

Bastian Zinßer

**Jahresenergieerträge
unterschiedlicher Photovoltaik-Technologien
bei verschiedenen klimatischen Bedingungen**



Institut für Physikalische Elektronik der Universität Stuttgart

2010

Diese Dissertation ist auch als gedrucktes Buch verfügbar:

Autor: Bastian Zinßer
Titel: Jahresenergieerträge
unterschiedlicher Photovoltaik-Technologien
bei verschiedenen klimatischen Bedingungen
Verlag: Shaker Verlag Aachen
ISBN: 978-3-8322-9965-1
Jahr: 2011

Jahresenergieerträge unterschiedlicher Photovoltaik-Technologien bei verschiedenen klimatischen Bedingungen

Von der Fakultät Informatik, Elektrotechnik und Informationstechnik
der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines
Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von
Bastian Zinßer
geboren in Karlsruhe

Hauptberichter: Prof. Dr. rer. nat. habil. Jürgen H. Werner

Mitberichter: Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen

Tag der Einreichung: 08.02.2010

Tag der mündlichen Prüfung: 04.10.2010

Institut für Physikalische Elektronik der Universität Stuttgart

2010

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung.....	19
1.1 Motivation.....	19
1.2 Literatur	20
1.3 Inhalt dieser Arbeit.....	21
2 Theoretische Grundlagen.....	23
2.1 Aufbau eines PV-Systems.....	23
2.2 Ein-Dioden-Modell der Solarzelle.....	24
2.3 Die Strom-/Spannungskennlinie.....	25
2.4 Temperaturabhängigkeiten.....	26
2.5 Einstrahlungsabhängigkeiten.....	33
2.6 Der Schwachlichtfaktor.....	37
2.7 Analytische Abhängigkeiten der Leerlaufspannung.....	39
2.8 Photostrom und Quantenausbeute.....	41
2.9 Besonderheiten von Cadmiumtellurid	43
3 Aufbau der Testsysteme.....	45
3.1 PV-Technologien – monokristallines Silizium (sc-Si).....	45
3.2 PV-Technologien – multikristallines Silizium (mc-Si).....	48
3.3 PV-Technologien – Dünnschichttechniken.....	49
3.4 Wechselrichter.....	50
3.5 Standorte.....	52
3.5.1 Stuttgart, Deutschland.....	52
3.5.2 Nikosia, Zypern.....	52
3.5.3 Kairo, Ägypten.....	53
4 Messtechnik.....	55
4.1 Einstrahlung.....	56
4.1.1 Pyranometer.....	57
4.1.2 Silizium Einstrahlungssensoren.....	57
4.1.3 Vergleich von Si-Sensor und Pyranometer.....	60
4.2 Spektroradiometer.....	62
4.3 Luft- und Modultemperatur.....	63
4.4 Strom und Spannung, Leistung und Energie.....	64
4.5 Datenerfassung und Speicherung.....	64
4.6 Messtechnik im ipe Labor.....	65
4.6.1 Lichttisch.....	65
4.6.2 Dunkelkennlinien.....	66
5 Auswertungen.....	69
5.1 Modulmessungen.....	69

5.1.1 Dunkelkennlinien.....	69
5.1.2 Hellkennlinien.....	72
5.1.3 Unterschiedliche STC Leistungsangaben der Solarmodule.....	72
5.1.4 Schwachlichtverhalten im Labor.....	76
5.2 Wetterbedingungen.....	79
5.2.1 Einstrahlung.....	79
5.2.2 Modultemperatur.....	80
5.2.3 Verschmutzung.....	83
5.3 Felddatenauswertung.....	83
5.4 Temperaturverhalten.....	84
5.4.1 Fehlerrechnung Temperaturkoeffizienten.....	90
5.5 Schwachlichtverhalten.....	91
5.5.1 Fehlerrechnung zum Schwachlichtwirkungsgrad.....	94
5.6 Spektralverhalten.....	95
5.7 Jahresenergieerträge.....	97
5.8 Performance Ratio.....	101
6 Modellierung der Jahresenergieerträge.....	103
6.1 Einfache Ertragsabschätzung.....	106
6.2 Betrieb unter STC Bedingungen.....	106
6.3 Berücksichtigung der Modultemperatur.....	108
6.4 Wechselrichter.....	111
6.5 Berücksichtigung der Reflexion	114
6.6 Modellierung mit dem Ein-Dioden-Modell.....	115
6.7 Simulation mit INSEL.....	117
6.8 Vergleich der verschiedenen Modellierungsverfahren.....	119
7 Ergänzende Ergebnisse.....	121
7.1 Jahresenergieerträge in Kairo.....	121
7.2 Polarisationsseffekt bei SunPower Rückseitenkontaktsolarzelle	123
7.3 Nachführung.....	125
7.4 Einfluss des Jahresenergieertrages auf die Wirtschaftlichkeit.....	127
8 Ausblick.....	129
9 Anhang.....	131
9.1 Abkürzungsverzeichnis.....	131
9.2 Abbildungsverzeichnis.....	133
9.3 Tabellenverzeichnis.....	135
9.4 Literaturverzeichnis.....	136
9.5 Veröffentlichungen.....	142
9.6 Lebenslauf.....	144
9.7 Erklärung.....	144
9.8 Danksagung.....	145

Zusammenfassung

Es ist sowohl für Ingenieure als auch für Investoren sehr wichtig zu wissen, welche Energiemenge E [kWh] eine Photovoltaik(PV)-Anlage im realen Betrieb ins Stromnetz einspeist. Hintergrund ist meist die Frage nach den Kosten für den Solarstrom in €/t/kWh. Zu Vergleichszwecken, sowohl des Energieertrags E , der Leistung P , als auch der Anschaffungskosten spielt dabei insbesondere die Normierung auf die Bezugsgröße der Nominalleistung P_{STC} [kW_p] bei Standardtestbedingungen (STC) eine große Rolle.

Das Datenblatt gibt den Wirkungsgrad η von PV-Modulen meist nur für Standardtestbedingungen im Labor an. In der Praxis verursachen erhöhte Modultemperaturen T , schwächere Einstrahlung G und ein anderes Spektrum des Lichts Abweichungen vom Wirkungsgrad η unter Standardtestbedingungen; letztere kommen im realen Betrieb in Deutschland praktisch nie vor. In sonnigeren, südlichen Ländern variieren die Betriebsbedingungen noch stärker als in Deutschland, wodurch die Auswirkungen solcher Variationen auf den Jahresenergieertrag E_{Jahr} dort größer sind.

Zur Klärung der Frage, welche PV-Technologie unter welchen klimatischen Bedingungen den höchsten Jahresenergieertrag E_{Jahr} erzeugt, wurden im Rahmen dieser Dissertation dreizehn verschiedene PV-Systeme unterschiedlicher Technologie in Stuttgart, Nikosia und Kairo aufgebaut und mit einer umfangreichen Messtechnik für Wetter- und Systemdaten ausgestattet. Dieser neue Testaufbau ist der umfangreichste PV-Technologievergleich, welcher bisher mit unterschiedlichen PV-Technologien an drei klimatisch verschiedenen Standorten durchgeführt wird. Dabei kommen sowohl mono- und multikristallines Silizium (Si) als auch verschiedene Dünnschicht-Technologien (amorphes-Si, Cu(InGa)Se₂ (CIGS) und CdTe) zum Einsatz. Alle Anlagen haben eine Nominalleistung von ca. einem Kilowatt Spitzenleistung ($P_{\text{STC}} = 1 \text{ kW}_p$) und sind identisch aufgebaut. Diese Arbeit untersucht mehrere Möglichkeiten, den Jahresenergieertrag einer PV-Anlage im Voraus zu bestimmen und vergleicht die modellierten Erträge mit den tatsächlich gemessenen. Zunächst wird das Temperatur- und Schwachlichtverhalten aus den gemessenen Felddaten extrahiert.

Die Felddatenauswertung bestätigt die in der Literatur oft genannten, deutlich besseren Temperaturkoeffizienten γ der Dünnschicht-Technologien. Es zeigt sich, dass die Temperaturkoeffizienten γ auch sehr stark vom Einfallswinkel AOI und vom Spektrum des Lichts abhängen. Hierdurch kann fälschlicherweise eine starke Einstrahlungsabhängigkeit der Temperaturkoeffizienten γ vermutet werden, welche bei konstantem Spektrum und Einfallswinkel AOI nicht auftritt. Trotz Berücksichtigung von Einfallswinkel AOI und Luftmasse AM ergibt die Auswertung für identische Modultypen in Nikosia deutlich ungünstigere Temperaturkoeffizienten γ in Stuttgart. Die Modellierung zeigt, dass sich der Temperaturkoeffizient γ in Nikosia aufgrund höherer Temperaturen T ca. drei mal stärker auf den Jahresenergieertrag E_{Jahr} auswirkt als in Stuttgart. Für die meisten Technologien ist der Effekt auf den Ertrag durch unterschiedliche Temperaturkoeffizienten γ jedoch relativ klein. Lediglich für die HIT-Technologie und die Dünnschicht-Technologien zeigen sich tendenziell Vorteile beim Jahresenergieertrag E_{Jahr} .

Die HIT-Technologie zeigt auch ein besseres Schwachlichtverhalten gegenüber den übrigen kristallinen Si-Technologien, die alle ein ähnliches Schwachlichtverhalten zeigen. Die CIGS-Technologie weist im Feld ein zum Labor entgegengesetztes Schwachlichtverhalten auf. Im Feld ändert sich mit der Einstrahlungsintensität G auch das Spektrum, dessen Einfluss größer ist als das rein intensitätsabhängige Schwachlichtverhalten im Labor. Im Feld zeigen die amorphen Si- und CdTe-Technologien ein deutlich günstigeres Schwachlichtverhalten als die kristallinen Si-Module.

Es zeigt sich, dass die Abschätzung der Jahresenergieerträge E_{Jahr} mit der Performance Ratio PR bereits sehr gute Prognosen liefert, für kristalline Si-Technologien mit $\pm 4\%$ Fehler und für Dünnschichtmodule mit einem Fehler zwischen -5 und $+8\%$. Zur genauen Prognose sollte die Performance Ratio PR jedoch an einem vergleichbaren Standort ermittelt sein. In Nikosia ist die Performance Ratio PR , und damit die Jahresenergieerträge E_{Jahr} , aufgrund höherer Temperaturen T ca. zwei Prozentpunkte niedriger als in Stuttgart.

Die Modellierung der Jahresenergieerträge E_{Jahr} mithilfe einer Zeitschrittsimulation in 15-Minutenschritten ohne Berücksichtigung der Temperatureffekte weist

in Stuttgart einen durchschnittlichen Fehler von +15% auf. In Nikosia ist der Fehler aufgrund ca. 12 K höherer Temperaturen T um drei Prozentpunkte größer. Die Berücksichtigung der Modul-, oder noch besser der Solarzellentemperatur T_{Zelle} , verringert den Fehler der Prognose auf +12 bzw. +10%.

Für die Modellierung der Jahresenergieerträge E_{Jahr} zeigt sich, dass der europäische bzw. kalifornische Jahreswirkungsgrad η_{WR} den Wechselrichter ausreichend genau beschreibt. Die Wechselrichter-Wirkungsgrade müssen jedoch passend für den Spannungsbereich des PV-Systems aus den Datenblättern entnommen werden, da hier durchaus drei Prozentpunkte Unterschied bestehen.

Die Berücksichtigung der Oberflächenreflexion der Module bei der Modellierung verringert den Fehler der Jahresenergieertragsprognose um ca. drei Prozentpunkte auf 8% in Stuttgart und 7% in Nikosia. Misst ein Einstrahlungssensor aus kristallinem Si mit modulähnlichem Aufbau und Reflexionsverhalten die globale Einstrahlung G , anstelle eines Pyranometers, so verbessert sich der Prognosefehler in Stuttgart auf 6% und in Nikosia auf 7%.

Die Modellierung des Jahresenergieertrages E_{Jahr} mit dem Ein-Dioden-Modell, mit Hilfe von Parametern, die aus gemessenen Strom-/Spannungskennlinien bestimmt wurden, brachte im Vergleich zur linearen Abhängigkeit der PV-Modulleistung von Einstrahlung und Temperatur $P(G, T)$ keine Vorteile. Für amorphe Si- und CdTe-Module ist das Ein-Dioden-Modell nicht geeignet.

Den größten Einfluss auf die Bestimmung des Jahresenergieertrages E_{Jahr} hat, neben der örtlichen Einstrahlung G und Verschmutzung, die Toleranz der Nominalleistung P_{STC} der PV-Module. Die Datenblätter geben die Leistung P_{N} mit Toleranzen zwischen -0/+2,5% bis $\pm 10\%$ an. Nimmt man eine übliche Toleranz von $\pm 5\%$ mit einem zusätzlichen Fehler von $\pm 2\%$ bei der Energiemessung an, so können sich zwei PV-Systeme um bis zu 14% im Jahresenergieertrag E_{Jahr} unterscheiden, ohne dass dies auf die PV-Technologie zurückgeführt werden kann. Leistungsmessungen der Hersteller und Prüflabors weisen Toleranzen von -1,5/+2,6% für kristalline Si-Module und von $\pm 6\%$ für Dünnschichtmodule auf. Trotz der kleineren Fehlerbalken für die Module sind die Unterschiede im Jahresenergieertrag E_{Jahr} immer noch deutlich geringer als die Fehlerbalken. Eigene Leistungsbestimmungen aus den Felddaten mit einem Fehler von $\pm 3,6\%$ zeigen insbesondere bei den Dünnschichttechnologien starke Abweichungen von den

Herstellerangaben der Nominalleistung P_N . Vor allem bei den amorphen Si-Technologien führt die bis zu 20% geringere Nominalleistung P_{Feld} zu deutlich höheren spezifischen Energieerträgen. Die multikristallinen Si-Technologien zeigen untereinander kaum Unterschiede im Energieertrag.

Die PV-Anlagen erzeugen in Stuttgart im langjährigen Mittel einen Jahresenergieertrag E_{Jahr} von ca. 1000 kWh/kW_p. In Nikosia ist der Ertrag mit ca. 1650 kWh/kW_p um 65% größer. In Kairo beträgt der Jahresenergieertrag E_{Jahr} aufgrund starker Verschmutzung durch Sandstaub lediglich ca. 1300 kWh/kW_p. Nach zwei Monaten vermindert der Staub die Leistung um 25%, so dass in Kairo eine regelmäßige Reinigung der Module unerlässlich ist.

Als wesentliches Ergebnis dieser Arbeit lässt sich feststellen, dass die vom Hersteller angegebene Nominalleistung P_{STC} mit ihren Toleranzen, neben der Verschmutzung, den größten Einfluss auf den normierten Jahresenergieertrag E_{Jahr} einer Photovoltaikanlage hat. Die Effekte durch ein besseres Temperatur- und/oder besonders durch das Schwachlichtverhalten gehen bisher meist in den Toleranzen der Nominalleistung P_{STC} unter. Dennoch zeigt der Technologievergleich, dass die meisten Dünnschicht-Module und die HIT-Technologie ein besseres Temperatur- und Schwachlichtverhalten aufweisen und an wärmeren Standorten zu höheren Erträgen tendieren. Sobald exaktere Nominalleistungsbestimmungen möglich sind, werden die in dieser Arbeit entwickelten Methoden die Unterschiede im Temperatur- und Schwachlichtverhalten deutlich besser analysieren können.

Summary

It is very important for engineers as well as for investors to know which amount of energy E [kWh] a photovoltaic (PV) system produces under real operating conditions. In most cases the costs [€/kWh] for the solar electricity are the main question. For comparing the annual energy yield E_{Jahr} , the power P and the purchase costs the normalization to the reference base of nominal power P_{STC} [kW_p] at standard test conditions (STC) plays an important role.

Most data sheets contain the efficiency η of the PV modules only for standard test conditions (STC) in the laboratory. In reality higher module temperatures, lower irradiation G and a modified spectrum of the irradiation G change the standard test conditions efficiency η_{STC} . However, standard test conditions never appear at real live in Germany. In southern countries, which have more sun, the operation conditions differ much more from standard test conditions. Therefore, the effects on the annual energy yield are even bigger.

To answer the question which PV technology gives the highest energy yield at specific climate conditions, this thesis set up thirteen PV systems using different technologies in Stuttgart, Nicosia, and Cairo. An extensive data acquisition is added to monitor weather and system data. This new test plant is the most comprehensive PV technology comparison, consisting of different PV technologies at three locations with different climate. Mono- and multicrystalline silicon (Si) as well as several thin film technologies like amorphous silicon, Cu(InGa)Se₂ (CIGS), and CdTe are investigated. All PV systems have a nominal power P_{STC} of one kilowatt peak (1 kW_p) and are identical in construction. First the thesis extracts the temperature and low light behavior from the measured field data. At the end it models the PV systems to forecast the annual energy yield E_{Jahr} and compares with the measured values.

The analysis of the field data reconfirms the better temperature behavior of the thin film technologies reported in literature. It shows, that the temperature coefficients γ depend on the angle of incidence AOI and spectrum. Thus, a strong dependence of the temperature coefficients γ from the irradiation G could be assumed misleadingly. Using a constant spectrum and angle of incidence AOI to find the temperature coefficient γ , the temperature coefficient γ it is not affected

by irradiation G . However, even if you consider the angle of incidence AOI and air mass, the investigation gives disadvantageous temperature coefficients γ in Nicosia for the same type of PV modules. The modeling shows, that the effect of the temperature coefficient γ is three times larger in Nicosia than in Stuttgart, due to higher temperatures T in Nicosia. For most PV technologies the effect of different temperature coefficients γ to the annual energy yield E_{Jahr} is relatively low. Only the HIT and the thin film technologies tend to show advantages for a higher annual energy yield E_{Jahr} at hot locations.

The HIT technology exhibits a better low light behavior, than the crystalline Si technologies, which all show a similar low light behavior. In the field the CIGS technology shows a contrary low light behavior compared to the laboratory. The reason is a change in the spectrum when the irradiation G in the field goes down. The influence of the spectral change is bigger than the pure low light behavior measured in the laboratory. Field data show, that amorphous Si and CdTe technologies have a much better low light behavior than the crystalline Si technologies.

The estimation of the annual energy yield E_{Jahr} with the performance ratio PR has an error of 4% for the crystalline Si technologies and -5 to 8% error for the thin film technologies. For a good prognosis the value of the PR should be taken from a comparable location. Due to higher temperatures the performance ratio PR in Nicosia is two percentage points lower than in Stuttgart, which lowers the energy yield in the same range.

Modeling the annual energy yield E_{Jahr} in a time step simulation with intervals of 15 minutes without considering the temperature effects gives an error of +15% in Stuttgart. For the hotter Nicosia the error is three percentage points bigger, due to approximately 12 K higher temperatures T . The consideration of the PV module temperature, or even better the solar cell temperature reduces the error to +12% and +10%, respectively.

The modeling shows, that the European and respectively the Californian efficiency describes the inverter sufficiently. But the value of the efficiency η_{WR} must be chosen carefully from the data sheet, as there are differences up to three percentage points, depending on the level of operating voltage.

The consideration of the reflection at the surface of the PV module lowers the error of the annual energy yield prognosis about three percentage points to 8% in Stuttgart and 7% in Nicosia. A crystalline Si sensor, which is similar constructed as a PV module, can also measure the irradiation G instead of using a pyranometer. Using the Si sensor irradiation G improves the prognosis error in Stuttgart to 6%, and in Nicosia to 7%, respectively.

From measured current-/voltage characteristics the equivalent circuit parameters of the PV modules are determined and used to model the annual energy yield E_{Jahr} on the basis of the one diode model. The one diode model does not improve the prognosis error compared to the model of linear dependencies of the power $P(G, T)$ on irradiation G and temperature T . Especially for the amorphous Si and CdTe technologies the one diode model does not work.

The tolerances of the nominal power P_{STC} have the biggest influence on the annual energy beside the local irradiation and dirt. The data sheet gives tolerances between $-0/+2,5\%$ and $\pm 10\%$ for the rated power P_{N} . Typical values for the tolerance are $\pm 5\%$ for power and $\pm 2\%$ for the energy measurement. So differences in the annual energy yield E_{Jahr} of two PV systems that are smaller than 14% can not be traced back to the PV technologies themselves. Power measurements of the manufactures and test laboratories have errors of $-1,5/+2,6\%$ for the nominal power P_{Flash} of crystalline Si modules and $\pm 6\%$ for the thin film technologies, respectively. Even with those lower tolerances, the difference in the energy yield between the PV technologies is smaller than the error bars. Own determination of the power P_{Feld} from field data with an error of $\pm 3,6\%$ shows huge differences to the rated nominal power P_{N} , especially for the thin film technologies. The up to 20% lower nominal field power P_{Feld} of the amorphous Si technologies results in an up to 20% higher specific annual energy yield, due to normalization. The multicrystalline Si technologies show the lowest variation in annual energy yield between each other.

At long term average the PV systems in Stuttgart produce an annual energy yield E_{Jahr} of about 1000 kWh/kW_p. In Nicosia the yield is +65% higher and results in 1650 kWh/kW_p. In Cairo the yield is 1300 kWh/kW_p, due to the pollution of the solar modules with sandy dust. After two month the sand reduces the power minus 25%. Therefore, in Cairo a periodical cleaning of the PV modules is essential.

1 Einleitung

In conclusion the most important effect, excluding dirt, on the specific annual energy yield E_{Jahr} is the tolerance of the nominal power P_{STC} . The effects of temperature and especially of low light behavior disappear in the tolerances of the nominal power P_{STC} . However, the PV technology comparison shows, that the HIT and the thin film technologies have a better temperature and low light behavior. They tend to produce more energy yield at hot locations. As soon as the nominal power P_{STC} could be determined more accurate, the methods introduced in this thesis can be used to analyze the temperature and low light behavior in much greater detail.

1 Einleitung

1.1 Motivation

Photovoltaik (PV) bezeichnet die direkte Umwandlung von Strahlungsenergie (meist von der Sonne) in elektrischen Strom. Es ist sowohl für die planenden Ingenieure als auch für Investoren sehr wichtig zu wissen, wie viel elektrische Energie eine Photovoltaikanlage unter bestimmten klimatischen Bedingungen von der Sonne erntet und ins Stromnetz einspeist. Dabei wird der Energieertrag und auch viele andere Werte wie die Leistung, der Kaufpreis usw. auf die nominale Leistung P_{STC} des PV-Generators bezogen.

Das Datenblatt eines PV-Moduls gibt die Gleichstromwerte für die Leistung P_{STC} , den Wirkungsgrad η , die Ströme I und Spannungen V eines Solarmoduls meist nur für Standardtestbedingungen (STC) an. Die STC sind definiert als senkrechte Einstrahlung $G = 1000 \text{ W/m}^2$, Zelltemperatur $T = 25 \text{ °C}$ und einem Strahlungsspektrum AM 1,5. Die STC treten im Jahresverlauf allerdings nie auf, so dass das Temperatur- und Schwachlichtverhalten den Jahresenergieertrag beeinflussen.

Diese Arbeit bezeichnet die in einem Jahr von einer Photovoltaik-Anlage erzeugte und ins Netz eingespeiste elektrische Energie als Jahresenergieertrag

$$E_{Jahr} = \frac{E}{P_{STC}} \quad (1)$$

Dabei wird die eingespeiste Energie E auf die nominale Leistung P_{STC} der PV-Anlage bezogen, um unterschiedliche Anlagengrößen vergleichbar zu machen. Die Einheit des Jahresenergieertrags E_{Jahr} ist kWh/kW_p. Der Index “_p”, steht für peak und bezeichnet die Spitzenleistung des PV-Generators auf der Gleichstromseite bei STC. In der Kraftwerkstechnik wird die Größe E_{Jahr} auch als Jahresnutzungsdauer oder Volllaststunden bezeichnet.

Um die Frage nach dem Jahresenergieertrag E_{Jahr} für verschiedene PV-Technologien zu beantworten, behandelt diese Dissertation den Vergleich von dreizehn verschiedenen PV-Technologien. Diese erzeugen, unter realistischen Betriebsbedingungen, an drei klimatisch unterschiedlichen Standorten elektrische Energie

und speisen diese ins örtliche Stromnetz ein. Der Aufbau aller Anlagen ist gleich. Neben den Messungen modelliert die Arbeit das Verhalten der Solarzelle, über das Solarmodul und den Solargenerator bis hin zum kompletten System inklusive Wechselrichter.

1.2 Literatur

Die Literatur berichtet in vielfältiger Weise über die Energieerträge von Photovoltaikanlagen:

- Am häufigsten stellen Anlagenbetreiber ihre eigene (einzelne) PV-Anlage im Internet mit aktuellen Erträgen vor, um z.B. das eigene Firmenbild positiv hervorzuheben. Zum einen sind diese Anlagen meist nur mit einer sehr einfachen Messtechnik (üblicherweise dem Energiezähler) ausgestattet, zum anderen gibt es keine Vergleichsanlagen mit der selben Ausrichtung und Aufbau.
- Öffentlich im Internet verfügbare Datenbanken wie z.B. [1-3] zeigen die Erträge von kommerziellen PV-Anlagen. Diese Anlagen wurden meist unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten und den örtlichen Gegebenheiten gebaut. Hierdurch besitzt jede Anlage ihren eigenen Aufbau (Technologie, Ausrichtung, Wechselrichter, Verschaltung, uvm.). Technologische Vergleiche sind schwer zu ziehen, da keine Anlage unter den selben Bedingungen betrieben wird, wie die andere. Die Datenerfassung erfolgt meist lediglich über den Stromzähler, teilweise sind recht ungenaue Einstrahlungssensoren vorhanden.

Aufgrund der hohen Anlagenanzahl kann jedoch über statistische Auswertungen ein Vergleich stattfinden. Dieser beinhaltet dann auch die Unterschiede in der Installation. Hierbei lässt sich allerdings schwer zwischen technologischen und installationsbedingten Effekten unterscheiden. Für potentielle Anlagenbetreiber liefern diese Datenbanken jedoch wertvolle Informationen über den Ertrag speziell für ihre Region und für ihre Dachausrichtung.

- Die meisten wissenschaftlichen Untersuchungen z.B. in Ref. [4-7] berichten über den Betrieb verschiedener PV-Technologien an einem Standort. Hierbei werden entweder einzelne Module oder kleine Systeme miteinander

der verglichen. Auch die Fachzeitschrift Photon betreibt einen Modulteststand. Ueda et al. analysieren in Japan 26 verschiedene Modultypen mit einer Gesamtleistung von $P_{\text{STC}} = 600 \text{ kW}_p$ [8].

- Wenige Projekte untersuchen verschiedene PV-Technologien an zwei verschiedenen Standorten. So hat beispielsweise das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung (ZSW) die Dünnschichttechniken CIS und CdTe in Finnland, Deutschland und Teneriffa miteinander verglichen [9]. Die Universität Oxford untersuchte Module aus kristallinem Si, amorphem Si und CIS in Oxford und Mallorca [10]. Das Projekt PV-Enlarge-ment untersucht im großen Maßstab 30 verschiedene Technologien mit einer Gesamtleistung von $1,2 \text{ MW}_p$ in zehn europäischen Ländern [11].

Die Literatur berichtet über verschiedene Modelle zur Vorhersage des Jahresenergieertrags. Zum einen gibt es elektrisch, physikalische Modelle wie das Ein-Dioden-Modell, welche auf Ersatzschaltbildern bzw. physikalischen Gesetzmäßigkeiten beruhen, die durch elektrisch bzw. physikalisch bedeutsame Parameter beschrieben werden z.B. einem ohmschen Widerstand. Zum anderen gibt es rein empirische Modelle, deren mathematisches Modell keinem physikalischen Sachverhalt entspricht und mit Parametern an die Messwerte angepasst wird. Kombinationen aus physikalischen und empirischen Verfahren verwenden bekannte physikalische Zusammenhänge und passen diese mit empirisch zu bestimmten Parametern an die Realität an.

Viele Arbeiten der Literatur beinhalten keine Fehlerbetrachtung der Messwerte. Dabei liegen die Unterschiede zwischen verschiedenen PV-Technologien in vielen Fällen in der gleichen Größenordnung wie die Fehlerbalken der Messtechnik. Ransome listete in Ref. [12] weitere mögliche Fehlerquellen wie z.B. Anlagenausfälle auf.

1.3 Inhalt dieser Arbeit

Die vorliegende Arbeit behandelt die Jahresenergieerträge E_{Jahr} von dreizehn verschiedene PV-Technologien an den drei Standorten Stuttgart, Nikosia und Kairo in Deutschland, Zypern und Ägypten. Zunächst behandelt Kapitel 2 die theoretischen Grundlagen der Solarzelle und deren Verhalten bei verschiedenen Einstrahlungen G , Temperaturen T und Spektren. Kapitel 3 stellt die im Rahmen

1 Einleitung

dieser Arbeit aufgebauten PV-Systeme, die ausgewählten PV-Technologien, die Auslegung der Wechselrichter und die Standorte vor. Die zur Auswertung notwendige Messtechnik sowohl im Labor als auch im Feld stellt Kapitel 4 vor.

Kapitel 5 präsentiert zunächst die Auswertung der im Labor gemessenen Daten und geht dann auf die Analyse der gemessenen Felddaten ein. Es zeigt das Temperatur- und Schwachlichtverhalten der verschiedenen PV-Technologien in Stuttgart und Nikosia. Anschließend stellt es die Jahresenergieerträge auf Basis unterschiedlicher Nominalleistungen P_{STC} vor. Einen wichtigen Teil nimmt die Untersuchung des Einflusses von Messfehlern und deren Auswirkungen auf die Bestimmung des Jahresenergieertrag, des Schwachlicht- und des Temperaturverhaltens ein.

Kapitel 6 modelliert den Jahresenergieertrag auf verschiedene Weisen und vergleicht die Ergebnisse mit den tatsächlich gemessenen Energieerträgen. Kapitel 7 berichtet abschließend über die Erträge in Kairo, Nebenuntersuchungen wie den Polarisierungseffekt, den Mehrertrag durch Nachführung und geht kurz auf den Einfluss des Jahresenergieertrags auf die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage ein.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Aufbau eines PV-Systems

Bild 1 zeigt den typischen Aufbau eines netzgekoppelten Photovoltaik-Systems bestehend aus dem PV-Generator, der die Solarstrahlung in Gleichstromenergie umwandelt und sie dem Wechselrichter zur Netzeinspeisung zur Verfügung stellt. Der PV-Generator besteht aus einzelnen PV-Modulen, wobei ein solches Modul die kleinste wetterfeste Einheit darstellt. Typische Modulgrößen liegen heute bei einer Fläche A von 1,3 bis 1,7 m². Die PV-Module werden üblicherweise zunächst zur Spannungserhöhung in Serie und bei größeren PV-Generatoren zur Stromerhöhung auch parallel geschaltet. Das einzelne Solarmodul besteht wiederum aus einzelnen Solarzellen, welche meist zwischen einer Kunststofffolie und einer Glasplatte einlamiert sind. Eine Solarzelle liefert im Betrieb bei Standardtestbedingungen (STC) ungefähr eine Spannung V von $V \approx 0,5$ V. Übli-

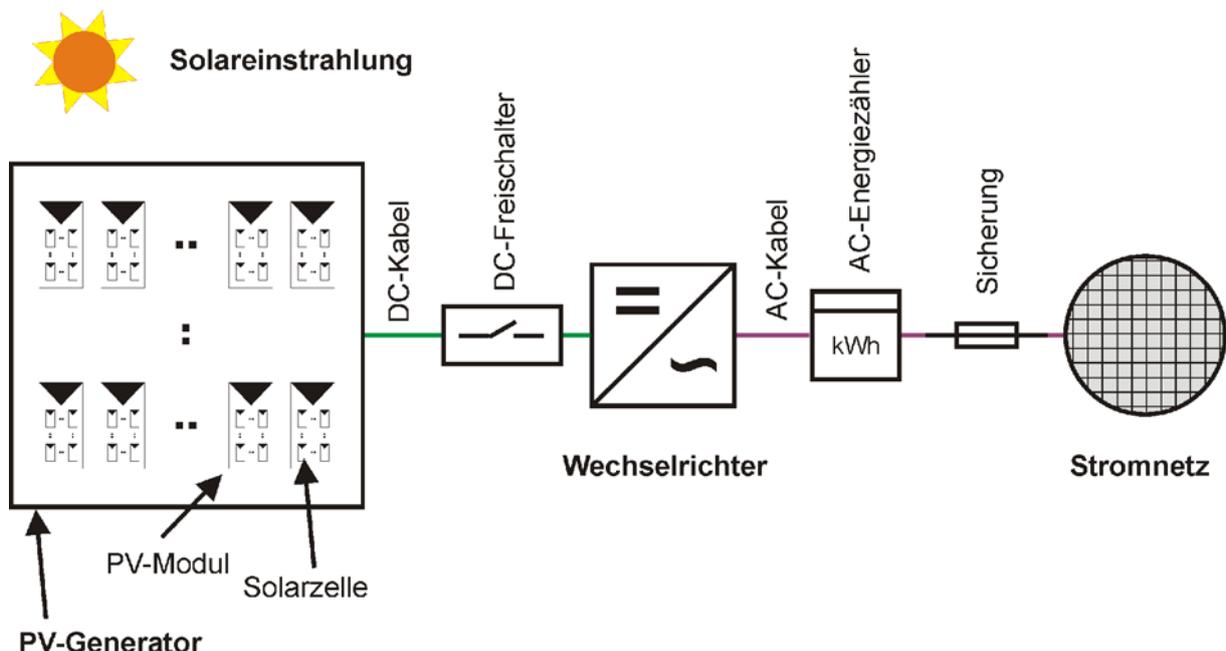


Bild 1: Ein typisches PV-System besteht aus dem PV-Generator, welcher aus einer Reihen- und Parallelschaltung von PV-Modulen besteht. Das PV-Modul wiederum besteht aus einer Reihen- und Parallelschaltung von einzelnen Solarzellen. Der vom PV-Generator erzeugte Gleichstrom fließt über ein DC-Kabel und DC-Freischalter zum Wechselrichter, der den Gleichstrom in Wechselstrom umwandelt. Der Wechselstrom wird über AC-Kabel, einen Energiezähler und Sicherungen in das Stromnetz eingespeist.

cherweise sind 30 bis 100 Zellen in Serie geschaltet, um Modulspannungen zwischen 15 und 50 Volt zu erreichen. Die elektrische Beschreibung für die Zelle, das Modul und den Generator ist immer dieselbe und kann mit den bekannten Gesetzen der Reihen- und Parallelschaltung ineinander übergeführt werden. Zwecks Vergleichbarkeit behandelt diese Arbeit die Spannungen und Ströme meist normiert auf eine einzelne Solarzelle mit einer Fläche von einem Quadrat-zentimeter.

2.2 Ein-Dioden-Modell der Solarzelle

Bild 2 zeigt das Ein-Dioden-Modell zur einfachen Beschreibung der Solarzelle. Unter anderem wenden es Wenham et al. in Ref. [13] an, um das Verhalten einer Solarzelle im Ersatzschaltbild zu beschreiben. Es ist sowohl auf eine einzelne Zelle, als auch ein Solarmodul oder einen gesamten Solargenerator anwendbar.

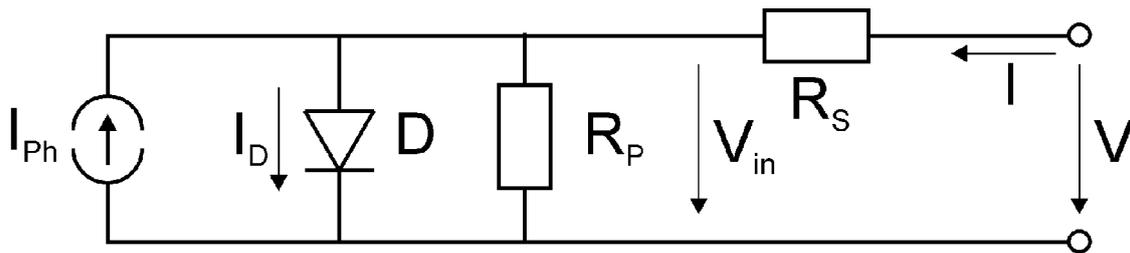


Bild 2: Das Ersatzschaltbild stellt die Solarzelle durch eine Diode D mit parallel geschalteter Stromquelle I_{ph} dar. Ein Serien- R_s und Parallelwiderstand R_p repräsentieren Verluste durch Kontaktierung bzw. Rekombination.

Der externe Strom

$$I = I_0 \left(e^{\frac{q}{nkT}(V - I R_s)} - 1 \right) + \frac{V - I R_s}{R_p} - I_{ph} \quad (2)$$

hängt von der externen Spannung V , dem durch die Beleuchtung eingprägten Photostrom I_{ph} und den Solarzellenparametern Sperrsättigungsstrom I_0 , Diodenidealität n , Serienwiderstand R_s und Parallelwiderstand R_p ab. Ferner sind die Elementarladung q und die Boltzmannkonstante k nötig. Gleichung (2) ist für den Strom I nicht analytisch lösbar, kann aber numerisch gelöst werden. Zur ein-

facheren analytischen Berechnung der Strom-/Spannungs- (I/V) Kennlinie gibt man zunächst die innere Spannung V_{in} vor und berechnet analytisch den Strom I . Die äußere Spannung beträgt nun $V = V_{in} + I R_S$.

Sofern R_S klein und $R_S \ll R_P$ ist, fällt an R_S nur eine geringe Spannung ab. Im Kurzschlussfall ($V = 0$ V) ist daher die innere Spannung V_{in} sehr klein und somit sind die Ströme durch die Diode D und den Parallelwiderstand R_P vernachlässigbar. Der Photostrom

$$I_{Ph} = I_{SC} \quad (3)$$

ist dann gleich dem extern gemessenen Kurzschlussstrom I_{SC} .

2.3 Die Strom-/Spannungskennlinie

Setzt man die Ersatzschaltbildparameter in Gl. (2) ein, und trägt den Strom I über der Spannung V auf, so ergibt sich die in Bild 3 gezeigte Strom-/Spannungs (I/V-) Kennlinie. Der Schnittpunkt der I/V-Kennlinie mit der Spannungsachse ($I = 0$ A) zeigt die Leerlaufspannung V_{OC} . Der Schnittpunkt mit der Stromachse ($V = 0$ V) ist den Kurzschlussstrom I_{SC} . Durch Multiplikation von Spannung V und Strom I ergibt sich die Leistung $P = V I$ der Solarzelle, welche über der Spannung aufgetragen die P/V-Kennlinie ergibt. Die P/V-Kennlinie enthält im vierten Quadranten ein Minimum, welches die maximale Leistungsabgabe der Solarzelle definiert und Punkt maximaler Leistung, kurz MPP genannt wird¹. Die MPP-Spannung V_{MPP} und der MPP-Strom I_{MPP} kennzeichnen Strom und Spannung im Punkt Maximaler Leistung.

Der Füllfaktor FF ergibt sich aus dem Verhältnis der Leistung P_{MPP} , zur (virtuellen) Kurzschlussleistung P_{SC} gemäß

$$FF = \frac{P_{MPP}}{P_{SC}} = \frac{P_{MPP}}{V_{OC} I_{SC}} \quad (4)$$

¹ Im Verbraucherzählpfeilsystem ist die Leistung einer Solarzelle negativ. Man spricht aber im Allgemeinen von einer positiven Erzeugerleistung.

Der Wirkungsgrad η einer Solarzelle ist gemäß

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{P_{Licht}} = \frac{V_{MPP} I_{MPP}}{A G} \quad (5)$$

die elektrisch abgegebene Leistung P_{MPP} im MPP, im Verhältnis zur eingestrah-
 lten Strahlungsleistung P_{Licht} , wobei A die bestrahlte Fläche und G die Einstrah-
 lung in Watt pro Quadratmeter darstellt.

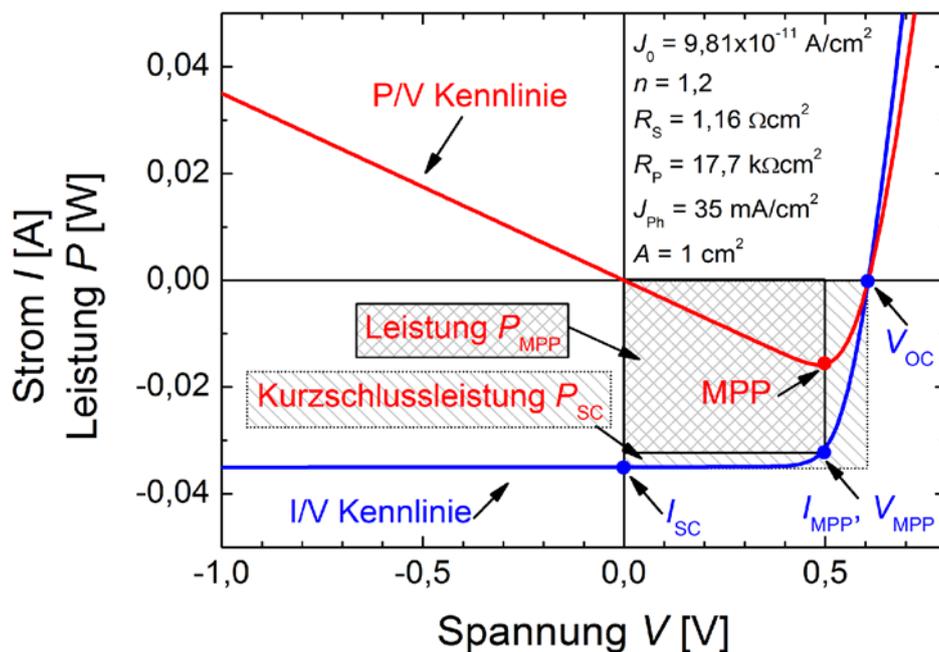


Bild 3: Die Strom-/Spannungskennlinie (I/V) der beleuchteten monokristallinen Solarzelle (hier am Beispiel Atersa A-170M24V) zeigt den Kurzschlussstrom I_{SC} , die Leerlaufspannung V_{OC} und die Spannung V_{MPP} und den Strom I_{MPP} im Punkt maximaler Leistung (MPP). Das Verhältnis zwischen der Leistung P_{MPP} und der (virtuellen) Kurzschlussleistung P_{SC} stellt den Füllfaktor FF dar.

2.4 Temperaturabhängigkeiten

Die Temperaturabhängigkeit des Wirkungsgrads ist hauptsächlich durch die Temperaturabhängigkeit der Spannung bedingt. Die Leerlaufspannung

$$V_{oc} = \frac{nkT}{q} \ln\left(\frac{I_{sc}}{I_0} + 1\right) \quad (6)$$

steigt im vorderen Term mit der Temperatur T in Kelvin, jedoch überwiegt der exponentielle Anstieg des Sperrsättigungsstroms I_0 im hinteren Term, womit die Leerlaufspannung V_{oc} mit steigender Temperatur T sinkt. Die Elektronik Simulationssoftware SPICE beschreibt den Sperrsättigungsstrom I_0 gemäß

$$I_0(T) = I_{00} \left(\frac{T}{T_0}\right)^{\frac{X_{Ti}}{n}} e^{\frac{qE_g}{nkT} \left(\frac{T}{T_0} - 1\right)}, \quad (7)$$

dabei ist I_{00} der Sperrsättigungsstrom bei der Bezugstemperatur T_0 (z.B. $T_0 = 298$ K) [14]. Die Größe X_{Ti} ist der Temperaturexponent des Sperrsättigungsstromes, welcher von SPICE für Si-Dioden mit $X_{Ti} = 3$ angenommen wird.

Die Bandlücke des Halbleiters

$$E_g(T) = E_{g0} - \frac{(aT^2)}{(T+b)}, \quad (8)$$

hängt ebenfalls von der Temperatur T ab [15]. Die Materialkonstanten a und b betragen für Si $a = 4,73 \times 10^{-4}$ eV/K und $b = 636$ K. Die Bandlücke bei $T = 0$ K von Si ist $E_{g0} = 1,17$ eV. Bild 4 zeigt den Verlauf der Bandlücke nach Gl. (8) und des Sperrsättigungsstroms nach Gl. (7) eines monokristallinen Solarmoduls mit der Idealität $n = 1,2$ und dem absoluten Sperrsättigungsstrom $I_{00} = 9,81 \times 10^{-11}$ A/cm² im typischen Betriebstemperaturbereich. Die Temperaturabhängigkeit der Bandlücke hat auf den Sperrsättigungsstrom nur einen vernachlässigbar geringen Einfluss.

Mit zunehmender Temperatur T sinkt die Bandlücke E_g des Halbleiters. Die geringere Bandlücke ermöglicht die Absorption von mehr Photonen (im Infraroten), da eine geringere Photonenenergie ausreicht, um ein Elektron/Loch Paar zu erzeugen. In der Folge steigt der Kurzschlussstrom

$$I_{sc}(T) = I_{sc,25^\circ C} [1 + \alpha(T - 25^\circ C)] \quad (9)$$

linear an. Der Temperaturkoeffizient α des Kurzschlussstromes I_{SC} beschreibt die Steigung und ist üblicherweise im Datenblatt des Solarmoduls in %/K angegeben. Bei c-Si liegen typische Werte bei $\alpha = 0,01$ bis $0,07$ %/K.

