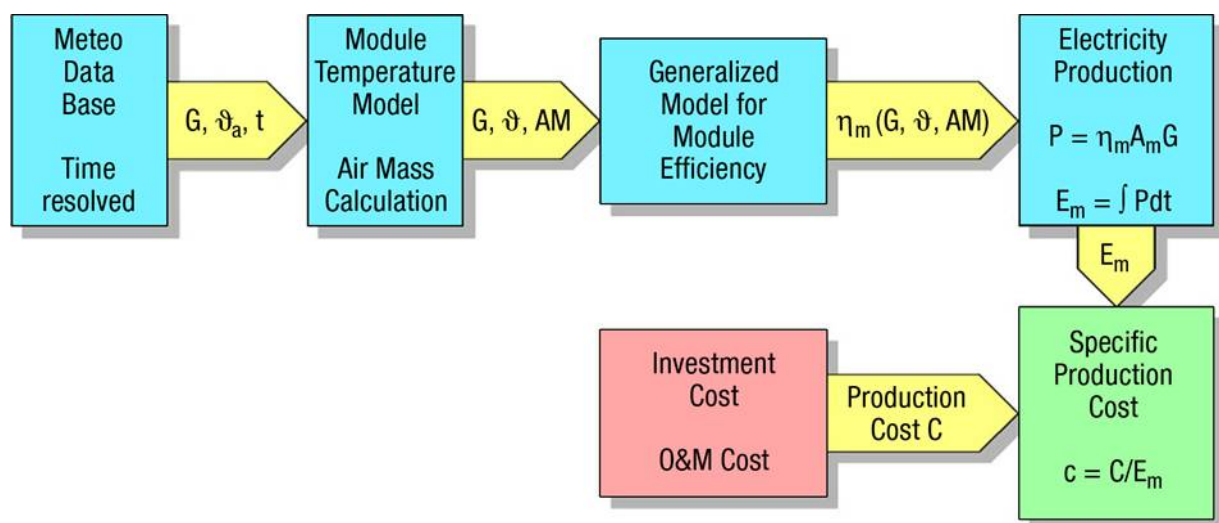


Abb. 9: Methode zur Berechnung des Jahresertrags von Modulen und der spezifischen Stromgestehungskosten. Es bedeuten:

- G Globale Einstrahlung in die Modulebene, W/m^2
- θ_a Umgebungstemperatur, $^{\circ}C$
- t Zeit, s
- θ Zelltemperatur, $^{\circ}C$
- AM Relative Luftmasse, m/m
- η_m Modulwirkungsgrad, W/W
- A_m Modulfläche, m^2
- P Modul-Leistung, W
- E_m Jährliche Stromproduktion, kWh
- C Jährliche Produktionskosten, Fr.
- c Spezifische Stromgestehungskosten, Fr./kWh

Der Rechengang zu Abb.8 läuft wie folgt ab: Zunächst wird aus der Umgebungstemperatur θ_a , der Einstrahlung G und dem experimentell bestimmten Ross-Koeffizient h , vgl. Tabelle 2 und [10], die Zelltemperatur zur Zeit t berechnet

$$\theta = \theta_a + hG \quad (8)$$

Aus der bei der Zeit t erreichten Sonnenhöhe γ wird nun die relative atmosphärische Luftmasse AM bestimmt gemäss

$$AM = 1/\cos(90^{\circ} - \gamma) \quad (9)$$

Die Sonnenhöhe γ zur Zeit t wird aus den bekannten astronomischen Beziehungen ermittelt.

Nun sind die unabhängigen Variablen G , ϑ und AM bekannt, und es kann aus dem Modell (1) und den dazugehörigen modulspezifischen Parameter p , q , m , r , s und u (vgl. Tab. 1) der Zellenwirkungsgrad berechnet werden

$$\eta = p[qG/G_o + (G/G_o)^m][1 + r\vartheta/\vartheta_o + sAM/AM_o + (AM/AM_o)^u] \quad (10)$$

mit $G_o = 1000 \text{ Wm}^{-2}$ $\vartheta_o = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ $AM_o = 1.5$