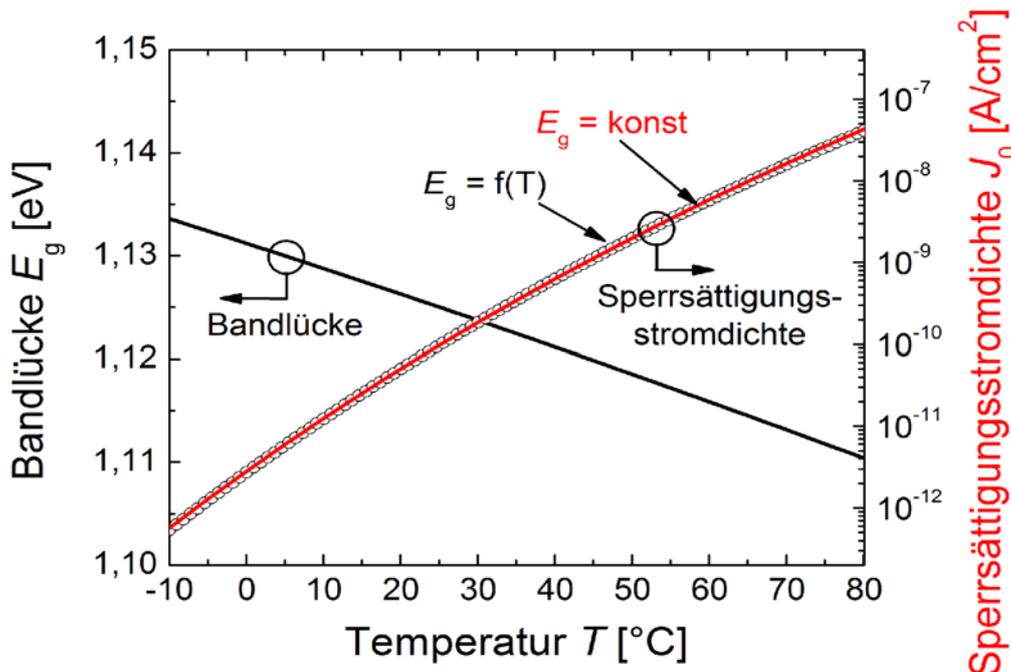


Bild 4: Steigende Temperatur verringert die Bandlücke E_g linear und steigert die Sperr-sättigungsstromdichte J_0 exponentiell. Die Kreise zeigen, dass die Temperaturabhängigkeit $f(T)$ der Bandlücke nur einen geringen Einfluss auf die Sperr-sättigungsstromdichte hat.

Die in Bild 3 gezeigten Ersatzschaltbildparameter dienen nun zur Simulation der I/V-Kennlinien mit dem Ein-Dioden-Modell bei verschiedenen Einstrahlungen G und Zelltemperaturen T_{Zelle} . Die I/V-Kennlinien ergeben dann die in den Bildern 5a-f gezeigten Kennwerte der Hellkennlinie (V_{OC} , V_{MPP} , I_{SC} , I_{MPP} , FF und P_{MPP}) eines monokristallinen Solarmoduls in Abhängigkeit der Temperatur T bei verschiedenen Einstrahlungen G . Hierbei sind die Ergebnisse auf den jeweiligen Parameter bei STC normiert. Die Bilder 6a-f zeigen die gleichen Kurven, jedoch auf den jeweiligen Wert bei $T = 25$ °C normiert, so dass die unterschiedlichen Steigungen besser sichtbar sind.

Bild 5a zeigt wie die Leerlaufspannung V_{OC} mit steigender Temperatur linear fällt. Bild 6a zeigt, dass der temperaturbedingte Abfall der Spannung V_{OC} bei

niedriger Einstrahlung G zunimmt. Bei niedrigen Einstrahlungen steigt der relative Anteil des Stromes I durch die Diode D , so dass sich der temperaturabhängige Diodenstrom I_D stärker auswirkt. In der Praxis der Systemtechnik berechnet man die temperaturabhängige Leerlaufspannung

$$V_{OC}(T) = V_{OC,25^\circ C} [1 + \beta(T - 25^\circ C)] \quad (10)$$

mit Hilfe des linearen Temperaturkoeffizienten β , welcher im Datenblatt des Solarmoduls zu finden ist. Typischen Werte für c-Si liegen bei $\beta = -0,4..-0,3 \text{ \%/K}$.

Der Vergleich der Bilder 5b mit 5a bzw. 6b mit 6a zeigt, dass die MPP-Spannung V_{MPP} etwas stärker von der Temperatur abhängt wie die Leerlaufspannung. In der Praxis der Systemtechnik berechnet man die temperaturabhängige MPP-Spannung

$$V_{MPP}(T) = V_{MPP,25^\circ C} [1 + \beta(T - 25^\circ C)] \quad (11)$$

meist näherungsweise mit dem Temperaturkoeffizienten β der Leerlaufspannung, da das Datenblatt den Temperaturkoeffizienten der MPP-Spannung V_{MPP} üblicherweise nicht enthält.

Gleichung 9 beschreibt das Ansteigen des Kurzschlussstromes I_{SC} mit zunehmender Temperatur. Der Strom ist ca. eine Größenordnung weniger von der Temperatur abhängig als die Spannung, somit ist $\alpha \approx -1/10 \beta$. Bild 5c zeigt neben der linearen Abhängigkeit des Stromes I_{SC} von der Einstrahlung G auch die lineare Abhängigkeit des Kurzschlussstromes I_{SC} von der Temperatur T . Die normierten Werte in Bild 6c zeigen deutlich die Temperaturabhängigkeit, welche in Form des Temperaturkoeffizienten α als Ausgangsparameter in die Simulation eingeht.

Die Bilder 5d und 6d des MPP-Strom I_{MPP} weisen im Vergleich zum Kurzschlussstrom I_{SC} in den Bildern 5c und 6c, eine geringere Steigung auf. Damit ist der Temperaturkoeffizient des MPP-Strom I_{MPP} nur ca. halb so groß wie der des Kurzschlussstromes I_{SC} . Die Einstrahlungsabhängigkeit der Temperaturkoeffizienten des Stromes I_{MPP} ist gering.

2 Theoretische Grundlagen

Die Bilder 5e und 6e zeigen, dass der Füllfaktor FF mit steigender Temperatur T abnimmt.

Die Bilder 5f und 6f zeigen, dass die MPP-Leistung P_{MPP} ebenfalls mit der Temperatur abnimmt. In der Praxis der Systemtechnik wird die MPP-Leistung

$$P_{MPP}(T) = P_{MPP,25^{\circ}C} [1 + \gamma(T - 25^{\circ}C)] \quad (12)$$

mit dem Temperaturkoeffizienten γ berechnet. Bild 6f veranschaulicht im Vergleich zu Bild 6a, dass der Leistungsabfall stärker ist, als der Abfall der Leerlaufspannung. Das Datenblatt gibt den Temperaturkoeffizient der MPP-Leistung üblicherweise im Bereich $\gamma = -0,5$ bis $-0,3$ %/K an. In der Praxis schätzt man bei unbekanntem γ , den Leistungsrückgang oft mit $\gamma = -0,5$ %/K ab.

Die Bilder 6a-f zeigen dass die Temperaturkoeffizienten nach dem Ein-Dioden-Modell von der Einstrahlung G abhängen. Die Bilder 30a-c zeigen u.a. den simulierten Temperaturkoeffizienten der MPP-Leistung γ über der Einstrahlung aufgetragen. Die Gewichtung des einstrahlungsabhängigen Temperaturkoeffizienten $\gamma(G)$, analog zur Wirkungsgradbestimmung bei Wechselrichtern², mit der europäischen Einstrahlungsverteilung ergibt den europäischen Temperaturkoeffizienten γ_{Euro} . Der europäische bzw. kalifornische Temperaturkoeffizient der MPP-Leistung ist 11% bzw. 8% schlechter als der Standardtemperaturkoeffizient γ_{STC} bei STC. Somit ist der Einfluss der Temperatur größer, als der üblicherweise als konstant angenommene Temperaturkoeffizient vermuten lässt.

2 Definition siehe Kapitel 2.6

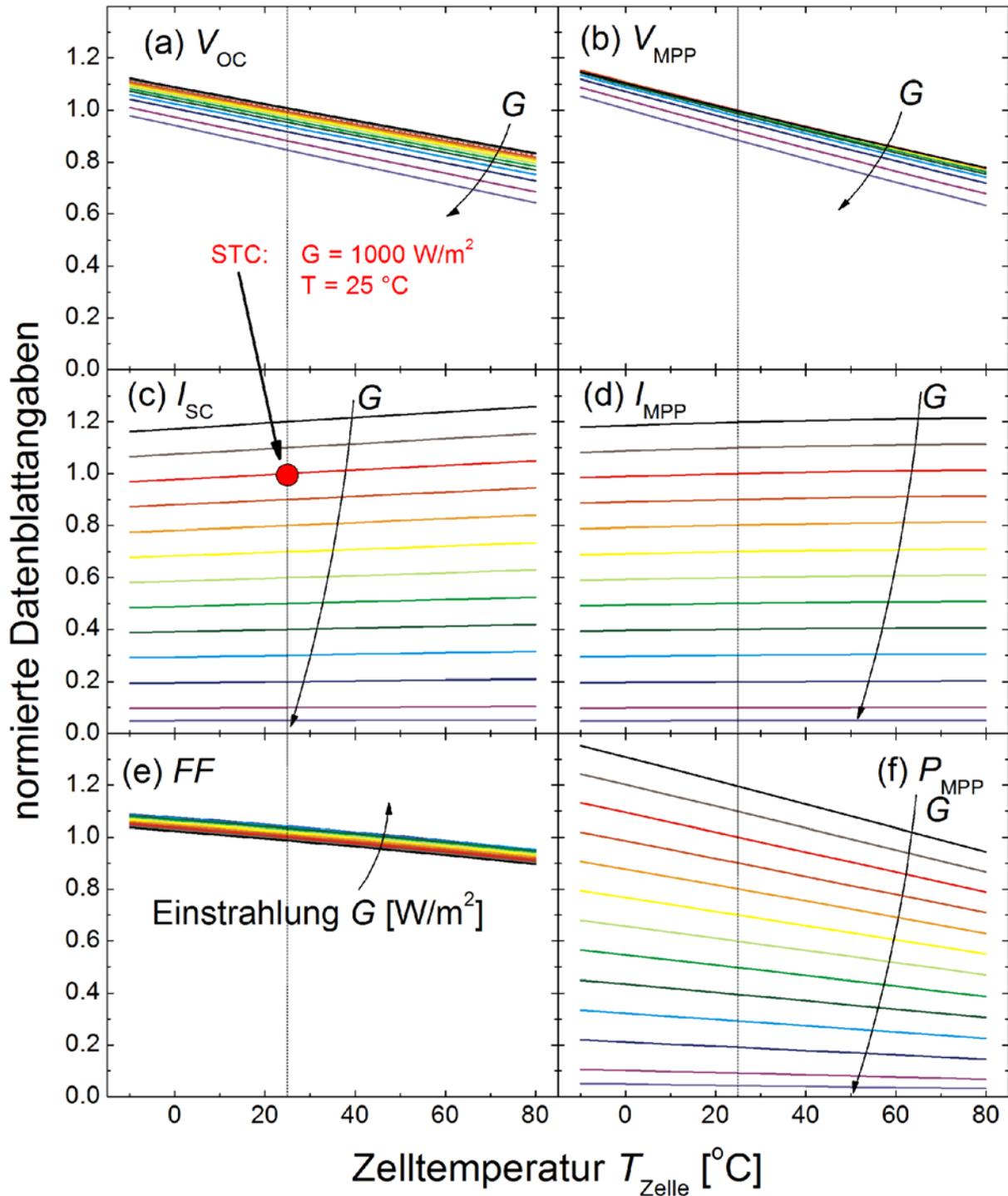


Bild 5: Temperaturabhängigkeit der Solarzellenkennwerte normiert auf die jeweiligen STC Werte. Die Einstrahlung G sinkt in Pfeilrichtung von 1200 W/m^2 auf 100 W/m^2 in 100 W/m^2 Schritten und dann auf 50 W/m^2 , in rot ist die STC Einstrahlung $G = 1000 \text{ W/m}^2$ dargestellt. (a) Leerlaufspannung V_{OC} , (b) MPP-Spannung V_{MPP} , (c) Kurzschlussstrom I_{SC} , (d) MPP-Strom I_{MPP} , (e) Füllfaktor FF , (f) Leistung P_{MPP} .

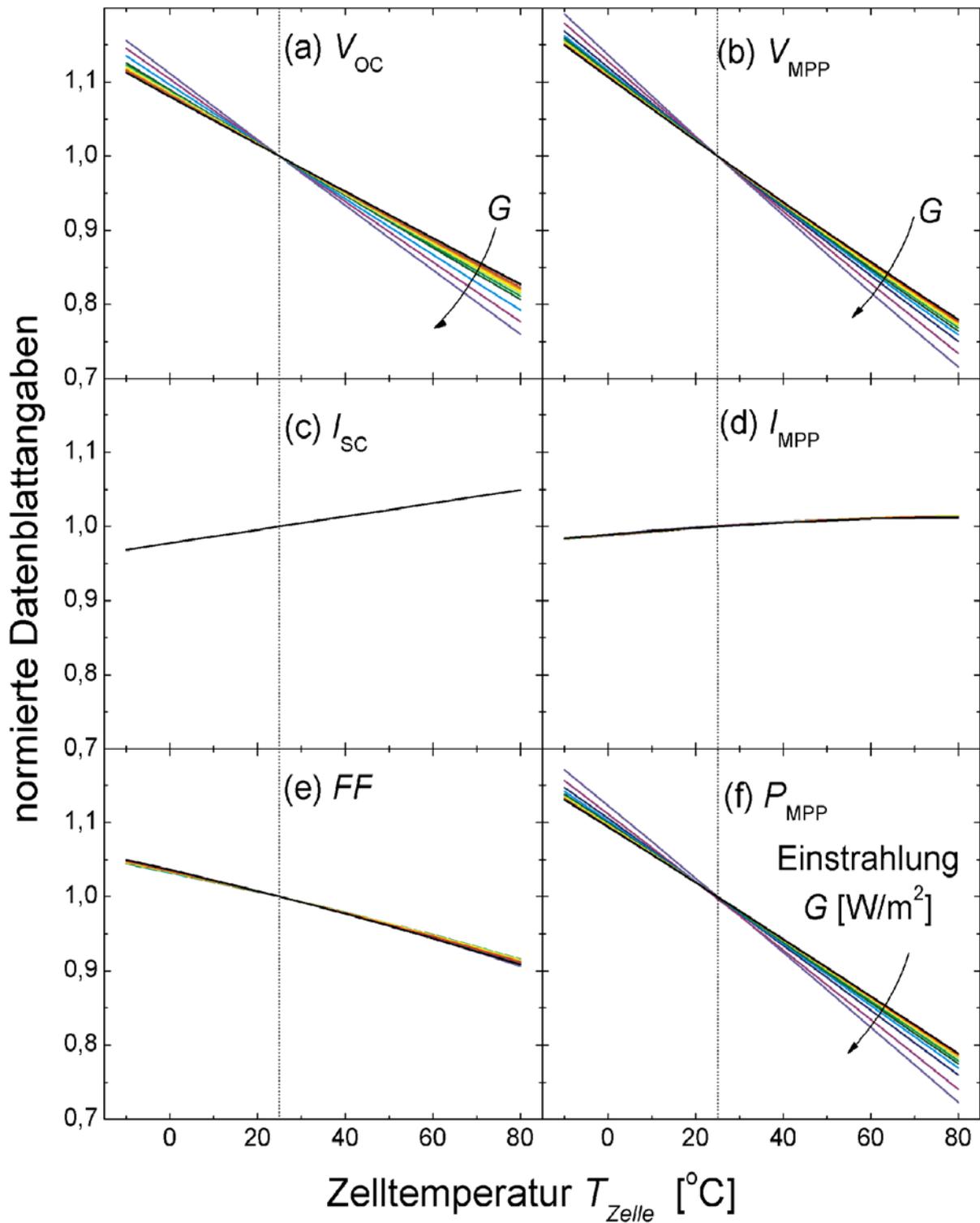


Bild 6: Temperaturabhängigkeit der Solarzellenkennwerte normiert auf die jeweiligen STC Werte und den selben Schnittpunkt bei $T = 25$ °C. Die Einstrahlung G sinkt in Pfeilrichtung von 1200 W/m^2 auf 100 W/m^2 in 100 W/m^2 Schritten und dann auf 50 W/m^2 , in rot ist die STC Einstrahlung $G = 1000 \text{ W/m}^2$ dargestellt. (a) Leerlaufspannung V_{OC} , (b) MPP-Spannung V_{MPP} , (c) Kurzschlussstrom I_{SC} , (d) MPP-Strom I_{MPP} , (e) Füllfaktor FF , (f) Leistung P_{MPP} .

2.5 Einstrahlungsabhängigkeiten

Der Photostrom

$$J_{Ph} = J_{Ph,1000} \frac{G}{1000 \text{ W/m}^2} \quad (13)$$

der Solarzelle steigt linear³ mit der Einstrahlung G . Als Referenzgröße dient $J_{Ph,1000}$, gemessen unter STC. Die Bilder 7a-f und 8a-f zeigen analog zu Kapitel 2.4 die mit dem Ein-Dioden-Modell simulierte Abhängigkeit der Solarzellenkennwerte von der Einstrahlung G bei verschiedenen Zelltemperaturen T_{Zelle} .

Gleichung 6 zeigt, dass die Leerlaufspannung V_{OC} logarithmisch vom Photostrom J_{Ph} , und damit von der Einstrahlung G abhängt. Bild 7a bestätigt dies. Bild 8a zeigt, dass hohe Temperaturen T die Einstrahlungsabhängigkeit vergrößern.

Die MPP-Spannung V_{MPP} in Bild 7b fällt flacher und nicht so tief ab wie die Leerlaufspannung V_{OC} in Bild 7a. Bei niedrigen Temperaturen T steigt die MPP-Spannung V_{MPP} bei sinkender Einstrahlung sogar zunächst leicht an. Das normierte Bild 8b bestätigt nochmals die gegenüber der Leerlaufspannung V_{OC} stabilere MPP-Spannung V_{MPP} .

Zur Verdeutlichung wird die lineare Abhängigkeit des Photostromes I_{Ph} , bei der Darstellung der Ströme I_{SC} und I_{MPP} und der Leistung P_{MPP} entfernt, indem der jeweilige Wert durch den entsprechenden linear angenommenen (idealen) Wert dividiert wird. (Beispiel bei halber Einstrahlung: $P'_{MPP} (G = 0,5 G_{STC}) = P_{MPP} / 0,5$) Somit ergibt sich statt einer Winkelhalbierenden eine horizontale Linie. Die betroffenen Werte in den Bildern 7c, 7d, 7f, 8c, 8d und 8f sind mit einem ' gekennzeichnet.

Bild 7c zeigt, dass der Kurzschlussstrom I'_{SC} (linear auf die Einstrahlung normiert!) nicht von der Einstrahlung G abhängt. Die Normierung auf gleiche Werte bei $G = 1000 \text{ W/m}^2$ in Bild 8c verdeutlicht dies nochmals. Die Bilder 7c und 8c spiegeln genau das Verhalten der Gleichung 9 wieder, welche die Simulation benutzt.

3 Bei doppelter Einstrahlung G treffen doppelt so viele Photonen auf die Solarzelle, somit werden doppelt so viele Photonen absorbiert und erzeugen doppelt so viele Elektron/Loch Paare, was zu einem linearen Zusammenhang führt.

2 Theoretische Grundlagen

In Bild 7d steigt der (linear auf die Einstrahlung normierte!) MPP-Strom I_{MPP} bei sinkender Einstrahlung zunächst etwas an, um dann bei geringen Einstrahlungen wieder leicht abzufallen. Bei geringer Einstrahlung G geht der Photostrom linear zurück, der Strom durch den Parallelwiderstand jedoch geht nur logarithmisch zurück. Daher geht (relativ gesehen) mehr Strom im Verlustpfad verloren und der externe Strom sinkt überproportional. Der Temperatureffekt ist kleiner als beim Kurzschlussstrom I_{sc} . Nach Bild 8d beträgt die Änderung über der Einstrahlung G weniger als $\pm 1\%$ und ist gegenüber den Änderungen der Spannung V_{MPP} um eine Größenordnung kleiner.

Bild 7e zeigt, dass der Füllfaktor FF bei sinkender Einstrahlung G zunächst aufgrund geringerer Serienwiderstandsverluste ansteigt und dann bei schwachen Einstrahlungen G (ca. 200 W/m^2) aufgrund von (relativ) zunehmenden Parallelwiderstandsverlusten wieder abnimmt. Bild 8e zeigt bei hohen Temperaturen T einen steileren Anstieg und Abfall.

Die (linear auf die Einstrahlung normierte!) MPP-Leistung P'_{MPP} , welche auch dem normierten Wirkungsgrad η entspricht, in Bild 7f steigt bei schwächer werdender Einstrahlung G zunächst leicht an, um dann ähnlich der MPP-Spannung V_{MPP} bei schwachen Einstrahlungen deutlich abzufallen. Bild 8f veranschaulicht, dass höhere Temperaturen T einen steileren Abfall bei schwacher Einstrahlung G bewirken.

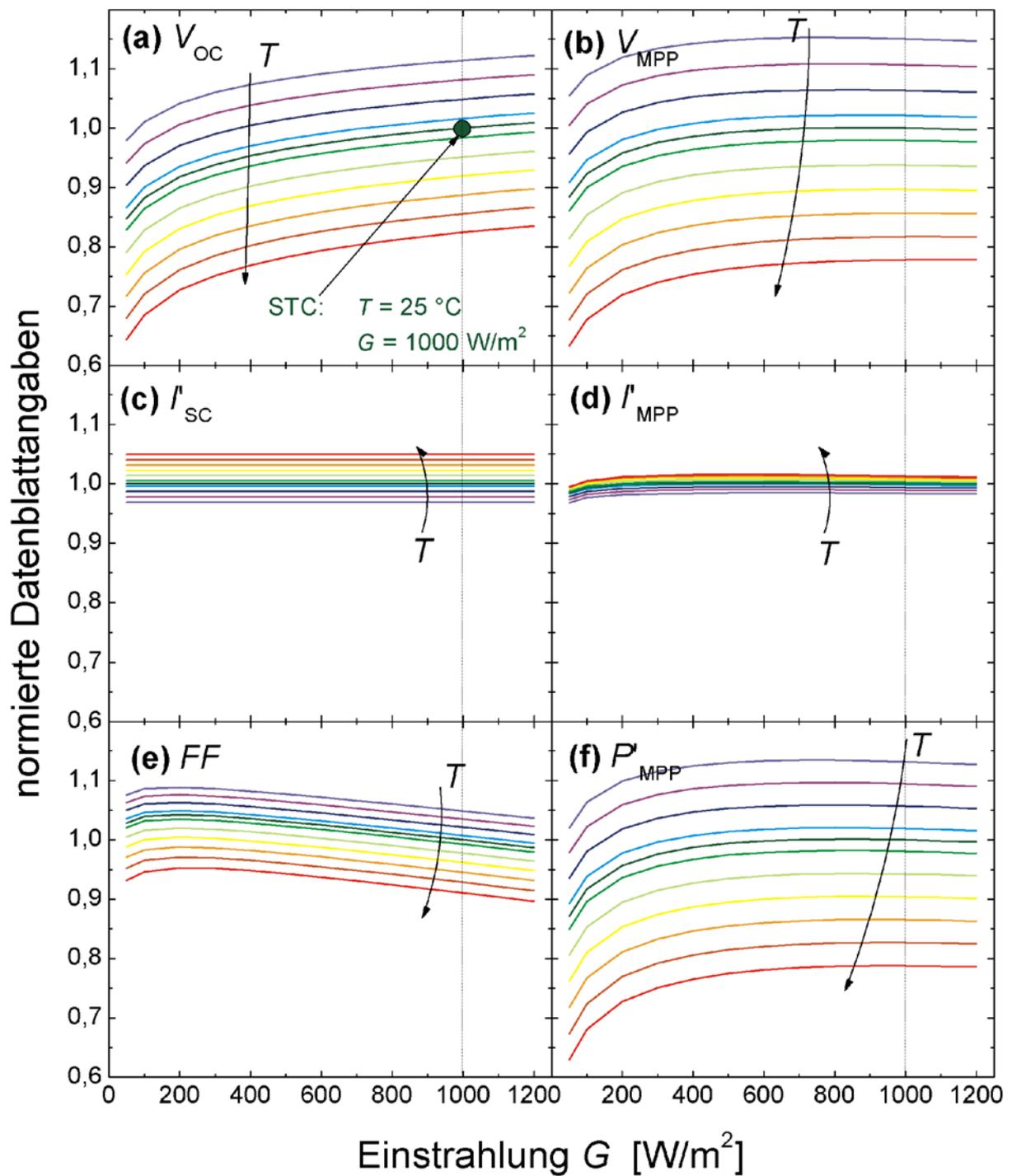


Bild 7: Einstrahlungsabhängigkeit der Solarzelle normiert auf die jeweiligen STC. Die Temperatur T steigt in Pfeilrichtung von -10 bis $+80\text{ °C}$ in 10 K Schritten mit einem Zwischenschritt bei 25 °C . (a) Leerlaufspannung V_{OC} , (b) MPP-Spannung V_{MPP} , (c) Kurzschlussstrom I'_{SC} , (d) MPP-Strom I'_{MPP} , (e) Füllfaktor FF , (f) Leistung P'_{MPP} . Die Einstrahlungsabhängigkeiten sind logarithmisch. Die Spannungen sind eine Größenordnung stärker von der Einstrahlung abhängig als die Ströme. (c), (d) und (f) sind zusätzlich auf den sich linear ändernden Photostrom normiert.

2 Theoretische Grundlagen

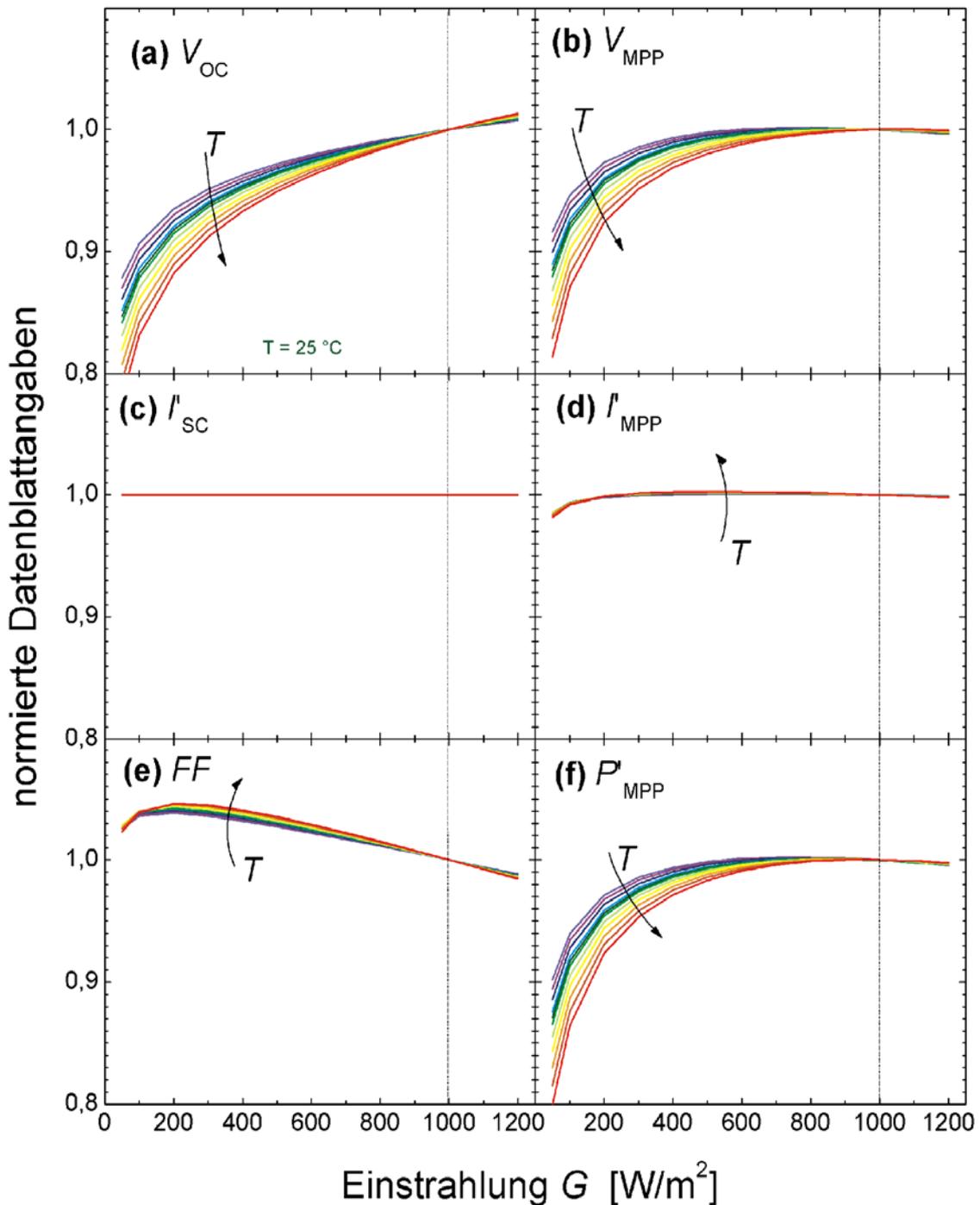


Bild 8: Einstrahlungsabhängigkeit der Solarzelle normiert auf die jeweiligen STC und den selben Schnittpunkt bei $G = 1000 \text{ W/m}^2$. Die Temperatur T steigt in Pfeilrichtung von -10 bis $+80^\circ\text{C}$ in 10 K Schritten mit einem Zwischenschritt bei 25°C . (a) Leerlaufspannung V_{OC} , (b) MPP-Spannung V_{MPP} , (c) Kurzschlussstrom I'_{SC} , (d) MPP-Strom I'_{MPP} , (e) Füllfaktor FF , (f) Leistung P'_{MPP} . Die Einstrahlungsabhängigkeiten sind logarithmisch. Die Spannungen sind eine Größenordnung stärker von der Einstrahlung abhängig als die Ströme. Höhere Temperaturen T verstärken die Einstrahlungsabhängigkeiten. (c), (d) und (f) sind zusätzlich auf den sich linear ändernden Photostrom normiert.

2.6 Der Schwachlichtfaktor

Wie die Bilder 7f und 8f zeigen, ändert sich die normierte Leistung und somit der Wirkungsgrad η einer Solarzelle mit der Einstrahlung G . Bei sinkender Einstrahlung G kann der Wirkungsgrad η zunächst leicht zunehmen, er nimmt dann aber insbesondere bei Einstrahlungen von $G < 400 \text{ W/m}^2$ deutlich ab.

Bei Wechselrichtern hängt der Wirkungsgrad η_{WR} ebenfalls von deren Teillastverhalten ab. Zur einfachen Beschreibung der (Jahres-) Wechselrichterwirkungsgrade η_{WR} existieren zwei Verteilungsfunktionen der Einstrahlungssummen H bei unterschiedlichen Leistungen. Hotopp definierte in Ref. [16] den sehr verbreiteten europäischen Wirkungsgrad η_{Euro} für Mitteleuropa und Bower et al. in Ref. [17] den kalifornischen Wirkungsgrad η_{Kali} für den Südwesten der USA. Tabelle 1 zeigt die Gewichtungsfaktoren w_i für die verschiedenen Einstrahlungsklassen G_i . Der Gewichtungsfaktor w_i gibt an, wie viel Prozent der Jahreseinsstrahlungssumme H bei der entsprechenden Einstrahlung G_i eingestrahlt wird.

Der europäische Wirkungsgrad

$$\eta_{\text{Euro}} = \sum_i w_i \eta_i(G_i) \quad (14)$$

ist dann die Summe aus den gewichteten Wirkungsgraden η_i bei der entsprechenden Einstrahlung G_i . Bild 9 zeigt die Verteilung der Einstrahlungsklassen grafisch und zusätzlich die relative kumulierte Einstrahlungssumme H_k von Null bis zur jeweiligen Einstrahlungsklasse.

Litzenburger und Dittrich schlugen in Ref. [18] vor, diese Verteilungsfunktionen auch auf den Wirkungsgrad von Solarmodulen anzuwenden und definierten den Schwachlichtwirkungsgrad $\eta_{\text{Schwachlicht}}$ für Solarmodule analog zum europäischen Wirkungs-

Tabelle 1: Europäische und kalifornische Einstrahlungsverteilung.

Index i	Einstrahlung G_i [W/m ²]	Gewichtsfaktor w_i	
		Europa	Kalifornien
1	50	0,03	-
2	100	0,06	0,04
3	200	0,13	0,05
4	300	0,10	0,12
5	500	0,48	0,21
6	750	-	0,53
7	1000	0,20	0,05
Summe		1,00	1,00

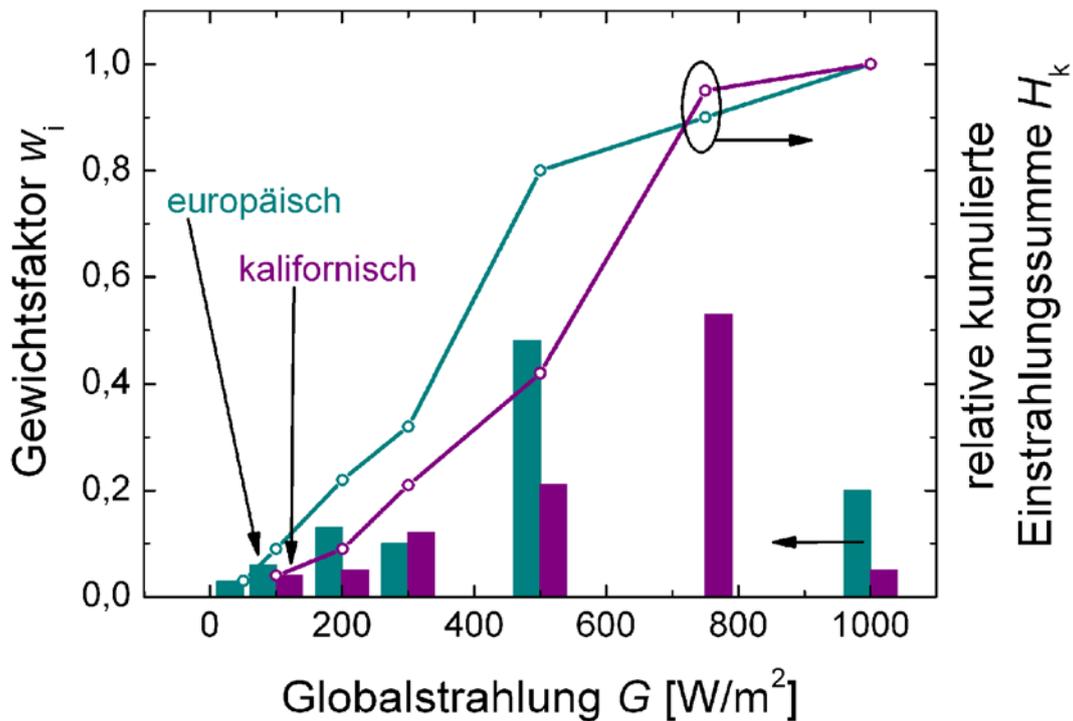


Bild 9: Die kalifornische Einstrahlungsverteilung ist im Vergleich zur europäischen Einstrahlungsverteilung deutlich zu höheren Einstrahlungen verschoben.

grad η_{Euro} . Dividiert man den Schwachlichtwirkungsgrad $\eta_{\text{Schwachlicht}}$ durch den Wirkungsgrad η_{STC} bei STC, so ergibt sich der Schwachlichtfaktor

$$f_{\text{Schwachlicht}} = \frac{\eta_{\text{Schwachlicht}}}{\eta_{\text{STC}}} = \sum w_i \frac{\eta_i(G_i)}{\eta_{\text{STC}}} = \sum w_i \frac{P_{i,1000}(G_i)}{P_{\text{STC}}}, \quad (15)$$

unabhängig vom absoluten Wert des Wirkungsgrades der verschiedenen PV-Technologien. Somit ist der Schwachlichtfaktor f ein Maß für das Schwachlichtverhalten. Je größer der Wert, desto besser verhält sich das Solarmodul bei der gegebenen Einstrahlungsverteilung. Für Zypern, welches eine deutlich höhere Einstrahlung als Deutschland aufweist und in ähnlichen Breiten wie Kalifornien liegt, ist die kalifornische Einstrahlungsverteilung geeignet, für Stuttgart die europäische.

Litzenburger und Dittrich untersuchten ein multikristallines Modul (vermutlich Solon) mit einem Flasher. Mit Graufiltern schwächten sie die Intensität der Einstrahlung G ab und berechneten einen europäischen Schwachlichtfaktor $f_{\text{Euro}} = 98,5\%$ bzw. einen kalifornischen Schwachlichtfaktor $f_{\text{Kali}} = 99,6\%$. Kapitel 5.2 vergleicht die im Jahr 2007 an den Standorten gemessene Einstrahlungsverteilung mit den Standardverteilungen. Kapitel 5.5 vergleicht die im Labor und im Feld gemessenen Schwachlichtfaktoren für alle in dieser Arbeit verwendeten PV-Technologien.

2.7 Analytische Abhängigkeiten der Leerlaufspannung

Dieses Kapitel berechnet im Gegensatz zu den numerischen Simulationen in den vorherigen Kapiteln 2.4 und 2.5 die Leerlaufspannung analytisch als Funktion der Temperatur T und der Einstrahlung G . Setzt man die Gleichungen (7), (8) und (9) in Gl. (6) ein, so ergibt sich die Leerlaufspannung

$$V_{oc}(T, G) = \frac{nk}{q} T \ln \left[1 + \frac{e^{\frac{-q \left(E_{s0} - \frac{aT^2}{b+T} \right) \left(\frac{T}{T_0} - 1 \right)}{nkT} \left(\frac{T}{T_0} \right)^{-\frac{X_E}{n}} G I_{sc, T_0} [1 + (T - T_0)\alpha]}{J_{00}} \right] \quad (16)$$

in Abhängigkeit der Temperatur T und Einstrahlung G . Bild 10 stellt die mit den in Bild 3 genannten Ersatzschaltbildparametern berechnete Leerlaufspannung V_{oc} als Funktion der Temperatur und Einstrahlung dar. Mit steigender Temperatur T nimmt die Leerlaufspannung V_{oc} linear ab und bei nachlassender Einstrahlung G fällt die Leerlaufspannung V_{oc} logarithmisch ab.

2 Theoretische Grundlagen

Leitet man Gleichung (16) nach der Temperatur ab, so erhält man den Temperaturkoeffizienten

$$\beta(G, T) = \frac{\partial V_{oc}(G, T)}{\partial T} \quad (17)$$

der Leerlaufspannung V_{oc} . Bild 11 zeigt das Ergebnis des umfangreichen analytischen Terms für $\beta_c(G, T)$ grafisch. Der Temperaturkoeffizient $\beta(G, T)$ nimmt, wie bereits im vorherigen Kapitel 2.4 numerisch simuliert, logarithmisch mit der Einstrahlung G ab. Höhere Temperaturen T verbessern den Temperaturkoeffizienten β . Somit stimmt das analytische Verhalten mit dem numerisch ermittelten Verhalten aus den Kapiteln 2.4 und 2.5 überein.

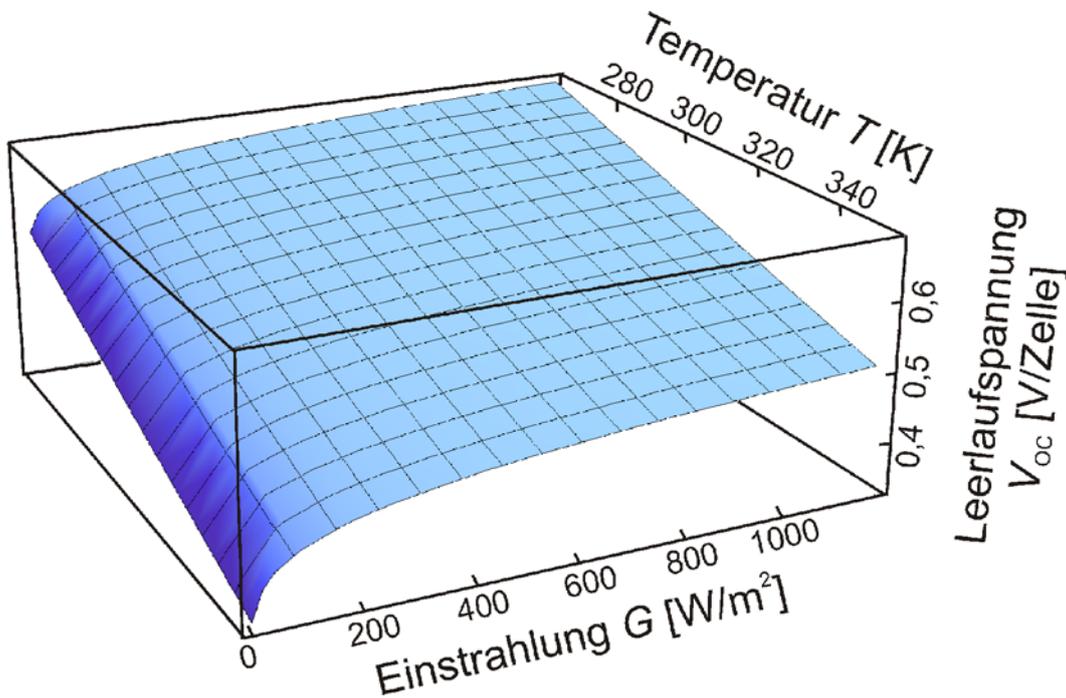


Bild 10: Die Leerlaufspannung V_{oc} nimmt mit steigender Temperatur T linear und mit sinkender Einstrahlung G logarithmisch ab.

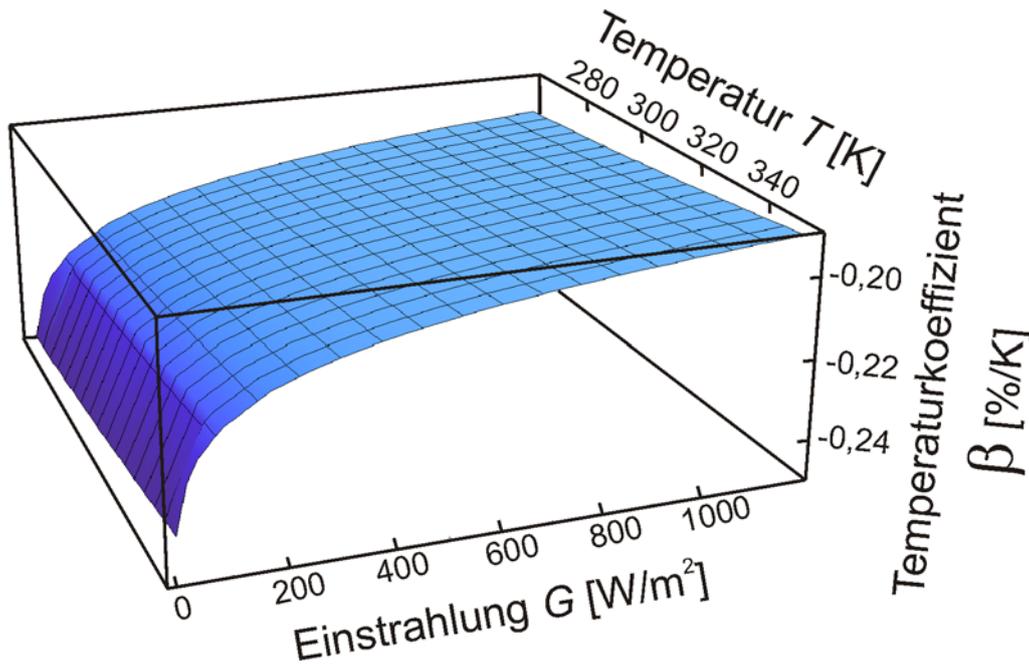


Bild 11: Der Temperaturkoeffizient β nimmt mit sinkender Einstrahlung G logarithmisch und mit sinkender Temperatur T linear ab.

2.8 Photostrom und Quantenausbeute

Die externe Quantenausbeute

$$EQE(\lambda) = \frac{\text{Elektronen/s}}{\text{Photonen/s}} = \frac{I_{sc}/q}{G(\lambda)/h\nu} = \frac{I_{sc}/q}{G(\lambda)\lambda/hc} \quad (18)$$

einer Solarzelle beschreibt, wie viele Elektronen im Verhältnis zu den einstrahlenden Photonen angeregt werden und zu den Kontakten fließen. Das Planck'sche Wirkungsquantum h und die Lichtgeschwindigkeit c sind Naturkonstanten. Bild 12 zeigt die Abhängigkeit der EQE von der Wellenlänge λ für verschiedene im Aufbau verwendete Solarmodule bzw. Zellen. Strahlung mit Wellenlängen λ größer der Bandlücke E_g des jeweiligen Halbleiters wird nicht mehr absorbiert, was den Abfall der EQE auf der rechten Seite bei großen Wellenlängen λ erklärt.

Der oben liegende Emitter der Si-Solarzellen absorbiert die kurzwellige Strahlung fast komplett. Da die hier erzeugten Ladungspaare vor Erreichen der Kon-

takte rekombinieren, tragen sie nicht zum Strom I_{ph} bei. Bei den Dünnschichtzellen absorbiert auch der transparente leitfähige Kontakt auf der Vorderseite die kurzwellige Strahlung. Ebenfalls nimmt die Reflexion bei kurzen Wellenlängen zu. All diese Effekte verursachen den Abfall der EQE auf der linken kurzwelligen Seite. Die bei CdTe und Cu(InGa)Se₂ verwendete Pufferschicht aus CdS⁴ ist die Ursache für den früheren Abfall der EQE auf der linken Seite.