Für den Modulwirkungsgrad η_m gilt

$$\eta_m = \eta A_a/A_m \quad (11)$$

Der inkrementale Modulertrag während der Zeit Δt_k zur Zeit t_k ergibt sich nun zu

$$\Delta E_{mk} = \eta_{m,k} \cdot A_m \cdot G_k \cdot \Delta t_k \quad (12)$$

Die Summation dieser Erträge führt schliesslich zum Jahresertrag E_m des betrachteten Moduls

$$E_m = \sum \eta_m(G_k, \vartheta_k, AM_k) \cdot A_m \cdot G_k \cdot \Delta t_k \quad (13)$$

Nach dieser Methode sind für die drei oben erwähnten Module von SunPower, Kyocera und Jumao die Jahreserträge an einem sonnigen Standort im Süden Jordaniens (Al Quawairah) ermittelt worden. Dort sind seinerzeit vom PSI Einstrahlungs- und Lufttemperatur-Daten mit guter zeitlicher Auflösung (5-Min.-Mittelwerte) erhoben worden [9]. Die Berechnungen wurden für fix-installierte (Orientierung nach Süden, Anstellwinkel 30°) und sonnennachgeführte Module durchgeführt. Die Ergebnisse sind in den folgenden Tabellen 3 und 4 wiedergegeben. Entsprechende Ergebnisse für vier weitere Module, BP585 von BP Solar, UPM-US-30 von Uni-Solar, CIS ST40 von Siemens Solar und WS11003 von Würth Solar sind in [11] zu finden

Modul		SPR-90	LA361K51S	JM-050W-S4-G
Einstrahlung $G_{\text{Süden}, 30^\circ}$	kWh/(m ² a)	2523	2523	2523
E_m , jährlicher Modulertrag,	kWh/a	217.3	107.5	102.6
$E_{m,p} = \eta_{\text{STC},p} G_{\text{Süden}, 30^\circ} A_a$	kWh/a	226.9	129.0	126.2
$(E_{m,p} - E_m)/E_m$	%	4.4	20	23
E_m/A_a	kWh/(m ² a)	459	299	283
E_m/A_m	kWh/(m ² a)	399	242	242
E_m/P_{STC} , diese Arbeit	kWh/(kW _{STC} a)	2354	2352	2255
Jahresmittelwert Zellenwirkungsgrad	%	18.2	11.8	11.2
Jahresmittelwert Modulwirkungsgrad	%	15.8	9.6	9.6
Erforderliche Modulfläche für 1kW _{STC}	m ²	5.9	9.7	9.4

Tabelle 3: Einstrahlung, Modulertrag und Wirkungsgrad dreier Module von SunPower (SPR-90), Kyocera (LA361K51S) und Jumao Photonics (JM-050W-S4-G) bei Südausrichtung und Anstellwinkel von 30° . Der Index p kennzeichnet die Produzentenangaben. A_a und A_m sind die aktive Zellen- bzw. Modulfläche. In der letzten Zeile ist die Modulfläche angegeben, die zur Produktion einer elektrischen Leistung von einem kW erforderlich ist, bei einer Einstrahlung von 1 kW/m^2 , einer Zelltemperatur von 25°C und einer relativen Luftmasse von 1.5.

Modul		SPR-90	LA361K51S	JM-050W-S4-G
Einstrahlung G_n	kWh/(m ² a)	3547	3547	3547
E_m , jährlicher Modulertrag	kWh/a	301.1	145.8	144.1
$E_{m,p} = \eta_{STC,p} G_n A_a$	kWh _p /yr	319.0	181.3	177.4
$(E_{m,p} - E_m)/E_m$	%	5.9	24.4	23.1
E_m/A_a	kWh/(m ² a)	636	405	398
E_m/A_m	kWh/(m ² a)	553	328	339
E_m/P_{STC}	kWh/(kW _{STC} a)	3262	3190	3167
Jahresmittelwert Zellenwirkungsgrad	%	17.9	11.4	11.2
Jahresmittelwert Modulwirkungsgrad	%	15.6	9.24	9.60
Mehrertrag geführte Zellen $(E_{m,s} - E_{m,i})/E_{m,i}$	%	39	36	41

Tabelle 4: Einstrahlung, Modulertrag und Wirkungsgrad dreier Module von SunPower (SPR-90), Kyocera (LA361K51S) und Jumao Photonics (JM-050W-S4-G) bei kontinuierlicher Sonnennachführung. Der Index p kennzeichnet die Produzentenangaben. A_a und A_m sind die aktive Zellen- bzw. Modulfläche. In der letzten Zeile ist der relative Mehrertrag der sonnennachgeführten gegenüber den fix-montierten (Süden, 30°) Modulen angegeben. Die Indizes s und i sun tracked und inclined.