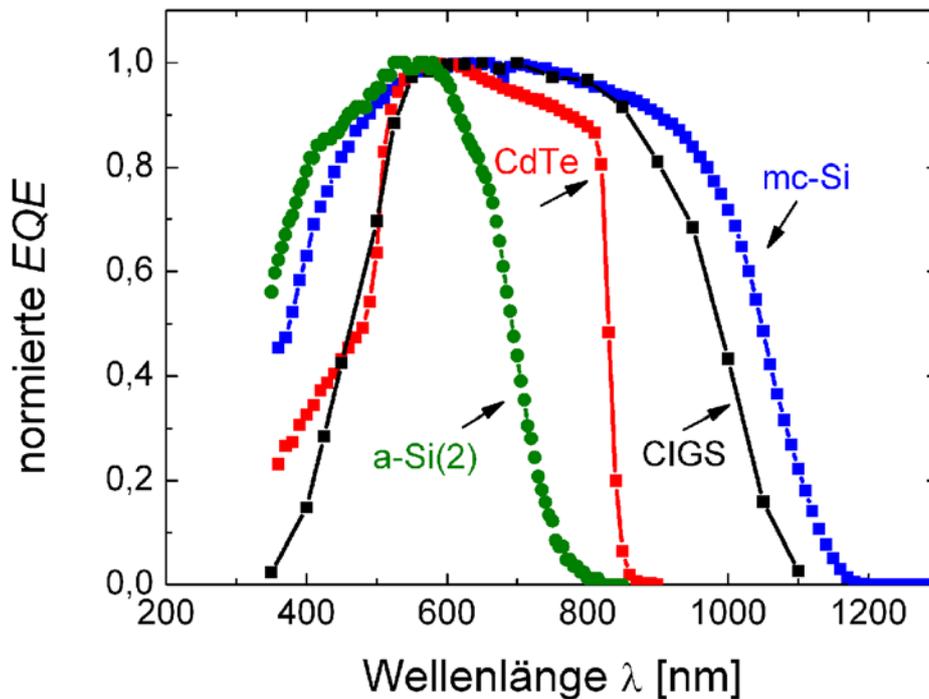


Bild 12: Auf das Maximum normierte externe Quantenausbeuten (EQE). Die an einer multi-kristalline-Si Zelle (mc-Si) ohne Glasabdeckung gemessene EQE ist am breitesten [19]. Die EQE von Cu(In,Ga)Se₂ (CIGS) wurde an einem Solarmodul mit PMMA (Plexiglas) Abdeckung gemessen [20] und weist bei kleinen und großen Wellenlängen λ eine schlechtere EQE als mc-Si auf. Die EQE des CdTe-Moduls ist am gesamten Glasmodul gemessen [21] und ist bei großen Wellenlängen λ schlechter als mc-Si. Die EQE des amorphen-Si-Moduls (a-Si(2)) ist ebenfalls am fertigen Modul gemessen [22]. Bei kurzen Wellenlängen λ ist die EQE etwas besser als mc-Si und bei großen Wellenlängen λ hat a-Si(2) die schlechteste EQE im Vergleich zu den anderen Technologien.

Wenham et al. beschreiben in Ref. [23] die Umrechnung der EQE in die Spektralempfindlichkeit (Spectral Response)

4 Die Bandlücke E_g von CdS mit 2,4 eV entspricht einer Wellenlänge von $\lambda = 515$ nm.

$$SR(\lambda) = \frac{q\lambda}{hc} EQE(\lambda) , \quad (19)$$

welche die unterschiedlichen Energien der einzelnen Wellenlängen berücksichtigt. Der Kurzschlussstrom

$$I_{SC} = \int SR(\lambda) G(\lambda) A d\lambda \quad (20)$$

einer Solarzelle ergibt sich aus der Faltung der Spektralempfindlichkeit SR mit der Einstrahlung G auf der Fläche A [24].

2.9 Besonderheiten von Cadmiumtellurid

Die Module mit CdTe als Halbleitermaterial weisen einige Besonderheiten auf. Die Temperaturabhängigkeiten weisen ein kubisches Verhalten auf [25], welches sich nach Ref. [26] mit zwei linearen Temperaturkoeffizienten mit dem Übergang bei $T_{\text{Modul}} = 55 \text{ °C}$ darstellen lässt. Tabelle 2 zeigt, dass hohe Temperaturen die Temperaturkoeffizienten verschlechtern.

Tabelle 2: Temperaturabhängige Temperaturkoeffizienten der Leistung bei CdTe. Die Temperaturkoeffizienten γ der Leistung P_{MPP} verschlechtern sich bei hohen Temperaturen.

Temperatur- koeffizient	$T_{\text{Modul}} < 55 \text{ °C}$ [%/K]	$T_{\text{Modul}} > 55 \text{ °C}$ [%/K]	Veränderung [%]
$\gamma_{P,\text{MPP}}$	-0,25	-0,30	-20%
$\alpha_{V,\text{OC}}$	-0,25	-0,26	-4%
$\alpha_{V,\text{MPP}}$	-0,21	-0,26	-24%
$\beta_{I,\text{SC}}$	0,06	0,05	-17%

Der Hersteller FirstSolar schreibt in der Bedienungsanleitung der CdTe-Module [27], dass die CdTe-Module nicht länger als 90 Tage ununterbrochen im Leerlauf oder Kurzschluss betrieben werden sollen und das System muss jederzeit in der Lage sein, dem MPP zu folgen. Der längere Betrieb bei offener Klemme führt zur Verminderung des Wirkungsgrades, wobei sich die Spannung reduziert [25]. Der Effekt ist teilweise rückgängig zu machen [25].

Beyer berichtete, dass sich die I/V-Kennlinie von CdTe-Modulen mit dem Ein-Dioden-Modell zwar für eine Einstrahlung G und eine Temperatur T darstellen

2 Theoretische Grundlagen

lässt, das Modell jedoch bei Kennlinienscharen unterschiedlicher Temperaturen und Einstrahlungen nicht anwendbar ist [28]. Er erweiterte das Modell mit einer zusätzlichen Diode D_B in Reihe zu R_S , um das nichtlineare Verhalten des von der Sonne abgewandten Kontaktes der Solarzelle zu beschreiben. Bild 13 zeigt das entsprechende Ersatzschaltbild.

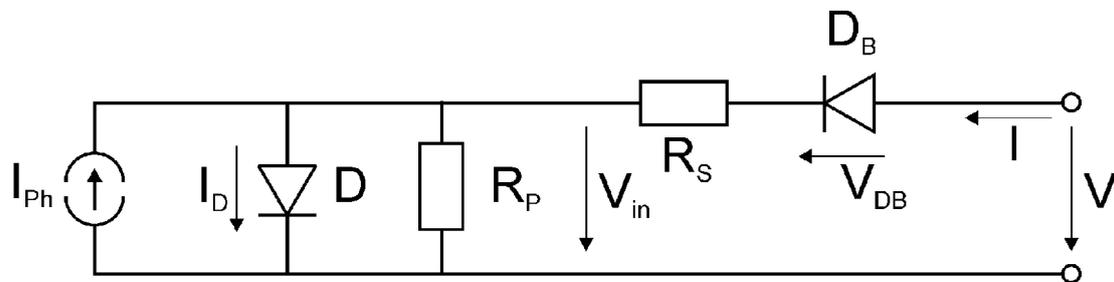


Bild 13: Eine zusätzliche Diode D_B beschreibt das Verhalten des Rückkontaktes der CdTe Solarzelle.

Der Hersteller First Solar stellt für die Ertragssimulationssoftware SolEm einen Parametersatz bestehend aus modifizierten Datenblattangaben zur Verfügung [29]. Der Parametersatz enthält anstelle am Modul physikalisch gemessener Werte, empirisch bestimmte Werte, womit sich Energieerträge simulieren lassen, welche mit den Werten aus der Praxis übereinstimmen, aber keinen korrekten physikalischen Bezug mehr haben [29]. Auf das erweiterte Ersatzschaltbild und den SolEm Parametersatz geht diese Arbeit jedoch nicht weiter ein.

3 Aufbau der Testsysteme

Aufgabe dieser Arbeit ist es, verschiedene PV-Technologien auf ihre Jahresenergieerträge E_{Jahr} hin zu untersuchen. Daher erfolgte die Auswahl nicht nach Herstellern, sondern nach verwendeter Zelltechnologie. Zum Einsatz kommen vier monokristalline, vier multikristalline und vier Dünnschicht-Solarmodule. Tabelle 3 zeigt die technischen Daten aus den Moduldatenblättern in der Übersicht. Zusätzlich existiert ein zweiachsig nachgeführtes System, um den Mehrertrag der Nachführung zu ermitteln.

Bild 14 zeigt Fotos der in dieser Arbeit aufgebauten PV-Systeme an den drei Standorten Stuttgart (Deutschland), Nikosia (Zypern) und Kairo (Ägypten). Bild 15 veranschaulicht den Systemaufbau und die eingebaute Sensorik. Die PV-Module erzeugen den Strom, der über einen Freischalter und die Strom-/Spannungsmessplatine zum Wechselrichter fließt. Anschließend erfasst ein AC-Energiezähler die ins Stromnetz eingespeiste elektrische Energie E_{AC} . Parallel dazu erfasst ein ans Internet angeschlossener Datenlogger über verschiedene Sensoren zusätzlich die Wetterdaten und zeichnet alle Werte im Sekundentakt auf.

3.1 PV-Technologien – monokristallines Silizium (sc-Si)

Die aus einem Einkristall gefertigten monokristallinen Solarzellen bieten aufgrund fehlender Versetzungen und Korngrenzen die Möglichkeit für höchste Zellwirkungsgrade. Alle sc-Si Solarmodule im Aufbau verwenden Zellen der Größe 125 mm (5“).

- Der spanische Hersteller Atersa [30] lieferte ein Modul mit Standard monokristallinen Zellen von Motech.
- In den Modulen von BP Solar [31] erzeugen Saturn-Zellen den Strom. Hier sind die Kontakte nicht per Siebdruck auf die Zelle gedruckt, sondern es wird zunächst mit einem Laser ein Graben in die Solarzelle „gebrannt“, welcher galvanisch mit Metall gefüllt wird. Die sehr schmalen Finger verursachen geringere Abschattungsverluste und durch die tieferen Finger treten geringere Serienwiderstände auf.

3 Aufbau der Testsysteme



Bild 14: PV-Systeme an den drei Standorten. Oben Stuttgart, Mitte Nikosia, unten Kairo.

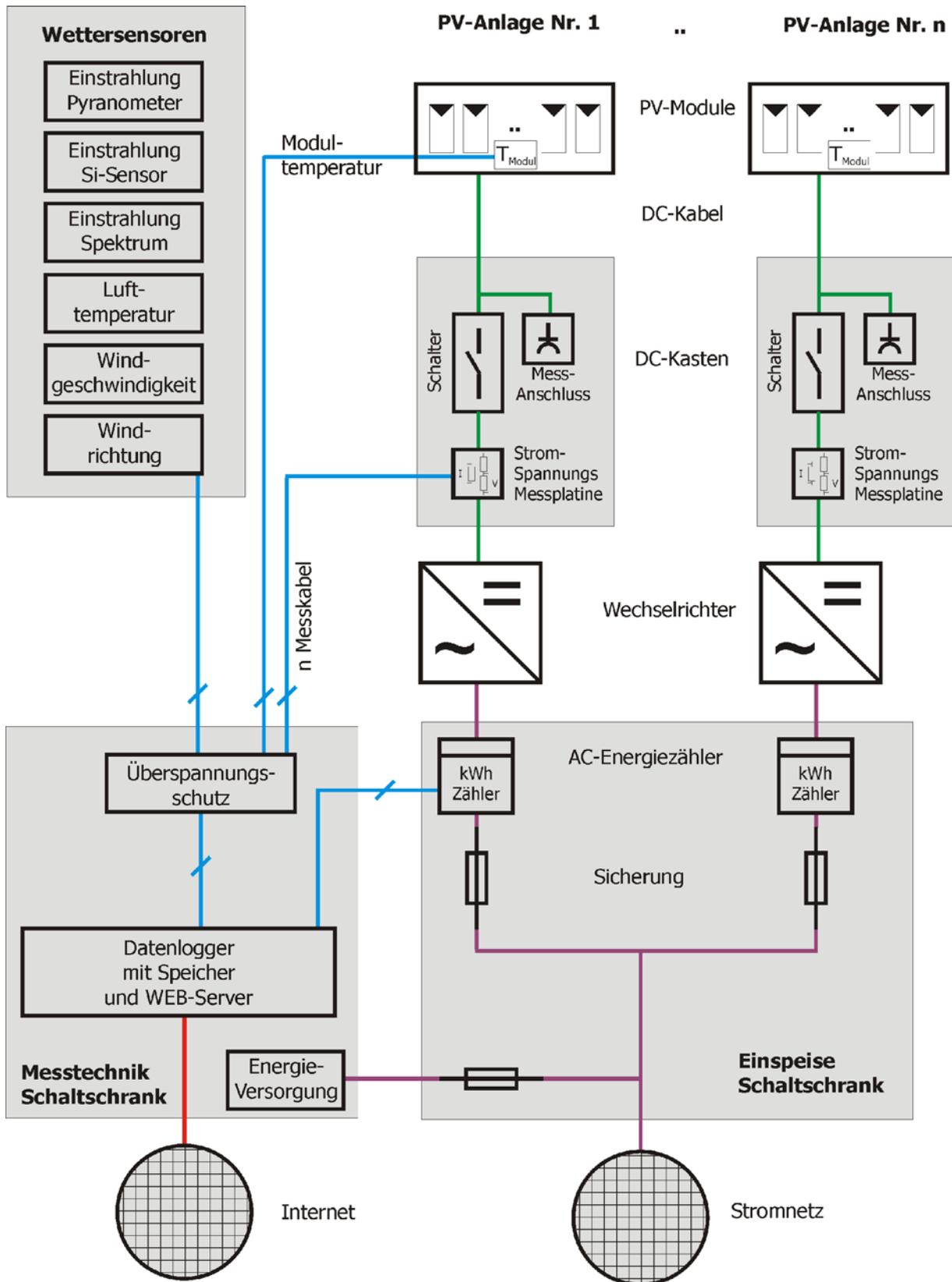


Bild 15: Systemaufbau der PV-Anlagen mit Messtechnik

- Der Hersteller Sanyo [32] passiviert bei seinen HIT-Zellen die Oberfläche durch eine amorphe Siliziumschicht. Die Module weisen einen sehr guten Temperaturkoeffizienten und den zweithöchsten Zellwirkungsgrad auf.
- Bei den Rückseitenkontaktzellen von SunPower [33] ist der p/n-Übergang nicht zwischen Vorder- und Rückseite der Solarzelle angeordnet, sondern nebeneinander auf der Rückseite. Somit verschatten keine Kontaktfinger auf der Vorderseite die Zelle. Die Zelle hat den den höchsten Wirkungsgrad im Testfeld. Aufgrund der fehlenden Vorderseitenkontakte tritt jedoch unter Umständen ein Polarisierungseffekt auf, welcher die Leistung bis zu 30% mindern kann [34]. Die Erdung des Pluspols der Module verhindert die Polarisierung. Siehe hierzu auch Kapitel 7.2.

3.2 PV-Technologien – multikristallines Silizium (mc-Si)

Die Herstellung von multikristallinen⁵ Solarzellen ist weniger aufwändig, da das energieintensive Einkristallziehen entfällt.

- Schott Solar [35] verwendet bei seiner MAIN-Zelle ein anderes Herstellungsverfahren der Antireflexschicht aus Siliziumnitrid. Die Zellen sind an einem leichten lila Schimmer zu erkennen .
- Bei der Herstellung von Solarzellen aus EFG-Silizium der Firma Schott Solar [36] entfällt der Sägeverlust, da die Wafer nicht aus einem Si-Block, sondern aus einem achteckigen Hohlzylinder ausgeschnitten werden. Die Wandstärke des Zylinders entspricht der Dicke der Solarzelle.
- Das SolarWorld [37] Modul enthält multikristalline Standardsolarzellen.
- Auf den Zellen des Herstellers Q-Cells im Modul von Solon [38] vermindert eine saure Textur, anstelle der üblichen alkalischen Textur, die Reflexion an der Zelloberfläche. Durch die saure Textur sind die einzelnen Kristalle des Siliziums nur noch schwer mit dem Auge zu erkennen, was zu einem einheitlicheren Erscheinungsbild auf dem Dach führt. Dieses

⁵ In der Praxis der Systemtechnik werden multikristalline Zellen oft fälschlicherweise auch polykristallin genannt. Der Begriff polykristallin ist jedoch für das Silizium aus dem Siemensprozess reserviert. Hierbei sind die Kristalle nochmals deutlich kleiner, als bei multikristallinem Silizium.

Modul besteht als einziges im Aufbau aus 156 mm (6“+) Zellen, alle anderen mc-Si Module aus 125 mm (5“) Zellen.

3.3 PV-Technologien – Dünnschichttechniken

Die Herstellung von Dünnschicht-Modulen erfolgt durch Beschichten von Glasplatten in Modulgröße mit den Halbleitermaterialien und Kontakten. Es erfolgt (meist per Laserstrukturierung) eine integrierte Serienschaltung, so dass kein Verlöten der Einzelzellen nötig ist.

- Das Mitsubishi [39] Modul besteht aus amorphen Silizium (a-Si) Einzelzellen. Aus den Hersteller-Messprotokollen geht eine Degradation⁶ der Anfangsleistung von 14% hervor.
- Das Schott Solar [40] Modul besteht aus amorphen Silizium (a-Si) Tandemzellen. Hier sind zwei Zellen mit gleicher Bandlücke übereinander gestapelt, um die Degradation zu vermindern. Die obere Zelle verwertet den blauen Anteil des Lichts, da dieser stärker absorbiert wird und die untere Zelle verarbeitet den tiefer eindringenden roten Anteil. Das Datenblatt gibt eine Degradation von 18% bezogen auf die Anfangsleistung an.
- Der Hersteller First Solar [41] verwendet den Halbleiter Cadmium-Tellurid CdTe für seine Dünnschichtmodule. Die Fertigung erfolgt relativ einfach durch Aufdampfen/Sublimation. Werner und Asbeck kritisieren in [42] CdTe Module jedoch aufgrund des Schwermetalls Cadmium aus Umweltgründen.
- Würth Solar [43] stellt Module aus dem Verbindungshalbleiter Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid, $\text{Cu}(\text{InGa})\text{Se}_2$, kurz CIGS her, welches ebenfalls aufgedampft wird.

Der Kauf und die Lieferung aller PV-Module erfolgte Ende 2005/Anfang 2006, in der selben Lieferung, um für jedes System Module aus der gleichen Fertigungscharge zu beziehen. Eine Ausnahme ist die CIGS-Anlage in Kairo. Inwieweit die Chargengleichheit für die restlichen Hersteller gelungen ist, konnte leider nicht verifiziert werden.

⁶ Bei amorphem Silizium verursacht das Licht eine Verminderung des Wirkungsgrades (Staebler-Wronski-Effekt) während der ersten Betriebsmonate. Die Hersteller gleichen das durch Auslieferung einer erhöhten Anfangsleistung aus.

3.4 Wechselrichter

Der Wechselrichter wandelt den Gleichstrom der PV-Module in netzkonformen Wechselstrom mit einer Frequenz von ca. 50 Hz um und speist diesen ins öffentliche Stromnetz ein. Zusätzlich hält er den PV-Generator im Punkt maximaler Leistung (MPP). Nebenbei überwacht er die PV-Anlage und das Stromnetz auf Fehler. Die Wahl fiel auf den Wechselrichter *Sunny Boy 1100* der Firma *SMA* für 12 der 13 Systeme. Die größeren 156 mm Zellen bei der Anlage von Solon führen bei gleicher Systemspannung aufgrund des größeren Stromes zu einer größeren Leistung, was den größeren Wechselrichter *Sunny Boy 1700* zur Folge hat. Dieses System hat als einziges ca. 1,5 kW_p Nennleistung. Das Schaltungsprinzip und die Regelung sind jedoch bei beiden Wechselrichtern gleich.

Bei der Wahl der Wechselrichter wurde auf folgende Punkte geachtet:

- Verwendung von Wechselrichtern mit Transformator, da die meisten Hersteller von Dünnschicht-Solarmodulen die Verwendung von Transformatorwechselrichtern vorschreiben. Außerdem ist für die Module mit den Rückseitenkontaktsolarzellen eine Erdung der PV-Generatorspannung notwendig, so dass nur ein Trafowechselrichter in Frage kommt. Zusätzlich bieten Trafowechselrichter aufgrund der galvanischen Trennung Sicherheitsvorteile bei der Messung von Strom und Spannung auf der Gleichstromseite.
- Es müssen gleiche Wechselrichter zum Einsatz kommen, um keine Unterschiede durch verschiedenes (MPP) Regelverhalten der Wechselrichter zu bekommen.
- Bei der Verschaltung der PV-Module ist auf eine ähnliche DC-Spannung aller PV-Generatoren zu achten, da der Wirkungsgrad η_{WR} des Wechselrichters von der Eingangsspannung V abhängt.
- Burger empfahl ein Leistungsverhältnis der Wechselrichterleistung zur PV-Leistung ($P_{WR,AC} / P_{PV}$) von ca. 90% [44]. Bei den Testsystemen der vorliegenden Dissertation sorgt ein Leistungsverhältnis von ca. 110% dafür, dass auch bei starken Einstrahlungen G möglichst keine Leistungsbeschränkungen durch den Wechselrichter auftreten. Trotzdem wurden in

Tabelle 3: Die Tabelle enthält die *System Nr.*, den *Hersteller*, den *Modultyp*, die *Zelltechnologie*, die Nennleistung P_{MPP} , die Toleranz der Nennleistung, die Leerlaufspannung V_{OC} , die Spannung im Punkt maximaler Leistung (MPP) V_{MPP} , den Kurzschlussstrom I_{SC} , den Strom im MPP I_{MPP} , den Füllfaktor FF , die *Fläche* des gesamten Moduls (Außenkante zu Außenkante), den aus der Nennleistung und Modulfläche berechneten Wirkungsgrad η_{Modul} , die Anzahl der *Zellen* pro Modul (in Reihe), die *Fläche* einer Zelle (inkl. Metallkontakte), den Wirkungsgrad einer Zelle im Modul η_{Zelle} bezogen auf die Zellfläche, die Anzahl der pro System in *Reihe* und *Parallel* geschalteten Solarmodule, die Systemspannung im MPP. Alle elektrischen Angaben stammen aus den Datenblättern der Hersteller, die Flächen wurden selbst gemessen.

Nr.	Hersteller	Modultyp	Zell-Technologie	Modul								Zellen			System		V_{MPP} [V]	
				P_{MPP} [Wp]	Tol. [%]	V_{OC} [V]	V_{MPP} [V]	I_{SC} [A]	I_{MPP} [A]	FF [%]	Fläche [m ²]	η_{Modul} [%]	Zellen	Zellfläche [cm ²]	η_{Zelle}	Reihe		Parallel
monokristallin (sc-Si)																		
6	Atersa	A-170M 24V	sc-Si	170	±5	43,95	35,8	5,1	4,75	75,9	1,317	12,9	72	154,74	15,3	6	1	214,8
9	BP Solar	BP7185S	sc-Si (Saturn-Zelle)	185	-0 / +2,5	44,2	36	5,4	5,1	76,9	1,253	14,8	72	154,24	16,7	6	1	216
5	Sanyo	HIP-205NHE1	sc-Si (HIT-Zelle)	205	-5 / +10	50,3	40,7	5,54	5,05	73,8	1,253	16,4	72	155,25	18,3	5	1	203,5
7	SunPower	Suntechnics STM 200 FW	sc-Si (rückseitenkontaktiert)	200	-0 / +3	47,8	40	5,4	5	77,48	1,24	16,09	72	153,85	18,06	5	1	200
multikristallin (mc-Si)																		
11	Schott Solar	ASE-165-GT-FT/MC 170Wp	mc-Si (MAIN-Zelle)	170	±4	44	36	5,25	4,71	73,4	1,312	13,0	72	154,49	15,3	6	1	216
8	Schott Solar	ASE-260-DG-FT 250Wp	mc-Si (EFG Silizium)	250	±5	70,4	57,1	4,78	4,37	74,2	2,144	11,7	120	155,49	13,4	4	1	228,4
10	SolarWorld	SW165 poly	mc-Si	165	±3	43,3	35,4	5,05	4,66	75,4	1,304	12,7	72	157,02	14,6	6	1	212,4
4	Solon	P220/6+	mc-Si (saure Textur)	220	±3	36,2	28,6	8,3	7,7	73,29	1,64	13,39	60	252,14	14,54	7	1	200,2
Dünnschicht (film)																		
14	Mitsubishi	MA100T2	a-Si (Einfach-Zelle)	100	±5	141	108	1,17	0,93	60,9	1,574	6,4	161	89,81	6,9	2	5	216
15	Schott Solar	ASIOPAK-30-SG	a-Si (Tandem-Zelle)	32,2	±10	49	36	1,13	0,89	57,9	0,600	5,4	30	182,14	5,9	5	6	180
	"	"	Anfangswerte	39,3								6,6			7,2			
13	First Solar	FS60	CdTe	60	±10	90	63	1,14	0,94	57,7	0,720	8,3	116	57,27	9,0	3	6	189
12	Würth	WS 11007/75	Cu(InGa)Se ₂ (CIGS)	75	±10	44,5	35	2,36	2,14	71,3	0,729	10,3	69	94,06	11,6	6	2	210
	Würth	WS 11007/80	Cu(InGa)Se ₂ (CIGS)	80	±10	45,5	36	2,5	2,22	70,26	0,73	10,97	69	94,06	12,33	6	2	216

Stuttgart kurzfristige (Zwei Minuten) Einstrahlungsspitzen mit einer Einstrahlung von bis zu $G = 1600 \text{ W/m}^2$ beobachtet, welche den Wechselrichter in die Begrenzung bringen. Weiße Wolken im blauen Himmel streuen zusätzliches Licht auf die Solarmodule, wodurch höhere Einstrahlungen als $G = 1000 \text{ W/m}^2$ entstehen.

3.5 Standorte

Neben dem Standort in Stuttgart werden die PV-Anlagen an südlicheren Standorten untersucht, da die höheren Einstrahlungen G und Temperaturen T deutlich andere Betriebsbedingungen darstellen. Die Auswahl der Standorte erfolgte u.a. nach Größe, Verschattungsfreiheit, Zugänglichkeit, Schutz vor Fremdpersonen, Stromnetz und Internetanschluss. Alle PV-Systeme sind nach Süden ausgerichtet. Zinßer [45-47] bestimmte die optimalen Neigungswinkel δ der Module für einen maximalen Jahresenergieertrag. Bild 14 präsentiert Fotos aller drei Standorte und Bild 17 zeigt den Standort der unterschiedlichen PV-Technologien am jeweiligen Standort.

3.5.1 Stuttgart, Deutschland

Die PV-Anlagen befinden sich auf dem Dach des Instituts für Physikalische Elektronik der Universität Stuttgart. Der Neigungswinkel gegenüber der Horizontalen beträgt $\delta = 33^\circ$. Das Klima ist mitteleuropäisch. Die Sonne strahlt im Jahresmittel ungefähr zwei Drittel der Energie diffus ein, und ein Drittel als Direktstrahlung. Häufiger Regen sorgt für die Reinigung der Solarmodule.

3.5.2 Nikosia, Zypern

Mit dem *Department of Electrical and Computer Engineering* der *University of Cyprus* (UCY) wurde mit dem Projekt eine sehr gute Kooperation gestartet. Die PV-Anlagen stehen am Rande des Campus auf einer eingezäunten Freifläche in zwei Reihen. Die Landeshauptstadt Nikosia liegt in der Mitte der Mittelmeerinsel ca. 40 km vom Meer entfernt. Die Direktstrahlung beträgt im Jahresmittel ca. zwei Drittel und die Diffusstrahlung ein Drittel. Der Neigungswinkel gegenüber der Horizontalen beträgt $\delta = 27,5^\circ$. Die Temperaturen sind deutlich höher und es fällt wenig Regen.

3.5.3 Kairo, Ägypten

In Kairo stehen die PV-Anlagen am Rand des Campus der *German University in Cairo* (GUC), bei deren Gründung die Universität Stuttgart mitgewirkt hat. Die Zusammenarbeit erfolgt mit der *Faculty of Information Engineering and Technology*. Die GUC liegt ca. 20 km östlich vom Stadtzentrum Kairos am Rand der Wüste. Das Klima ist sehr heiß, trocken und staubig. Es fällt sehr wenig Regen, meist nur einmal im Jahr. Der Neigungswinkel gegenüber der Horizontalen beträgt $\delta = 24,5^\circ$. Die Anlagen stehen ebenfalls in zwei Reihen wie in Nikosia, jedoch mit etwas mehr Abstand.

3 Aufbau der Testsysteme

4 Messtechnik

Der Autor dieser Arbeit hat zur Messung der PV-System- und Wettergrößen die in Tabelle 4 aufgezählten Sensoren für die Feldmessungen ausgesucht und installiert. Für Labormessungen kommen die im unteren Teil der Tabelle 4 genannten Sonnensimulatoren und I/V-Kennlinienmessgeräte zum Einsatz. Die folgenden Kapitel erläutern die einzelnen Sensoren bzw. Messgeräte und Verfahren genauer.

Tabelle 4: Übersicht der Sensoren und deren Messfehler. Im Feld kommen Einstrahlungsmessgeräte wie Pyranometer und c-Si-Einstrahlungssensoren, Temperatursensoren, Windmesser, Strom- und Spannungsmesser und Energiezähler zum Einsatz. Im *ipe* Labor dient ein Lichttisch als Sonnensimulator und ein Kennlinienmessgerät zur Messung der I/V-Kennlinien der Solarmodule. Externe Labore verwenden Flasher, um die Nominalleistung P_{Flash} von Solarmodulen zu bestimmen.

Sensor / Messgröße	Typ	Messbereich	Fehler
Feld			
Pyranometer G	Kipp&Zonen CM21	0 - 4000 W/m ²	±2% für Tagessummen
Pyranometer G	Kipp&Zonen CM11	0 - 4000 W/m ²	±3% für Tagessummen
c-Si-Einstrahlungssensor G	M&T Si-12TC	0 – 1200 W/m ²	±5% EW gegenüber CM11
Lufttemperatur T_{Luft}	Theodor Friedrichs	Pt100	Klasse 1/3 B ±0,15 K @ 25 °C
Modultemperatur T_{Modul}	Heraeus Pt100	-20 - 110 °C	Klasse B ±0,5 K @ 25 °C
Windgeschwindigkeit	Theodor Friedrichs	0 - 60 m/s	±0,3 m/s @ $v > 15$ m/s
Windrichtung	Theodor Friedrichs	0 - 360°	±2,5°
Gleichspannung V	Delphin + <i>ipe</i>	0 - 350 V	±0,035%
Gleichstrom I	Delphin + <i>ipe</i>	0 - 10 A	±<0,78% @ 5 A
DC-Leistung P_{DC}	Delphin + <i>ipe</i>	0 – 1200 W	±<0,815%
DC Energie E_{DC}	Delphin + <i>ipe</i>		±1%
AC Energie E_{AC}	NZR		±1% (Klasse 1)
<i>ipe</i> Labor			
Nominalleistung Lichttisch	3S MT2416	0 - 200 V, 0 - 10 A	±1,6% gegenüber Referenzmodul
Dunkelkennlinie	Keithley 2430	0 - 100 V, 0 - 10 A	±0,02% @ 100 V; ±0,1% @ 10 A
externe Labore			
Nominalleistung P_{Flash}	Flasher allgemein c-Si		-1,5/+2,6%
Nominalleistung P_{Flash}	Flasher allgemein Dünnschicht		±6%
Nominalleistung P_{Flash}	Parsan Flasher TISO c-Si		±2%

4.1 Einstrahlung

Die Solarstrahlung auf die Solarmodule setzt sich aus direkter Einstrahlung G_{Direkt} , in der Atmosphäre diffus gestreuter Einstrahlung G_{Diffus} und vom Boden reflektierter Einstrahlung G_{Albedo} zusammen. In der Summe beträgt die Globalstrahlung

$$G_{\text{Global}} = G_{\text{Direkt}} + G_{\text{Diffus}} + G_{\text{Albedo}} = G \quad (21)$$

In dieser Arbeit wird die Globalstrahlung G_{Global} , in der Ebene der Solarmodule gemessen und mit dem Formelzeichen G bezeichnet.

Zunächst definiert Bild 16 den Neigungswinkel δ der Solarmodule gegenüber der Horizontalen, den Einstrahlungswinkel AOI auf das Modul und die geometrische Luftmasse AM . Die Luftmasse AM beschreibt die Länge des Lichtwegs durch die Atmosphäre, dabei ist dem kürzesten Weg bei senkrechtem Einfall der Wert AM 1 zugeordnet. Der Begriff *geometrische Luftmasse AM 1,5* beschreibt in dieser Arbeit die Bedingung, dass die Luftmasse aufgrund der Geometrie des Sonnenstandes zwischen AM 1,4 und AM 1,6 beträgt. Aufgrund von Wolken kann das tatsächlich am Boden ankommende geometrische Spektrum AM 1,5 vom genormten Spektrum AM 1,5 [48] abweichen. Die Software SUNDI von Quaschnig berechnete die geometrische Luftmasse AM , und den Einstrahlungswinkel AOI für jedes 15-Minuten-Intervall [49].

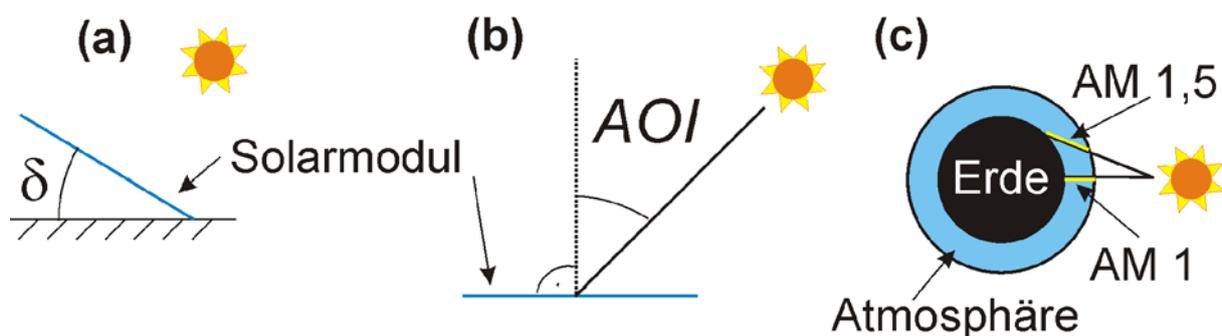


Bild 16: (a) Neigungswinkel δ der Solarmodule gegenüber der Horizontalen. (b) Einstrahlungswinkel AOI (Angle of Incidence) der Sonnenstrahlen auf die Modulebene. Einfall in der Normalen: $AOI = 0^\circ$, Einfall parallel zum Modul: $AOI = 90^\circ$. (c) geometrische Luftmasse (Air Mass) AM . AM 1 entspricht dem kürzesten senkrechten Einfall des Sonnenlichts am Äquator. Bei AM 1,5 ist der Weg durch die Atmosphäre um den Faktor 1,5 länger.

Bild 17 zeigt wie die Einstrahlungssensoren in dieser Arbeit über die PV-Systeme an den drei Standorten verteilt sind. Je Standort misst ein hochgenaues Pyranometer die absolute Einstrahlung für den jeweiligen Standort. Mithilfe von über das Feld verteilten Silizium-Strahlungssensoren (c-Si-Sensor) erfolgt die Messung der räumlichen Homogenität am Standort. Hierzu ist an jeder PV-Modulreihe links und rechts, und bei den langen Reihen zusätzlich in der Mitte, ein c-Si Einstrahlungssensor angebracht. In Stuttgart erfasst ein Spektroradiometer die Intensität wellenlängenaufgelöst. Alle Einstrahlungsmessungen erfolgen in der jeweiligen Solarmodulebene und sind in den folgenden Abschnitten näher erläutert.

4.1.1 Pyranometer

Ein Pyranometer vom Typ CM21 des Herstellers Kipp & Zonen erfasst die einfallende Solarstrahlung in einem Wellenlängenbereich von $\lambda = 305$ bis 2800 nm (50% Punkte) mit einer Genauigkeit von $\pm 2\%$ für Tagessummen [50], [51]. Das Messprinzip basiert auf der Erwärmung einer schwarzen Fläche, welche auf einer Thermosäule angebracht ist. Die Thermosäule erzeugt ein zur Einstrahlung G proportionales Spannungssignal im Mikrovoltbereich. Eine beheizte Ventilation (CV2) verhindert Tau und Schneeansammlungen und verkleinert den Offsetfehler des Pyranometers. Zusätzlich vermindert der gefilterte Luftstrom das Einstauben des Glasdoms. Durch den gewölbten Glasdom über der Empfängerfläche weist das Pyranometer nur einen sehr geringen Fehler in der Richtungsempfindlichkeit mit $\pm 1\%$ auf.

4.1.2 Silizium Einstrahlungssensoren

Direkt neben dem Pyranometer misst ein Silizium-Einstrahlungssensor (c-Si-Sensor) die Globalstrahlung G . Die Genauigkeit beträgt bei senkrechtem Lichteinfall $\pm 5\%$ vom Endwert (1200 W/m^2) bezogen auf die zur Kalibrierung verwendete Referenz (Pyranometer CM11 $\pm 3\%$) [52]. Eine hinter Glas einlaminierete monokristalline Si-Zelle liefert einen Kurzschlussstrom I_{SC} , der temperaturkompensiert der Einstrahlung G linear proportional ist. Der gleiche Aufbau wie ein Solarmodul ergibt das gleiche Reflexionsverhalten, d.h. es wird die effektive Einstrahlung G_{eff} für kristalline Silizium Module gemessen. Aufgrund der spektralen Empfindlichkeit der kristallinen Solarzelle weist der Sensor ein ähnliches

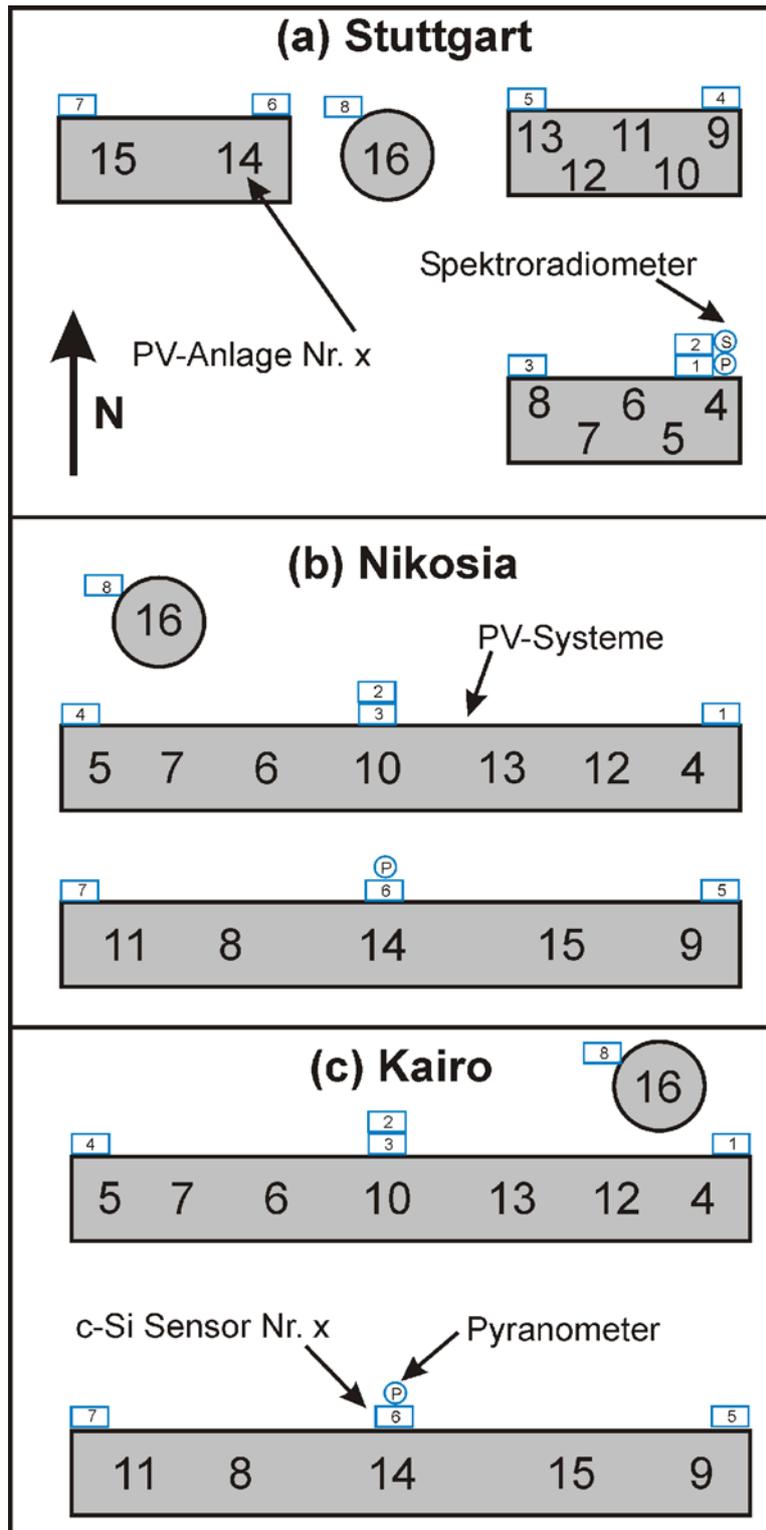


Bild 17: Anordnung der PV-Systeme und Einstrahlungssensoren in (a) Stuttgart, (b) Nikosia und (c) Kairo. Je Standort existieren ein Pyranometer (P), acht c-Si-Sensoren und in Stuttgart ein Spektroradiometer (S). Die PV-Anlagen sind von Nr. 4 bis 16 durchnummeriert, die Zuordnung zu den Technologien zeigt Tabelle 3, Nr. 16 ist das nachgeführte System. Die Skizze ist nicht maßstäblich.

Verhalten wie die kristallinen Solarmodule auf. Daher können die Werte nur eingeschränkt für die Beurteilung der Dünnschichttechniken mit einem anderen Spektralverhalten verwendet werden.

Vorarbeiten zu dieser Dissertation ergaben mögliche unterschiedliche Verluste durch diffuse Verschattung an den einzelnen Modulstandorten auf dem Dach in Stuttgart [53]. Daher wird mit acht über die Modulfelder verteilten Si-Einstrahlungssensoren die räumliche Homogenität der Einstrahlung G gemessen. Die Einstrahlungssensoren wurden vor Ort zunächst direkt nebeneinander gelegt und bei Sonnenschein auf gleiche Messwerte kalibriert. Anschließend erfolgte die Montage verteilt im Feld. Bild 18 zeigt die Abweichung der Messwerte zweier direkt nebeneinander montierten Einstrahlungssensoren über ein Jahr. Der Fehler ist mit ± 1 bis $\pm 2\%$ minimal, so dass die Sensoren zur Untersuchung der räumlichen Homogenität verwendet werden können, obwohl der absolute Fehler der unkalibrierten Sensoren bis zu $\pm 8\%$ betragen kann.

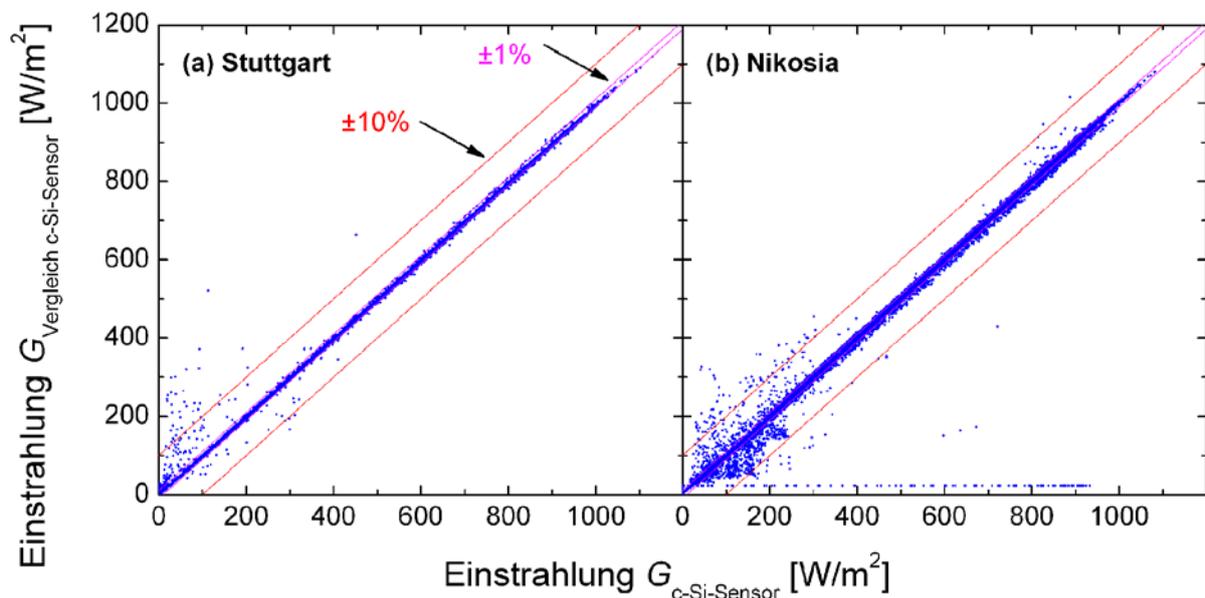


Bild 18: (a) Der Vergleich zweier benachbarter c-Si Einstrahlungssensoren im Jahr 2007 ergibt eine Abweichung von $\pm 1\%$ in Stuttgart. (b) Staub in Nikosia ergibt größere Abweichungen von $\pm 2\%$ in Nikosia. Die roten (magentafarbenen) Geraden zeigen Fehlerbalken von $\pm 10\%$ ($\pm 1\%$).

Bildet man die Jahressumme

$$H = \int_{\text{Jahr}} G \, dt \quad (22)$$

der Globalstrahlung G über ein Jahr für jeden über das Feld verteilten c-Si-Sensor, so unterscheiden sich die Werte H , sowohl in Stuttgart, als auch in Nikosia, nur um ca. $\pm 1\%$. Somit kann man von einer homogenen Einstrahlung auf alle PV-Systeme ausgehen.