Gemäss Tabellen 3 und 4 führen die Herstellerangaben zur Überschätzung der Modulerträge im Bereich von 4 bis 24 %. Gründe dafür können zu hoch angegebene Wirkungsgrade sein sowie fehlende Angaben der Hersteller zum Klimaverhalten ihrer Module. Denn die üblicherweise angegebenen STC-Daten reichen nicht aus, um die klimatischen Einflüsse auf den Ertrag zu berücksichtigen. Zusätzliche Angaben, wie z.B. Parameter gemäss Tabelle 1 und der Ross-Koeffizient wären hier dienlich und sollten von den Modulherstellern bei anerkannten neutralen Testlabors bestimmt werden lassen. Noch besser wären Ertragsgarantien für die jeweils gewählten Anlage-Standorte.

Aus den Tabellen 3 und 4 geht hervor, dass der Jahreswirkungsgrad sonnennachgeführter Zellen etwas niedriger ist als jener fix-montierter. Dies rührt daher, dass die geführten Zellen höherer Einstrahlungsintensität ausgesetzt sind und deshalb dauernd etwas wärmer als die fix-montierten sind, was zu einem leicht reduzierten Wirkungsgrad führt.

Wie für einen guten Standort in einem Sonnenland erwartet, liegen die leistungsbezogenen Jahreserträge in die geneigte südorientierte Fläche gut 2.5 mal höher als im Schweizer Mittelland. Nachführen der Module bringt einen Mehrertrag von 36 bis 41 %.

7. Folgerungen / Diskussion

Es wurde eine leistungsfähige Freilandtestanlage entwickelt und realisiert zur genauen Messung des Wirkungsgrades von Solarzellen und Photovoltaik-Modulen unter realen Betriebsbedingungen. Im vorliegenden Bericht werden die ausgewerteten Messergebnisse von drei handelsüblichen Modulen präsentiert. Es gelang, ein neues, semi-empirisches Modell zu entwickeln zur Berechnung des Wirkungsgrades der Module unter allen meteorologisch relevanten Bedingungen. Daraus konnten die Wirkungsgrade und Leistungen der Module unter Standardbedingungen (STC) bestimmt werden. Das Modell erlaubt zudem, das Verhalten der Module bei sich verändernden klimatischen Parameter zu untersuchen. Schliesslich konnten mit dem Modell und bekannten Meteodaten die Jahreserträge der Module für einen ausgewählten Standort berechnet werden.

Es zeigte sich, dass bei monokristallinen Modulen auch heute noch beachtliche Unterschiede beim STC-Wirkungsgrad bestehen (12.6 bis 19.5 %) und dass heutige monokristalline Module nicht unbedingt höhere Wirkungsgrade aufweisen müssen, als ältere polykristalline Module. Zudem können sie

sich bei abnehmender Einstrahlungsintensität recht unterschiedlich verhalten. Entsprechend ergaben sich grosse Unterschiede in ihren Jahreserträgen, nämlich 283 bis 459 kWh pro Quadratmeter fest installierter Zellenfläche an einem sonnigen Standort in Jordanien. Kenntnisse der Jahreserträge an einem vorgegebenen Standort sind unerlässlich zur Wahl des Moduls mit dem besten Kosten-Nutzen-Verhältnis (vgl. Abb. 9 und Text dazu).

Aus Tabelle 2 geht hervor, dass die Herstellerangaben zur STC-Leistung auch heute noch bis zu 10% unter dem gemessenen Werten liegen können. Wie die vorliegenden Ergebnisse zeigen, gibt es aber auch Module deren STC-Leistung über den Angaben der Hersteller liegen. Tabelle 3 zeigt, dass mit den Herstellerangaben signifikant zu hohe Jahreserträge erhalten werden (bis zu 23 %). Sie zeigt auch, dass der leistungsspezifische Ertrag in kWh pro kWp an einem ausgewählten Standort nur wenig von der Modultechnologie abhängig ist (vgl. dazu auch [12]).

Wie erwartet ist der Jahresmittelwert des Wirkungsgrades für sonnennachgeführte Module gemäss Tabelle 4 etwas tiefer als für fest installierte Module. Dies rührt daher, dass die geführten Module dauernd einer höheren Einstrahlungsintensität ausgesetzt sind als fest installierte Module. Sie sind deshalb dauernd etwas wärmer. Entsprechend dem negativen Temperaturkoeffizienten des Wirkungsgrades hat dies dauernd einen etwas tieferen Wirkungsgrad der geführten Module zur Folge. Dennoch produzieren sonnengeführte Module, gemäss Tabelle 4, bis zu 41 % mehr Strom pro Jahr als fest installierte Module.

Vergleicht man die gemessenen Einstrahlungsdaten gemäss Tabellen 3 und 4 des Standorts Al Quawairah in Jordanien mit den entsprechenden Mess- und Rechendaten am PSI (typisch für das Schweizerische Mittelland) [13 und METEONORM] ergibt sich für Al Quawairah ein 2.5-mal höherer Werte für $G_{\text{Süden}, 30^\circ}$ bzw. ein 2.3-mal höherer Wert für G_n . Entsprechend sind auch höherer Modulerträge zu erwarten. Für eine PV-Anlage mit Modulen BP 585F von BP Solar liegen Ergebnisse am Mittellandstandort Endingen (rund 5 km vom PSI entfernt) vor [private Mitteilung Prof. A. Wokaun, PSI, Messungen an eigener Anlage, und 14]. Dort produzieren südausgerichtete, 23° geneigte BP-Module jährlich 124 kWh/(m² Modulfläche). In Al Quawairah würden die gleichen Module bei Südausrichtung und 30° Modulneigung 291 kWh/(m² Modulfläche) produzieren [11]. In Al Quawairah würden sie also 2.3-mal mehr Strom produzieren als in Endingen. Der Faktor 2.3 für den Modulertrag liegt etwas tiefer als das Einstrahlungsverhältnis von 2.5. Dies rührt daher, dass die Module in Al Quawairah andauernd wärmer sind als in Endingen und somit dauernd einen etwas tieferen Wirkungsgrad haben. Die Modulneigung von 23° in Endingen ist für eine maximale Jahresproduktion zwar nicht optimal. Eine Neigung von 35° wäre gemäss METEONORM besser. Auch die Neigung von 30° in Al Quawairah ist nicht optimal. Gemäss <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> wären es hier etwa 25° . Wie jedoch in [14] gezeigt wurde, wird der Modulertrag infolge Fehlausrichtung der Module nur marginal reduziert. So würde beispielsweise eine dauernde Fehlausrichtung von 10° eine Ertrags-einbusse von lediglich rund 1.5 % zur Folge haben. Der Faktor 2.3 stellt deshalb ein sehr guter Näherungswert dar.

Referenzen

- [1] W. Durisch, K.-H. Lam¹, J. Close¹
Efficiency and degradation of a copper indium diselenide photovoltaic module and yearly output at a sunny site in Jordan Applied Energy **83**, 1339-1350 (2006)
¹ University of Hong Kong, Dept. of Architecture, Hong Kong, China
- [2] R. Kröni¹, S. Stettler¹, G. Friesen², D. Chianese², R. Kenny³, W. Durisch⁴
Energy Rating of Solar Modules
Final Report BFE, PV P+D, DIS 47456/87538, 24 pages, February 2005
¹ ENECO AG, CH-8617 Mönchaltorf
² LEEE-TISO, SUPSI, CH-6952 Canobbio
³ Joint Reserch Center JRC, 21027 Ispra, Italy
⁴ Paul Scherrer Institut, PSI CH-5232 Villigen PSI, Switzerland
- [3] W. Durisch, D. Tille, A. Wörz, W. Plapp

Characterisation of photovoltaic generators

Applied Energy 65, 273-284 (2000).