4.1.3 Vergleich von Si-Sensor und Pyranometer

Neben dem unterschiedlichen Spektralverhalten von Pyranometer und Siliziumsensor, ist das Reflexionsverhalten des Si-Sensors deutlich winkelabhängig, insbesondere bei Einstrahlungswinkeln $AOI > 60^\circ$ gegenüber der Modulnormalen. Der Fehler in der winkelabhängigen Empfindlichkeit des Pyranometers ist aufgrund des gewölbten Glasdoms geringer als 1%.

Krauter und Hanitsch simulierten in Ref. [54] die Transmission einer typischen Einkapselung (Glas/EVA/Antireflexschicht/Silizium) eines Solarmoduls als Funktion des Einstrahlungswinkels AOI . Der Aufbau des c-Si-Sensors ist mit dem Aufbau eines typischen c-Si-Moduls identisch, daher ist das Reflexionsverhalten von c-Si-Sensor und PV-Modul identisch. Ausgehend von Fig. 9 in Ref. [54] ergibt sich im Rahmen dieser Dissertation aus einem Fit die Transmission

$$t = -0.00008 e^{(0.10326 AOI)} + 0.85641 \quad (23)$$

in Abhängigkeit des Einstrahlungswinkels AOI . Bild 19 zeigt den theoretischen Verlauf der Transmission t , normiert auf 100% bei senkrechtem Einfall. Unterhalb von $AOI = 45^\circ$ ist die Transmission $t > 99\%$. Die Abhängigkeit gilt für gerichtetes Licht, d.h. den Direktstrahlungsanteil G_{Direkt} der Sonne. Da das diffuse Licht G_{Diffus} aus allen Richtungen auf die Sensoren trifft, lässt sich kein Einstrahlungswinkel angeben und Gl. (23) gilt nicht für den Diffusanteil.

Unter der Annahme, dass alles Licht als Direktstrahlung auf dem Sensor ankommt, lassen sich mit Gl. (23) die Reflexionsverluste berechnen. Die Verwendung von Globalstrahlungswerten unterschätzt die Reflexionsverluste, da diese bei diffusem Licht größer sind als Gl. (23) angibt. Gewichtet man die vom Pyra-

nometer gemessenen Globalstrahlungswerte G mit Gl. (23) und summiert zur Jahreseinstrahlungssumme H auf, so ergibt sich aufgrund der theoretischen Reflexionen eine um 3,1% niedrigere Jahressumme H in Stuttgart. In Nikosia beträgt der Reflexionsverlust 2,4%.

Die Bilder 19 und 20 vergleichen die im Jahr 2007 gemessenen Einstrahlungswerte des breitbandigen winkelunabhängigen Pyranometers mit dem spektral empfindlichen reflexionsabhängigen c-Si-Sensor. Die Punktwolke in Bild 19 zeigt das Verhältnis zwischen Si-Sensor und Pyranometer über den Einstrahlungswinkel aufgetragen. Deutlich zu sehen ist die abnehmende Intensität des c-Si Sensors aufgrund zunehmender Reflexion an der Oberfläche bei Einstrahlungswinkeln $AOI > 60^\circ$. Bei niedrigen Intensitäten sorgt das aus allen Richtun-

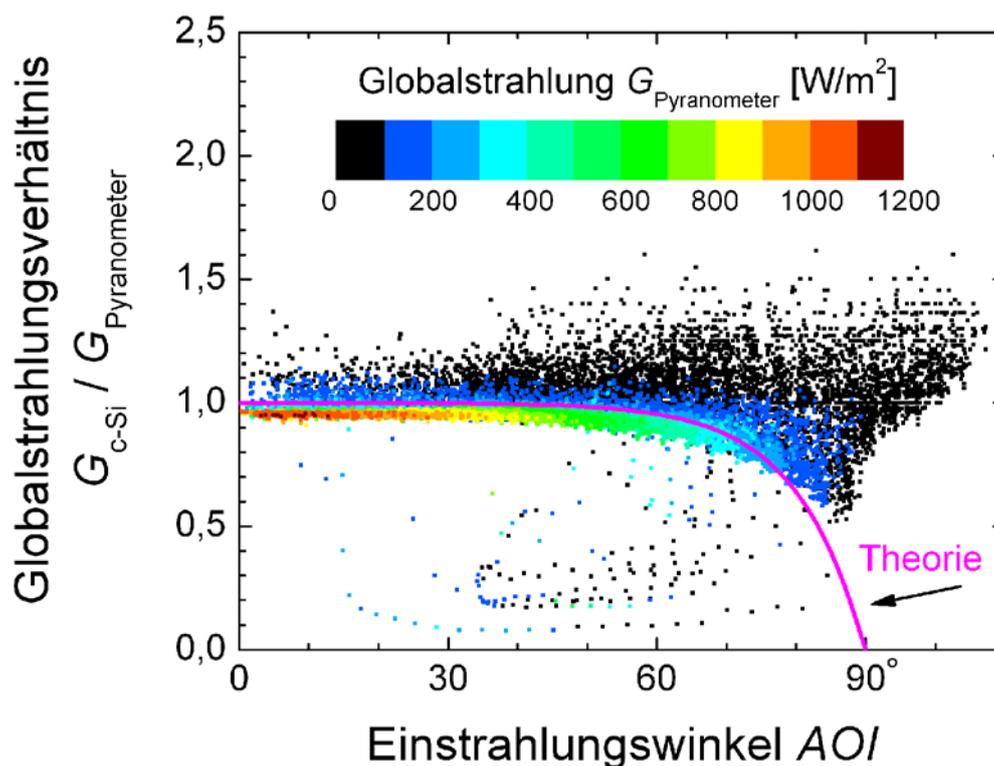


Bild 19: Der Vergleich zwischen c-Si-Sensor und Pyranometer in Stuttgart im Jahr 2007 zeigt, dass bei Einstrahlungswinkeln $AOI > 60^\circ$ die Reflexion deutlich zunimmt. Oberhalb von $G = 500 \text{ W/m}^2$ ist die Reflexion noch nicht winkelabhängig, da hohe Einstrahlungen nur bei kleinen Einstrahlungswinkeln auftreten. Bei diffusem Licht mit niedrigeren Leistungen ($G < 200 \text{ W/m}^2$) weist der Si-Sensor höhere Messwerte auf. Ursache ist seine höhere Blauempfindlichkeit. Streulicht verursacht noch eine Einstrahlung bei Winkeln $AOI > 90^\circ$, wenn die Sonne hinter dem Sensor steht. Die Theorie nach Gl. (23) passt ab einer mittleren Globalstrahlung gut mit den Messwerten überein.

gen kommende diffuse Licht eher zu einer Überbewertung durch den c-Si-Sensor (schwarze Wolke in Bild 19).

Bild 20 zeigt die Messwerte des c-Si-Sensor über den Messwerten des Pyranometers aufgetragen. Insbesondere bei schwachen Einstrahlungen und geometrischen AM 1,5 Bedingungen misst der c-Si-Sensor höhere Werte als das Pyranometer. Ursache ist, dass bei geringen Intensitäten der Diffusanteil zunimmt, welcher aufgrund des blauen Himmels höhere Blauanteile aufweist. Aufgrund der relativ höheren Blauempfindlichkeit des c-Si-Sensors steigen dessen Werte unter diesen Bedingungen.

Es lässt sich folgern, dass das Pyranometer aufgrund seiner hohen absoluten Genauigkeit, der breitbandigen Empfindlichkeit und der Winkelunabhängigkeit insbesondere für die Messung der gesamten eintreffenden Solarstrahlung G bzw. H geeignet ist. Der c-Si-Sensor bewertet die Solarstrahlung aufgrund seines identischen Aufbaus analog wie ein kristallines Solarmodul mit dessen Eigenschaften, wie Reflexions-, Winkel- und Spektralverhalten. Damit misst der c-Si-Sensor die von einem kristallinen Solarmodul effektiv genutzte Solarstrahlung G_{eff} . Für andere PV-Technologien wie a-Si, CdTe und CIGS ist zur Bestimmung von G_{eff} jedoch ein Strahlungssensor mit der spektralen Empfindlichkeit der jeweiligen Technologie zu empfehlen.

4.2 Spektroradiometer

Die Stromproduktion der Solarzellen hängt über ihre Quantenausbeute mit dem Spektrum des eingestrahnten Lichtes zusammen. Die Zellen sind üblicherweise auf das Normspektrum AM 1,5 optimiert. Um Aussagen zu spektralen Effekten machen zu können, erfolgt seit 2008 die Messung des Spektrums am Standort Stuttgart in minütlicher Auflösung.

Zwei Gitterspektrometer, eines für UV-VIS ($\lambda = 300$ bis 900 nm) mit Si-Detektor, und eines für IR ($\lambda = 900$ bis 1700 nm) mit InGaAs-Detektor messen das eingestrahlte Spektrum. Ein Cosinus Empfänger koppelt das Licht aus dem gesamten Halbraum in der Modulebene in zwei Glasfasern ein, welche das Licht zu den Spektroradiometern im Messraum weiterleiten. Da die Belichtungssteuerung der Spektroradiometer je nach Globalstrahlungsintensität neu eingestellt

werden muss, wurde eine eigene Steuersoftware für die Spektroradiometer entwickelt.

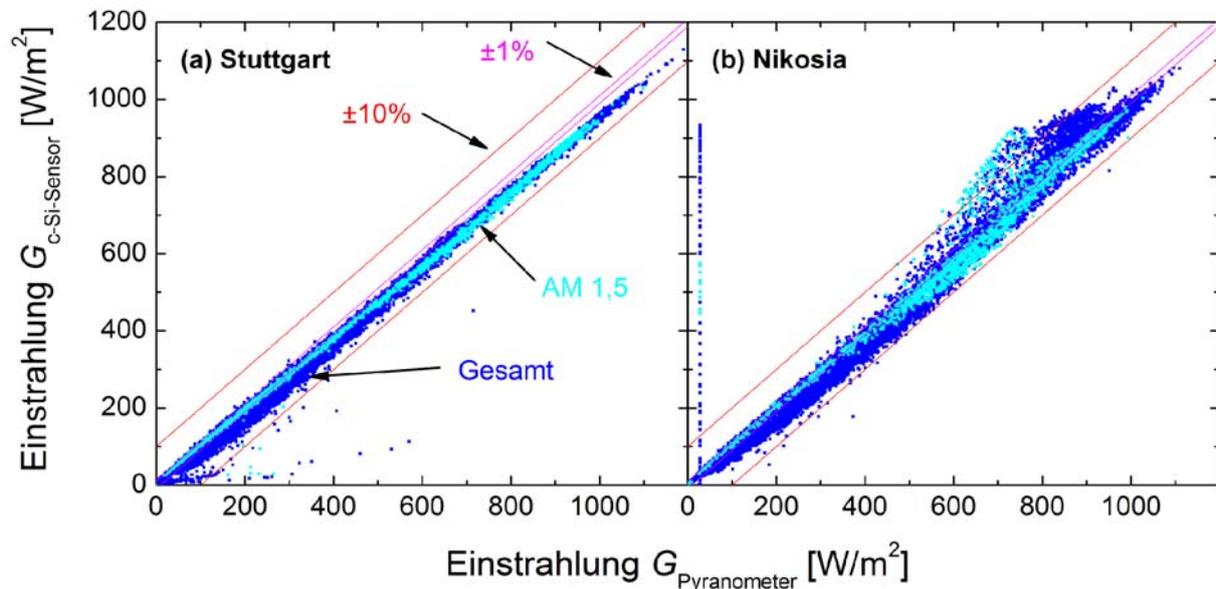


Bild 20: Der Vergleich zwischen Pyranometer und c-Si-Sensor im Jahr 2007 zeigt, dass bei geringer Einstrahlung der c-Si-Sensor höhere Messwerte liefert, insbesondere bei geometrischen AM 1,5 Bedingungen (hellblau). Größere Streuung bei geringer Intensität, da bei flachen Winkeln Licht von c-Si-Sensor stärker reflektiert wird. Die Streuung in Nikosia bei hohen Einstrahlungen ist vermutlich durch Verschmutzung verursacht. Die roten (magentafarbenen) Geraden stellen Fehlerbalken von $\pm 10\%$ ($\pm 1\%$) dar.

4.3 Luft- und Modultemperatur

Ein Pt100-Sensor in einem Strahlenschutzgehäuse misst die Lufttemperatur. Mit einer Feder angelegte Pt100-Oberflächensensoren messen die Rückseitentemperatur der Solarmodule in der Mitte eines jeden PV-Systems.

Knaupp ermittelte, dass die gemessene Temperatur an der Modulrückseite um bis zu 3,5 K niedriger als die tatsächliche Zelltemperatur sein kann [55]. Aus Experimenten fand er den empirischen Zusammenhang

$$T_{Zelle, Glas/Glas-Modul} = T_{Modul} + 0,0823 (T_{Modul} - T_{Luft}) + 0,2402 [K] \quad (24)$$

und

$$T_{Zelle, Glas/Folie-Modul} = T_{Modul} + 0,0872 (T_{Modul} - T_{Luft}) + 0,1030 [K] \quad (25)$$

um die Zelltemperatur näherungsweise zu berechnen.

Die Aufständigung der Module führt zu einer besonders guten Hinterlüftung und somit zu niedrigen Modultemperaturen im Vergleich zu Schrägdachanlagen. Insbesondere in Stuttgart auf dem 20 m hohen Dach ist eine sehr gute Kühlung durch den Wind gegeben. An allen drei Standorten erfolgt die Messung von Windgeschwindigkeit und Windrichtung.

In dieser Arbeit wird die Modulrückseitentemperatur direkt gemessen, somit erübrigen sich Modelle welche aus der Lufttemperatur T_{Luft} , der Einstrahlung G und der Windgeschwindigkeit v_{Wind} die Modultemperatur T_{Modul} errechnen. Nichtsdestotrotz steht die Erfassung der Winddaten für zukünftige Auswertungen zur Verfügung.

4.4 Strom und Spannung, Leistung und Energie

Eine vom Autor der vorliegenden Arbeit selbst entworfene Messschaltung [56] aus einem Spannungsteiler und Stromshunt skaliert die Gleichspannung und Strom der PV-Generatoren herunter und stellt sie dem Datenlogger zur Verfügung. Der Datenlogger berechnet die Gleichstromleistung $P_{DC} = V_{DC} I_{DC}$, und integriert sie zur DC-Energie

$$E_{DC} = \int P_{DC} dt \quad (26)$$

auf.

Die Messung der AC-Energie E_{AC} erfolgt über Hutschienenzähler der Genauigkeitsklasse 1. Die Zähler geben jede Wattstunde einen Normimpuls aus, welchen der Datenlogger erfasst und zum Energieertrag E_{AC} aufsummiert. Aus dem zeitlichen Abstand zweier Impulse berechnet der Datenlogger die AC-Leistung P_{AC} .

4.5 Datenerfassung und Speicherung

Im Rahmen dieser Arbeit wurden nicht nur die Messsysteme, sondern auch die Datenübertragung und die Datenhaltung für die umfangreich anfallenden Messwerte selbst aufgebaut. Der modulare Datenlogger *TopMessage* von *Delphin Technology* bildet den Kern der Datenerfassung. Konfigurierbare Messeingänge,

welche zudem ohne externe Messwandler zur Signalaufbereitung und galvanischen Trennung auskommen, erleichtern den Aufbau und machen das System flexibel und kostengünstig. Die Elektronik des Datenloggers erfasst jeden Messwert zwei bis drei mal je Sekunde und bildet einen Ein-Sekunden-Mittelwert, welchen der Datenlogger zunächst vor Ort abspeichert.

Im Regelbetrieb ruft ein Server am *ipe* die Daten jede Nacht über eine VPN-Internetverbindung⁷ ab und legt sie in einer mySQL-Datenbank⁸ ab. Marx programmierte die dazu nötigen PHP-Skripte⁹ [57]. Der Server bildet zusätzlich 15-Minuten-Mittelwerte. Der Datenlogger speichert die Daten vor Ort für mindestens drei Wochen, um Ausfälle der Internetübertragung überbrücken zu können. Bei Verbindungsausfällen, holt sich der Server die fehlenden Daten nach Wiederherstellen der Internetverbindung selbstständig nach. Der Datenlogger und die mySQL-Datenbank speichern die Daten nur adaptiv und nicht zeitlich äquidistant. D. h. ein neuer Wert wird nur gespeichert, wenn er sich gegenüber seinem Vorgänger um eine gewisse Toleranz geändert hat. Bei der Temperatur z. B. um ± 1 K. Dieses Verfahren spart viel Speicherplatz. Die 15-Minuten-Mittelwerte werden zur einfacheren Weiterverarbeitung jedoch äquidistant gespeichert.

4.6 Messtechnik im *ipe* Labor

4.6.1 Lichttisch

Zur Messung der Nominalleistung P_{Licht} und der I/V-Kennlinie aller Solarmodule in diesem Projekt hat das *ipe* einen Lichttisch als Sonnensimulator angeschafft. Der Lichttisch MT2416 von der Firma 3S erzeugt mit 504 Halogenlampen (a 35 W) eine Einstrahlung von $G = 1000 \text{ W/m}^2$ zur Beleuchtung der Solarmodule. Den Halogenlampen fehlt gegenüber dem Normspektrum AM 1,5 der ultraviolette (UV) Anteil des Spektrums, dafür ist der infrarote (IR) Anteil überhöht. Eine elektronische Last fährt die I/V-Kennlinie im vierten Quadranten durch, und die eingebaute Datenerfassung nimmt über Präzisionswiderstände die I/V-Kennlinie auf. Zur Umrechnung der Messergebnisse auf STC benötigt der Lichttisch ein baugleiches Referenz-Modul mit dem gleichen Spektralverhalten, des-

7 VPN (Virtual Private Network) ist eine Technik, um über das Internet eine sichere und verschlüsselte Datenverbindung zwischen zwei Netzwerken aufzubauen.

8 mySQL ist eine sehr leistungsfähige Open Source Datenbank

9 PHP ist eine Skriptsprache für Webanwendungen.

sen Leistung unter STC exakt bekannt ist. Daher wurde im Rahmen dieser Arbeit von jeder PV-Technologie ein Modul am TISO in Lugano (ital. Schweiz) mit einem zertifizierten Blitzlicht-Sonnensimulator der Klasse A¹⁰ (Flasher) als sogenanntes Referenzmodul vermessen. Das TISO gibt für die Leistungsmessung bei kristallinen Solarmodulen einen Fehler von $\pm 2\%$ an. Zunächst ermittelt der Lichttisch die I/V-Kennlinie des Referenzmoduls unter dem Halogenlampenspektrum und berechnet mit der hinterlegten STC-Leistung einen Korrekturfaktor. Anschließend misst der Lichttisch die I/V-Kennlinie des Moduls unbekannter Leistung und korrigiert die Kennlinie linear mit dem Korrekturfaktor. Zusätzlich misst er auch die tatsächliche Modultemperatur und Einstrahlung und rechnet diese auf $T = 25\text{ °C}$ bzw. $G = 1000\text{ W/m}^2$ um. Die Temperaturmessung ist kritisch, da sich die Erwärmung des Solarmoduls durch die Beleuchtung aufgrund der thermischen Trägheit des Solarmoduls und des Temperatursensors nur verzögert messen lässt. Der Umbau des Temperatursensors von der werksseitig vorgesehen Luftmessung zur Modulrückseitenmessung verbesserte die Temperaturmessung deutlich. Trotzdem ist bei den Messungen die thermische Trägheit, insbesondere bei Wiederholungsmessungen, zu berücksichtigen. Eine Klimaanlage sorgt für eine konstante Raumtemperatur von 25 °C , um möglichst nahe an den STC zu sein und damit einen eventuellen Fehler durch die Temperaturkorrektur möglichst gering zu halten. Der Hersteller 3S gibt einen Messfehler von $\pm 1,6\%$ bezogen auf das Referenzmodul an, so dass ein Gesamtfehler von $\pm 3,6\%$ für die Leistungsmessung realistisch ist.

Ganchev hat im Rahmen seiner Studienarbeit den Lichttisch erweitert, so dass nun auch intensitätsabhängige Kennlinien bei $G = 70, 80, 140, 210, 310, 430, 510$ und 630 W/m^2 messbar sind [58]. Hierzu vermindern großflächige Filter zwischen Beleuchtung und Solarmodul die Intensität, ohne das Spektrum zu beeinflussen. Kapitel 5.1.4 stellt die Ergebnisse für die verschiedenen PV-Technologien vor.

4.6.2 Dunkelkennlinien

Aus der im Dunkeln aufgenommenen I/V-Kennlinie eines Solarmoduls, lassen sich wichtige Parameter des Ersatzschaltbildes bestimmen. Ein Keithley SourceMe-

¹⁰ Sonnensimulatoren sind in die Klassen A, B und C eingeteilt, je nachdem wie gut sie die STC erzeugen, dabei ist Klasse A die beste verfügbare Klasse.

ter 2430 vermisst die Dunkelkennlinien der verwendeten Module. Die bei PV-Modulen typischen Ströme von $I = 5 \text{ A}$ kann das SourceMeter nur im Pulsbetrieb bereitstellen. Bei Pulsbetrieb ist zu prüfen, ob die Kapazitäten C der Solarmodule die Messung nicht beeinflussen. Die Überprüfung ergab, dass die verwendete Pulslänge von $t = 5 \text{ ms}$ unkritisch ist. Wichtig ist jedoch, bei niedrigen Strömen einen passenden kleinen Messbereich zu wählen, um den Messfehler gering zu halten.

5 Auswertungen

5.1 Modulmessungen

Von jedem Modultyp existierten neben den im Feld montierten Modulen zwei weitere Module im Labor. An einem Referenzmodul je PV-Technologie bestimmte das TISO die Leistung unter STC. Dieses Modul dient als Referenz zur Kalibrierung bei eigenen Leistungsmessungen am *ipe*. Zusätzlich gibt es je ein repräsentatives Modul, welches als Repräsentant für die jeweilige Modultechnologie dient. Am repräsentativen Modul werden zusätzliche Messungen wie z.B. das Schwachlichtverhalten im *ipe*-Labor durchgeführt. Vor Installation wurde von allen Modulen eine Hell- und Dunkelkennlinie aufgenommen.

5.1.1 Dunkelkennlinien

An den repräsentativen Modulen wurden - soweit möglich - die Bypass-Dioden entfernt und die I/V-Kennlinie aufgenommen. Aus der Dunkelkennlinie lassen sich der Parallelwiderstand R_P , der Serienwiderstand R_S , die Idealität n und der

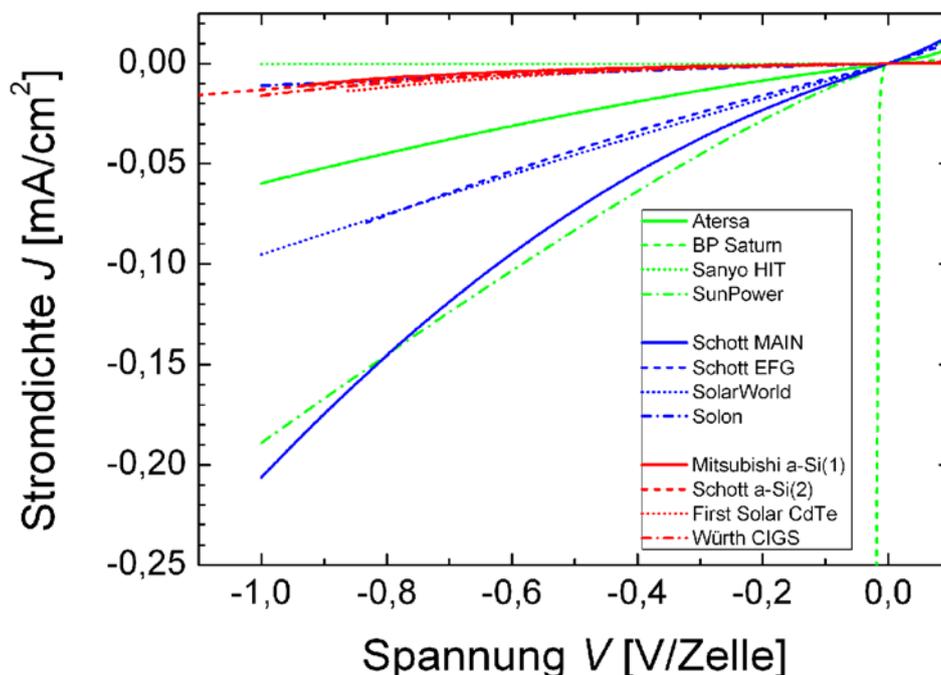


Bild 21: Der Rückwärtsstrom zeigt keine lineare, sondern eine lineare plus quadratische Abhängigkeit von der Spannung. Fest einlamierte Bypassdioden beim BP Saturn Modul verhindern die Bestimmung der Rückwärtskennlinie.

Sperrsättigungsstrom J_0 der Solarmodule bestimmen. Alle Werte sind auf eine einzelne Solarzelle mit einer Fläche A von einem Quadratcentimeter normiert.

Üblicherweise erfolgt die Bestimmung des Parallelwiderstands R_P aus der Steigung der I/V-Kennlinie im Kurzschlusspunkt bei $V = 0$ V. Tabelle 5 zeigt die Werte in der Spalte $R_P@SC$. Bild 21 zeigt, dass der Rückwärtsstrom nicht, wie aus dem Ersatzschaltbild erwartet, linear von der Spannung abhängt, sondern zusätzlich eine quadratische Abhängigkeit überlagert ist. Der Parallelwiderstand sinkt mit steigender Sperrspannung. Deutlich zu sehen ist der hohe Parallelwiderstand der Dünnschichtmodule (rote Kurven in Bild 21). Das multikristalline Modul von Solon mit Q-cells Zellen weist ebenfalls einen hohen Parallelwiderstand vergleichbar zu den Dünnschichtmodulen auf. Den mit Abstand höchsten Parallelwiderstand hat das monokristalline HIT-Modul von Sanyo, dessen Zellen mit einer amorphen Siliziumschicht exzellent passiviert sind. BP hat die Bypass-Dioden direkt ins Modul einlaminiert, so dass es nicht möglich ist diese zu entfernen, daher fließt ein hoher Rückwärtsstrom durch die Dioden und es lässt sich keine Rückwärtskennlinie aufnehmen.

Der Kurzschluss tritt als Betriebspunkt in der Praxis nie auf. Bestimmt man den Parallelwiderstand R_P hingegen aus der Steigung bei der Sperrspannung, welche vom Betrag her der MPP-Spannung V_{MPP} im realen Betrieb entspricht, so sollte sich ein realistischerer Parallelwiderstand bestimmen lassen. Tabelle 5 zeigt die Werte in der Spalte $R_P@-MPP$. Die Parallelwiderstände sind bei dieser Bestimmungsmethode etwas kleiner, somit ist auch der modellierte Jahresenergieertrag E_{Jahr} kleiner, da die Verluste im Parallelwiderstand größer sind.

Eine nähere Analyse ergab, dass sich der Rückwärtsstrom empirisch sehr gut durch eine quadratische Funktion des Parallelwiderstands beschreiben lässt. Es fließt der Strom

$$I_{R_P, quad+lin} = \text{sign}(V) \frac{V^2}{R_{P, quad}} + \frac{V}{R_{P, lin}} . \quad (27)$$

Dabei stellt $R_{P,lin}$ einen Widerstand mit der Einheit Ω dar. Der „Widerstandsparameter“ $R_{P,quad}$ besitzt die Einheit $V\Omega$. Die Vorzeichenfunktion $\text{sign}(V)$ sorgt dafür, dass der Strom punktsymmetrisch zum Nullpunkt ist, der Strom durch den

Widerstand R_p im Vorwärtsbetrieb somit ebenfalls positiv ist. Tabelle 5 zeigt auch die Werte für den quadratischen Term.

Shalaby [59] zeigte, dass sich die Berücksichtigung des quadratischen Verhaltens des Parallelwiderstands bei der Simulation des Jahresenergieertrages E_{Jahr} auf denselben vernachlässigbar gering auswirkt. Der Einfluss lag zwischen 0 und $\pm 2\%$ je PV-Technologie, wobei weder eine positive noch negative Tendenz zu beobachten war.

Ebenso zeigte er, dass der simulierte Jahresenergieertrag E_{Jahr} zwischen 0 und 0,5% steigt, wenn R_p im Kurzschlusspunkt (@SC), anstelle der negativen MPP-Spannung (@-MPP) bestimmt wird. Da der negative Teil der Kennlinie meist nur mit deutlich größeren Aufwand gemessen werden kann, ist es ausreichend, den Parallelwiderstand im Kurzschlusspunkt zu bestimmen.

Shalaby [60] bestimmte ebenfalls die Serienwiderstände R_s mithilfe des Werner Plots [61], die Idealitäten n und die Sperrsättigungsströme J_0 . Tabelle 6 zeigt zusammengefasst die Modulparameter zur Modellierung mit dem Ein-Dioden-Modell in Kapitel 6.6. Tabelle 7 zeigt die zur Modellierung noch fehlende Kurzschlussstromdichte separat für jede PV-Anlage.

Tabelle 5: Parallelwiderstände R_p aus der Steigung im Kurzschlusspunkt (@SC), aus der Steigung bei der negativen MPP-Spannung (@-MPP) und die beiden Parameter für den quadratisch von der Spannung abhängigen Parallelwiderstand nach Gl. (27).

Solarmodul	R_p @SC [k Ω cm 2]	R_p @-MPP [k Ω cm 2]	$R_{p,lin}$ [k Ω cm 2]	$R_{p,quad}$ [kV Ω cm 2]
monokristallin (sc-Si)				
Atersa	22,2	16,1	25,5	48,1
BP Saturn	59,8	Bypassdiode verhindert negative Ströme		
Sanyo HIT	2681,0	3.636,4	3571,4	10000,0
SunPower	8,2	5,0	7,2	19,2
multikristallin (mc-Si)				
Schott MAIN	8,9	4,9	11,3	8,6
Schott EFG	11,3	10,4	13,5	39,0
SolarWorld	10,1	10,4	11,5	121,5
Solon	111,7	91,7	133,5	277,8
Dünnschicht				
Mitsubishi a-Si(1)	234,7	57.142,9	1388,9	93,3
Schott a-Si(2)	250,0	30,3	2702,7	76,7
First Solar CdTe	261,8	48,2	581,4	61,8
Würth CIGS	228,1	64,1	568,2	74,7

5 Auswertungen

Tabelle 6: Ersatzschaltbildparameter aus der Werner Plot Analyse der Dunkelkennlinien bestimmt.

Solarmodul	R_p [k Ω cm 2]	R_s [Ω cm 2]	n	J_0 [A/cm 2]
monokristallin (sc-Si)				
Atersa	17,7	1,16	1,20	$9,81 \times 10^{-11}$
BP Saturn	59,8	0,80	1,13	$2,56 \times 10^{-11}$
Sanyo HIT	4475,0	1,83	1,16	$2,04 \times 10^{-12}$
SunPower	4,9	0,64	1,18	$8,37 \times 10^{-12}$
multikristallin (mc-Si)				
Schott MAIN	4,8	0,91	1,18	$4,63 \times 10^{-11}$
Schott EFG	9,7	0,98	1,31	$7,44 \times 10^{-10}$
SolarWorld	10,8	1,15	1,24	$1,49 \times 10^{-10}$
Solon	38,0	1,17	1,22	$1,27 \times 10^{-10}$
Dünnschicht				
Mitsubishi a-Si(1)	136,3	2,46	1,99	$2,09 \times 10^{-10}$
Schott a-Si(2)	387,7	22,80	3,61	$2,94 \times 10^{-11}$
First Solar CdTe	37,2	32,10	2,05	$3,21 \times 10^{-9}$
Würth CIGS	36,0	3,64	1,48	$7,32 \times 10^{-10}$

5.1.2 Hellkennlinien

Mit dem Lichttisch MT2416 erfolgte die Messung der I/V-Kennlinie von allen Solarmodulen vor der Installation. Tabelle 7 zeigt die gemessene Gesamtleistung als Summe der Leistung der jeweiligen Module und den durchschnittlichen Kurzschlussstrom aller Module für jedes der installierten Systeme. Bei den amorphen Modulen wurde pauschal die vom Hersteller angegebene Anfangsdegradation der Leistung abgezogen, da die Messung bei noch nicht degradierten Modulen erfolgte.

5.1.3 Unterschiedliche STC Leistungsangaben der Solarmodule

Zum Vergleich der Energieerträge müssen diese auf eine einheitliche Anlagengröße normiert werden. Hierzu wird üblicherweise die Nominalleistung P_{STC} verwendet. Es lassen sich die im Folgenden genannten Leistungen zur Angabe der Nominalleistung unter STC unterscheiden:

- Das Typenschild gibt die Nennleistung P_N an, die das Solarmodul unter STC haben sollte. Diese Leistungsangabe dient meist als Grundlage zur Verkaufspreisbildung. Fertigungsschwankungen und die Enge der Modulklassifizierung betragen je nach Hersteller meist zwischen ± 3 bis $\pm 5\%$. Teilweise liefern die Hersteller auch Toleranzen von -0 bis $+2,5\%$ aus.

Dünnschichtmodule werden eher mit $\pm 10\%$ angegebenen. Tabelle 3 zeigt die entsprechenden Werte für die einzelnen Modultypen.

- Der Modulhersteller misst in der Endkontrolle von jedem Modul die Leistung mit Hilfe einer Blitzlampe, im Folgenden Flasherleistung P_{Flash} genannt. Herrmann et al. berichten aus Rundvergleichen der europäischen Prüflabore übliche Messungenauigkeiten von $-1,5$ bis $+2,6\%$ für Module mit kristallinen Siliziumsolarzellen und $\pm 6\%$ für Dünnschichtmodule [62-64]. Es ist davon auszugehen, dass die Messgenauigkeit bei den Modulherstellern eher geringer ist. [62], [63], [64]
- Mit dem in Kapitel 4.6.1 beschriebenen Lichttisch sind in dieser Arbeit vor Montage der PV-Anlagen alle Solarmodule am *ipe* auf die Lichttischleistung P_{Licht} vermessen worden. Der Hersteller gibt die Messungenauigkeit des Lichttischs mit $\pm 1,6\%$ bezogen auf das jeweilige Referenzmodul an [65]. Das TISO hat für das *ipe* die Referenzmodule auf einem Klasse A Flasher vermessen und gibt für die kristallinen Module eine Messungenauigkeit von $\pm 2\%$ an [66]. Für die Dünnschichtmodule liegen keine Messungenauigkeiten vor. Somit beträgt der Messfehler der Leistung $\pm 3,6\%$ für kristalline Module und $\pm 7,6\%$ für die Dünnschichtmodule.
- Aus den Feldmessungen lässt sich ebenfalls die Leistung P_{Feld} bestimmen. Kapitel 5.3 beschreibt die Methode.

Tabelle 7 zeigt die verschiedenen Nominalleistungen P_{STC} für alle PV-Systeme, und Bild 22 zeigt die Abweichungen ΔP_{N} der verschiedenen Leistungen von der Nennleistung P_{N} . Die vom Hersteller gemessene Flasherleistung P_{Flash} liegt meist (-2 bis $+5\%$) über der Datenblattangabe.

Das TISO bestimmte die Leistung der Referenzmodule beim kristallinen Silizium zwischen $-2,2$ und 0% unter den Datenblattangaben. Für das CIGS-Modul maß es $+7,8\%$ mehr Leistung. Für die amorphen Silizium-Module betrug die Messung $+25,3\%$ für das Modul mit der Einfachzelle und $+5,8\%$ für das Modul mit der Tandemzelle. Die beiden a-Si Module sind zum Zeitpunkt der Messung noch nicht degradiert und insbesondere beim Modul mit der Tandemzelle stellt sich die Frage nach der spektralen Fehlanpassung. First Solar stellte ein Cd-Te-Referenzmodul mit einer Nennleistung von 57 W zur Verfügung, an welchem das NREL in den USA eine 4% niedrigere Leistung maß.

5 Auswertungen

Tabelle 7: Nominalleistungen P_{STC} der PV-Generatoren laut Typenschild P_N , Hersteller-Flasherleistung P_{Flash} , *ipe* Lichttisch P_{Licht} und aus den Felddaten des Jahres 2007 P_{Feld} . Bei den beiden a-Si-Technologien sind die bereits degradierten Werte angegeben. Die Spalte $\emptyset J_{SC}$ gibt den durchschnittlichen mit dem Lichttisch gemessenen Kursschlussstrom der PV-Module des jeweiligen Generators an. Fehlerangaben finden sich im Text.

	System	P_N [Wp]	P_{Flash} [Wp]	P_{Licht} [Wp]	P_{Feld} [Wp]	$\emptyset J_{SC}$ [mA/cm ²]
Stuttgart	Atersa nachgeführt	1020	1037	1031		
	Atersa	1020	1032	1036	958	35,0
	BP Saturn	1110	1115	1085	1023	35,9
	Sanyo HIT	1025	1054	1012	949	34,5
	SunPower	1000	1047	1049	1001	38,0
	Schott MAIN	1020	1034	1000	968	33,7
	Schott EFG	1000	1010	983	925	31,6
	SolarWorld	990	982	990	948	32,0
	Solon	1540	1588	1532	(**) ---	32,9
	Mitsubishi a-Si(1)	1000	989	944	819	14,1
	Schott a-Si(2)	966	967	(#) 817	936	5,3
	First Solar CdTe	1080	1112	1020	967	18,7
	Würth CIGS	900	945	948	946	25,4
	Nikosia	Atersa nachgeführt	1020	1045	1044	
Atersa		1020	1045	1038	990	35,0
BP Saturn		1110	1116	1089	1020	35,8
Sanyo HIT		1025	1051	1012	962	34,5
SunPower		1000	1042	1048	1034	38,0
Schott MAIN		1020	1036	997	977	33,6
Schott EFG		1000	1010	990	954	31,7
SolarWorld		990	988	980	953	32,1
Solon		1540	1583	1530	1490	32,8
Mitsubishi a-Si(1)		1000	1002	960	831	14,4
Schott a-Si(2)		966	969	(#) 794	(*) 775	5,3
First Solar CdTe		1080	1117	1024	982	18,8
Würth CIGS		900	938	935	914	25,7
Kairo		Atersa nachgeführt	1020	1040	1037	
	Atersa	1020	1046	1047		
	BP Saturn	1110	1117	1088		
	Sanyo HIT	1025	1054	1018		
	SunPower	1000	1028	1023		
	Schott MAIN	1020	1032	997		
	Schott EFG	1000	1012	987		
	SolarWorld	990	982	994		
	Solon	1540	1576	1532		
	Mitsubishi a-Si(1)	1000	1006	974		
	Schott a-Si(2)	966	947	(#) 802		
	First Solar CdTe	1080	1108	997		
	Würth CIGS	960	960	943		

#) Wert unglaublich, wegen Spektralabweichung des Lichttisches *) Wert max. 2% zu niedrig, da ein Modul gebrochen.***) kein Wert vorhanden, da Messtechnikausfall.

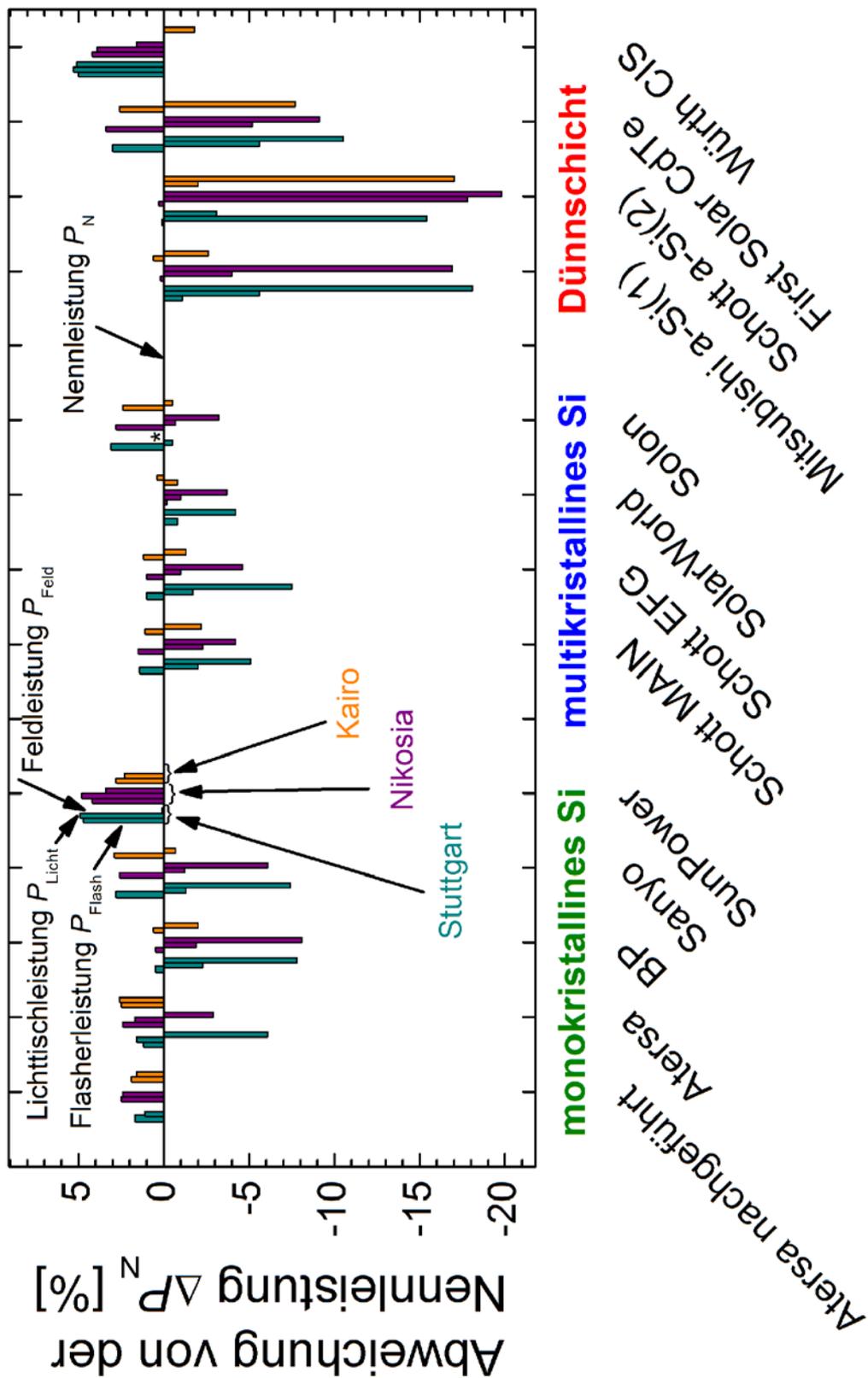


Bild 22: Bei den meisten PV-Modulen weicht die Nominalleistung P_{STC} von der Nennleistung ab. Bei den a-Si Modulen ist die Anfangsdegradation bereits berücksichtigt. Für Kairo liegen noch keine Felddaten vor. *) Aufgrund von Messtechnikausfall liegt keine Feldleistung vor.

5 Auswertungen

Die Leistungsmessung am *ipe* mit dem Lichttisch ergab für die kristallinen Module Leistungen P_{Licht} zwischen -2,3 und +4,9%. Für die CIGS Module liegt die Abweichung zwischen -1,8 und +5,3%. Das amorphe Silizium weicht mit Werten zwischen -5,6 und -2,6% bei der Einfachzelle bzw. zwischen -17,8 und -15,4% bei der Tandemzelle deutlich vom Datenblatt ab. Die CdTe-Module haben mit -5,2 bis -7,7% eine etwas größere Abweichung als die c-Si-Module. Die Ergebnisse für die Dünnschichtmodule sind aufgrund der großen spektralen Fehlanpassung zwischen der Beleuchtung des Lichttischs und dem Normspektrum AM 1,5 nicht so exakt wie die für c-Si-Module. Insbesondere die a-Si-Module mit der Tandemzelle weisen auf dem Lichttisch nur ca. den halben Kurzschlussstrom auf, da der reduzierte Blauanteil des Lichtes den Strom der oberen Zelle limitiert.

Bild 22 zeigt auch, dass die Feldleistung P_{Feld} in fast allen Fällen deutlich unterhalb der vom Hersteller und im *ipe* Labor gemessenen Nominalleistung liegt, insbesondere bei den a-Si und CdTe-Dünnschichtmodulen.

Die Hersteller nutzen die Leistungstoleranzen auch zu Marketingzwecken. So kann eine Firma sich einen guten Namen machen, indem mehr Leistung P_{STC} im Modul verbaut ist, als angegebenen. Dieses Modul bringt dann natürlich hohe Erträge. Umgekehrt kann der Hersteller natürlich bei eher unterdurchschnittlichen Leistungen P_{STC} niedrige Preise anbieten. Somit hängt die Leistungsangabe auch von der Herstellerphilosophie ab. Die verwendete Nominalleistung hat somit über die Normierung einen sehr großen Einfluss auf den Jahresenergieertrag E_{Jahr} in kWh/kW_p!

5.1.4 Schwachlichtverhalten im Labor

Ganchev hat mit dem Lichttisch das Schwachlichtverhalten der Solarmodule bei konstantem Spektrum gemessen [67]. Bild 23 zeigt das sich der normierte Wirkungsgrad

$$\eta' = \frac{\eta}{\eta_{\text{STC}}} \quad (28)$$

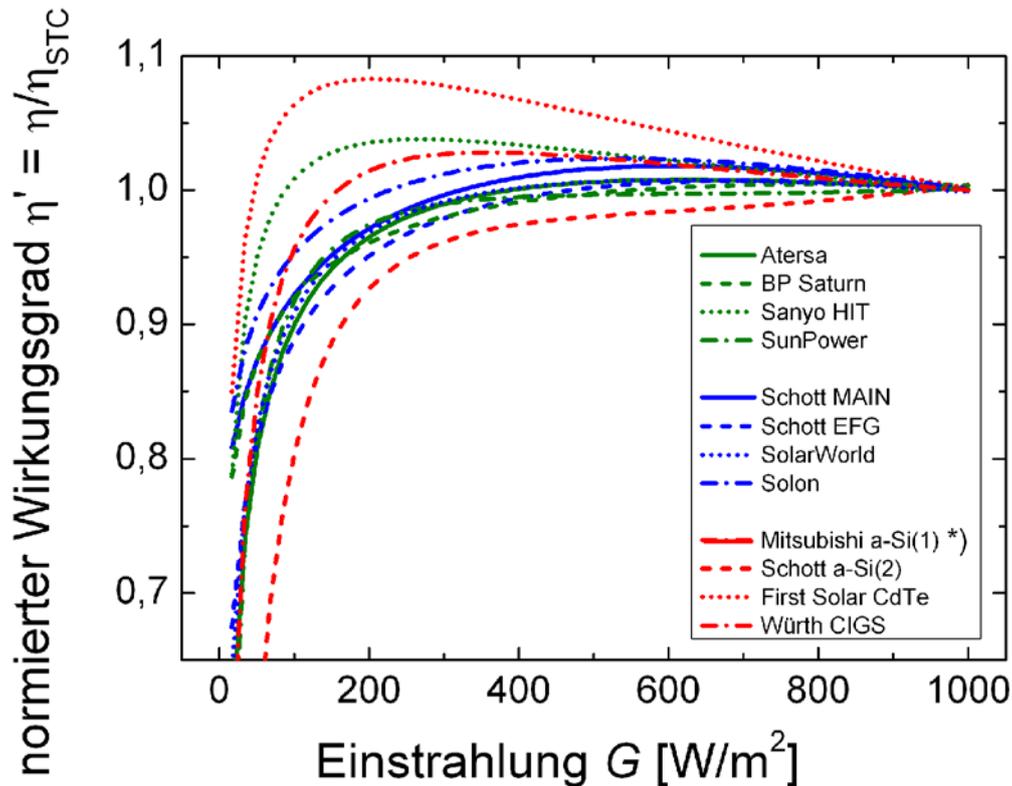


Bild 23: Bei schwächer werdender Einstrahlung G mit konstantem Spektrum steigt der normierte Wirkungsgrad η' fast aller Technologien zunächst an, um dann deutlich abzufallen. *) Für das Mitsubishi Modul konnten aufgrund seiner hohen Spannung mit der vorhandenen Messtechnik keine Kennlinien gemessen werden.

der meisten Technologien bei abnehmender Beleuchtung zunächst erhöht, um dann bei Einstrahlungen $G < 300 \text{ W/m}^2$ deutlich abzufallen. Tabelle 8 zeigt die Schwachlichtfaktoren f nach Gl. (15) für die europäische und kalifornische Einstrahlungsverteilung.

Der Grund liegt in den Verlustwiderständen des Ersatzschaltbildes. Der Serienwiderstand R_S verursacht bei hoher Einstrahlung (hohe Ströme) überproportionale Verluste ($\sim I^2 \sim G^2$), welche mit sinkender Einstrahlung zurückgehen bis dann die Verluste des Parallelwiderstands R_P zum Tragen kommen. Die Verluste am Parallelwiderstand hängen von der internen Spannung V_{in} der Solarzelle ab. Die Spannung ist jedoch nur gering von der Einstrahlung abhängig ($\sim \ln G$), so dass die Verluste deutlich langsamer sinken. Damit fallen die Verluste am Parallelwiderstand R_P relativ gesehen bei geringen Einstrahlungen G immer mehr ins Gewicht, wodurch der Wirkungsgrad η stark abnimmt. Hierdurch entsteht die paradoxe Situation, dass ein schlechtes Modul mit einem hohen Serienwiderstand R_S

ein besseres Schwachlichtverhalten aufweist, als ein bei STC gutes Modul mit geringem Serienwiderstand R_S .

Tabelle 8: Prozentuale Abweichung der Schwachlichtfaktoren Δf vom neutralen Wert $f = 1$. Je größer die Zahl, desto höher ist der gewichtete Wirkungsgrad η_{Euro} bzw. η_{Kali} bei schwachem Licht.

System	Labor	
	Δf_{Euro}	Δf_{Kali}
monokristallin (sc-Si)		
Atersa	-1,4	-0,2
BP Saturn	-1,6	-0,6
Sanyo HIT	2,1	2,0
SunPower	-1,6	-0,8
multikristallin (mc-Si)		
Schott MAIN	-0,4	0,7
Schott EFG	-1,9	-0,5
SolarWorld	-1,2	-0,1
Solon	0,6	1,4
Ø c-Si	-0,7	0,2
Dünnschicht		
Mitsubishi a-Si(1)	*)	*)
Schott a-Si(2)	-4,6	-2,6
First Solar CdTe	4,9	4,2
Würth CIGS	0,9	1,3

*) Für das Mitsubishi Modul konnten aufgrund seiner hohen Spannung mit der vorhandenen Messtechnik keine Kennlinien gemessen werden.

Die kristallinen Silizium-Technologien verhalten sich fast alle ähnlich. Das multikristalline Modul von Solon zeigt ein besseres und das monokristalline HIT-Modul mit amorpher Passivierschicht zeigt ein deutlich besseres Schwachlichtverhalten. Der bei beiden Modulen hohe Serien- und Parallelwiderstand sorgen zunächst für den Anstieg und dann für den späten Abfall der Wirkungsgradkurve. Die Rückseitenkontaktsolarzelle von SunPower mit dem niedrigste Serienwiderstand R_S weist den kleinsten Anstieg im Wirkungsgrad η bei schwächerer Beleuchtung G auf.

Der höchste Serienwiderstand R_S beim CdTe-Modul erklärt das gute Schwachlichtverhalten dieser Technologie. Im Gegensatz zur vom TÜV Rheinland in Ref. [68] gemessenen Einstrahlungsabhängigkeit, liegt das Maximum der *ipe* Messung bei $G = 200 \text{ W/m}^2$ und ist um 2 Prozentpunkte höher als das vom TÜV bei $G = 600 \text{ W/m}^2$ gefundene Maximum. Ursache kann das nicht normgerechte

Spektrum des Lichttischs, oder eine unterschiedliche Vorbehandlung (Lightsoaking) sein.

Aufgrund des IR-lastigen Spektrums des Lichttischs und der hohen Empfindlichkeit des Tandem a-Si-Moduls auf spektrale Fehlanpassung erzeugt der Lichttisch nur ungefähr den halben Kurzschlussstrom im Vergleich zum AM 1,5 Spektrum. Aufgrund der geringen Ströme I , kommen die Verluste am Serienwiderstand nicht zum Tragen, so dass das mit dem Lichttisch gemessene Schwachlichtverhalten schlechter ausfällt als es unter AM 1,5 Bedingungen wäre.

5.2 Wetterbedingungen

Die Auswertungen basieren auf 15-Minuten-Mittelwerten und haben somit die vierfache zeitliche Auflösung im Vergleich zu den meist üblichen Stundenmittelwerten.

5.2.1 Einstrahlung

Tabelle 9 zeigt die mit dem Pyranometer gemessenen Einstrahlungssummen H der Jahre 2007 und 2008 auf die optimal geneigte Modulebene im Vergleich zum langjährigen Mittel H_{\emptyset} . Zum einen ist die Einstrahlung in Nikosia 46 bis 68% höher als in Stuttgart, zum anderen unterliegt die Einstrahlung deutlichen Schwankungen von Jahr zu Jahr.

Bild 24 zeigt die Häufigkeitsverteilung der Strahlungsstärke G an beiden Standorten. In Nikosia trifft wesentlich mehr Energie bei starker Einstrahlung auf die Module, wie an den zu höheren Einstrahlungen verschobenen Gewichtsfaktoren w_i zu sehen ist. Bild 25 zeigt die Verteilung der gemessenen Einstrahlung G auf die Einstrahlungsstufen G_i der europäischen bzw. kalifornischen Einstrahlungsverteilung. Verglichen mit den genormten Einstrahlungen sind die gemessenen Energieanteile in Richtung höherer Einstrahlung verschoben.

Bild 26 zeigt die Einstrahlungsverteilung über der Luftmasse. Die höchsten Energieanteile treten unterhalb von AM 1,5 auf. Die Energie wird ca. zur Hälfte unterhalb von AM 1,5 und oberhalb AM 1,5 eingestrahlt. Dabei ist in Nikosia die Verteilung um ca. AM 0,1 nach unten verschoben.

Bild 27 zeigt die Einstrahlungsverteilung über den Einstrahlungswinkel AOI . Die Unterschiede zwischen Stuttgart und Nikosia sind nicht besonders groß. In

Nikosia sind fast senkrechte Winkel seltener, dafür die leicht Schrägen etwas höher. Oberhalb von $AOI > 60^\circ$, ab der die Reflexion am Modul nach Bild 18 deutlich zunimmt, strahlt die Sonne nur noch einen relativ kleinen Anteil von ca. 11% der Jahresenergie ein.

5.2.2 Modultemperatur

Bild 28 zeigt die Energieverteilung über der Modultemperatur T_{Modul} . Im wärmeren Nikosia ist die Modultemperatur ca. 12 K höher als in Stuttgart. Makrides stellte mit Hilfe der Infrarotthermographie Temperaturunterschiede von 1,3 K bzw. 1,1 K für Glas/Folien- bzw. Glas/Glas-Module fest [69].

Tabelle 9: Mit dem Pyranometer auf die optimal mit dem Winkel δ geneigte Ebene gemessene Einstrahlungssumme H . Zusätzlich ist der langjährige Mittelwert für den jeweiligen Standort aus der Wetterdatenbank meteonorm [70] und die Abweichung davon angegeben.

Ort	Neigungswinkel		Einstrahlungssumme		
	δ [°]	H_δ [kWh/m ²]	H_{2007} [kWh/m ²]	H_{2008} [kWh/m ²]	
Stuttgart	33	1.230	1346 (+9,4%)	1300 (+5,7%)	
Nikosia	27,5	2.070	1959 (-5,4%)	2043 (-1,3%)	

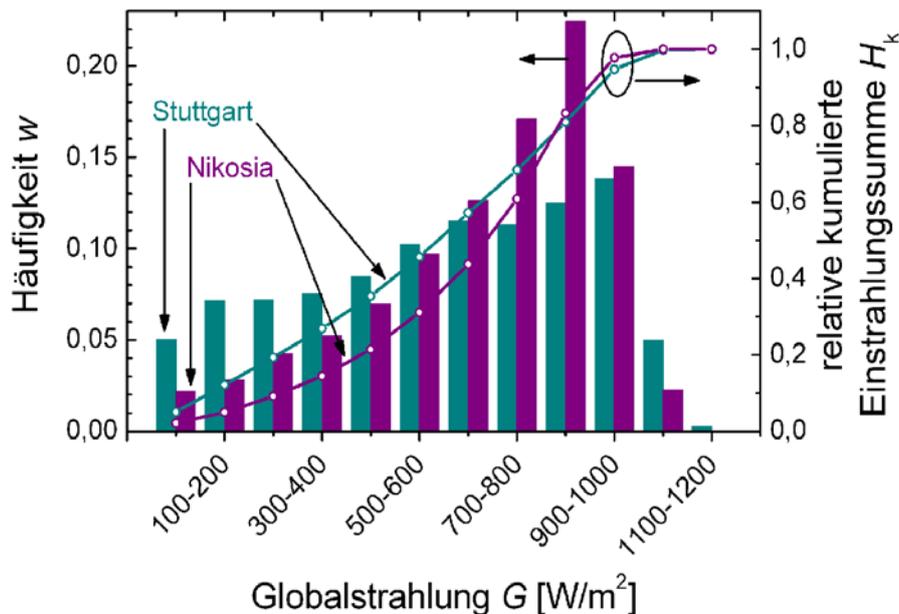


Bild 24: Einstrahlungsverteilung über der Einstrahlung. In Zypern trifft (im Jahr 2007) deutlich mehr Energie bei hohen Einstrahlungen auf die geneigte Modulebene als in Stuttgart.

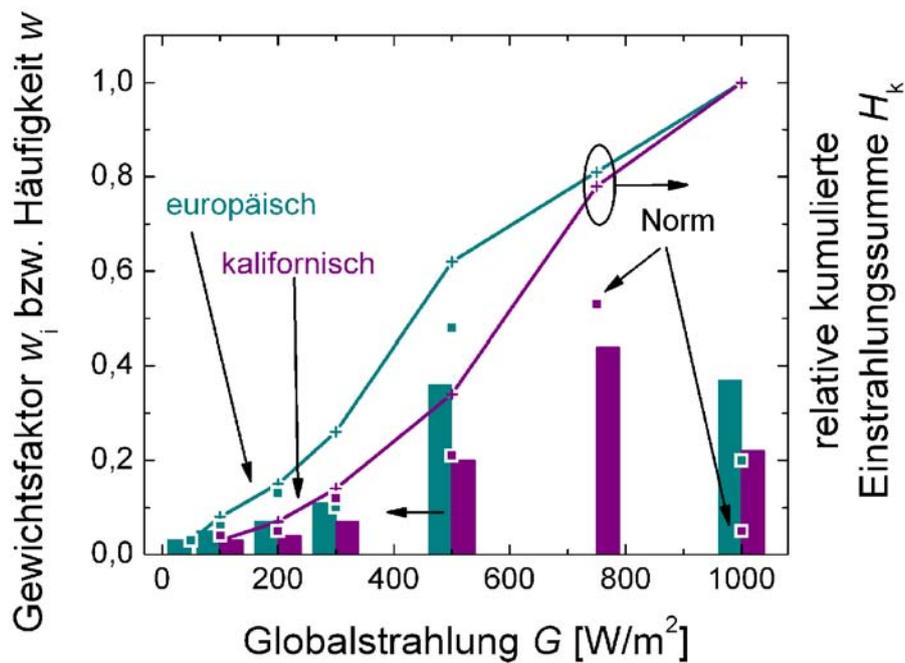


Bild 25: Die 2007 gemessenen Einstrahlungsverteilungen weisen höhere Anteile w_i an hoher Einstrahlung G auf, als die Norm vorgibt.

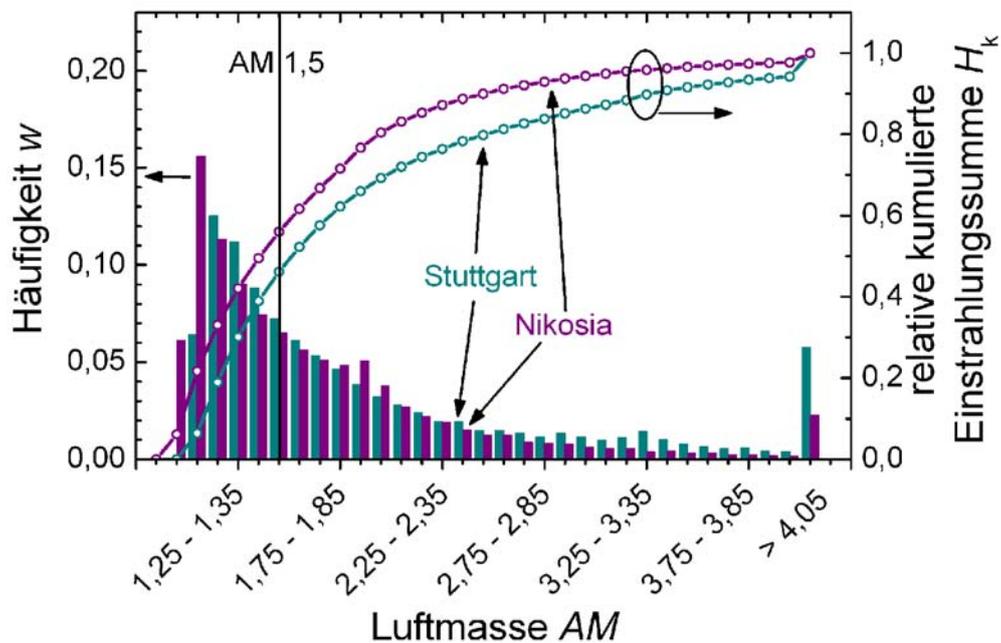


Bild 26: Einstrahlungsverteilung über der Luftmasse. Der höchste Energieanteil wurde 2007 bei Luftmassen unter AM 1,5 eingestrahlt. In Stuttgart lag das Maximum bei AM 1,3 und in Nikosia bei AM 1,2.

5 Auswertungen

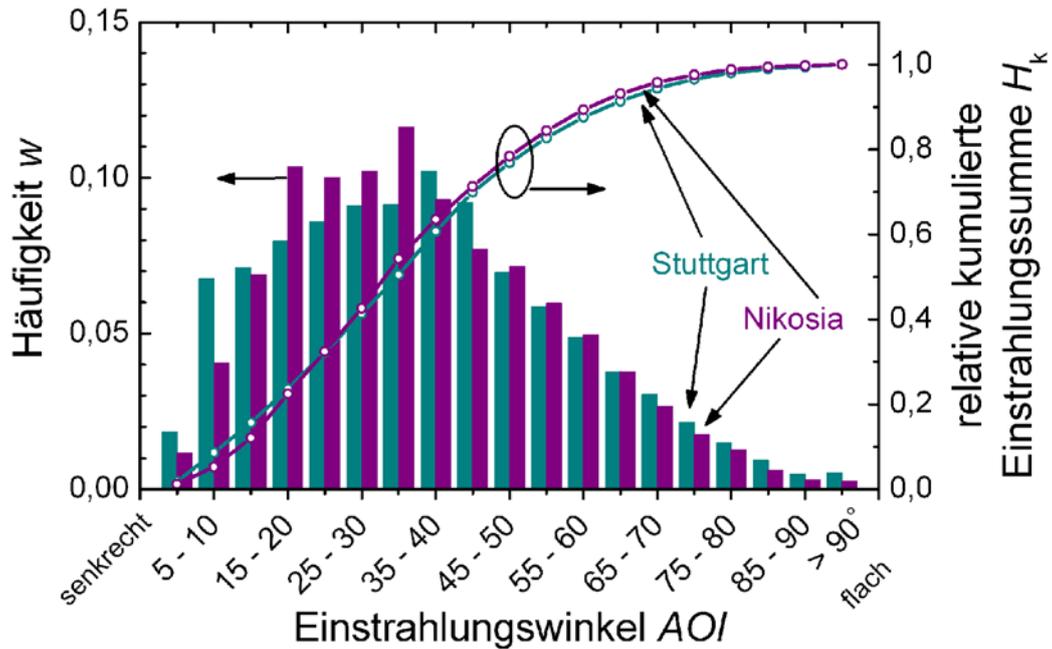


Bild 27: Die Häufigkeit der Einstrahlung über dem Einstrahlungswinkel in Nikosia unterschied sich 2007 nicht sonderlich von der in Stuttgart.

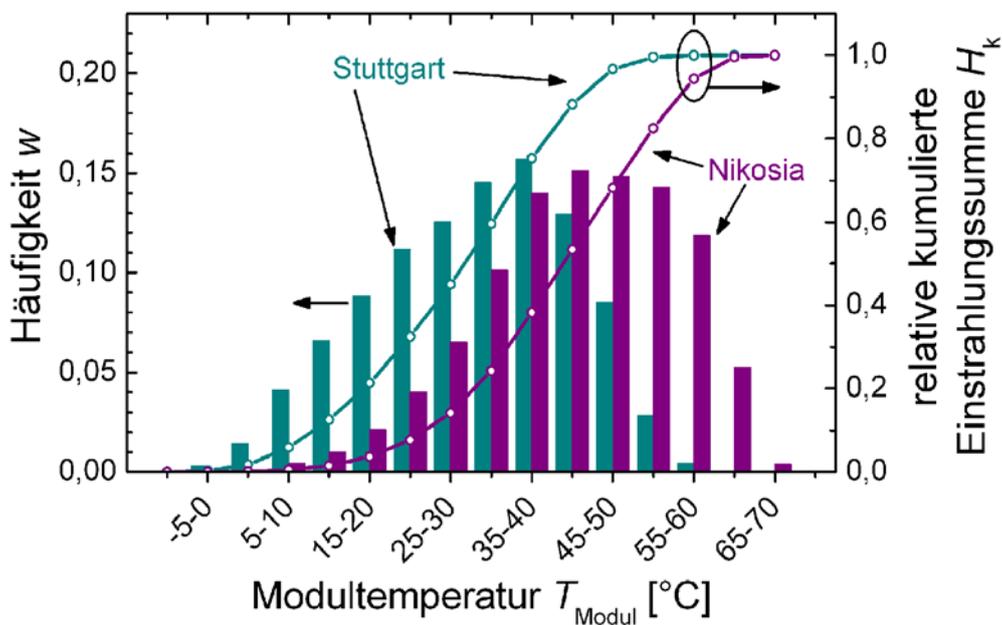


Bild 28: In Zypern wurde 2007 deutlich mehr Energie bei hohen Temperaturen gewonnen als in Stuttgart. Dabei ist die durchschnittliche Temperatur in Zypern ca. 12 K höher als in Stuttgart.

5.2.3 Verschmutzung

In Stuttgart wäscht der Regen nach eigenen Beobachtungen auftretende Verschmutzungen selbstständig ab. Schnee verursacht in Stuttgart die meisten inhomogenen Verschattungen, wobei hier die rahmenlosen (Dünnschicht) Module den Schnee besser abrutschen lassen.

In Zypern sammelt sich aufgrund der Trockenheit deutlich mehr Staub auf den Modulen als in Deutschland. Trotzdem wurden keine regelmäßigen Reinigungen durchgeführt, da dies für den realen Betrieb unrealistisch ist.

In Ägypten untersuchten Ibrahim et al. wie sich der Wüstensand, welcher sich sehr schnell als Staubschicht auf den Modulen ablagert, auf die Leistung auswirkt [71]. Sie stellten fest, dass nach einem Jahr die Leistung um 35% und nach zwei Monaten um 25% reduziert war. Sie empfahlen deshalb eine Reinigung alle ein bis zwei Wochen. Da die Löhne in Ägypten recht niedrig sind, ließ sich dies auch wirtschaftlich darstellen. Wagner [72] berichtet von Verlusten durch Staub in Dakar von 7%, 26% und 82% nach einer Woche, einem Monat bzw. 167 Tagen bis zum Beginn der Regenzeit. Die von Ibrahim et al. und Wagner festgestellten Monatswerte der Verschmutzung sind ähnlich. Aufgrund des unbekanntenen Regenzeitpunkts in Ägypten kann der Jahreswert von Ibrahim et al. stark abweichen, sofern die Regenzeit nicht mit den Verschmutzungszeitraum übereinstimmt.

5.3 Felddatenauswertung

Diese Arbeit untersucht hauptsächlich die im realen Betrieb gemessenen Daten der verschiedenen Solaranlagen. Die Auswertungen basieren auf 15-Minuten-Mittelwerten und haben somit die vierfache zeitliche Auflösung gegenüber den meist üblichen Stundenmittelwerten. Somit sind die Fehler der Mittelwertbildung, welche insbesondere bei ständig wechselnder Bewölkung auftreten, reduziert.

Die Felddaten liefern zunächst als wichtigsten Wert den Jahresenergieertrag E_{Jahr} . Die Bestimmung der Nominalleistung P_{STC} aus den Felddaten ist der zweite wichtige Punkt, da ohne Bezugsleistung kein Vergleich zwischen den verschiedenen PV-Technologien möglich ist. Die Felddaten enthalten auch Informationen sowohl über das Temperatur- und Schwachlichtverhalten als auch über die

Spektralempfindlichkeit, welche die Gründe für unterschiedliche Jahresenergieerträge darstellen. All diese Einflüsse überlagern sich und sind zu separieren. Diese Arbeit filtert die Werte derart, dass für die gesuchte Abhängigkeit der entsprechende Parameter variiert und alle anderen Parameter konstant gehalten werden.

Bild 29 zeigt die DC-Leistungen P_{DC} für die verschiedenen Einstrahlungsstufen G in verschieden farbigen Punktwolken über der Modultemperatur T_{Modul} . Ein Filter entfernt zunächst aus allen Datensätzen eines Jahres¹¹ diejenigen Daten, welche aufgrund von Störungen fehlerhaft sind. Es folgt die Filterung nach der geometrischen Luftmasse, nur Datenpunkte mit Werten zwischen AM 1,4 und 1,6 bleiben erhalten. Anschließend werden für die Einstrahlungsstufen $G = 50, 100, 200, \text{ bis } 1200 \text{ W/m}^2$ diejenigen Werte ausgesucht, welche der jeweiligen Einstrahlungsstufe $\pm 5\%$ entsprechen. Bei solch kleinen Änderungen ΔG ist die Leistung P_{DC} näherungsweise linear zur Einstrahlung G und wird linear auf die exakte Einstrahlungsstufe umgerechnet. Ein weiterer Filter entfernt Ausreißer, verursacht beispielsweise durch vereinzelte Verschattungen durch Besucher oder Wartungsarbeiten. Die folgenden Kapitel bestimmen sowohl das Temperatur- und Schwachlichtverhalten, als auch die Nominalleistung P_{STC} aus den Ausgleichsgeraden in Bild 29.

5.4 Temperaturverhalten

Bild 29 zeigt, wie zu erwarten, dass die Leistung mit steigender Modultemperatur T_{Modul} abnimmt. Als Folge sinkt der Wirkungsgrad η und damit der Jahresenergieertrag E_{Jahr} an einem heißeren Standort wie z.B. Zypern. Die Steigung der Geraden ist der Temperaturkoeffizient der DC Leistung γ in W/K. Normierung auf die jeweilige Leistung P_{Feld} bei $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ ergibt den üblichen Temperaturkoeffizienten γ in %/K, alle Werte sind negativ. Je größer bzw.¹² besser der Temperaturkoeffizient, desto geringer sind die Wirkungsgradeinbußen durch die erhöh-

¹¹ Hier das Jahr 2007.

¹² Mit größer ist hier der mathematische Zahlenwert gemeint. In der Praxis spricht man oft von einem geringeren Temperaturkoeffizient, wenn der Betrag kleiner ist. Zur Vermeidung von Unklarheiten aufgrund des negativen Vorzeichens verwendet diese Arbeit den Begriff *besserer Temperaturkoeffizient*, wenn der mathematische Wert größer (d.h. weniger negativ) ist und somit der Einfluss auf den Energieertrag von Vorteil ist.

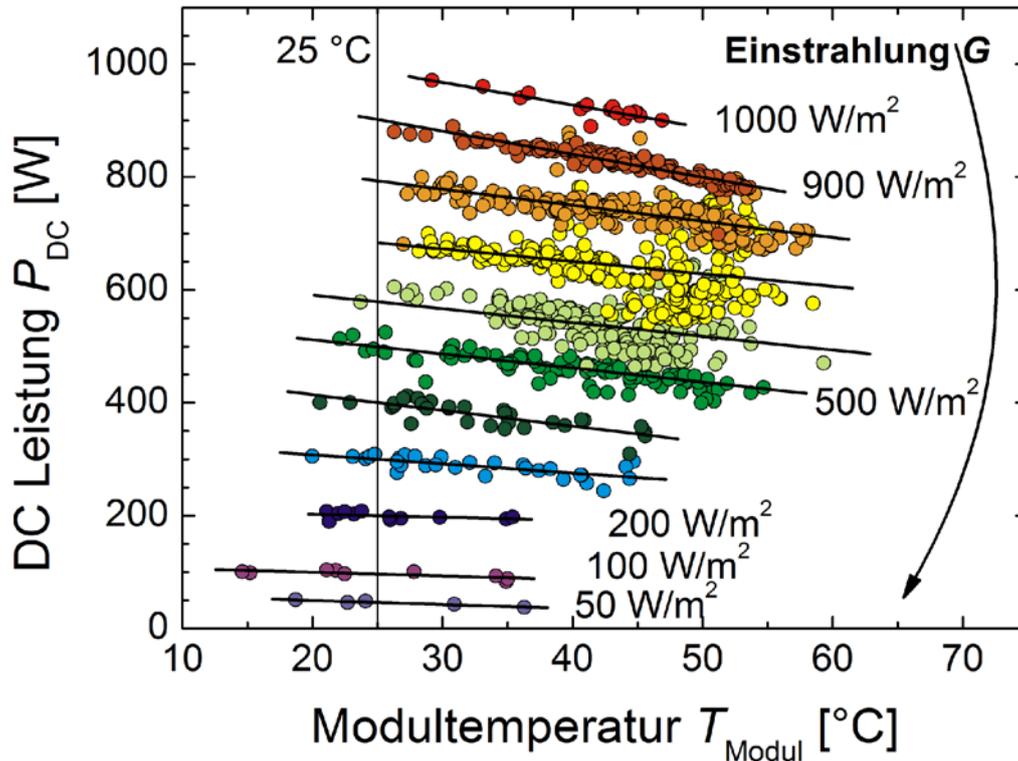


Bild 29: Aus den nach der geometrischen Luftmasse AM 1,5 gefilterten System- und Wetterdaten lassen sich aus der Steigung der Geraden die Temperaturkoeffizienten, aus den Schnittpunkten bei $T = 25$ °C das Schwachlichtverhalten und bei $G = 1000$ W/m^2 die Nominalleistung P_{STC} bestimmen. Hier am Beispiel der sc-Si Anlage von Atersa in Nikosia im Jahr 2007, die Einstrahlung G ist mit dem Pyranometer in Modulebene gemessen.

te Betriebstemperatur. Die Bilder 30a, b, c zeigen den Durchschnitt der Temperaturkoeffizienten aller kristallinen PV-Anlagen aus den Felddaten über der Einstrahlung aufgetragen. Hierbei zeigt sich, dass sowohl das Datenfilterverfahren (Einstrahlungswinkel und Spektrum), die Verwendung von verschiedenen Einstrahlungssensoren und der Standort (Spektrum) einen sehr großen Einfluss auf die Bestimmung des Temperaturkoeffizienten haben. Bild 30a hat die gesamten Jahresdaten als Grundlage und zeigt deutlich, wie sich der Temperaturkoeffizient $\gamma_{\text{ohne Filter}}$ mit sinkender Einstrahlung verbessert. Über diesen Effekt schrieben Whitaker et al., dass die Literatur oft eine Einstrahlungsabhängigkeit für den Temperaturkoeffizienten berichtet [73]. Laborversuche von Whitaker et al. ergaben allerdings einen einstrahlungsunabhängigen Temperaturkoeffizienten. Whitaker et al. machten den Einstrahlungswinkel AOI als wichtige Ursache ausfindig. Wie in Kapitel 4.1.3 beschrieben, hängt die scheinbare Abhängigkeit des Temperaturkoeffizienten γ von der Einstrahlung G mit dem Reflexionsverhalten

5 Auswertungen

bei flacher Einstrahlung (großer AOI) zusammen. King et al. fanden, dass sich die Temperaturkoeffizienten der Spannungen V_{OC} und V_{MPP} zwischen den Einstrahlungen $G = 100 \text{ W/m}^2$ und $G = 1000 \text{ W/m}^2$ weniger als 5% ändern [74].

Bild 30b zeigt die Temperaturkoeffizienten $\gamma_{AOI < 45^\circ}$ unter Berücksichtigung des Einfallswinkels. Die Filterung verwendet nur Daten mit einem Einfallswinkel $AOI < 45^\circ$, und hält so den Einfluss der Reflexion unter 1%. Die Einstrahlungsabhängigkeit des Temperaturkoeffizienten ist nun geringer. Dient der c-Si Sensor, mit dem gleichen Spektral- und Reflexionsverhalten wie die Module, als Einstrahlungsmessgerät, so ist der Temperaturkoeffizient deutlich konstanter im Vergleich zur Pyranometerreferenz.

Um Effekte durch ein abweichendes Spektrum zu minimieren, erfolgt für Bild 30c die Filterung nach der geometrischen Luftmasse AM 1,5. Auch bei geometrischen AM 1,5 Bedingungen ändert sich das Spektrum mit der Intensität. Wie in Kapitel 5.6 dargestellt, verschiebt sich das Spektrum bei niedrigen Intensitäten, ins Blaue. Bild 30c zeigt einen relativ konstanten Verlauf der Temperaturkoeffizienten $\gamma_{AM1,5}$, welcher auch gut an die mit dem Ein-Dioden-Modell simulierte Kurve¹³ passt. Die geringere Anzahl an Datenpunkten sorgt allerdings für ein stärkeres Springen der Werte.

Es ergeht die Empfehlung, den Temperaturkoeffizienten γ bei Einstrahlungen größer $G = 500 \text{ W/m}^2$ zu bestimmen und zusätzlich nach der geometrischen Luftmasse AM 1,5 zu filtern! Obwohl Bild 30c keine Unterschiede zwischen Pyranometer und c-Si-Sensor zeigt, ist das Pyranometer als Einstrahlungsmessgerät zu bevorzugen, da es genauere Werte für die Einstrahlung G liefert.

Bild 31 zeigt die einstrahlungsabhängigen Temperaturkoeffizienten $\gamma_{AM1,5}$ für alle Systeme in Stuttgart und Nikosia. Die Einstrahlung G ist mit zwei verschiedenen Messgeräten gemessen. Der Temperaturkoeffizient der Dünnschichtmodule ist deutlich besser als der der c-Si-Module. In Stuttgart sind die Temperaturkoeffizienten besser als in Nikosia, wobei ein besserer Temperaturkoeffizient einen höheren Wert aufweist, so dass die Leistung bei hohen Temperaturen nicht

¹³ Aus Bild 6f ist ersichtlich, dass sich der Temperaturkoeffizient γ (die Steigung der Kurven in Bild 6f) mit der Einstrahlung ändert.

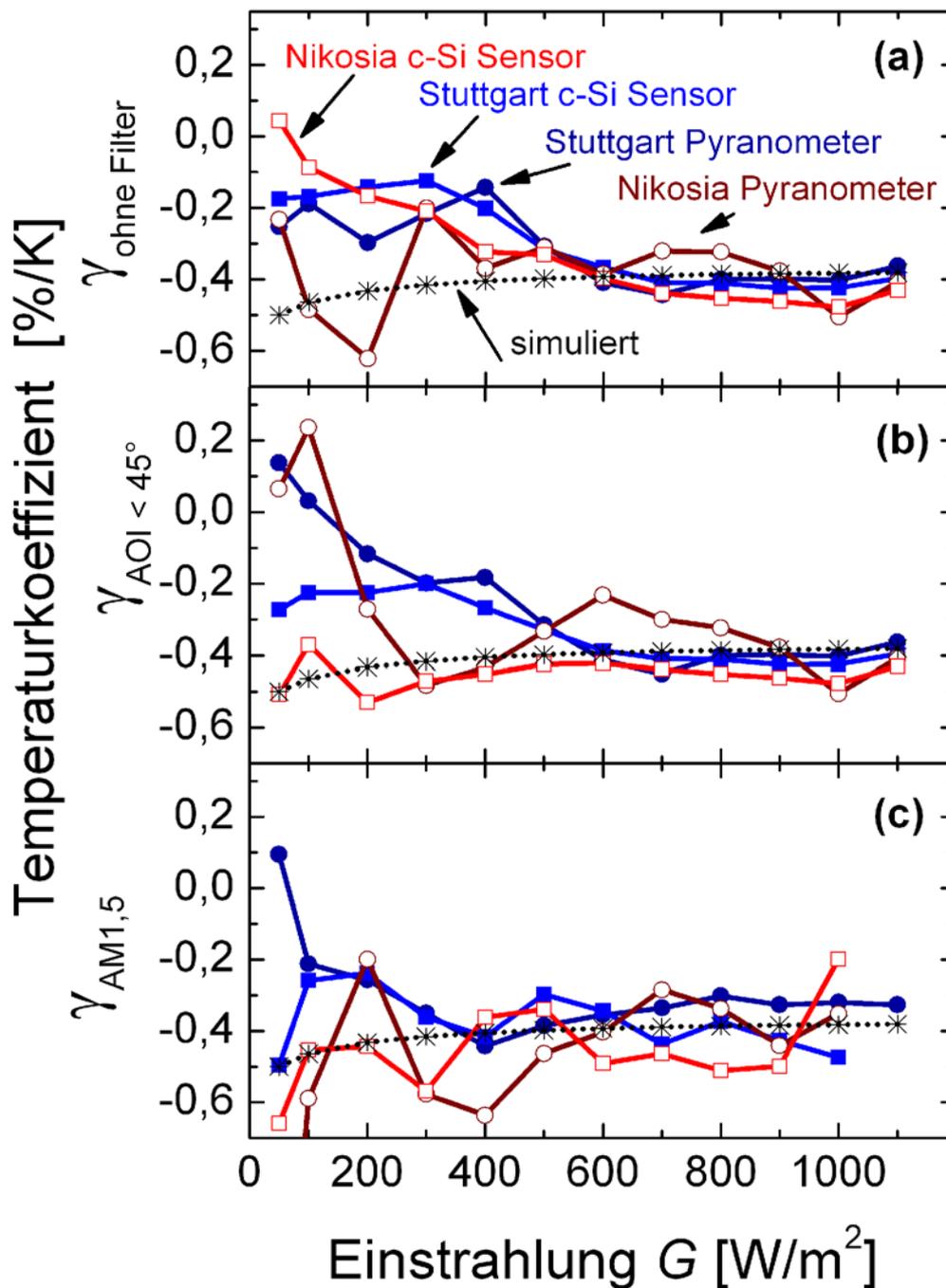


Bild 30: Durchschnitt der Temperaturkoeffizienten aller c-Si Anlagen. Die Einstrahlung G ist sowohl mit dem Pyranometer, als auch mit dem c-Si-Einstrahlungssensor gemessen. (a) Auswertung des gesamten Jahresdatensatzes ohne Filterung: Der Temperaturkoeffizient $\gamma_{\text{ohne Filter}}$ verbessert sich bei sinkender Einstrahlung. (b) Die Filterung auf $\text{AOI} < 45^\circ$ blendet Reflexionseffekte aus: Der Temperaturkoeffizient $\gamma_{\text{AOI} < 45^\circ}$ hängt teilweise weniger von der Einstrahlung G ab. (c) Die Filterung nach geometrischer Luftmasse AM 1,5 ergibt einen von der Einstrahlung G und vom Einstrahlungsmessgerät unabhängigen Temperaturkoeffizienten $\gamma_{\text{AM1,5}}$. Die Bestimmung sollte daher bei AM 1,5 Bedingungen und bei Einstrahlungen $G > 500 \text{ W/m}^2$ erfolgen, um den Fehler klein zu halten.

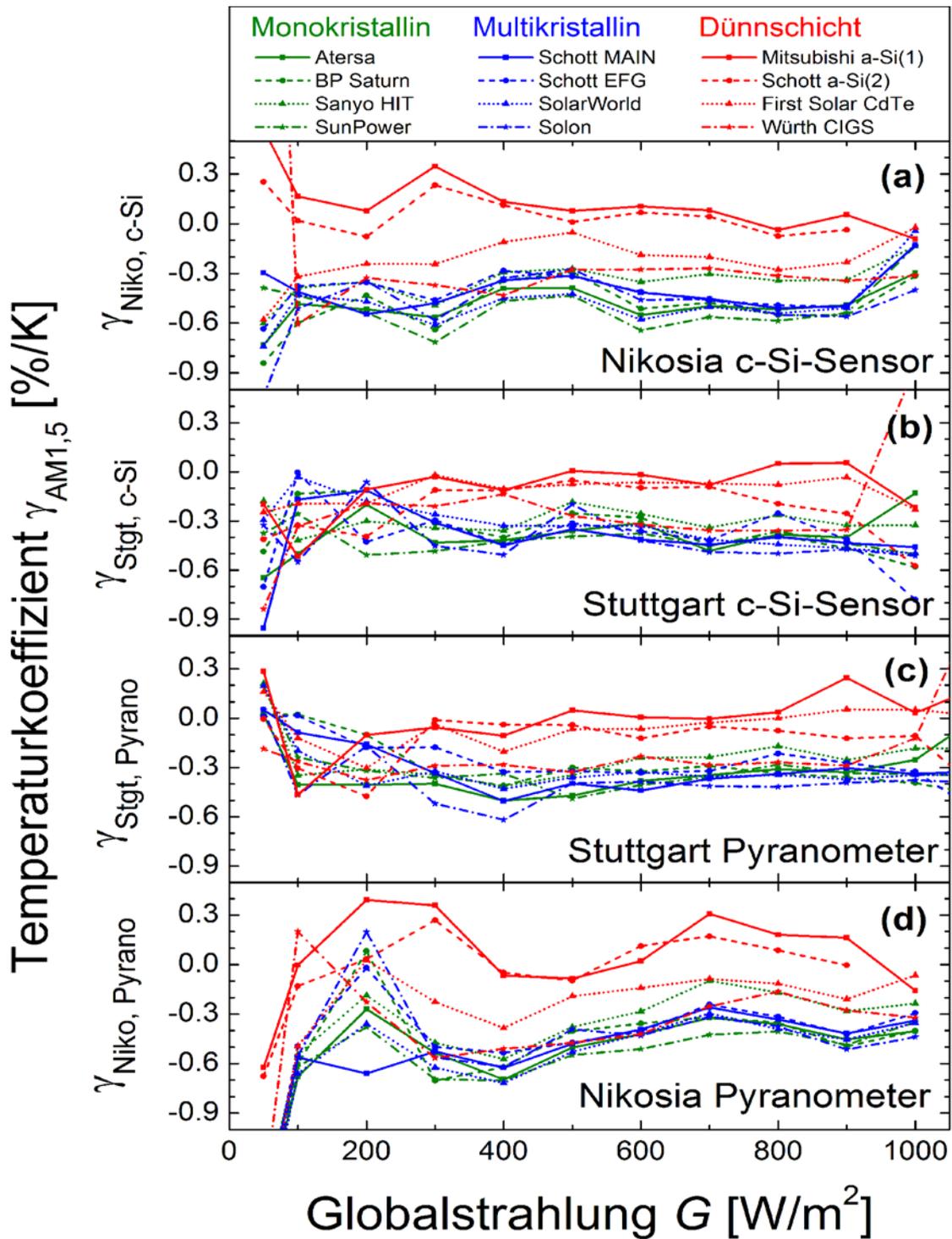


Bild 31: Temperaturkoeffizienten γ aller PV-Systeme, bestimmt bei geometrischer Luftmasse AM 1,5. (a) In Nikosia mit c-Si-Sensor als Einstrahlungsmessgerät. (b) In Stuttgart mit c-Si-Sensor als Einstrahlungsmessgerät. (c) In Stuttgart mit Pyranometer als Einstrahlungsmessgerät. (d) In Nikosia mit Pyranometer als Einstrahlungsmessgerät. Die Anlagen mit Dünnschichtmodulen weisen in (a)-(d) einen besseren Temperaturkoeffizienten auf. Bessere Temperaturkoeffizienten in Stuttgart im Vergleich zu Nikosia, deuten auf einen starken Einfluss des Spektrums bei der Bestimmung hin.

Tabelle 10: Experimentell ermittelte Temperaturkoeffizienten γ als Mittelwert aus den Werten bei $G = 700, 800$ u. 900 W/m^2 in Bild 31. γ_{Schatten} zeigt die von Makrides mit der Abschattungsmethode ermittelten Temperaturkoeffizienten.

System	Datenblatt	Pyranometer		c-Si Sensor		Schatten
		Stuttgart	Nikosia	Stuttgart	Nikosia	Nikosia
		γ_N [%/K]	$\gamma_{\text{Stgt, Pyrano}}$ [%/K]	$\gamma_{\text{Niko, Pyrano}}$ [%/K]	$\gamma_{\text{Stgt, c-Si}}$ [%/K]	$\gamma_{\text{Niko, c-Si}}$ [%/K]
monokristallin (sc-Si)						
Atersa	-0,37	-0,33	-0,38	-0,42	-0,50	-0,56
BP Saturn	-0,50	-0,33	-0,39	-0,43	-0,53	-0,53
Sanyo HIT	-0,30	-0,22	-0,18	-0,31	-0,33	-0,42
SunPower	-0,38	-0,32	-0,44	-0,42	-0,56	-0,45
multikristallin (mc-Si)						
Schott MAIN	-0,47	-0,34	-0,34	-0,43	-0,49	-0,50
Schott EFG	-0,47	-0,27	-0,33	-0,36	-0,49	-0,42
SolarWorld	-0,47 *)	-0,36	-0,38	-0,44	-0,52	-0,49
Solon	-0,43	-0,41	-0,40	-0,49	-0,52	-0,40
Ø c-Si	-0,42	-0,32	-0,35	-0,41	-0,49	-0,47
Dünnschicht						
Mitsubishi a-Si(1)	-0,20	0,09	0,22	0,01	0,03	-0,19
Schott a-Si(2)	-0,20	-0,08	0,08	-0,18	-0,02	-0,20
First Solar CdTe	-0,25	0,01	-0,14	-0,06	-0,24	-0,22
Würth CIGS	-0,36	-0,28	-0,23	-0,36	-0,31	-0,42

*) Wert angenommen, da kein Herstellerwert verfügbar.

so stark nachlässt. Da es sich um die gleichen Module handelt, und auch die Auswertemethode die gleiche ist, sollten die Temperaturkoeffizienten an beiden Standorten eigentlich identisch sein. Der Unterschied ist vermutlich durch andere Spektren an den beiden Standort erklärbar und bedarf weiterer Untersuchungen. Die anderen Einflussgrößen wie Einstrahlung G , Temperatur T und DC-Leistung P_{DC} sind auf die selbe Art gemessen und das folgende Kapitels schließt mit einer Fehlerbetrachtung den Einfluss von Messfehlern aus.

Die auf das Pyranometer bezogenen Werte bieten aufgrund des einheitlichen Spektralverhaltens eine bessere Vergleichbarkeit, insbesondere zwischen c-Si- und Dünnschicht-Technologien. Tabelle 10 zeigt die bei hoher Einstrahlung ermittelten Temperaturkoeffizienten γ für alle Systeme im Vergleich mit den Datenblattangaben und den von Makrides [75] mittels Abschattungsmethode ermittelten Werten. Die im Feld bestimmten Temperaturkoeffizienten γ_{Pyrano} sind bes-

ser, als die vom Hersteller im Datenblatt angegebenen Werte γ_N . Allerdings sind die von Makrides bestimmten Werte γ_{Schatten} schlechter als die Datenblattangaben.