- [4] W. Durisch, B. Bitnar, J.-C. Mayor, K.-H. Lam¹, J. Close¹
Efficiency of selected photovoltaic modules and annual yield at a sunny site in Jordan
World Renewable Energy Congress VIII, Denver, Colorado, USA, 28. August – 3. September 2004, Proceedings, Elsevier Science Ltd. ISBN 008-044470 9.
¹ The University of Hong Kong, Dept. of Architecture, Hong Kong, China
- [5] W. Durisch, W.J. Tobler, J.-C. Mayor, K.-H. Lam¹, J. Close¹, S. Stettler²
Performance and output of a polycrystalline photovoltaic module under actual operating conditions
21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, 4-8 September 2006, Dresden, Germany, Proceedings, ISBN 3-936338-20-5, 2481-2484 (2006)
¹ University of Hong Kong, Dept. of Architecture, Hong Kong, China
² Enecolo AG, Mönchaltorf, Switzerland
- [6] W. Durisch, W.J. Tobler, J.-C. Mayor, K.-H. Lam¹, J. Close¹
Efficiency of SunPower's SPR-90 Module and Output at a Sunny Site in Jordan
Twentieth European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain, Proceedings, ISBN 3-936-338-19-1, 2159-2162 (2005)
¹ University of Hong Kong, Dept. of Architecture, Hong Kong, China
- [7] W. Durisch, O. Struss, K. Robert
Efficiency of Selected Photovoltaic Modules Under Varying Climatic Conditions
Renewable Energy, First edition 2000, Elsevier, 779-788 (2000)
- [8] W. Durisch, B. Bitnar, A. Shah¹, J. Meier²
Impact of air mass and temperature on the efficiency of three commercial thin-film modules
Nineteenth European Photovoltaic Solar Energy Conference, Proceedings, ISBN 3-936-338-15-9, 2675-2677 (2004)
¹ Institut de Microtechnique, IMT, Université de Neuchâtel, CH-2000 Neuchâtel
² Unaxis Solar Unit, CH-2000 Neuchâtel
- [9] W. Durisch, J. Keller, W. Bulgheroni, L. Keller, H. Fricker
Solar Irradiation Measurements in Jordan and Comparisons with Californian Data
Applied Energy 52 (1995) 111-124
- [10] R. G. Ross
Interface Design Considerations for Terrestrial Solar Cell Modules
Conference Record of the 12th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, November 15-18, 1976
Baton Rouge Louisiana , 801-806 (1976)
- [11] W. Durisch, B. Bitnar, J.-C. Mayor, H. Kiess, King-hang Lam¹
Efficiency Model for Photovoltaic Modules and Demonstration of its Application to Energy Yield Estimations
Solar Energy Materials and Solar Cells 91 (2007) 79-84
¹ University of Hong Kong, Dept. of Architecture, Hong Kong, China
- [12] W. Durisch, Chr. Bauer
Photovoltaik
In: Neue erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen, Potenzial und Kosten
Ed.: S. Hirschberg, PSI Bericht Nr.05-04, 2005, ISSN 1019-0643, p. 197-255 (2005)
http://gabe.web.psi.ch/pdfs/PSI_Report/PSI-Bericht_05-04sc.pdf, p. 197 -252

- [13] W. Durisch
Ertrags- und Wirkungsgrad-Messungen an Solarzellen
Bulletin SEV/VSE 10/1993, S. 25-28
- [13] W. Durisch
Photovoltaik – Strom aus Sonnenlicht
Unterlagen zum Kurs „Energietechnische Aus- und Weiterbildung“, ABB University Switzerland, Baden
- [14] W. Durisch, B. Hofer
Klimatologische Untersuchungen für Solarkraftwerke in den Alpen
PSI-Bericht Nr. 96-01, 1996, ISSN 1019-0643

Auszeichnung

Die Veröffentlichung [4] und frühere Arbeiten des Schreibenden wurden am World Renewable Energy Congress VIII, September 2004, Denver, Colorado mit dem **Pioneer Award of the World Renewable Energy Network** ausgezeichnet.