5.4.1 Fehlerrechnung Temperaturkoeffizienten

Die bestimmten Temperaturkoeffizienten γ in Tabelle 10 weisen eine recht große Streuung, insbesondere zwischen den beiden Standorten und den verschiedenen Bestimmungsmethoden auf. Dieser Abschnitt untersucht den Einfluss von Fehlern und Toleranzen der Eingangsmessgrößen von Modultemperatur T_{Modul} , Globalstrahlung G und elektrischer Leistung P_{DC} auf die Bestimmung der Temperaturkoeffizienten γ . Hierzu werden die Eingangsmessgrößen mit den in Tabelle 11 gezeigten künstlichen Fehler Δ zusätzlich beaufschlagt und die Temperaturkoeffizienten γ erneut berechnet. Tabelle 11 zeigt, dass die Abweichungen bei typischen Messfehlern ($\Delta P_{\text{DC}} \pm 1\%$, $\Delta T_{\text{Modul}} \pm 1 \text{ K}$, $\Delta G \pm 2\%$) sehr gering sind und die durch die Messtechnik verursachten Fehler somit vernachlässigbar sind. Daher müssen die beachtlichen Schwankungen der Temperaturkoeffizienten γ bei der Bestimmung aus den Felddaten andere Ursachen haben. Bei den niedrigeren Einstrahlungen G spielt vermutlich das stark ins Blau gehende Spektrum eine Rolle.

Tabelle 11: Absolute Abweichung der Temperaturkoeffizienten γ bei Eingangswerten mit verschiedenen Fehlern Δ am Beispiel des sc-Si System von Atersa in Stuttgart bei drei verschiedenen Einstrahlungen G . Als Fehlerquelle wird sowohl ein Offsetfehler (\pm Wert), als auch ein linearer Fehler ($\pm\%$) auf die gemessenen Eingangsgrößen (P_{DC} , T_{Modul} , G_{Pyrano}) zur Temperaturkoeffizientenbestimmung künstlich überlagert. Zusätzlich ist der Wert ohne künstlichen Fehler angegeben. Der Einfluss typischerweise auftretender Messfehler auf den Temperaturkoeffizienten ist gering.

Fehlerquelle	Fehler @ G=200	Fehler @ G=500	Fehler @ G=1000
ohne Fehler [%/K] $\gamma =$	-0,15	-0,33	-0,43
mit Fehler Δ	$\Delta\gamma$ [%/K]	$\Delta\gamma$ [%/K]	$\Delta\gamma$ [%/K]
ΔP_{DC} -50 / +50 W	-0,088 / +0,025	-0,037 / +0,030	-0,023 / + 0,020
ΔP_{DC} -5 / + 5%	0 / 0	0 / 0	0 / 0
ΔT_{Modul} -10 / + 10 K	-0,002 / +0,002	-0,011 / +0,010	-0,019 / +0,018
ΔT_{Modul} -10 / +10%	-0,017 / 0,014	-0,039 / +0,032	-0,053 / +0,043
ΔG_{Pyrano} -100 / + 100 W/m ²	-0,001 / +0,070	-0,140 / +0,127	-0,052 / +0,010
ΔG_{Pyrano} -20 / + 20 W/m ²	0,002 / +0,137	0 / -0,045	+0,003 / +0,002
ΔG_{Pyrano} -10 / + 10%	-0,006 / +0,102	-0,091 / -0,026	+0,024 / +0,002

5.5 Schwachlichtverhalten

Die meiste Betriebszeit ist das Solarmodul einer deutlich geringeren Einstrahlung als den $G = 1000 \text{ W/m}^2$ der STC ausgesetzt. Hauptursache sind der sich über den Tag verändernde Einstrahlungswinkel AOI (Cosinus-Funktion) des Sonnenlichts und die Bewölkung. Abends und morgens dämpft der längere Weg durch die Atmosphäre die Intensität zusätzlich. Kapitel 5.1.4 zeigte, dass der Wirkungsgrad η bei Schwachlicht gegenüber dem STC-Wirkungsgrad η_{STC} sowohl sinken, als auch steigen kann. Die Abhängigkeit des Wirkungsgrads η von der Einstrahlung hat somit einen direkten Einfluss auf den Jahresenergieertrag.

Bild 29 zeigt auf den Leistungsgeraden bei $T_{\text{Modul}} = 25 \text{ °C}$ die DC-Leistung P_{DC} bei unterschiedlicher Einstrahlung G . Hieraus berechnet sich der Wirkungsgrad $\eta(G)$ als Funktion der Einstrahlung G der jeweiligen PV-Technologie. In einem zweiten Schritt folgt die Normierung auf den Wirkungsgrad η' mithilfe des STC-Wirkungsgrades η_{STC} , um das Schwachlichtverhalten der Technologien untereinander vergleichen zu können. Hierzu sollte der Wirkungsgrad $\eta(G = 1000 \text{ W/m}^2)$ verwendet werden, da dieser jedoch aufgrund der im Feld sehr selten vorkommenden hohen Einstrahlung von $G = 1000 \text{ W/m}^2$ mit relativ wenigen Messpunkten einen relativ ungenauen Wert liefert, wird hier als STC-Wirkungsgrad η_{STC} der Mittelwert bei $G = 700, 800$ und 900 W/m^2 verwendet. In diesem Bereich unterliegt der Wirkungsgrad nur geringem Einfluss durch die Einstrahlung. Bild 32 zeigt den normierten Wirkungsgrad η' der zwölf PV-Technologien in Abhängigkeit der Einstrahlung G und somit deren Schwachlichtverhalten.

Analog zum Schwachlichtfaktor f_{Labor} in Kapitel 5.1.4 zeigt Tabelle 12 die aus Bild 32 ermittelten Schwachlichtfaktoren f_{Feld} für die europäische und kalifornische Einstrahlungsverteilung. Zur besseren Lesbarkeit zeigt die Tabelle 12 die prozentuale Abweichung Δf vom neutralen Wert $f = 1$. Je höher die Zahl, desto mehr Ertrag sollte das Solarmodul im Praxisbetrieb bringen. Im Unterschied zu den im Labor bestimmten Schwachlichtfaktoren f_{Labor} , ist in den aus den Felddaten ermittelten Schwachlichtfaktoren f_{Feld} auch die in Kapitel 5.6, Bild 33 beschriebene Blauverschiebung und der höhere Diffusanteil des Lichts enthalten. Dieser Fall ist deutlich relevanter für die Praxis als ein konstantes Laborspektrum.

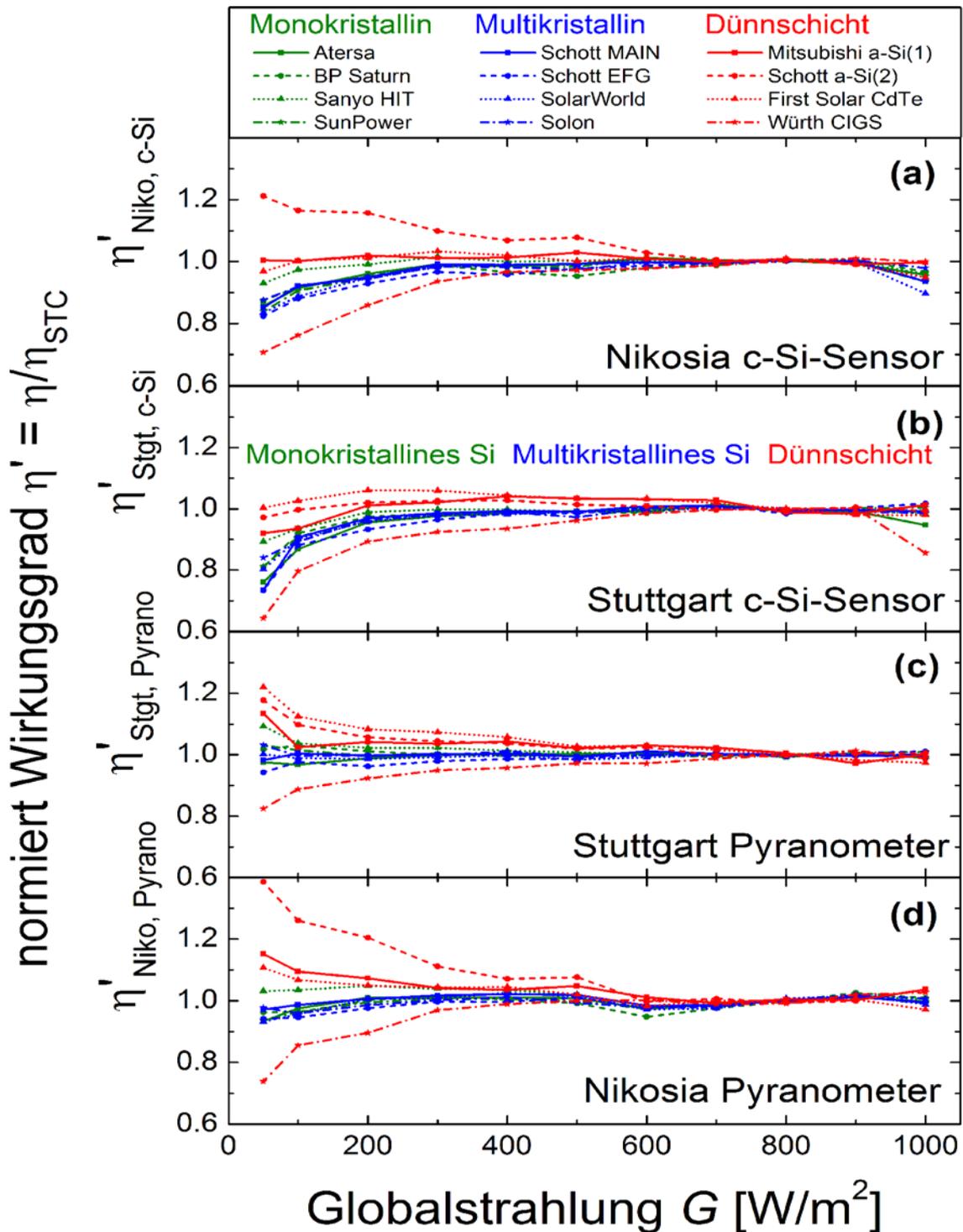


Bild 32: Der normierte Wirkungsgrad η' hängt insbesondere bei den Dünnschichtsystemen stark von der Einstrahlung G ab. Die a-Si, CdTe und HIT Technologien weisen das beste Schwachlichtverhalten auf. Die Bestimmung mit dem c-Si Sensor liefert ein deutlich schlechteres Schwachlichtverhalten als bei Verwendung des Pyranometers. Der Fehlerbalken beim Pyranometer beträgt $\pm 3\%$ und beim c-Si Sensor $\pm 9\%$. Zur besseren Übersicht sind die Fehlerbalken nur als Fehlerband um die 1 angedeutet.

Tabelle 12: Prozentuale Abweichung Δf der Schwachlichtfaktoren vom „neutralen“ Wert $f = 1$. Je größer die Zahl, desto höher ist der gewichtete Wirkungsgrad η_{Euro} bzw. η_{Kali} bei schwachem Licht.

System	Labor		Stuttgart		Nikosia	
			Pyranometer	c-Si-Sensor	Pyranometer	c-Si-Sensor
	Δf_{Euro}	Δf_{Kali}	Δf_{Euro}	Δf_{Euro}	Δf_{Kali}	Δf_{Kali}
monokristallin (sc-Si)						
Atersa	-1,4	-0,2	-0,5	-3,7	-0,1	-0,8
BP Saturn	-1,6	-0,6	0,2	-2,3	-0,7	-2
Sanyo HIT	2,1	2,0	1,3	-1,6	0,9	-0,1
SunPower	-1,6	-0,8	0,5	-2,2	-0,5	-1,4
multikristallin (mc-Si)						
Schott MAIN	-0,4	0,7	-0,3	-2,5	0,2	-1,1
Schott EFG	-1,9	-0,5	-1,4	-3,1	-0,7	-2,1
SolarWorld	-1,2	-0,1	-1,1	-2,5	-0,3	-1,6
Solon	0,6	1,4	-0,4	-3,4	-0,8	-1,5
Ø sc-Si und mc-Si	-0,7	0,2	-0,2	-2,7	-0,3	-1,3
Dünnschicht						
Mitsubishi a-Si(1)	*)	*)	2,5	1,6	2,4	1
Schott a-Si(2)	-4,6	-2,6	3,3	0,9	5	4,5
First Solar CdTe	4,9	4,2	4	2,8	1,2	0,5
Würth CIGS	0,9	1,3	-4,3	-9,1	-1,9	-3,3

*) Für das Mitsubishi Modul konnten aufgrund seiner hohen Spannung mit der vorhandenen Messtechnik keine Kennlinien gemessen werden.

Bild 32a und 32b zeigen, dass alle PV-Technologien ein deutlich schlechteres Schwachlichtverhalten bei Verwendung des c-Si Sensors anstelle des Pyranometers aufweisen. Da der c-Si Sensor bei geringeren Einstrahlungen G einen höheren Leistungswert liefert als das Pyranometer¹⁴, sinkt der Wirkungsgrad der Module vermeintlich, wenn man die Leistung auf den c-Si Sensor bezieht. Um das unterschiedliche Spektralverhalten der Technologien zu berücksichtigen, muss also das Pyranometer als Referenz verwendet werden.

Der im Feld gemessene Wirkungsgrad η ist relativ konstant und steigt erst bei mittleren Einstrahlungen G im Gegensatz zu den Labormessungen an, um dann bei sehr niedrigeren Einstrahlungen G abzusinken. Von den c-Si-Modulen zeigt das mit a-Si passivierte HIT-Modul das beste Schwachlichtverhalten im Feld, wie auch im Labor. Der hohe Parallelwiderstand R_p ist dafür verantwortlich. Das mc-Si-Modul von Solon mit ebenfalls gutem Parallelwiderstand R_p zeigt im Feld

¹⁴ Vergleiche Kapitel 4.1.3.

keinen Vorteil im Schwachlichtverhalten, gegenüber den anderen Modulen mit Solarzellen aus mc-Si, welchen einen schlechteren Parallelwiderstand R_p aufweisen.

In Nikosia zeigen die a-Si-Technologien das beste Schwachlichtverhalten gefolgt von CdTe (Bild 32d). Wohingegen in Stuttgart CdTe das beste Schwachlichtverhalten aufweist (Bild 32c). Gründe für das gute Schwachlichtverhalten liegen im hohen Parallelwiderstand R_p , aber auch in der Spektralempfindlichkeit der Module.

CIGS zeigt an beiden Standorten ein schlechtes Schwachlichtverhalten ($f < 1$), obwohl es im Labor eher ein gutes Schwachlichtverhalten ($f > 1$) aufweist. Auch der Hersteller wirbt mit einem guten Schwachlichtverhalten [76]. Der bei CIGS ebenfalls sehr hohe Parallelwiderstand kann dieses Verhalten nur im Labor erklären. Eine Erklärung für die Unterschiede zwischen Labor und Feld liegen im Spektralverhalten und sind in Kapitel 5.6 näher erläutert.

5.5.1 Fehlerrechnung zum Schwachlichtwirkungsgrad

Die Eingangsmessgrößen der Modultemperatur T_{Modul} , der Globalstrahlung G und der elektrischen Leistung P_{DC} zur Bestimmung des Wirkungsgrades η bei schwächerer Einstrahlung G unterliegen gewissen Messtoleranzen. Um den Einfluss der Toleranzen abzuschätzen, werden die in Tabelle 13 gezeigten künstlichen Fehler Δ erzeugt und der Schwachlichtwirkungsgrad erneut berechnet. Tabelle 13 zeigt, dass Fehler bei der Leistungs- und Einstrahlungsmessung direkt linear auf den Schwachlichtwirkungsgrad durchschlagen. Fehler bei der Temperaturmessung haben eher einen untergeordneten Einfluss und betragen ca. 0,4 %/K, was in etwa dem Temperaturkoeffizienten γ der Modulleistung entspricht.

Ausgehend von den in Tabelle 4 genannten Messfehlern der Sensoren ergibt sich mit Tabelle 13 für das Schwachlichtverhalten ein Gesamtfehler von $\pm 3\%$ für die Pyranometermessung und von $\pm 9\%$ für die c-Si-Sensor-Messung. Die Normierung auf STC zum Technologievergleich würde den Fehler nochmals fast verdoppeln. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Sensoren immer in die gleiche Richtung abweichen, wodurch die Verdoppelung des Fehlers nicht auftritt. Trotzdem liegen die Fehler bei der Wirkungsgradbestimmung in der

gleichen Größenordnung wie die Unterschiede der Schwachlichtfaktoren. Es kann daher nur bei sehr schwachen Einstrahlungen G , bei der sich die Wirkungsgrade η erst deutlich unterscheiden, eine Aussage zum Schwachlichtverhalten der verschiedenen PV-Technologien gemacht werden.

Tabelle 13: Prozentualer Fehler des Wirkungsgrades η , getestet am sc-Si-System von Atersa in Stuttgart bei drei verschiedenen Einstrahlungen G . Als Fehlerquelle wird sowohl ein Offsetfehler (\pm Wert), als auch ein linearer Fehler ($\pm\%$) auf die gemessenen Eingangsgrößen zur Wirkungsgradbestimmung künstlich überlagert. Fehler in der DC-Leistung ΔP_{DC} und Einstrahlung ΔG_{Pyrano} gehen direkt linear ein. Temperaturfehler ΔT_{Modul} wirken sich bei hoher Einstrahlung stärker aus, sind aber mit 0,4 %/K eher untergeordnet.

Fehlerquelle	Fehler [%] @ $G = 200$	Fehler [%] @ $G = 500$	Fehler [%] @ $G = 1000$
ΔP_{DC} -50 / +50 W	-26,0 / 25,7	10,5 / 10,5	-5,2 / 5,2
ΔP_{DC} -5 / +5%	-5,0 / 5,0	-5,0 / 5,0	-5,0 / 5,0
ΔT_{Modul} -10 / +10 K	-1,5 / 1,5	-3,2 / 3,2	-4,3 / 4,3
ΔT_{Modul} -10 / +10%	-0,4 / 0,3	-0,9 / 0,7	-1,2 / 1,0
ΔG_{Pyrano} -100 / +100 W/m ²	50,0 / -51,0	21,9 / -20,1	8,1 / -9,7
ΔG_{Pyrano} -20 / +20 W/m ²	9,3 / -9,3	4,3 / -3,8	1,9 / -2,0
ΔG_{Pyrano} -10 / +10%	11,2 / -8,8	12,2 / -8,8	9,5 / -8,7

5.6 Spektralverhalten

Die vorherigen Kapitel zeigen, dass das Spektrum des Sonnenlichts einen Einfluss auf die Leistung der verschiedenen PV-Technologien hat. Diese Arbeit diskutiert anhand der Quantenausbeuten EQE der Solarzellen in Bild 12 und den im nächsten Absatz vorgestellten Beleuchtungsspektren qualitativ den Einfluss des Spektrums auf die Leistung der verschiedenen PV-Technologien.

Als Vergleichsspektren kommt bei voller Sonne das in der Photovoltaik übliche genormten Spektren AM 1,5 der STC zum Einsatz [48]. Das Spektrum D65 der Internationalen Belechtungskommision für ein diffuses Tageslichtspektrum, stellt die Beleuchtung der der Solarmodule bei bewölktem Himmel dar [77]. Bild 33 zeigt das aus Ref. [78] entnommene ins Blaue verschobene D65 Spektrum im Vergleich zum AM 1,5 Spektrum. Ursache für die Blauverschiebung sind Wolken, welche das direkte Sonnenlicht blockieren und streuen. Die Ray-

leigh-Streuung streut das blaue Licht ca. 16 mal stärker als das Rote und verschiebt das Spektrum des diffusen Lichts ins Blaue [79].

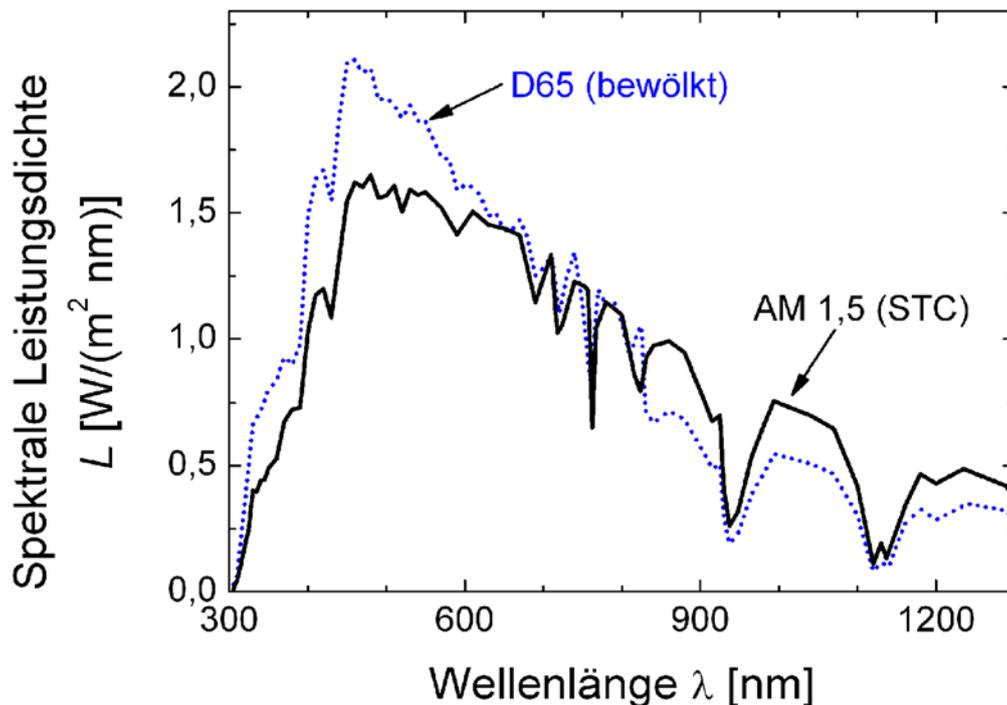


Bild 33: Das diffuse Spektrum D65 enthält mehr Blau und weniger Infrarot als das AM 1,5 Spektrum. Beide Spektren sind auf eine Leistung von $G = 1000 \text{ W}/\text{m}^2$ im Wellenlängenbereich λ von 305 bis 4045 nm normiert.

Die Blauverschiebung bei Wolken sorgt dafür, dass PV-Technologien, welche mehr im Blauen als im Roten empfindlich sind, ein besseres Schwachlichtverhalten aufweisen. Betrachtet man die externe Quantenausbeute EQE in Bild 12, so sind dies a-Si und CdTe, wobei a-Si deutlich blauempfindlicher als CdTe ist.

Bei blauem Licht nimmt die Empfindlichkeit von a-Si deutlich zu, wohingegen sich der fehlende IR Anteil bei $\lambda > 800 \text{ nm}$ nicht bemerkbar macht, da a-Si dort keine Empfindlichkeit aufweist. CdTe verhält sich ähnlich, aber nicht so ausgeprägt. Hierdurch weisen a-Si und CdTe bei blauen diffusen Schwachlicht einen besseren Wirkungsgrad auf. Die Bilder 32c-d bestätigen dies aus den gemessenen Felddaten.

Die CIGS Technologie verliert im IR. Im Blauen gewinnt sie ungefähr so viel wie CdTe, aber weniger als a-Si. Der fehlende Rotanteil wird jedoch nicht durch

den steigenden Blauanteil ausgeglichen und das Schwachlichtverhalten sinkt, was die Bilder 32c-d ebenfalls bestätigen.

Kristallines Silizium verliert im IR ebenfalls deutlich, gewinnt im Blauen aber deutlich mehr als CIGS, was das konstante Schwachlichtverhalten in den Bildern 32c-d erklärt.

5.7 Jahresenergieerträge

Der Jahresenergieertrag E_{Jahr} in kWh/kW_p ist eine der wichtigsten Kenngrößen eines Photovoltaiksystems. Die eingespeiste Energie E_{Jahr} lässt sich zunächst mit einem elektrischen Energiezähler sehr einfach auf ca. 1% genau messen. Problematisch wird es hingegen, sobald man die erzeugten Kilowattstunden auf eine Bezugsgröße normiert, um sie mit anderen Systemen vergleichbar zu machen. Hierzu ist zum einen die PV-Generatorfläche A_{PV} geeignet, welche auf ca. 0,2% genau bestimmbar ist. Die für eine bestimmte Leistung P_{STC} benötigte Fläche A_{PV} hängt jedoch vom Wirkungsgrad der PV-Technologie ab, so dass sie als Vergleichskriterium beim Technologievergleich unbrauchbar ist. Deshalb dient, wie bereits in Gl. (1) verwendet und in der Praxis üblich, die Nominalleistung P_{STC} unter Standardtestbedingungen als Bezugsgröße. Diese Arbeit unterscheidet drei verschiedene Arten der Nominalleistung:

1. Normierung auf die Nennleistung nach Typenschild P_{N}

Diese Methode ist am einfachsten, da die Typenschildnennleistung immer bekannt ist. Da Investoren die Anlage meist nach dieser Leistung bezahlen ist diese Normierungsart unter finanziellen Gesichtspunkten am interessantesten.

2. Normierung auf die vom Hersteller gemessene Nominalleistung P_{Flash}

Oft liefern die Hersteller auf Anfrage auch die bei der Fertigungsendkontrolle gemessene Leistung der Module mit. Die Messungen erfolgen üblicherweise mit einem Flasher. Diese Werte sind gegenüber den Typenschildangaben exakter, da sie Schwankungen in der Produktion berücksichtigen.

3. Normierung auf die im Feld gemessene Leistung P_{Feld}

Die Bestimmung der Nominalleistung aus den gemessenen Felddaten im Betrieb hat den Vorteil, dass die tatsächliche Leistung bestimmt wird. Diese Methode berücksichtigt anfängliche Leistungsänderungen, die insbesondere bei den Dünnschichttechnologien durch Lichteinfluss auftreten. Somit werden mit P_{Feld} Technologieunterschiede am ehesten sichtbar.

Die Bilder 34a, b, c vergleichen die Jahresenergieerträge der Systeme in Stuttgart (türkis) und Nikosia (lila) des Jahres 2007. Die Normierung auf die verschiedenen Nominalleistungen P_{STC} ergibt unterschiedliche Resultate bezüglich der Frage, welche Technologie die „Beste“ ist. Die Fehlerbalken enthalten zum einen die Messungenauigkeit der AC-Energiezähler von 1% und zum anderen die Abweichung, welche durch die Wechselrichter verursacht sein kann mit 0,9%. Der größte Teil des Fehlerbalkens stammt jedoch von den im Folgenden dargestellten Messungenauigkeiten der Nominalleistung.

Bild 34a zeigt die Erträge auf die Typenschildleistung normiert. Hierbei treten die größten Fehlerbalken auf, da die vom Hersteller angegebenen Modultoleranzen zwischen -0 und +2,5% bis zu $\pm 10\%$ betragen.

Bild 34b zeigt die selben Erträge auf die Leistungsmessung des Herstellern normiert. Die Unsicherheiten sind als Minimalwerte zu verstehen, da hier die in den europäischen PV-Modul-Prüflabors üblichen Messfehler angenommen werden und die Hersteller eher ungenauer messen als ein Prüflabor. Die Fehler liegen für c-Si zwischen -1,5 und +2,6% und für Dünnschicht bei $\pm 6\%$.

Bild 34c zeigt die Energieerträge auf die im Feld gemessene Leistung normiert. Die Messungenauigkeit beträgt $\pm 3,6\%$. Nicht mit einbezogen sind mögliche Abweichungen durch das Spektrum. Die Datenfilterung auf geometrische AM 1,5 Bedingungen und hohe Einstrahlungen zur Bestimmung der Nominalleistung P_{Feld} führt tendenziell dazu, dass die Leistung eher im Sommer bestimmt wird. Uchida und Sakai beschreiben, dass der Wirkungsgrad eines a-Si-Moduls im Sommer¹⁵ am höchsten ist und im Winter¹⁶ deutlich nachlässt [80]. Daher ist die ermittelte (Jahres-) Leistung eher als zu hoch anzusetzen, was für den normierten Ertrag der a-Si-Anlagen zu niedrige Werte bedeutet.

15 Hohe Temperaturen heilen Defekte aus.

16 Licht verursacht Defekte.

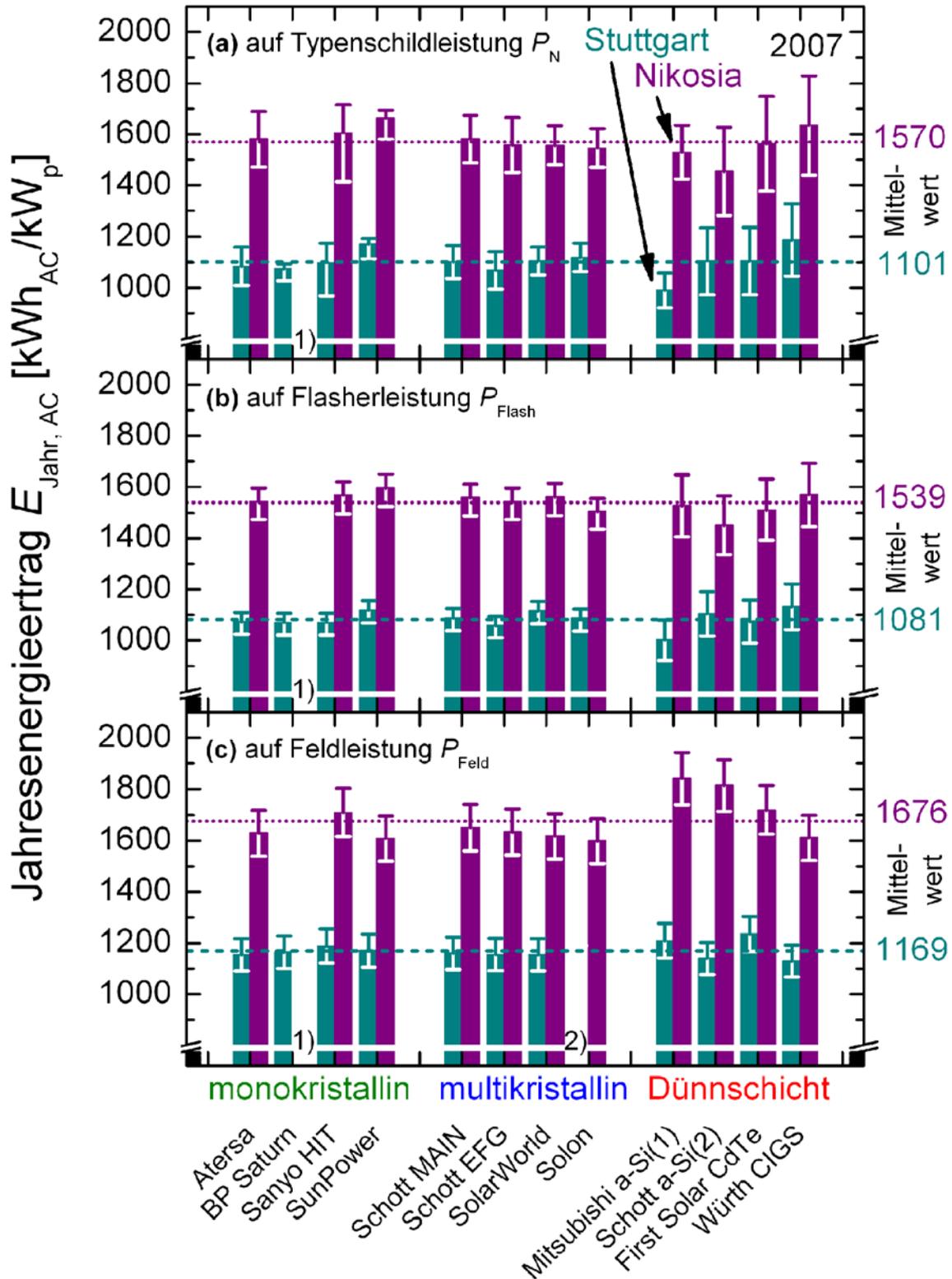


Bild 34: Jahresenergieerträge 2007 normiert auf unterschiedliche Nennleistungen (a) Typenschildnennleistung P_N , (b) Herstellermessung P_{Flash} und (c) Feldmessung P_{Feld} . Die meisten Unterschiede zwischen den PV-Anlagen liegen innerhalb der Fehlerbalken. Lediglich a-Si ist in Zypern bei den Feldmessungen überdurchschnittlich ertragreich. 1) Eine Abschattung am Morgen macht diese PV-Anlage nicht vergleichbar. 2) Messtechnikausfall. Die $\bar{\varnothing}$ -Werte sind ohne Ausnahmen 1) und 2).

5 Auswertungen

Die Leistungsmessung erfolgt im Feld für alle Systeme unter gleichen Bedingungen (Messtechnik, Einstrahlung (Sonne), Korrekturverfahren). Insbesondere die Nennleistung P_N nach Typenschild, aber auch die Flasherleistung P_{Flash} werden mit verschiedenen Messgeräten der jeweiligen Hersteller bestimmt und können zusätzlich von der Marketingphilosophie der Hersteller beeinflusst sein. Somit ermöglicht die Normierung des Jahresenergieertrags E_{Jahr} auf die Feldleistung P_{Feld} den besten Vergleich zwischen den Technologien. Hingegen spielt für wirtschaftliche Vergleiche sicherlich die Auswertung nach der Nennleistung P_N die größere Rolle.

Am meisten fällt auf, dass die Fehlerbalken in fast allen Fällen deutlich größer sind als die Ertragsunterschiede zwischen den PV-Technologien. In Nikosia sind die Unterschiede deutlich größer und auch oft entgegengesetzt zu Stuttgart. Module aus multikristallinem Silizium weisen die geringste Unterschiede auf.

Ausgehend von dem später in Kapitel 6.3, Tabelle 18 modellierten Einfluss des Temperaturkoeffizienten γ auf den Jahresenergieertrag E_{Jahr} , müssten die a-Si-Technologien in Nikosia einen Ertragsvorteil von +4,5% und die HIT-Technologie von +2% besitzen. Die tatsächlich gemessenen höheren Erträge (normiert auf die Feldleistung P_{Feld}) der a-Si und HIT-Technologien sind somit zur Hälfte mit ihrem besseren Temperaturkoeffizienten erklärbar.

Im betrachteten Jahr 2007 war die Strahlungssumme H nach Tabelle 9 in Stuttgart 9,4% höher und in Nikosia 5,4% niedriger als im langjährigen Mittel. Unter der Annahme, dass die höhere, bzw. geringere Strahlungssumme H den Jahresenergieertrag E_{Jahr} linear beeinflusst, zeigt Tabelle 14 die über alle PV-Technologien gemittelten langjährigen durchschnittlichen Jahresenergieerträge $E_{\text{Jahr}, \emptyset}$. In Stuttgart speist eine PV-Anlage den mittleren Jahresenergieertrag $E_{\text{Jahr}, \emptyset}$ von ca. 1000 kWh/kW_p und in Nikosia ca. 1650 kWh/kW_p ein.

Tabelle 14: In Stuttgart speist eine PV-Anlage einen typischen Jahresenergieertrag E_{Jahr} von ca. 1000 kWh/kW_p ein. In Nikosia erwirtschaftet eine PV-Anlage mit ca. 1650 kWh/kW_p 65% mehr Ertrag.

Ort	Jahresenergieertrag normiert auf		
	Nennleistung P_N	Flasherleistung P_{Flash}	Feldleistung P_{Feld}
	$E_{\text{Jahr},\emptyset}$ [kWh/kW _p]	$E_{\text{Jahr},\emptyset}$ [kWh/kW _p]	$E_{\text{Jahr},\emptyset}$ [kWh/kW _p]
Stuttgart	1.006	988	1.069
Nikosia	1.660	1.627	1.772
Zugewinn Nikosia	65%	65%	66%

5.8 Performance Ratio

Die Performance Ratio

$$PR = \frac{E_{\text{Jahr}, AC}}{E_{\text{Jahr}, STC}} = \frac{E_{\text{Jahr}, AC}}{H A \eta_{\text{Modul}, STC}} = \frac{\eta_{\text{Jahr}, System}}{\eta_{\text{Modul}, STC}} \quad (29)$$

ist das Verhältnis der über ein Jahr eingespeisten Energie E_{AC} und der elektrischen Energie E_{STC} , die ein Solargenerator, welcher immer unter STC arbeiten würde, an den Wechselrichter liefert. E_{STC} berechnet sich aus der eingestrahelten Strahlungssumme H , der Modulfläche A und dem Modulwirkungsgrad $\eta_{\text{Modul}, STC}$. Die Leistungsminderung durch erhöhte Modultemperatur, die Verluste des Wechselrichters, Kabelverluste, elektrische Fehlanpassungsverluste, Verluste durch ein abweichendes Spektrum und auch alle anderen Verluste bleiben unberücksichtigt und gehen als allgemeiner Verlust in die PR ein. Auch erfolgt keine Berücksichtigung der PV-Technologie. Die PR stellt ebenfalls das Verhältnis zwischen dem Jahreswirkungsgrades des gesamten PV-Systems $\eta_{\text{Jahr}, System}$ und dem Modulwirkungsgrad $\eta_{\text{Modul}, STC}$ dar.

Die PR dient vornehmlich dazu, die Leistungsfähigkeit einer PV-Anlage unabhängig vom Wirkungsgrad der Solarmodule und ihrem Standort zu beurteilen. Quaschnig nennt für gute PV-Anlagen eine PR von 75% und für sehr gute Anlagen von $PR > 80\%$ [81]. Aufgrund der technischen Weiterentwicklung der Wechselrichter und der damit verbundenen Wirkungsgradsteigerung, sollte heutzutage bereits eine gute PV-Anlage eine PR von ca. 80% haben.

Tabelle 15 zeigt die PR der PV-Anlagen in Stuttgart und Nikosia. Für jede der drei im vorherigen Kapitel dargestellten Nominalleistungen P_N , P_{Flash} und P_{Feld}

5 Auswertungen

ergeben sich unterschiedliche Werte für die PR . Trotz des „alten“ Wechselrichters mit relativ schlechtem Wirkungsgrad η_{WR} , erreichen die PV-Anlagen in Stuttgart eine durchschnittliche PR_{Flash} von 80,4%. In Nikosia senken die höheren Modultemperaturen die PR auf 78,6% ab.

Tabelle 15: Performance Ratio PR der verschiedenen PV-Anlagen im ersten Betriebsjahr bezogen auf verschiedenen Nominalleistungen P_{STC} . Die höheren Temperaturen in Nikosia senken die PR etwa um zwei Prozentpunkte.

System	PR_N [%]		PR_{Flash} [%]		PR_{Feld} [%]	
	Stuttgart	Nikosia	Stuttgart	Nikosia	Stuttgart	Nikosia
monokristallin (sc-Si)						
Atersa	80,5	80,7	79,6	78,8	85,7	83,2
BP Saturn	79,8	*)	79,4	*)	86,6	*)
Sanyo HIT	81,6	81,9	79,4	79,9	88,3	87,3
SunPower	87,0	84,9	83,1	81,5	86,9	82,1
multikristallin (mc-Si)						
Schott MAIN	81,8	80,7	80,7	79,5	86,2	84,3
Schott EFG	79,3	79,5	78,5	78,8	85,8	83,4
SolarWorld	82,1	79,5	82,8	79,6	85,7	82,5
Solon	83,1	78,9	80,6	76,8	93,6	81,6
Ø sc-Si und mc-Si	82,2	80,9	80,7	79,3	87,5	83,5
Dünnschicht						
Mitsubishi a-Si(1)	73,6	78,1	74,4	77,9	89,8	94
Schott a-Si(2)	82,0	74,3	81,9	74,1	84,7	92,6
First Solar CdTe	82,1	79,8	79,7	77,1	91,8	87,7
Würth CIGS	88,2	83,5	84	80,1	84	82,2
Ø Alle Systeme	81,9	80,2	80,4	78,6	87,5	85,5

*) Diese Anlage wird morgens etwas verschattet, wodurch der Ertrag nicht vergleichbar ist.

6 Modellierung der Jahresenergieerträge

Der kommerzielle Markt bietet eine Fülle eigenständiger Softwarepakete (z.B. PVsol, PVsyst, SolEm, usw.) für die Simulation von PV-Anlagen. Einige Onlinetools bieten inzwischen auch die eingeschränkte Simulation direkt im Internet an. Für die meisten Softwarepakete sind die internen Berechnungsmethoden nicht öffentlich zugänglich und auch nicht änderbar. Die Excel-Anwendung SolEm bietet aufgrund ihres offen liegenden Quellcodes prinzipiell die Möglichkeit, eigene Modelle zu implementieren [82]. Die blockorientierte Programmierumgebung INSEL bietet insbesondere für die Photovoltaik gut dokumentierte Modelle für die verschiedenen Komponenten eines PV-Systems. Sofern nicht anders angegeben, kommt in dieser Arbeit die Programmierumgebung Matlab mit selbst geschriebenen Algorithmen zum Einsatz. Hierdurch steht eine sehr große Freiheit für die Modellierung zur Verfügung.

Bild 35 zeigt eine Übersicht der im Folgenden verwendeten Modellierungsverfahren. Im oberen Bereich stehen die gemessenen Eingangswetterdaten für die Simulation. Jede Blockzeile steht für eine Modellierungsart. Zunächst schätzt Kapitel 6.1 den Jahresenergieertrag anhand von Erfahrungswerten (PR) ab. Kapitel 6.2 geht davon aus, dass alle PV-Technologien unter konstantem STC-Wirkungsgrad arbeiten, also temperatur- und einstrahlungsunabhängig sind. Die Beachtung der Temperaturabhängigkeit mithilfe des Temperaturkoeffizienten γ der Leistung in Kapitel 6.3 verbessert die Prognoseergebnisse deutlich. Die Modellierung der wärmeren Zelltemperatur T_{Zelle} aus der gemessenen Modul- und Lufttemperatur verbessert das Ergebnis weiter. Kapitel 6.4 verwendet für die Modellierung des Wechselrichters eine Funktion der umgesetzten Leistung $\eta(P_{\text{DC}})$, anstelle eines konstanten Jahreswirkungsgrades η_{WR} . Unter Berücksichtigung der Reflexion an der Moduloberfläche verbessert sich die Prognose in Kapitel 6.5 abermals. Kapitel 6.6 verwendet das Ein-Dioden-Modell, anstelle der oben genannten linearen Leistungsänderungen.

Kapitel 6.7 vergleicht die Energieertragsprognosen der Software INSEL, welche insbesondere Funktionen zur Parameterbestimmung des Ein-Dioden-Modells aus Datenblattangaben und gemessenen I/V-Kennlinien bietet.

6 Modellierung der Jahresenergieerträge

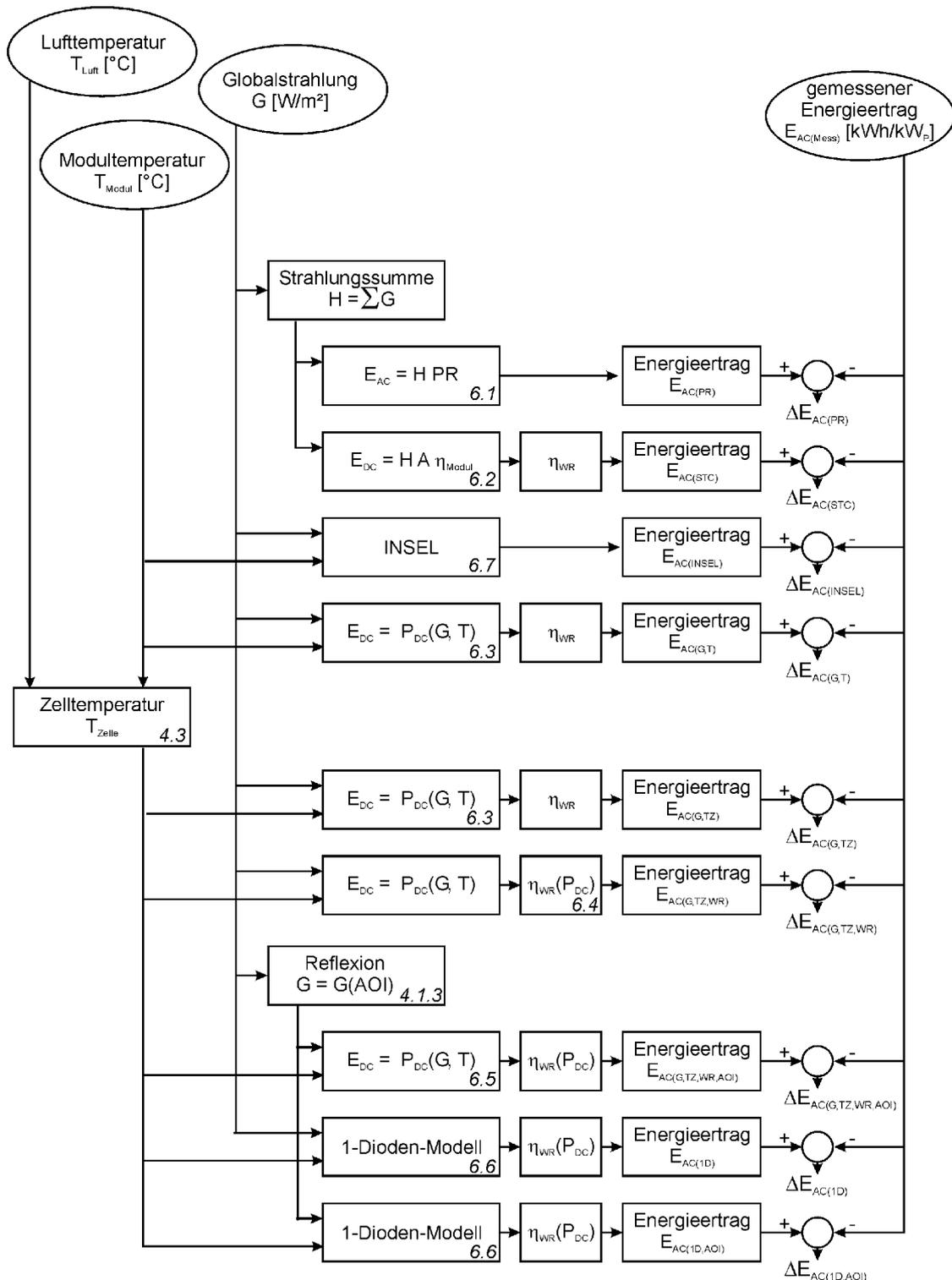


Bild 35: Übersicht der Modellierungsverfahren. Aus den gemessenen Werten der Globalstrahlung G , der Modultemperatur T_{Modul} und der Lufttemperatur T_{Luft} ergeben sich über verschiedene Modellierungsverfahren der Jahresenergieertrag E_{AC} und der Prognosefehler ΔE_{AC} im Vergleich zum gemessenen Energieertrag $E_{\text{AC(Mess)}}$. Die Zahl in Kursivschrift gibt das behandelnde Kapitel an.