Verdankung

Ich möchte meinen langjährigen Kollegen Helmut Kiess, ehemals PSI und Willy Maag der vormaligen Fabrisolar AG herzlich danken für die vielen guten Diskussionen und ihre stete Unterstützung. Ein besonderer Dank geht an Heinrich Holinger, Holinger Solar, an Siro de Carli, TRITEC AG und an Sylvère Leu, SunTechnics Fabrisolar AG für die Bereitstellung von Modulen.

Anhang 1: Jumao-Resultate

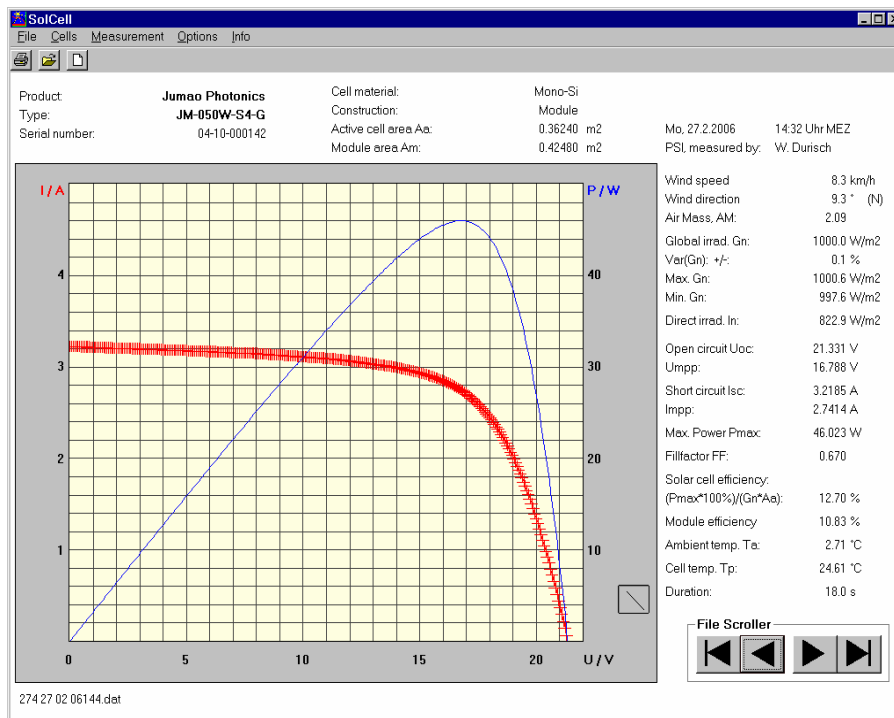


Abb. 10: Kennlinien und wichtigste Ergebnisse eines online ausgewerteten I/U-Tests an einem neuen Modul von Jumao Photonics, Xiamen, Fujian, China bei nahezu Standardtestbedingungen (Einstrahlung 1000 W/m², relative Luftmasse 1.5 und Zelltemperatur 25°C). Der für monokristallines Silizium vergleichsweise bescheidene Wirkungsgrad von 12.7 % dürfte auf eine nicht optimale Antireflexbeschichtung auf der Fronseite der Zellen und einen zu hohen Seriewiderstand zurückzuführen sein (vgl. Abb. 3).

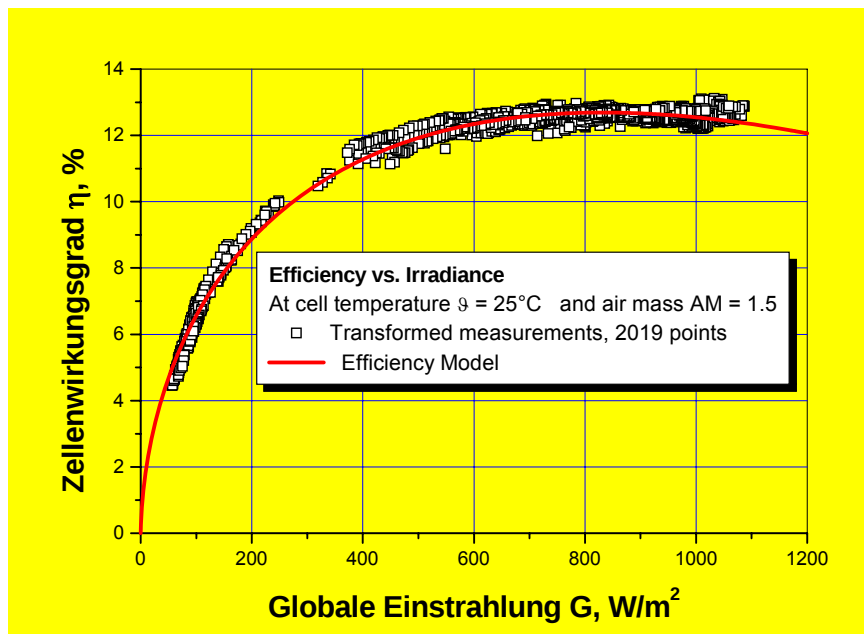


Abb. 11: Abhängigkeit des Wirkungsgrades des Jumao-Moduls (gemäss Angaben in Abb.10) von der Einstrahlungsintensität, bei konstanter Zelltemperatur und konstanter Luftmasse. Das Modul weist ein mässig gutes Teillastverhalten auf. Bei einer Einstrahlungsintensität von 100 W/m² beträgt der Wirkungsgrad nur noch 6.6 %. Die etwas grössere Streuung der Messwerte rührt daher, dass auch Messungen bei leichtem Wind bei der Auswertung mitberücksichtigt wurden.

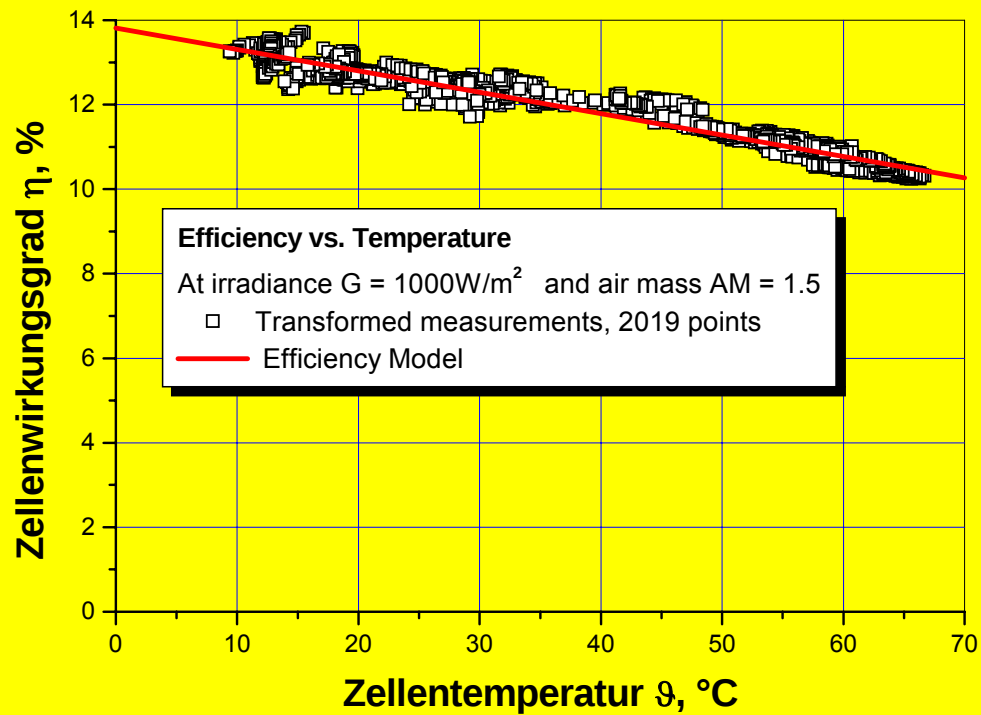


Abb. 12: Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Zelltemperatur, bei konstanter Einstrahlung und konstanter Luftmasse.