Physikalisch ist der Jahresenergieertrag

$$E_{Jahr, AC} = \int_{Jahr} P_{DC}(G, T_{Modul}, AOI, Spektrum) \eta_{WR}(P_{DC}, V) dt, \quad (30)$$

eines PV-Systems das Integral über ein Jahr der Gleichstromleistung P_{DC} der Solarmodule multipliziert mit dem Wechselrichterwirkungsgrad η_{WR} .

Die eingestrahlte Globalstrahlung G erzeugt im Solarmodul mit dem Modulwirkungsgrad η_{Modul} und der Fläche A_{System} die Gleichstromleistung

$$P_{DC} = G A_{System} \eta_{Modul}(G, T_{Modul}, AOI, Spektrum). \quad (31)$$

Dabei hängt η_{Modul} von der Einstrahlung G , der Modultemperatur T_{Modul} , dem Einstrahlungswinkel AOI und dem eingestrahlten *Spektrum* ab.

Die Fläche A für eine PV-Anlage mit der Nominalleistung von 1 kW_p

$$A_{/1kW_p} = \frac{1 \text{ m}^2}{\eta_{STC}} \quad (32)$$

skaliert mit dem Kehrwert des Wirkungsgrads. Somit hängt der normierte Jahresenergieertrag E_{Jahr} weder von der Fläche A noch vom STC-Wirkungsgrad η_{STC} der Solarmodule ab. Der Wirkungsgrad bestimmt lediglich die benötigte Fläche A des PV-Generators.

Zu Vereinfachung verzichtet das komplette Kapitel 6 auf den Zusatz *Jahr* bei den Energieerträgen. Es sind hier immer Jahreswerte gemeint. Der Prognosefehler

$$\Delta E_{AC} = \frac{E_{Sim} - E_{Mess}}{E_{Mess}} \quad (33)$$

ergibt sich aus der Differenz zwischen simuliertem Energieertrag E_{Sim} und gemessenem Energieertrag E_{Mess} und wird in Prozent angegeben. Bei positiven Werten von ΔE_{AC} liegt das Simulationsergebnis über und bei negativem ΔE_{AC}

unter dem gemessenen Energieertrag E_{Mess} . Als Nominalleistung P_{STC} dient hier im Kapitel 6 immer die vom Hersteller gemessene Flasherleistung P_{Flash} .

6.1 Einfache Ertragsabschätzung

Nimmt man für die in Kapitel 5.8 eingeführte Performance Ratio PR einen typischen Wert von $PR = 80\%$ an, so lässt sich damit direkt eine Aussage zum Jahresenergieertrag E_{Jahr} machen, wenn die jährliche Einstrahlungssumme H in der Modulebene des Standorts bekannt ist. Aus vielen Wetterdatenbanken ist die Einstrahlungssumme H für viele Standorte einfach zu bekommen, daher ist dieses Verfahren für die Praxis für erste Ertragsbestimmungen gut geeignet.

Gleichung (29) umgestellt und mit Gl. (32) ergibt den Energieertrag

$$E_{AC(PR)} = PR H A \eta_{\text{Modul,STC}} = PR H [1/m^2] . \quad (34)$$

Gleichung (34) mit einer $PR = 80\%$ angewandt auf die in Tabelle 9 gemessenen Einstrahlungssummen H aus dem Jahre 2007 ergibt für die Anlagen in Stuttgart einen Jahresenergieertrag $E_{AC(PR)} = 1077 \text{ kWh/kW}_P$ und für Nikosia $E_{AC(PR)} = 1567 \text{ kWh/kW}_P$. Tabelle 16 zeigt die Abweichungen $\Delta E_{AC(PR)}$ zu den gemessenen Energieerträgen. Obwohl die PR Methode *nur* auf Erfahrungswerten beruht und daher eine rein empirische Methode ist, liegt der Prognosefehler in Stuttgart nur zwischen -5 und $+8\%$ und in Nikosia zwischen -2 und $+8\%$ für die verschiedenen PV-Technologien und ist damit erstaunlich gering. Insbesondere für die c-Si-Anlagen ist der Prognosefehler $\Delta E_{AC(PR)}$ mit $< 1\%$ sehr gering, wobei natürlich jeder Prozentpunkt Abweichung in der PR einen Prozentpunkt im Prognosefehler ausmacht.

6.2 Betrieb unter STC Bedingungen

Unter der Annahme konstanter Modul- und Wechselrichterwirkungsgrade ergibt sich der Jahresenergieertrag

$$E_{AC(STC)} = H A_{\text{System}} \eta_{\text{Modul}} \eta_{WR} = H \eta_{WR} [1/m^2] \quad (35)$$

aus der Einstrahlungssumme H .

Mit den Einstrahlungssummen H aus Tabelle 9 für Stuttgart und Nikosia für das Jahr 2007 und dem europäischen bzw. kalifornischen Wechselrichterwirkungsgrad η_{Euro} bzw. η_{Kali} aus Tabelle 19 ergibt sich ein Jahresenergieertrag von $E_{\text{AC(STC)}} = 1249 \text{ kWh/kW}_p$ bzw. von $E_{\text{AC(STC)}} = 1813 \text{ kWh/kW}_p$. Tabelle 16 zeigt den Fehler zu den realen Erträgen. Der durchschnittliche Prognosefehler für Stuttgart liegt bei $\Delta E_{\text{AC,STC}} = 15\%$ und für Nikosia bei $\Delta E_{\text{AC,STC}} 18\%$ über den gemessenen Erträgen. Hierbei ist aber insbesondere die Leistungsminderung durch höhere Modultemperaturen nicht enthalten, was den größeren Fehler in Nikosia erklärt.

Tabelle 16: Die Abschätzung über den Erfahrungswert der $PR = 80\%$ (siehe Kapitel 6.1) funktioniert insbesondere für die c-Si Technologien sehr gut, verglichen mit den anderen Simulationsmethoden in den folgenden Kapiteln. Der Fehler bei der einfachen Annahme das ständig STC herrscht (siehe Kapitel 6.2) ist sehr groß. Dabei macht sich insbesondere der Temperatureinfluss, besonders im wärmeren Nikosia bemerkbar.

System	$\Delta E_{\text{AC(PR)}} [\%]$		$\Delta E_{\text{AC(STC)}} [\%]$	
	Stuttgart	Nikosia	Stuttgart	Nikosia
monokristallin (sc-Si)				
Atersa	0,5	1,6	16	17
BP Saturn	0,7	*)	16	*)
Sanyo HIT	0,7	0,1	16	16
SunPower	-3,7	-1,8	11	14
multikristallin (mc-Si)				
Schott MAIN	-0,8	0,6	14	16
Schott EFG	1,9	1,6	17	17
SolarWorld	-3,3	0,4	11	16
Solon	-0,7	4,2	15	21
Ø sc-Si und mc-Si	-0,6	0,9	15	17
Dünnschicht				
Mitsubishi a-Si(1)	7,6	2,6	24	19
Schott a-Si(2)	-2,4	8,0	13	25
First Solar CdTe	0,4	3,7	16	20
Würth CIGS	-4,8	-0,1	10	16
Ø Alle Systeme	-0,3	1,9	15	18

*) Diese Anlage wird morgens etwas verschattet, wodurch der Ertrag nicht vergleichbar ist.

6.3 Berücksichtigung der Modultemperatur

Die üblicherweise über der STC-Temperatur $T_{STC} = 25 \text{ °C}$ der Solarzellen liegende Modultemperatur T_{Modul} verringert den Jahresenergieertrag deutlich. Tabelle 10 zeigt, dass die Temperaturkoeffizienten γ der MPP-Leistung für die PV-Technologien zwischen -0,5 und -0,2 %/K liegen, wobei die Dünnschichttechniken eine geringere Leistungseinbusse bei hohen Temperaturen aufweisen. Die aktuelle Leistung des Solarmoduls

$$P_{DC(G,T)} = P_{STC} \frac{G}{1000 \text{ W/m}^2} [1 + \gamma(T_{Modul} - 25 \text{ °C})] . \quad (36)$$

ergibt sich in Abhängigkeit der Einstrahlung G , der Modultemperatur T_{Modul} und dem Temperaturkoeffizienten γ_N aus dem Datenblatt.

Die Simulation erfolgt per Zeitschrittsimulation, indem für jeden 15-Minuten Zeitraum des Jahres die DC-Leistung $P_{DC(G,T)}$ ausgerechnet wird. Die Einstrahlung G und die Modultemperatur T_{Modul} stammen aus den gemessenen Felddaten des Pyranometers bzw. vom Temperatursensor der jeweiligen PV-Technologie. Abschließend erfolgt die Aufsummierung zum Jahresenergieertrag

$$E_{AC(G,T)} = \sum_{Jahr} (P_{DC(G,T)}) \eta_{WR} \quad (37)$$

und die Berücksichtigung des europäischen bzw. kalifornischen Wechselrichterwirkungsgrades η_{WR} .

Tabelle 17 zeigt, dass die durchschnittlichen Prognosefehler $\Delta E_{AC(G,T)}$ zwischen +10 und +13% deutlich über den gemessenen Jahresenergieerträgen liegen. Die Prognosen sind im Vergleich zu den STC-Prognosen $\Delta E_{AC(STC)}$, um fünf Prozentpunkte in Stuttgart besser.

Tabelle 17: Die Berücksichtigung des Temperaturkoeffizienten vom Datenblatt verbessert die Ertragsprognose deutlich. Verwendung der Zell-, statt Modultemperatur verbessert die Prognose um 1% absolut.

System	$\Delta E_{AC(G,T)}$ [%]		$\Delta E_{AC(G,TZ)}$ [%]	
	Stuttgart	Nikosia	Stuttgart	Nikosia
monokristallin (sc-Si)				
Atersa	14	10	13	9
BP Satum	13	*)	12	*)
Sanyo HIT	14	10	14	9
SunPower	9	6	8	5
multikristallin (mc-Si)				
Schott MAIN	12	7	11	6
Schott EFG	15	7	14	6
SolarWorld	9	6	8	5
Solon	11	11	11	10
Ø sc-Si und mc-Si	12	8	11	7
Dünnschicht				
Mitsubishi a-Si(1)	23	15	23	14
Schott a-Si(2)	11	20	11	20
First Solar CdTe	14	14	13	13
Würth CIGS	7	10	6	9
Ø Alle Systeme	13	10	12	10

*) Diese Anlage wird morgens etwas verschattet, wodurch der Ertrag nicht vergleichbar ist.

Um den Einfluss von möglichen Fehlern in der Temperaturmessung, bzw. den Einfluss eines falschen Temperaturkoeffizienten zu beurteilen, erfolgte die Zeitschrittsimulation zusätzlich mit künstlichen Fehlern. Tabelle 18 zeigt, dass ein realistischer Fehler von 1 K bei der Temperaturmessung T_{Modul} nur einen Fehler $\Delta E_{AC(G,T)}$ von 0,4% im Jahresenergieertrag verursacht. Somit sind Fehler die aus der Temperaturmessung stammen fast vernachlässigbar. Deutlich stärker wirkt sich ein falscher Temperaturkoeffizient γ aus. Bei einer Abweichung von $\Delta\gamma = \pm 0,1$ %/K beträgt der Fehler $\Delta E_{AC(G,T)}$ in Stuttgart $\pm 0,7\%$ und im wärmeren Nikosia $\pm 2\%$ und ist gegenüber anderen Fehlerquellen wie z.B. dem Fehler der Nominalleistung P_{STC} nicht mehr vernachlässigbar.

6 Modellierung der Jahresenergieerträge

Tabelle 18: Prozentualer Einfluss eines Fehlers der Temperatur T_{Modul} und des Temperaturkoeffizienten γ auf den modellierten Ertrag $E_{\text{AC}(G,T)}$. Eine Abweichung $\Delta\gamma$ von 0,1 %/K beim Temperaturkoeffizient γ führt in Stuttgart zu einem Fehler $\Delta E_{\text{AC}(G,T)}$ von 0,7% und in Nikosia zu 2% im Energieertrag. Ein Fehler ΔT_{Modul} von 1 K bei der Temperaturmessung führt zu 0,4% Abweichung bei der Ertragsmodellierung.

Fehlerquelle	Fehler $\Delta E_{\text{AC}(G,T)}$ [%]	
	Stuttgart	Nikosia
$\Delta\gamma$ -0,1/+0,1 %/K	-0,7 / +0,7	-2 / +2
$\Delta\gamma$ -0,2/+0,2 %/K	-1,4 / 1,4	-4,1 / 4,1
$\Delta\gamma_{\text{Euro}}$ -8/+8 %	-1,0 / +1,0	-1,5 / 1,5
$\Delta\gamma_{\text{Kali}}$ -11/+11 %	-1,4 / 1,4	-2,0 / 2,0
ΔT_{Modul} -1 / + 1 K	0,4 / -0,4	+0,4 / -0,4
ΔT_{Modul} -10 / + 10 K	4,1 / -4,1	+4,3 / -4,3

Kapitel 2.4 zeigt, dass der Temperaturkoeffizient γ von der Einstrahlung G abhängt und definiert mithilfe der europäischen bzw. kalifornischen Einstrahlungsverteilung den europäischen bzw. kalifornischen Temperaturkoeffizienten γ_{Euro} bzw. γ_{Kali} . Die Differenzen zum Temperaturkoeffizient γ_{STC} bei STC betragen $\Delta\gamma_{\text{Euro}} = 11\%$ und $\Delta\gamma_{\text{Kali}} = 8\%$. Diese Differenzen führen nach Tabelle 18 zu 1,4% Ertragsminderung in Stuttgart und zu 1,5% Ertragsminderung in Nikosia.- Dieser Einfluss ist nicht vernachlässigbar und muss in der Modellierung berücksichtigt werden.

Berücksichtigt man beim CdTe zusätzlich die in Kapitel 2.9 erwähnte Besonderheit der schlechteren Temperaturkoeffizienten ab einer Modultemperatur von $T_{\text{Modul}} > 55$ °C und simuliert die Jahresenergieerträge erneut, so ergibt sich für Stuttgart kein Unterschied im Jahresenergieertrag und in Nikosia fällt der Ertrag mit -0,035% vernachlässigbar geringer aus. Mit den geringen Energiemengen, welche die Sonne nach Bild 28 bei $T_{\text{Modul}} > 55$ °C einstrahlt, ist dieses Ergebnis nachvollziehbar. Mit dem kubischen Temperaturkoeffizienten lässt sich die Ursache für den zu hohen Simulationsertrag beim CdTe nicht erklären.

In einem weiteren Schritt wird nach Knaupp mit den Gl. (24) und (25) die gemessene Modulrückseitentemperatur T_{Modul} auf die Zelltemperatur T_{Zelle} umgerechnet [55]. Die Zelltemperatur ist dabei bis zu 3 K höher, was nach Tabelle 18 einen um 1,2 Prozentpunkte geringeren Energieertrag ergeben sollte. Nach Ta-

belle 17 verbessert sich die Prognose um einen Prozentpunkt und bestätigt die Erwartung.

6.4 Wechselrichter

Der Wechselrichter bestimmt neben den Modulen ebenfalls deutlich den Jahresenergieertrag E_{Jahr} einer PV-Anlage. Hier ist ein hoher europäischer bzw. kalifornischer Wirkungsgrad η_{WR} von Vorteil, da jeder Prozentpunkt höherer Wirkungsgrad η_{WR} ungefähr einem Prozent mehr Ertrag entspricht. Aktuelle trafolose Geräte erreichen europäische Wirkungsgrade η_{Euro} von ca. 97%. Die in dieser Arbeit eingesetzten Trafowechselrichter haben aufgrund ihrer geringen Nennleistung und ihres „Konstruktionsalters“ einen europäischen Wirkungsgrad η_{Euro} von ca. 92%. D.h., zwischen einem heute bei größeren Anlagen üblichen Wechselrichter und den Testanlagen treten bis zu 5% Ertragsunterschiede auf. Für die an den Testanlagen durchgeführten Untersuchungen spielt dies aber keine Rolle, da bei allen Systemen der gleiche Wechselrichter im Einsatz ist.

Diese Arbeit analysiert im Folgenden, ob der über das Jahr konstante europäische bzw. kalifornische Wirkungsgrad für die Modellierung des Jahresenergieertrags ausreichend ist, und wie stark ein leistungsabhängiger Wirkungsgrad $\eta_{\text{WR}}(P_{\text{DC}})$ für die Zeitschrittsimulation die Prognose verbessert.

Im Wechselrichter treten die Verluste

$$P_{\text{Verlust}} = P_{\text{Eigenverbrauch}} + P_{\text{Spannung}} + P_{\text{Widerstand}} \quad (38)$$

auf. Dabei steht $P_{\text{Eigenverbrauch}}$ für den Eigenverbrauch der Steuerungselektronik, P_{Spannung} für Spannungsverluste an den Transistoren und $P_{\text{Widerstand}}$ für ohmsche Verluste durch Leiterbahnen und sonstigen ohmschen Widerständen. Das Modell für Gl. (38) ist inklusive den wechselrichterspezifischen Parametern der Software INSEL entnommen [83]. Der Wechselrichter begrenzt die aktuelle Leistung P_{DC} auf seine Nennleistung $P_{\text{DC,N}}$, indem er bei drohender Überlastung den MPP in Richtung Leerlaufspannung V_{OC} verschiebt und so die Leistung reduziert. Bild 36 zeigt den Verlauf des Wirkungsgrades η_{WR} über der Auslastung $P_{\text{DC}}/P_{\text{DC,N}}$. Beide Wechselrichtertypen weisen einen nahezu identischen Verlauf auf, wobei der SunnyBoy 1700 aufgrund seiner höheren Leistung einen leicht höheren Wir-

kungsgrad aufweist. Die Leistungsbegrenzung zeigt sich als Wirkungsgradverlust im rechten Bereich von Bild 36. Nach dem Photon Test setzt die Abregelung beim SunnyBoy 1100 erst bei $P_{DC} > 1228$ W und nicht bei seiner Nennleistung von $P_{DC,N} = 1100$ W ein [84]. Hierdurch und durch die großzügige Überdimensionierung der Wechselrichter im Versuchsaufbau wird in der Praxis die Abregelung nur sehr selten greifen und die Simulation für die Testsysteme eher zu hohe Wechselrichterverluste annehmen.

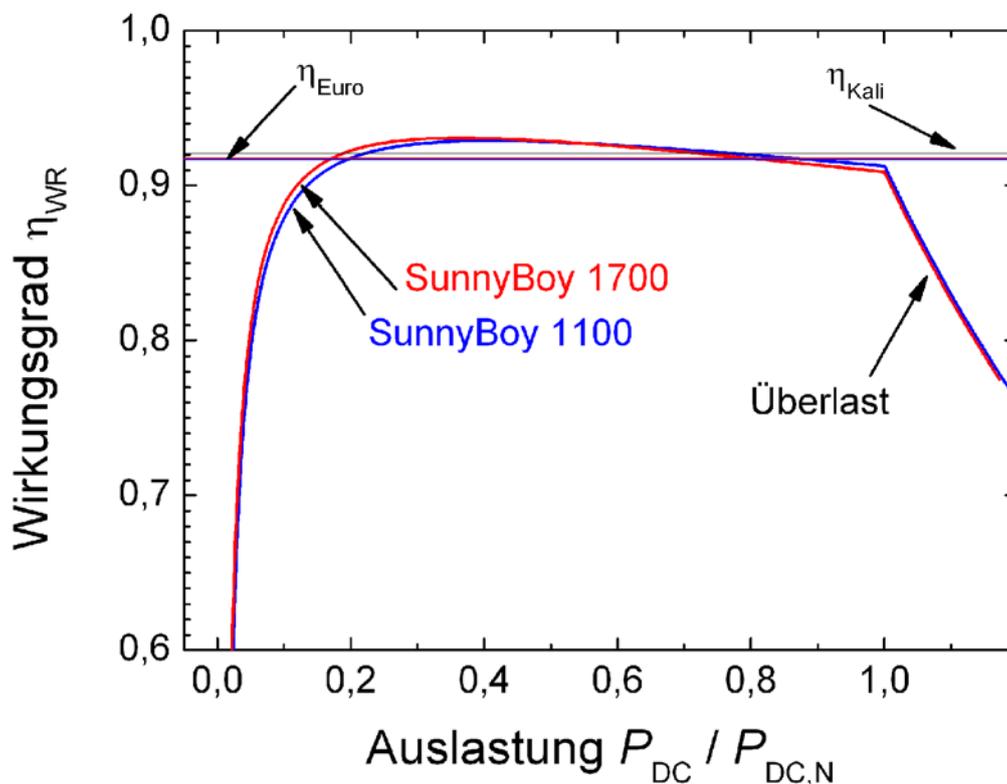


Bild 36: Wirkungsgradkennlinie der Wechselrichter nach dem Modell aus INSEL. Bei geringem Auslastung fällt der Wirkungsgrad η_{WR} der beiden Wechselrichtertypen SunnyBoy 1700 und SunnyBoy 1700 aufgrund des Eigenverbrauchs stark ab. Bei hoher Auslastung steigen die ohmschen Verluste und der Wirkungsgrad geht etwas zurück. Bei Überlast begrenzt der Wechselrichter auf die Nennleistung $P_{DC,N}$, wodurch die angebotene Leistung nicht mehr voll umgesetzt wird. Der SunnyBoy 1700 hat etwas höhere gewichtete Wirkungsgrade η_{Euro} und η_{Kali} .

Tabelle 19 zeigt, dass die aus der Wirkungsgradkurve in Bild 36 gewonnen europäischen Wirkungsgrade sehr nah bzw. exakt gleich der vom Hersteller SMA angegebenen Wirkungsgrade sind, was die Gültigkeit des Modells bestätigt. Pho-

ton bestimmte für den SunnyBoy 1100 niedrigere europäische- bzw. kalifornische Wirkungsgrade von $\eta_{\text{Euro}} = 90,6\%$ bzw. $\eta_{\text{Kali}} = 91,5\%$ [84]. Wobei die Differenzen von 1% bzw. 0,6% zu den hier bestimmten Werten im Bereich der Messfehler liegen. Photon ermittelte einen MPP-Anpassungswirkungsgrad von 99%. Dieser gibt an, wie viel Energie durch nicht exaktes Finden des MPP verloren geht.

Aus den Felddaten errechnet sich für die Wechselrichter in Stuttgart ein Wirkungsgrad von $\eta_{\text{WR}} = 89,8\%$. Aufgrund der höheren Auslastung ist der der Wirkungsgrad in Nikosia mit $\eta_{\text{WR}} = 90,9\%$ um 1,1 Prozentpunkte höher. Der maximal gemessene Unterschied zwischen den Wechselrichtern der verschiedenen PV-Anlagen beträgt 0,9 Prozentpunkte an beiden Standorten.

Tabelle 19: Der kalifornische Wechselrichterwirkungsgrad ist etwas höher, da der Wechselrichter stärker bei hoher Auslastung arbeitet. Die mit dem Modell von INSEL ermittelten europäischen Wirkungsgrade stimmen sehr gut mit den vom Hersteller SMA angegebenen Wirkungsgraden überein.

Wechselrichtertyp	Nennleistung $P_{\text{AC,N}} / P_{\text{DC,N}} [\text{W}]$	gewichteter Wirkungsgrad		
		$\eta_{\text{Euro,SMA}} [\%]$	$\eta_{\text{Euro}} [\%]$	$\eta_{\text{Kali}} [\%]$
SMA SunnyBoy 1100	1000 / 1095	91,6	91,7	92,1
SMA SunnyBoy 1700	1550 / 1705	91,8	91,8	92,1

Die Eingangsspannung des Wechselrichters beeinflusst ebenfalls den Wirkungsgrad. Der Hersteller SMA gibt einen um drei Prozentpunkte niedrigeren europäischen Wirkungsgrad bei 300 V gegenüber 180 V Eingangsspannung an [85]. Nach dem Photon Test beträgt der Unterschied bei den in dieser Arbeit verwendeten Systemspannung von $V_{\text{MPP}} = 180$ bis 228 V weniger als 1 Prozentpunkt [84].

Der Vergleich ergab für das zeitliche Wirkungsgradmodell in Stuttgart einen um 0,4% und für Nikosia 0,2% niedrigeren Jahresenergieertrag gegenüber einem konstantem η_{Euro} bzw. η_{Kali} . Dies zeigt, dass für die Bestimmung des Jahresenergieertrags einer PV-Anlage die Verwendung des gewichteten Wechselrichterwirkungsgrads ausreichend ist. Faktoren wie die Wahl der Systemspannung bestimmen den Wechselrichterwirkungsgrad deutlich mehr, als die exaktere Zeitschritt-

simulation an Fehler gutmacht. Die Zeitschrittsimulation hat jedoch den Vorteil, dass sich ein unterdimensionierter Wechselrichter bemerkbar macht, da die Leistungsbegrenzung zum Tragen kommt, was in der Anwendung in der Praxis für eine gleichzeitige Überprüfung der Wechselrichterdimensionierung sorgt. Alle folgenden Modellierungen benutzen das Wechselrichtermodell in Abhängigkeit der Leistung.

6.5 Berücksichtigung der Reflexion

Auf der Glasscheibe und an den Übergängen Glas/Einbettungskunststoff/Antireflexschicht/Zelle treten Reflexionen des Sonnenlichts auf, welche stark winkelabhängig sind. Bild 19 zeigt, dass sich diese Verluste ab einem Winkel $AOI > 60^\circ$ deutlich bemerkbar machen. Mit der Annahme aus Kapitel 4.1.3, dass die gesamte Einstrahlung als Direktstrahlung ankommt und somit der Reflexionsgleichung (23) genügt, lässt sich der Einfluss der Reflexion bei der Zeitschrittsimulation berücksichtigen. Bei Gewichtung der vom Pyranometer gemessenen Einstrahlung G mit Gl. (23) ergibt die Zeitschrittsimulation für Stuttgart einen durchschnittlichen Prognosefehler von $\Delta E_{AC(G,TZ,AOI)} = 8\%$ und für Nikosia von $\Delta E_{AC(G,TZ,AOI)} = 7\%$ für die Jahresenergieerträge. Die Berücksichtigung der Reflexion bringt somit eine Verbesserung gegenüber $\Delta E_{AC(G,TZ)}$ um 3,6 Prozentpunkte in Stuttgart bzw. 2,8 Prozentpunkte in Nikosia.

Zur genaueren Untersuchung ist die Trennung der Globalstrahlung G in Diffus- und Direktstrahlung notwendig. Bisher erfolgt keine getrennte Messung, daher werden ersatzweise die Einstrahlungsdaten des c-Si-Sensors anstelle der Globalstrahlung verwendet. Die c-Si-Sensoren haben aufgrund ihres Aufbaus das gleiche Reflexionsverhalten wie ein Solarmodul. Die Zeitschrittsimulation mit den Einstrahlungswerten der c-Si-Sensoren, ergibt im Mittel einen 6 bzw. 7% zu hohen Energieertrag in Stuttgart bzw. Nikosia. Somit entspricht der simulierte Jahresenergieertrag unter Verwendung der vom c-Si-Sensor ermittelten Globalstrahlung in Nikosia dem Ergebnis des Pyranometers unter Berücksichtigung der Reflexionsverluste. In Stuttgart ist das Ergebnis mit dem c-Si-Sensor gegenüber dem Pyranometer mit Reflexionsverlusten um 2,6 Prozentpunkte besser.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass bei der Modellierung mit Pyranometer Einstrahlungsdaten die Reflexion berücksichtigt werden muss, wohingegen die

Einstrahlungsdaten vom c-Si-Sensor diese bereits berücksichtigen. Für weitere Untersuchungen muss die Direkt- und Diffusstrahlung separat gemessen werden, um das Reflexionsverhalten deutlich besser zu modellieren.

6.6 Modellierung mit dem Ein-Dioden-Modell

Die folgende Modellierung verwendet das Ein-Dioden-Modell aus Kapitel 2.2. Anstelle der bisher linear angesetzten Zusammenhänge zwischen Einstrahlung G , Temperatur T und Leistung P , welche keinerlei Aussage zum Aufbau der Solarzelle enthalten, berücksichtigt das Ein-Dioden-Modell den Aufbau der Solarzelle anhand des Ersatzschaltbildes in Bild 2. Für jeden Zeitschritt der Simulation erfolgt die Berechnung einer kompletten Strom-/Spannungskennlinie aus den Parametern des Ersatzschaltbildes bei der entsprechenden Einstrahlung G und Temperatur T_{Zelle} . Anschließend bestimmt der Algorithmus die MPP-Leistung P_{MPP} aus der Kennlinie, multipliziert den Wechselrichterwirkungsgrad $\eta_{\text{WR}}(P_{\text{DC}})$ und integriert die AC-Leistung über ein Jahr zum Jahresenergieertrag $E_{\text{AC(1D)}}$ auf. Die aus den Dunkelkennlinien bestimmten Parameter in Tabelle 6 und die mittleren Kurzschlussströme je PV-System und Standort aus Tabelle 7 dienen als Eingangsparameter. Bei den amorphen Silizium-Modulen von Mitsubishi bzw. Schott Solar verringert die Anfangsdegradation den Energieertrag um 14% bzw. 18%. Die Modellierung berücksichtigt dies mit entsprechenden Abschlägen auf das Simulationsergebnis. Tabelle 20 präsentiert die Ergebnisse im linken Teil. Der rechte Teil zeigt die Ergebnisse unter Berücksichtigung der Reflexionsgleichung (23) wie im vorherigen Kapitel 6.5 dargestellt.

6 Modellierung der Jahresenergieerträge

Tabelle 20: Bei den c-Si-Anlagen zeigt der mit dem Ein-Dioden-Modell modellierte Energieertrag $\Delta E_{AC(1D)}$ keine signifikanten Unterschiede zum Energieertrag $\Delta E_{AC(G,TZ)}$ der linearen Modellierung in Tabelle 17. Die Prognose der CIGS-Anlage verbessert sich. Für CdTe und a-Si ist das Ein-Dioden-Modell in dieser Form nicht geeignet, da die modellierten Erträge deutlich neben den gemessenen Erträgen liegen. Die Berücksichtigung der Reflexion verbessert die Prognoseerträge $\Delta E_{AC(1D,AOI)}$ um den gleichen Betrag, wie beim linearen Modell.

System	$\Delta E_{AC(1D)}$ [%]		$\Delta E_{AC(1D,AOI)}$ [%]	
	Stuttgart	Nikosia	Stuttgart	Nikosia
monokristallin (sc-Si)				
Atersa	14	8	10	6
BP Saturn	12	*)	8	*)
Sanyo HIT	10	5	6	2
SunPower	12	12	9	9
multikristallin (mc-Si)				
Schott MAIN	12	9	8	7
Schott EFG	14	8	10	6
SolarWorld	7	5	4	3
Solon	8	8	4	5
Ø sc-Si und mc-Si	11	8	7	5
Dünnschicht				
Mitsubishi a-Si(1)	42	35	37	32
Schott a-Si(2)	7	20	4	18
First Solar CdTe	-23	-28	-25	-30
Würth CIGS	-1	4	-4	1
Ø Alle Systeme	9	8	6	5

*) Diese Anlage wird morgens etwas verschattet, wodurch der Ertrag nicht vergleichbar ist.

Es zeigt sich, dass das Ein-Dioden-Modell bei den meisten c-Si-Technologien gleich gute Ertragsprognosen liefert, wie das Modell der linearen Leistungsänderung als Funktion der Einstrahlung G und der Temperatur T_{Zelle} . Lediglich bei der HIT- und CIGS-Technologie zeigen sich vier bzw. fünf Prozentpunkte bessere Ergebnisse. Bei der hocheffizienten SunPower Rückseitenkontaktsolarzelle ist das Ein-Dioden-Modell um vier Prozentpunkte schlechter. Für CdTe versagt das Ein-Dioden-Modell und unterschätzt den Energieertrag um ca. 23 bis 30%. Der modellierte Ertrag der a-Si-Einfachzelle wird mit 32 bis 42% deutlich überschätzt. Für die a-Si-Tandemzelle liefert das Ein-Dioden-Modell ungefähr das gleiche Ergebnis wie das Modell der linearen Leistungsänderung.

6.7 Simulation mit INSEL

INSEL ist eine kommerzielle Software zur Simulation von Solaranlagen [86]. Die blockorientierte Software berechnet auf Grundlage des Diodenersatzschaltbildes Photovoltaiksysteme mit Hilfe der Zeitschrittsimulation. INSEL kann aus der I/V-Kennlinie mit einem mathematischen Fit die Ersatzschaltbildparameter des Zwei-Dioden-Modells¹⁷ bestimmen. Schuhmacher hat in Ref. [87] gezeigt, wie INSEL aus den typischen Datenblattangaben V_{OC} , I_{SC} , V_{MPP} und I_{MPP} die Ersatzschaltbildparameter für das Ein-Dioden-Modell berechnet. Der Vorteil dieser Datenblattmethode liegt darin, dass die Datenblattangaben in der Praxis auch sehr leicht verfügbar sind. I/V-Kennlinien liegen dem Anwender üblicherweise nicht vor und müssen erst sehr aufwändig beschafft, wenn nicht sogar selbst gemessen werden.

Shalaby bestimmte mit den beiden genannten Methoden der Software INSEL die Parameter der Ersatzschaltbildparameter und simulierte anschließend mit der im Jahr 2008 gemessenen Globalstrahlung G und Modultemperatur T_{Modul} den Jahresenergieertrag [88]. Bild 37 zeigt die Prognosefehler $\Delta E_{AC(INSEL)}$ der verschiedenen Untersuchungen, die Shalaby mit INSEL durchführte. Er beobachtete, dass INSEL mit dem aus der I/V-Kennlinie gefitteten Zwei-Dioden-Modell die besten Prognosen zum Jahresenergieertrag treffen kann. Der Fehler ist hier $<+10\%$ für die c-Si- und CIGS-Technologien. Für die a-Si- und CdTe-Technologien war INSEL nicht in der Lage, die Ersatzschaltbildparameter sinnvoll zu bestimmen. Die ermittelten Jahresenergieerträge liegen beim a-Si bis zu $+90\%$ zu hoch und schwanken beim CdTe um ca. $\pm 25\%$. Außer den Datenblatt *Sollwerten*, verwendete er auch die an den repräsentativen Modulen gemessene Flasherwerte als *Istwerte*, interessanterweise wird die Prognose dadurch schlechter.

¹⁷ Insel nimmt beim Zwei-Dioden Fit die Idealitäten $n_1 = 1$ und $n_2 = 2$ an.

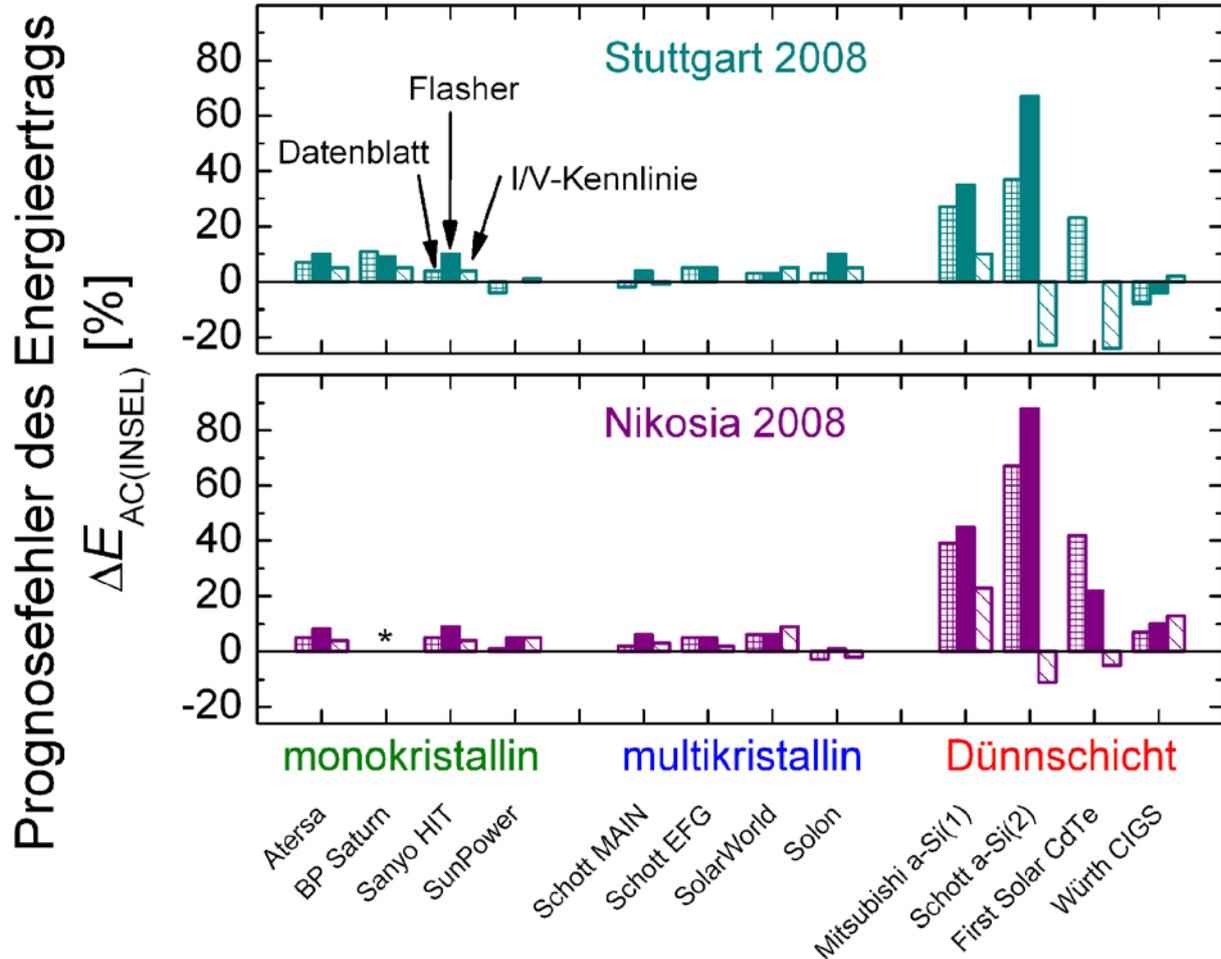


Bild 37: Shalaby modellierte die Jahresenergieerträge E_{Jahr} mit der Simulationssoftware INSEL. Die Ergebnisse *Datenblatt* und *Flasher* basieren auf dem Ein-Dioden-Modell mit V_{OC} , I_{SC} , V_{MPP} und I_{MPP} als Eingangsparameter vom Datenblatt bzw. von den Flashdaten. Das Ergebnis *I/V-Kennlinie* basiert auf dem Zwei-Dioden-Modell von INSEL mit der gemessenen I/V-Kennlinie als Eingangsgröße. Das Zwei-Dioden-Modell aus der I/V Kennlinien liefert die genaueste Energieprognose für c-Si und CIGS Technologien. Für Dünnschichttechnologien wie a-Si und CdTe hat INSEL Probleme, die Parameter richtig zu bestimmen und ist daher für Jahresenergieertragsprognosen nicht geeignet. Die Ergebnisse sind auf die Nennleistung P_N normiert, bei a-Si erfolgte keine Berücksichtigung der Anfangsdegradation. *) Diese Anlage wird morgens etwas verschattet, wodurch der Ertrag nicht vergleichbar ist.

6.8 Vergleich der verschiedenen Modellierungsverfahren

Bild 38 vergleicht die Prognosefehler der verschiedenen Modellierungsverfahren dieser Arbeit. Die Abschätzung über die Erfahrungswerte der Performance Ratio PR liefert insbesondere für die kristallinen Si-Technologien ein sehr gutes Ergebnis, sofern die PR von einem ähnlichem Standort stammt. Trotz der höheren Temperaturen, liefert die PR -Prognose in Nikosia noch gut brauchbare Werte. Bei der linearen Leistungsabhängigkeit von der Einstrahlung G ist die Berücksichtigung der erhöhten Modultemperatur T_{Modul} unbedingt erforderlich, wobei die Umrechnung auf die tatsächliche Zelltemperatur T_{Zelle} nochmals Vorteile bietet und daher zu berücksichtigen ist. Bei der Verwendung von Einstrahlungsdaten vom Pyranometer spielt die Berücksichtigung der Reflexion an der Moduloberfläche eine große Rolle. Hier sollte das Simulationsmodell um die unterschiedlichen Strahlungsarten (Diffus- und Direktstrahlung) erweitert werden.

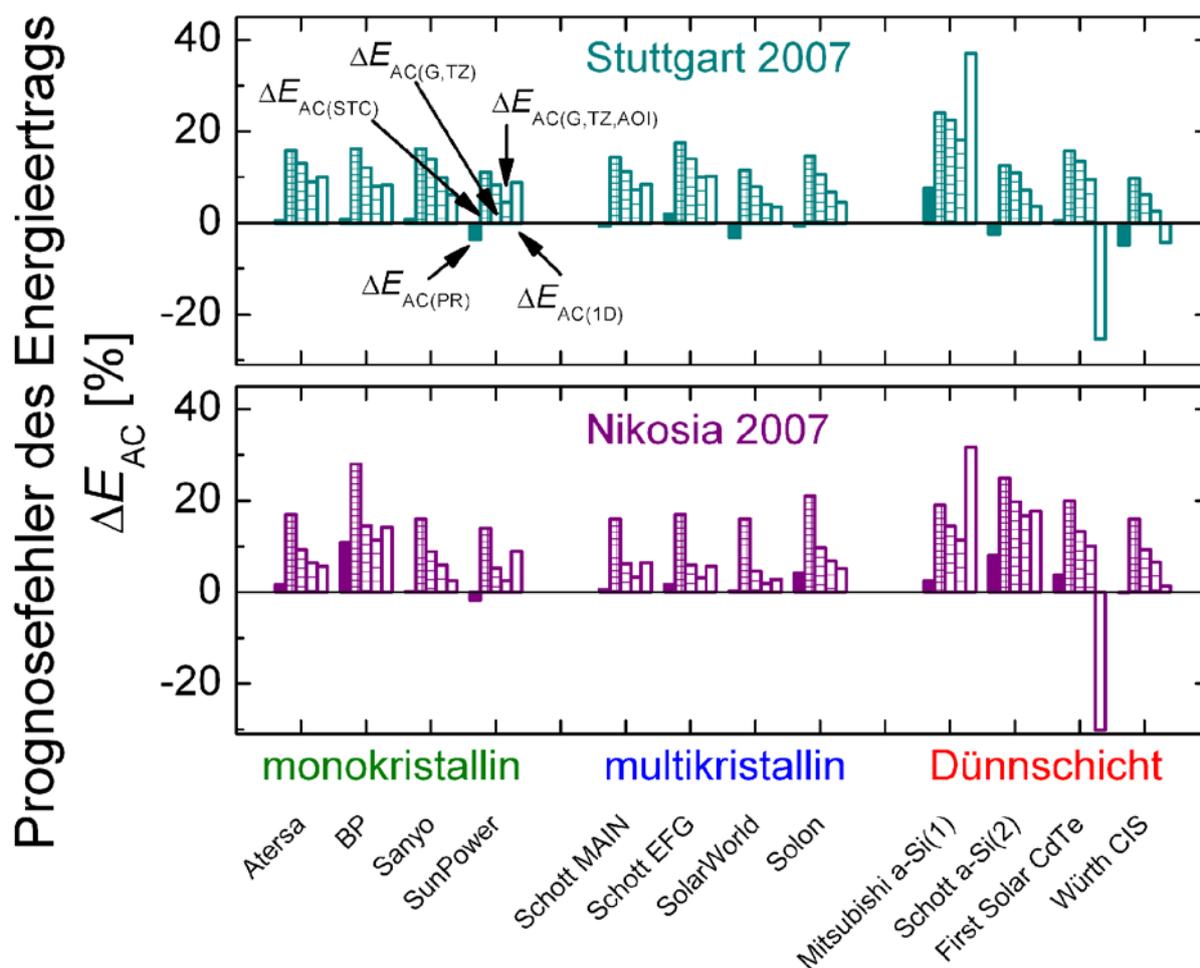


Bild 38: Die Prognosefehler $\Delta E_{AC(PR)}$ der Performance Ratio Methode sind relativ klein im Vergleich zu dem Prognosefehler $\Delta E_{AC(STC)}$ bei angenommenem STC-Betrieb. Die Berücksichtigung der erhöhten Modultemperatur der Zellen verbessert den Prognosefehler $\Delta E_{AC(G,TZ)}$ deutlich und muss unbedingt berücksichtigt werden. Die Einbindung des Reflexionsverhaltens der Moduloberfläche verbessert den Prognosefehler $\Delta E_{AC(G,TZ,AOI)}$ weiter. Das Ein-Dioden-Modell bietet hingegen keine Vorteile und ist für a-Si- und CdTe-Module überhaupt nicht geeignet. Die Normierung erfolgt hier auf die Flasherleistung P_{Flash} .