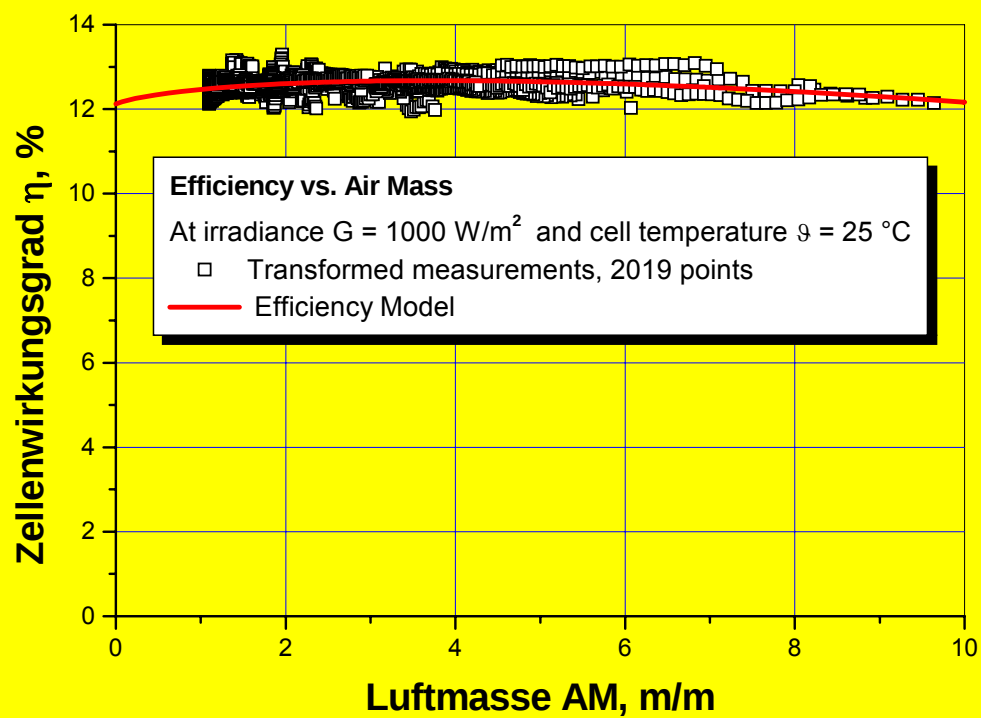


Abb. 13: Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Luftmasse, bei konstanter Einstrahlung und konstanter Temperatur.

Anhang 2: Fehleranalyse

$$\eta = IV/(AG)$$

η Efficiency

I MPP-current, A

V MPP-voltage, V

A Cell area, m²

G Global Irradiance, Wm⁻²

$$\Delta\eta / \eta = \sqrt{(\Delta I / I)^2 + (\Delta V / V)^2 + (\Delta A / A)^2 + (\Delta G / G)^2}$$

$$\Delta G / G = \sqrt{(\Delta V_G / V_G)^2 + (\Sigma(\Delta s_i)^2) / (\Sigma s_i)^2}$$

V_G Output voltage of series-connected pyranometers, mV

s_i Sensitivity of pyranometer i, mV/(kWm⁻²)

Example: Commercial 50 W module

$$\Delta V_G / V_G = 0.022 \%$$

$$\Sigma(\Delta s_i)^2 = 0.021 (\text{mV}/(\text{kWm}^{-2}))^2$$

$$\Sigma s_i = 70.49 \text{ mV}/(\text{kWm}^{-2})$$

$$\Rightarrow \Delta G / G = \pm 0.21 \%$$

$$\Delta A / A = 0.420 \% \quad (\Delta L / L = 0.3 \%)$$

$$\Delta V / V = 0.035 \%$$

$$\Delta I / I = 0.036 \%$$

$$\Rightarrow \Delta\eta / \eta = \pm 0.47 \%$$

$$\text{Systematic error} \approx \pm 0.5 \%$$

$$\Rightarrow \text{Total error} \approx \pm 1.0 \%$$

Remark: $\Delta G / G$ and $\Delta A / A \gg \Delta V / V$ and $\Delta I / I$

$\Rightarrow$ Accurate measurement of irradiance and cell area is crucial