7 Ergänzende Ergebnisse

7.1 Jahresenergieerträge in Kairo

Die Inbetriebnahme der PV-Systeme in Kairo an der German University in Cairo (GUC) verzögerte sich deutlich, bis ein zuverlässiger Stromnetz- und Internetanschluss bereitgestellt wurde. Bild 39 veranschaulicht, dass im ersten Betriebsjahr relativ viele Stromausfälle auftraten. Ursache war anfänglich ein falsch eingebauter Fehlerstromschutzschalter, der zum Jahreswechsel 2008/2009 umgebaut wurde. Weitere Stromausfälle wurden vor Ort nicht bemerkt, bzw. nicht umgehend behoben. Gegen Ende lösten mehrere (vermutlich aufgrund der hohen Temperaturen beschädigte) Energiezähler Sicherungen aus, was ebenfalls zu Stromausfällen führte. Da die Stromausfälle jedoch alle PV-Anlagen gleichzeitig betrafen, ist der Vergleich der Systeme untereinander dennoch möglich.

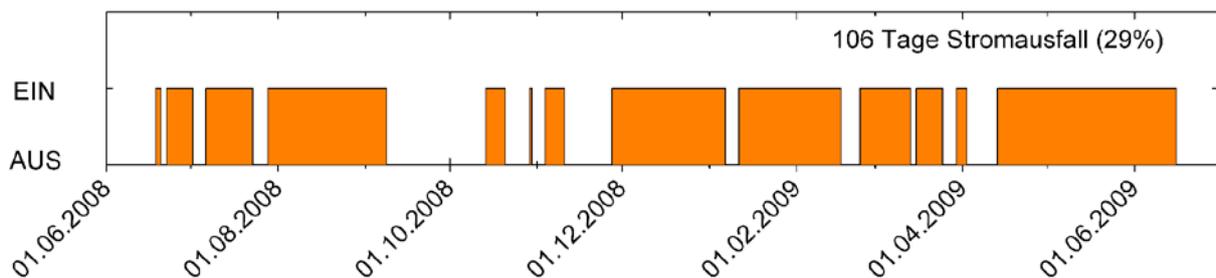


Bild 39: Ca. 30% des ersten Betriebsjahres standen die PV-Anlagen an der GUC aufgrund von Stromausfällen still.

Bild 40 zeigt einen durchschnittlichen Energieertrag von 1009 kWh/kW_p , normiert auf die Flasherleistung P_{Flash} . Schlägt man pauschal die Zeit der Stromausfälle auf den gemessenen Jahresenergieertrag drauf, so erhält man einen ungefähren Jahresenergieertrag von $E_{\text{Jahr}} = 1300 \text{ kWh/kW}_p$. Starke Verschmutzung durch Wüstenstaub verringert den Energieertrag deutlich. Ibrahim et al. haben eine Leistungsminderung von 25% nach zwei Monaten ohne Reinigung festgestellt [89]. Sie empfahlen aufgrund der niedrigen ägyptischen Löhne eine wöchentliche Reinigung der PV-Module.

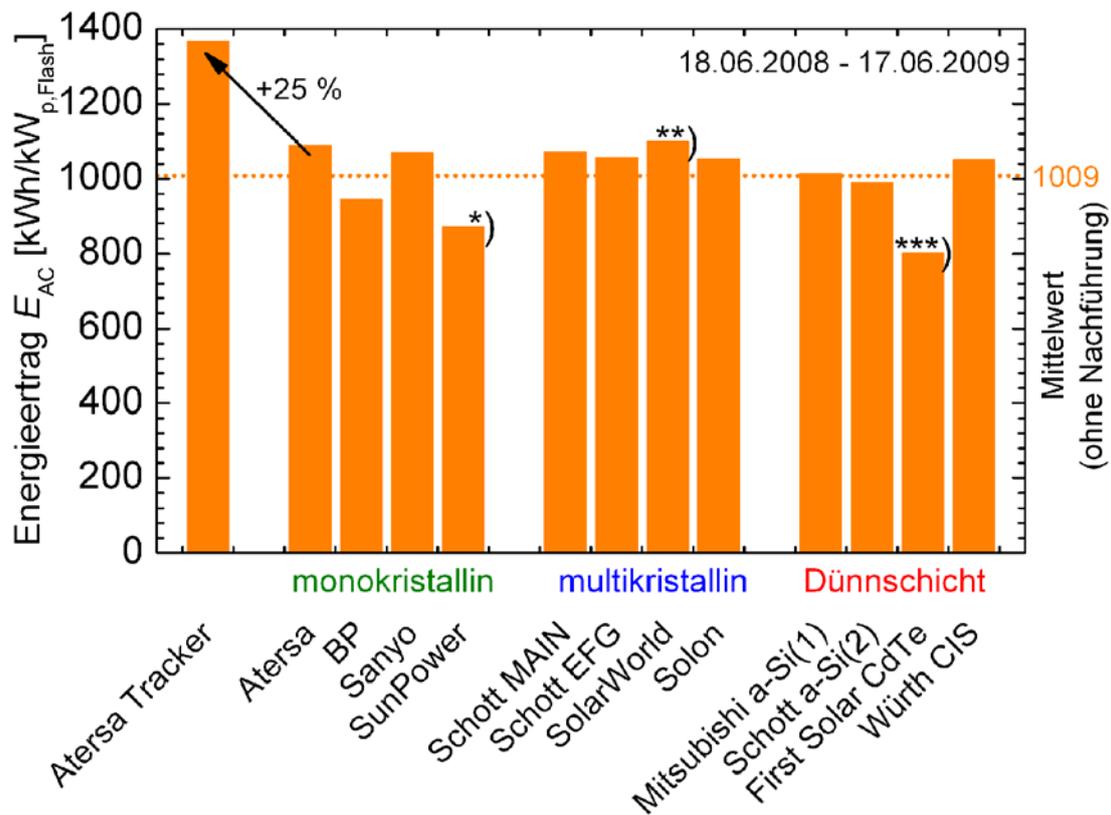


Bild 40: Durch starken Staub und Stromausfälle betragen die Energieerträge in Kairo nur ca. 1000 kWh/kW_p. *) Aufgrund des veralteten Drain Moduls sind die Erträge zu niedrig. **) Reinigungsversuche erhöhen den Ertrag. ***) Lange Leerlaufzeit vor Inbetriebnahme schadet dem Wirkungsgrad von CdTe Modulen [25].

Das HIT-Modul mit dem niedrigeren Temperaturkoeffizienten zeigt in Kairo überdurchschnittliche Erträge. BP mit dem schlechtesten Temperaturkoeffizient im Testfeld zeigt unterdurchschnittliche Erträge. Die unterdurchschnittlichen Erträge der CdTe-Module sind laut Hersteller durch die lange Stillstandszeit in der Sonne bei offener Klemme zu erklären. Am System der Fa. SolarWorld hat die GUC Experimente mit einer automatischen mechanischen Reinigungsanlage durchgeführt, wodurch der Ertrag dieser Anlage nicht mit den anderen Systemen vergleichbar ist. Den anfangs schlechten Ertrag der SunPower Rückseitenkontaktsolarzelle erklärt das folgende Kapitel 7.2.

7.2 Polarisierungseffekt bei SunPower Rückseitenkontaktsolarzelle

Der Pluspol des PV-Generators der SunPower Rückseitenkontaktsolarzelle ist nach Herstellerangaben zu erden. Die Erdung (über einen Widerstand) verhindert die Ansammlung von Elektronen an der vorderen Oberseite der Solarzelle. Der Effekt heißt Polarisation und führt zu vermehrter Rekombination und dadurch zu Verlusten, welche bis zu 31% betragen können [34].

Der Großhändler empfahl beim Aufbau der Anlagen im Jahr 2006 sogenannte Drain (I) Module, welche über einen Widerstand von 1 M Ω die Erdung herstellen. Aufgrund schlechter Praxiserfahrungen erschien der Nachfolger Drain II mit einem Widerstand von 100 k Ω . Zum Jahreswechsel 2008/2009 erfolgte an allen drei Standorten der Austausch von Drain I zu Drain II, nachdem das System in Kairo durch schlechte Leistungswerte auffiel.

Bild 41 zeigt den Verlauf der Energieerträge der SunPower Systeme E_{SunPower} bezogen auf den durchschnittlichen Energieertrag aller vier multikristallinen Systeme $E_{\text{mc-Si}}$ am gleichen Standort. Bei allen drei Systemen brachte der Tausch des Drain Moduls eine Leistungssteigerung. Insbesondere in Kairo stellte sich eine deutliche Leistungssteigerung von 13% ein. Die trockenere Umgebung an den südlicheren Standorten, insbesondere das Wüstenklima in Kairo sorgt für einen höheren elektrischen Widerstand zwischen Erde und Moduloberfläche. Die somit nicht so effektive Erdung kann die schlechter funktionierende Depolarisation in Kairo erklären.

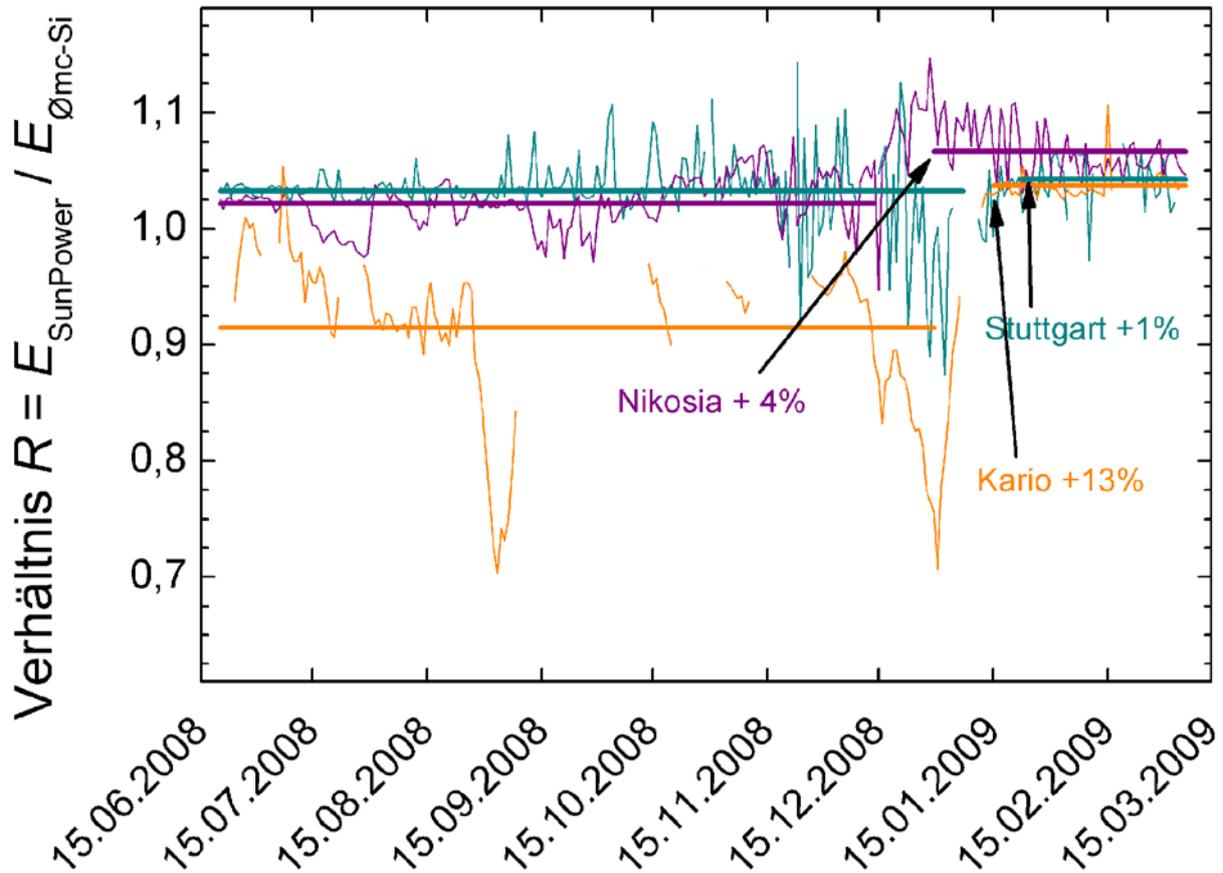


Bild 41: Ertragssunterschiede bei verschiedener Erdung des SunPower Systems. Der Umbau der Erdung des Pluspols durch Drain Module von der Version I auf Drain II zum Jahreswechsel 2008/2009 verbesserte die Energieerträge E_{SunPower} der SunPwer Systemer in Stuttgart geringfügig (+1%) in Nikosia mäßig (+4%) und in Kairo deutlich (+13%). Die Normierung erfolgt auf die Flasherleistung P_{Flash} .

7.3 Nachführung

Neben den fest montierten PV-Systemen steht an jedem Standort ein nachgeführtes System mit monokristallinen Solarmodulen von Atersa. Bis auf die Nachführung sind die Systeme baugleich zu den fest aufgeständerten Atersa Systemen. Ein Sensor ermittelt den senkrechten Einfall des Sonnenlichts und führt über die Steuerungselektronik die Module zweiachsig der Sonne nach. Bei trübem Wetter fährt die Nachführung in waagerechte Position, um das diffuse Streulicht besser auszunutzen. Zinßer simulierte Nachführanlagen und errechnete für eine zweiachsige Nachführung in Nikosia einen Ertragsgewinn von 30,6% und in Kairo von 31% [90]. Zinßer et al. veröffentlichten gemessene Mehrerträge von 32,6% in Stuttgart, 27,4% in Nikosia und 20% in Kairo [91]. Bild 42 zeigt typische Tagesgänge der Leistung von den nachgeführten Anlagen im Vergleich zu fest montierten. Für einen einzelnen Tag liegen die Mehrerträge bei ca. 50%.

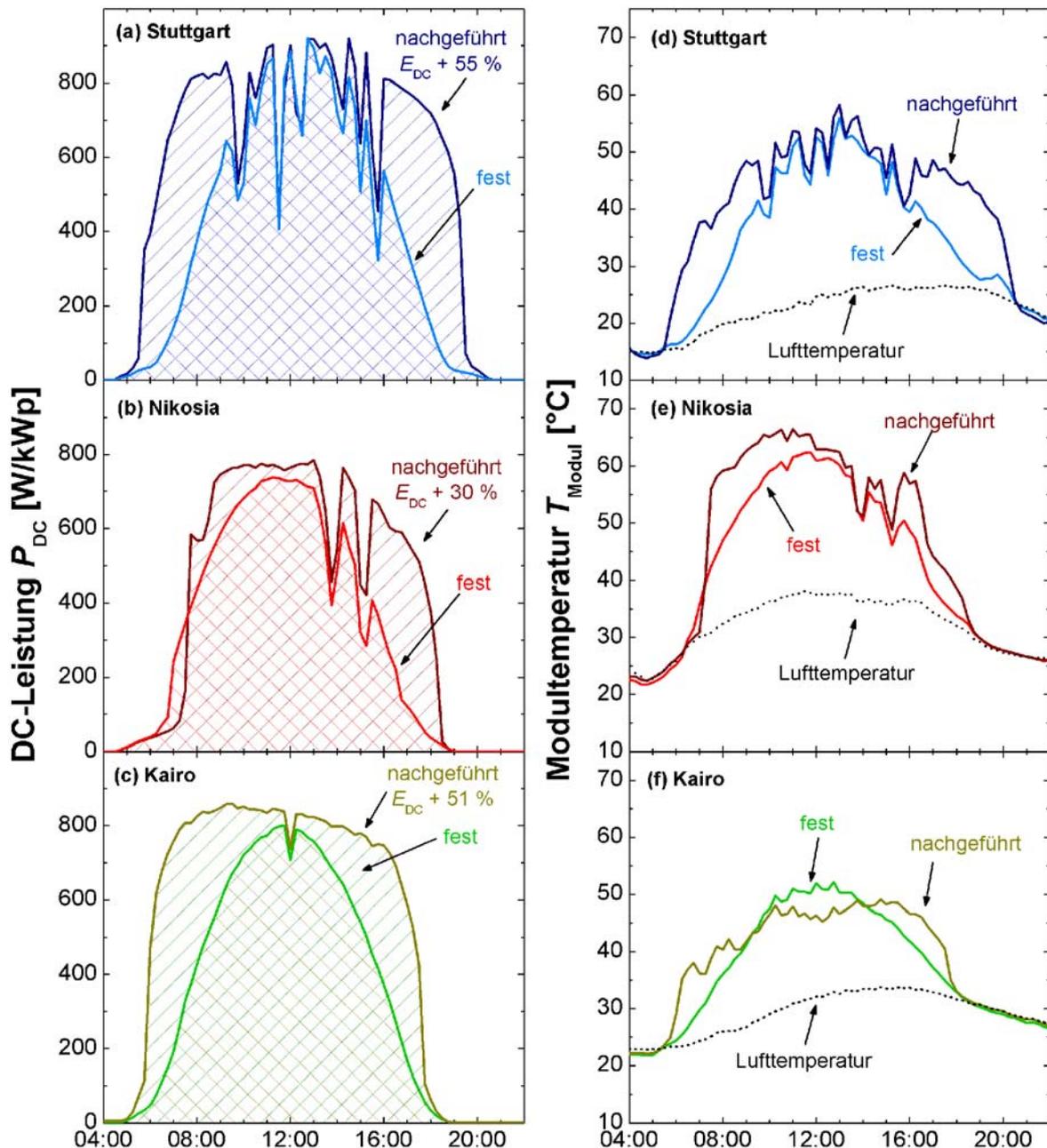


Bild 42: (a)-(c) Die Nachführung bringt an einem einzelnen sonnigen Tag ca. 50% Gewinn im Energieertrag im Vergleich zum baugleich fest montierten System. Über das Jahr ergeben sich hingegen Energiegewinne von ca. 30%. In Nikosia (b) ist das System morgens durch Bäume verschattet. (d)-(f) Die Nachführung steigert die Modultemperatur. In Kairo (f) ist die bessere Kühlung des Nachführsystems auf dem hohen Mast zu erkennen. Die Kurven sind in Stuttgart (a), (d) und Nikosia (b), (e) vom Tag der Sommersonnwende am 21.06.2008 und in Kairo (c), (f) vom 30.06.2008.

7.4 Einfluss des Jahresenergieertrages auf die Wirtschaftlichkeit

Dieses Kapitel behandelt kurz den Einfluss des Jahresenergieertrags E_{Jahr} , bzw. Abweichungen davon auf die erzielte Rendite eines Solaranlagenbesitzers bei den derzeitigen Preisen für eine typische Größe einer PV-Anlage auf einem Einfamilienhaus. Die Betrachtung erfolgt normiert anhand einer PV-Anlage mit einer Leistung von 1 kW_p , in der Praxis haben die betrachteten Anlagen eher eine Leistung zwischen 2 und 6 kW_p .

Die typische Abschreibungszeit beträgt 20 Jahre, zusätzlich ist sicherheitshalber eine Leistungsdegradation von 0,5% pro Jahr angenommen. Zum Ende des dritten Quartals 2009 liegen die Preise für eine schlüsselfertig montierte und angeschlossene Photovoltaikanlage bei ca. 3000 €/kW_p^{18} [92]. Die jährlichen Betriebskosten (Wartung und Versicherung) betragen hier 0,75% des Kaufpreises. Der Verkauf des Stromes erfolgt nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz [93], so dass die Vergütung im Jahr 2009 43,01 ct/kWh beträgt. Gerechnet ist eine PV-Anlage ohne Fremdfinanzierung, d.h. ohne Zinsen. Tabelle 21 zeigt einen Gewinn von ca. 4700 € nach 20 Jahren Betriebszeit. Die angegebene Rendite von 4,84% entspricht einer festverzinslichen Geldanlage über 20 Jahre. Ein abweichender Energieertrag von $\Delta E = 10\%$ verändert die Rendite um ca. 0,56 Prozentpunkte, was einer relativen Änderung von 11,5% entspricht.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass die hier gerechnete Finanzierungsart mit 100% Eigenkapital nur eine Variante unter vielen ist. Bei einer Fremdfinanzierung sind zunächst die Kreditkosten zu bezahlen, und zwar unabhängig vom Ertrag. Dies führt dazu, dass die eigene Rendite deutlich empfindlicher auf Schwankungen im Ertrag reagiert.

¹⁸ Alle Preisangaben ohne Mehrwertsteuer, da diese typischerweise erstattet wird.

7 Ergänzende Ergebnisse

Tabelle 21: Bei 100% Eigenkapitalfinanzierung einer PV-Anlage zum Preis von 3000 €/kW_p bei den im Text angegebenen Randbedingungen erzielt die Anlage bei Inbetriebnahme im Jahr 2009 eine Rendite von ca. 4,8%. Jeder Prozentpunkt an abweichendem Jahresenergieertrag ΔE ändert die Rendite um 0,055 Prozentpunkte.

Ertrag	Amortisationszeit [Jahre]	Gewinn [€]	Rendite [%]
1000 kWh/kW _p	8	4714,38	4,84
Einfluss von Ertragsänderung			
$\Delta E \pm 1\%$	± 0	$\pm 81,64$	-0,06 / +0,05
$\Delta E \pm 10\%$	± 1	$\pm 816,44$	-0,59 / +0,52

8 Ausblick

Investoren und Bauherren interessieren sich nicht für die Leistung einer Photovoltaikanlage, sondern für den Energieertrag pro eingekaufte Einheit. Diese Einheit ist derzeit die Nominalleistung. Da oftmals eine bestimmte Fläche zur Verfügung steht, kann diese Einheit in Zukunft auch der Quadratmeter Dachfläche sein. In diesem Fall interessiert dann der Ertrag pro Quadratmeter, der deutlich einfacher und genauer zu messen ist. Die Hersteller müssten dann aber auch die Module nach Quadratmeter oder pro Stück verkaufen und nicht mehr nach Leistung, weil ansonsten bei der Umrechnung die Schwierigkeit der genauen Leistungsmessung erneut auftritt.

Ein anderer Ansatz zur Ertragsbewertung ist die derzeit in der Entwicklung stehende Norm zur Ertragsbewertung von PV-Modulen [94]. Hierbei werden verschiedene Normwettersituationen definiert und daraus ein gewichteter Energieertrag bestimmt. Das Verfahren benötigt allerdings sehr umfangreiche Daten zum Modulverhalten, die auf Datenblättern derzeit nicht zu finden sind.

Für die Fortsetzung des Projektes in Stuttgart, Nikosia und Kairo ist die Ergänzung der Messung von Diffus- und Direktstrahlung interessant, da dies für die optische Modellierung notwendig ist. Die Messung der Luftfeuchtigkeit wäre hilfreich als Eingangsparameter für Spektralmodelle und ein Niederschlagsmesser könnte für Reinigungsuntersuchungen wertvolle Daten liefern.

Die gegen Ende der Arbeit über den Zeitraum von einem Jahr gemessenen Spektraldaten am Standort Stuttgart bieten die Möglichkeit, den Einfluss des Spektrums auf den Energieertrag der verschiedenen PV-Technologien auch quantitativ zu untersuchen.

Der TÜV Rheinland arbeitet mit den anderen europäischen Prüflaboren und den Herstellern zusammen daran, genauere Leistungsmessungen unter Standardtestbedingungen, insbesondere für die Dünnschichttechnologien zu ermöglichen. Anschließend können die in dieser Arbeit vorgestellten Untersuchungsmethoden das Schwachlicht- und Temperaturverhalten deutlich besser bestimmen.

8 Ausblick

9 Anhang

9.1 Abkürzungsverzeichnis

α	Temperaturkoeffizient des Kurzschlussstromes	E_{Jahr}	Jahresenergieertrag [kWh] bzw. [kWh/kW _p]
β	Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung	EFG	Edge defined Film Growth (Herstellungsverfahren für Wafer)
δ	Modulneigungswinkel gegenüber der Horizontalen	E_g	Bandlücke [eV]
η	Wirkungsgrad	EQE	external quantum efficiency externe Quantenausbeute
η_{Euro}	europäischer Wirkungsgrad	FF	Füllfaktor [%]
η_{Kali}	kalifornischer Wirkungsgrad	f_{Euro}	europäischer Schwachlichtfaktor
γ	Temperaturkoeffizient der MPP-Leistung	f_{Kali}	kalifornischer Schwachlichtfaktor
ν	Frequenz [1/s]	G	Globalstrahlung [W/m ²]
a	Materialkonstante für Bandlückenbestimmung $a(\text{Si}) = 4,73 \times 10^{-4} \text{ eV/K}$	G_{eff}	effektive Globalstrahlung [W/m ²]
a-Si	amorphes Silizium	GUC	German University in Cairo
A	Fläche [m ²] oder [cm ²]	h	Plancksches Wirkungsquantum $h = 6,62606896 \times 10^{-34} \text{ Js}$ $h = 4,13566733 \times 10^{-15} \text{ eVs}$
A_{PV}	PV-Generatorfläche [m ²]	H	Einstrahlungssumme [kWh/m ² a]
AC	Wechselspannung/Wechselstrom	H_k	kummulierte Einstrahlungssumme [kWh/m ² a]
AM	AirMass, Luftmasse	I	Strom [A]
AOI	Angle Of Incidence, Einstrahlungswinkel	I_0	Sperrsättigungsstrom einer Diode [A]
b	Materialkonstante für Bandlückenbestimmung $b(\text{Si}) = 636 \text{ K}$	I_{MPP}	Strom im Punkt maximaler Leistung [A]
c	Lichtgeschwindigkeit $c = 299792458 \text{ m/s}$	ipe	Institut für Physikalische Elektronik
C	Kapazität [F]	IR	InfraRot
c-Si	kristallines Silizium	I_{SC}	Kurzschlussstrom [A]
CdTe	Cadmium Tellurid	I/V	Strom/Spannungs-
CIGS	Kupfer Indium Gallium Diselenid	J	Stromdichte [A/cm ²] vgl. I
DC	Gleichspannung/Gleichstrom	k	Bolzmannkonstante $k = 1,38066 \times 10^{-23} \text{ J/K}$
E	Energie [kWh] bzw. [kWh/kW _p]	MAIN	Multicrystalline Advanced INdustrie cell
		mc-Si	multikristallines Silizium

9 Anhang

MPP	Maximum Power Point, Punkt maximaler Leistung: Punkt auf der I/V-Kennlinie einer Solarzelle bei dem die entnommene Leistung maximal ist	R	Widerstand [Ω]
n	Idealität einer Diode	R_p	Parallelwiderstand [Ω] bzw. [Ωcm^2]
N	(als Index) Nennwert	R_s	Serienwiderstand [Ω] bzw. [Ωcm^2]
P	Leistung [W]	sc-Si	mono(single)kristallines Silizium
P_{Feld}	Nominalleistung aus den Felddaten extrahiert [W]	SR	Spectral Response [A/W] Spektralempfindlichkeit
P_{Flash}	Nominalleistung vom Hersteller mit dem Flasher gemessen [W]	STC	Standard Test Conditions; Standardtestbedingungen für Solarzellen und Module: 1000 W/m ² , 25°C, AM 1,5
P_{Licht}	Nominalleistung mit dem Lichttisch gemessen [W]	t	Zeit
P_N	Nominalleistung vom Datenblatt [W]	T	Temperatur [°C bzw. K]
P_{STC}	Nominalleistung (allgemein)[W]	UCY	University of Cyprus
PHP	Programmiersprache zur Erstellung dynamischer Internetseiten	UV	UltraViolett
Pt100	Platinwiderstand zur Temperaturmessung	V	Spannung [V]
PV	PhotoVoltaik	VIS	Visible
q	Elementarladung $q = 1,60218 \times 10^{-19}$ As	V_{MPP}	Spannung im Punkt maximaler Leistung [V]
		V_{OC}	Leerlaufspannung [V]
		VPN	Virtual Private Network
		w	Gewichtsfaktor der Energieverteilung

9.2 Abbildungsverzeichnis

Bild 1	Aufbau eines PV-Systems.....	23
Bild 2	Ersatzschaltbild einer Solarzelle (Ein-Dioden-Modell).....	24
Bild 3	I/V-Kennlinie.....	26
Bild 4	Temperaturabhängigkeit der Bandlücke und des Sperrsättigungsstroms.....	28
Bild 5	Temperaturabhängigkeit der Solarzellenkennwerte.....	31
Bild 6	Normierte Temperaturabhängigkeit der Solarzellenkennwerte.....	32
Bild 7	Einstrahlungsabhängigkeit der Solarzelle.....	35
Bild 8	Normierte Einstrahlungsabhängigkeit der Solarzelle.....	36
Bild 9	Europäische und kalifornische Einstrahlungsverteilung.....	38
Bild 10	Leerlaufspannung in Abhängigkeit von Einstrahlung und Temperatur.....	40
Bild 11	Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung.....	41
Bild 12	Quantenausbeute.....	42
Bild 13	Ersatzschaltbild CdTe-Zelle.....	44
Bild 14	Fotos der PV-Systeme an den drei Standorten.....	46
Bild 15	Systemaufbau der PV-Anlagen mit Messtechnik.....	47
Bild 16	Winkel- und AM- Definition.....	56
Bild 17	Sensoren im Feld.....	58
Bild 18	Vergleich benachbarter c-Si Einstrahlungssensoren.....	59
Bild 19	Vergleich c-Si-Sensor mit Pyranometer über Einstrahlungswinkel.....	61
Bild 20	Vergleich Pyranometer und c-Si-Sensor über Einstrahlung.....	63
Bild 21	Rückwärtskennlinie der Module.....	69
Bild 22	Abweichung der Nominalleistungen von der Nennleistung.....	75
Bild 23	Schwachlichtverhalten im Labor.....	77
Bild 24	Einstrahlungsverteilung über der Einstrahlung.....	80
Bild 25	Gemessene Einstrahlungsverteilung.....	81
Bild 26	Einstrahlungsverteilung über der Luftmasse.....	81
Bild 27	Einstrahlungsverteilung über dem Einstrahlungswinkel.....	82
Bild 28	Einstrahlungsverteilung über der Modultemperatur.....	82
Bild 29	Leistung über der Temperatur und Einstrahlung.....	85

9 Anhang

Bild 30	Durchschnitt der Temperaturkoeffizienten aller c-Si Anlagen.....	87
Bild 31	Temperaturkoeffizienten.....	88
Bild 32	Schwachlichtverhalten.....	92
Bild 33	Spektrum AM 1,5 und D65 im Vergleich.....	96
Bild 34	Jahresenergieerträge 2007.....	99
Bild 35	Übersicht der Modellierungsverfahren.....	104
Bild 36	Wirkungsgradkennlinie der Wechselrichter.....	112
Bild 37	Abweichung der Energieerträge bei Simulation mit INSEL.....	118
Bild 38	Vergleich der verschiedenen Simulationsmodelle.....	120
Bild 39	Ausfallzeiten an der GUC.....	121
Bild 40	Energieerträge an der GUC.....	122
Bild 41	Ertragssunterschiede bei verschiedener Erdung des SunPower Systems.....	124
Bild 42	Tagesgänge der Nachführsysteme.....	126

9.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Europäische und kalifornische Einstrahlungsverteilung.....	38
Tabelle 2	Temperaturabhängige Temperaturkoeffizienten bei CdTe.....	43
Tabelle 3	Technische Daten der untersuchten Solarmodule.....	51
Tabelle 4	Übersicht Sensoren und deren Messfehler.....	55
Tabelle 5	Parallelwiderstände.....	71
Tabelle 6	Ersatzschaltbildparameter für Ein-Dioden-Modell.....	72
Tabelle 7	Vergleich der Nominalleistungen.....	74
Tabelle 8	Schwachlichtfaktoren im Labor.....	78
Tabelle 9	Einstrahlungssummen.....	80
Tabelle 10	Temperaturkoeffizienten.....	89
Tabelle 11	Fehlerbetrachtung der Temperaturkoeffizienten.....	90
Tabelle 12	Schwachlichtfaktoren im Feld.....	93
Tabelle 13	Fehlerbetrachtung der Schwachlichtfaktoren.....	95
Tabelle 14	Mittlere Jahresenergieerträge.....	101
Tabelle 15	Performance Ratio.....	102
Tabelle 16	Einfach modellierte Energieerträge.....	107
Tabelle 17	Temperaturabhängig modellierte Energieerträge.....	109
Tabelle 18	Fehlerbetrachtung bei Temperaturkoeffizient und Temperatureinfluss.....	110
Tabelle 19	Wechselrichterwirkungsgrade.....	113
Tabelle 20	Mit dem Ein-Dioden-Modell modellierte Energieerträge.....	116
Tabelle 21	Wirtschaftlichkeit.....	128

9.4 Literaturverzeichnis

- [1] Stadtwerke Karlsruhe, Fraunhofer ISE. (2009, November, 01). *Karlsruher Sonnendach* [Online]. Erhältlich: www.karlsruher-sonnendach.de
- [2] Solarenergie Förderverein Deutschland e.V. (SFV). (2009, November, 01). *Bundesweite Aufnahme der monatlichen Stromertragsdaten von PV-Anlagen* [Online]. Erhältlich: www.pv-ertraege.de
- [3] W. Grotkasten. (2009, November, 02). *PV SoldesLight Überwachungssystem* [Online]. Erhältlich: www.grotkasten.de
- [4] (2009, November, 05). *ISET PVTestlab* [Online]. Erhältlich: www.pvtestlab.de
- [5] (2009, November, 05). *Photovoltaikanlagen der Fachhochschule Frankfurt am Main* [Online]. Erhältlich: www.fbe.fh-frankfurt.de/fachgeb/energie/solar/
- [6] D. Sauter, T. R. Betts, S. R. Williams, R. Gottschalg und D. G. Infield, "Performance of Amorphous Silicon Modules, " in *Proc. of the 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Paris, 2004, S. 2518-2521.
- [7] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese und S. Rezzonico, "Comparison and Behaviour of PV Modules, " in *Proc. of the 2nd World Conference on Photovoltaik Solar Energy Conversion*, Wien, Österreich, 1998, Vol. II, S. 2346-2349.
- [8] Y. Ueda, M. Kudo, H. Konishi und K. Kurokawa, "Evaluation of Various PV Technologies in Hokuto Mega-Solar Project, " in *Proc. of the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, 2009, S. 4119-4122.
- [9] Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung (ZSW), "PYTHAGORAS Publishable Final Report, "ZSW, Stuttgart, 2004.
- [10] C. N. Jardine, G. J. Conibeer und K. Lane, "PV-COMPARE: Direct Comparison of Eleven PV Technologies at Two Locations in Northern and Southern Europe, " in *Proc. of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, München, 2001, S. 724-727.
- [11] M. Grottko, P. Helm, A. Kiessling, G. Friesen, A. Realini und K. Gehrlicher, "PV Enlargement: PV Module Technologies in Performance Comparison - Results of a 3 Years Project Programme, " in *Proc. of the 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Dresden, 2006, S. 3263-3266.
- [12] S. Ransome, "A Review of kWh/kWp Measurements, Analysis and Modelling, " in *Proc. 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Valenzia, Spanien, 2008, S. 2795-2800.
- [13] S. R. Wenham, M. A. Green und M. E. Watt, in *Applied Photovoltaics*, Australien: Center for Photovoltaic Devices and Systems, S. 42-45.

- [14] R. Oetinger, "Modell der Diode, " in *Entwurf und Simulation von Halbleiterschaltungen mit PSPICE*, W. J. Bartz Hrsg. 3. Aufl., Renningen: expert verlag, 2006, S. 201.
- [15] J. H. Werner, *Vorlesungsskript Mikroelektronik I*, ipe Uni-Stuttgart, 2009, S. A-9.
- [16] J. Nickel, "Auf den Spuren von »Euro-Eta«, " in *Photon Das Solarstrom Magazin*, Ausg. 6, S. 62-95, Jun. 2004.
- [17] W. Bower, C. Whitaker, W. Erdman, M. Behnke und M. Fitzgerald, "Performance Test Protocol for Evaluating Inverters Used in Grid-Connected Photovoltaic Systems, " SANDIA, Albuquerque, NM, USA, 2004, S. 20.
- [18] B. Litzenburger und J. Dittrich, "Der EURO-Wirkungsgrad für PV-Module als erweitertes Kennzeichen zur Leistungsbewertung, " in *24. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2009, S. 341-346.
- [19] G. Kulushich, persönliche Mitteilung, Mär. 2009.
- [20] G. C. Gläser, "*Fluoreszenzkollektoren für die Photovoltaik*, " Dissertation, Elektro- und Informationstechnik, Uni-Stuttgart, 2007, S. 86, Bild 5.3.
- [21] (2005, Juni). *First Solar Module Characterization; Spectral Response of FS-Series PV Modules*. First Solar. Tempe, AZ, USA.
- [22] P. Lechner, persönliche Mitteilung, Jul. 2009.
- [23] S. R. Wenham, M. A. Green und M. E. Watt, "Spectral Response, " in *Applied Photovoltaics*, Australien: Centre for Photovoltaic Devices and Systems, S. 39-41.
- [24] V. Quaschnig, "Funktionsprinzip einer Solarzelle, " in *Regenerative Energiesysteme*, 3. Aufl., München/Wien: Hanser Verlag, 2003, S. 120.
- [25] J. Klammer, persönliche Mitteilung, Mär. 2009.
- [26] (2005, Juni). *Module Characterization; Temperature Response of the FS-60 PV Module*. First Solar. Tempe, AZ, USA.
- [27] (2004, Oktober). *PV-Module der Serie FS - Bedienungsanleitung*. First Solar. Tempe, AZ, USA.
- [28] H. G. Beyer, R. Gottschalg und G. Friesen, "Modelling IV Characteristics of CdTe Modules," in *Proc. of the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, S. 2617-2620, 2007.
- [29] J. Klammer, persönliche Mitteilung, Feb. 2005.
- [30] (2006, Februar). *User's Manual A-170M Professional Photovoltaic Module*. Atersa. Madrid, Spanien.
- [31] (2005). *Datenblatt BP7185*.

- [32] (2005, Juli). *HIT Photovoltaic Module HIP-205NHE1*. Sanyo. München.
- [33] *Technische Daten STM 200 F*. SunTechnics. Hamburg.
- [34] R. Swanson, M. Cudzinovic, D. DeCeuster, V. Desai, J. Jürgens, N. Kaminar, W. Mulligan, L. Rodrigues-Barbosa, D. Rose, D. Smith, A. Terao und K. Wilson, "The Surface Polarization Effect in High-Efficiency Silicon Solar Cells," in *Technical Digest of the 15th International Photovoltaic Science and Engineering Conference*, Shanghai, China, 2005, S. 410.
- [35] (2004). *Solarmodul mit MAIN-Zellen*. RWE Schott Solar GmbH. Alzenau.
- [36] (2004). *Solarmodul mit EFG-Zellen*. RWE Schott Solar GmbH. Alzenau.
- [37] *Solarstrommodul SW 165 poly*. SolarWorld AG. Bonn.
- [38] (2004, Dezember). *Photovoltaikmodule*. Solon Photovoltaik GmbH. Berlin.
- [39] (2005, August). *Datenblatt MA 100T2*. Phönix SonnenStrom AG. Sulzemoos.
- [40] (2003). *ASI OPAK-Dünnschicht-Solarmodul*. RWE Schott Solar GmbH. Alzenau.
- [41] *Solarmodule der Serie FS*. First Solar GmbH. Erfurt.
- [42] D. Sollmann und C. Podewils, "Wie gefährlich ist Cadmiumtellurid?," *Photon Das Solarstrom Magazin*, Ausg. 3, S. 52-59, Mrz. 2009.
- [43] *CIS Solarmodule*. Würth Solar GmbH & Co.KG. Marbach am Neckar.
- [44] B. Burger, "Auslegung und Dimensionierung von Wechselrichtern für netzgekoppelte PV-Anlagen," in *20. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2005.
- [45] B. Zinßer, "Netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen verschiedener Technologien mit Internet basierter Datenerfassung und Überwachung," Diplomarbeit, ipe, Uni-Stuttgart, 2005, S. 25.
- [46] B. Zinßer, "Solar Generation of Electricity on Cyprus - Collecting and Processing of Data," Studienarbeit, ipe, Uni-Stuttgart, 2003, S. 25.
- [47] B. Zinßer, "Solar Generation of Electricity on Cyprus - Collecting and Processing of Data," Studienarbeit, ipe, Uni-Stuttgart, 2003, S. 52.
- [48] *Photovoltaische Einrichtungen Teil 3: Meßgrundsätze für terrestrische photovoltaische (PV) Einrichtungen mit Angaben über die spektrale Strahlungsverteilung*, EN 60904-3, 1995.
- [49] V. Quaschnig, *Software SUNDI 1.1*. [CD-ROM]. München/Wien: Hanser Verlag, 1999.
- [50] (2004). *Gebrauchsanweisung Pyranometer CM21*. Kipp & Zonen. Delft, Niederlande.

- [51] *Datenblatt Pyranometer*. Kipp & Zonen. Delft, Niederlande.
- [52] (2005, November). *Silizium-Solarstrahlungssensor*. Mencke & Tegtmeyer. Hameln.
- [53] B. Zinßer, "*Netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen verschiedener Technologien mit Internet basierter Datenerfassung und Überwachung*," Diplomarbeit, ipe, Uni-Stuttgart, 2005, S. 34.
- [54] S. Krauter und R. Hanitsch, "Actual optical and thermal performance of PV-modules," *Sol. Eng. Mat. & Sol. Cells*, Ausg. 41/42, S. 557-574, 1996, Fig. 9.
- [55] W. Knaupp, "*Analyse und Optimierung von Photovoltaik-Modulen*," Dissertation, Elektrotechnik, Uni-Stuttgart, 1997, S. 79.
- [56] B. Zinßer, "*Netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen verschiedener Technologien mit Internet basierter Datenerfassung und Überwachung*," Diplomarbeit, ipe, Uni-Stuttgart, 2005.
- [57] F. Marx, "*Konzeption und Realisierung einer Messwertspeicherung von Photovoltaikanlagen*," Studienarbeit, IAS, Uni-Stuttgart, 2006.
- [58] D. Ganchev, "*Beleuchtungsabhängige Vermessung von Solarmodulen*," Studienarbeit, ipe, Uni-Stuttgart, 2009.
- [59] M. Shalaby, "*Analyzing solar cells using simulation software (INSEL & KIVAP)*," Bachelorarbeit, ipe, Uni-Stuttgart, 2009, S. 45.
- [60] M. Shalaby, "*Analyzing solar cells using simulation software (INSEL & KIVAP)*," Bachelorarbeit, ipe, Uni-Stuttgart, 2009, S. 30.
- [61] J. H. Werner, "Schottky Barrier and pn-Junction I/V Plots - Small Signal Evaluation," *Appl. Phys. A.*, vol. 47, S. 291-300, 1988.
- [62] W. Herrmann, S. Zamini, F. Fabero, T. Betts, N. van der Borg, K. Kiefer, G. Friesen und W. Zaaiman, "Results of the European Performance Project on the Development of Measurement Techniques for Thin-Film PV Modules," in *Proc. of the 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Valencia, Spanien, 2008, S. 2719-2722.
- [63] W. Herrmann, S. Mau, F. Fabero, T. Betts, N. van der Borg, K. Kiefer, G. Friesen und W. Zaaiman, "Advanced Intercomparison Testing of PV Modules in European Test Laboratories," in *Proc. of the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Mailand, Italien, 2007, S. 2506-2510.
- [64] W. Herrmann, S. Mau, F. Fabero, T. Betts, N. van der Borg, K. Kiefer, G. Friesen und W. Zaaiman, "Laborvergleichsmessungen im europäischen PERFORMANCE Projekt," in *4. Workshop Photovoltaik-Modultechnik*, Köln, 2007.

9 Anhang

- [65] *Bedienungsanleitung Module Tester MT2416*. 3S Swiss Solar Systems AG. Lyss, Schweiz.
- [66] "Misura della caratteristica corrente - tensione a 1000 W/m² e 25°C di dispositivi fotovoltaici con simulatore solare a impulso, "SUPSI TISO, Lugano, Schweiz, 2006.
- [67] D. Ganchev, "*Beleuchtungsabhängige Vermessung von Solarmodulen*, " Studienarbeit, ipe, Uni-Stuttgart, 2009, S. 34-39.
- [68] "Kennlinienparameter bei niedrigen Bestrahlungsstärken, " in *TÜV Bericht FirstSolar FS-55*, S. 7.
- [69] G. Makrides, B. Zinsser, M. Norton, G. E. Georghiou, M. Schubert und J. H. Werner, "Error Sources in Outdoor Performance Evaluation of Photovoltaic Systems, " in *Proc. of the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, 2009, S. 3904-3909.
- [70] *meteonorm*. [CD-ROM]. Bern, Schweiz: meteotest, 2001.
- [71] M. Ibrahim, B. Zinßer, H. El-Sherif, E. Hamouda, G. Makrides, G. E. Georghiou, M. B. Schubert und J. H. Werner, "Advanced Photovoltaic Test Park in Egypt for Investigating the Performance of Different Module and Cell Technologies, " in *24. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2009, S. 318-323.
- [72] A. Wagner, in *Photovoltaik Engineering*, 2. Aufl., Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2006, S. 87.
- [73] C. M. Whitaker, T. U. Townsend, H. J. Wenger, A. Iliceto, G. Chimento und F. Paletta, "Effects of Irradiance and other Factors on PV Temperature Coefficients, " *Conference Record of the 22nd IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, S. 608-613, 1991.
- [74] D. L. King, J. A. Kratochvil, and W. E. Boyson, "Temperature Coefficients for PV Modules and Arrays: Measurement Methods, Difficulties, and Results, " in *Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Anaheim, CA, USA, 1997, S. 1183-1186.
- [75] G. Makrides, B. Zinsser, G. E. Georghiou, M. B. Schubert und J. H. Werner, "Temperature Behaviour of Different Photovoltaic Systems Installed in Cyprus and Germany," *Sol. Mat. & Sol. Cells*, Aug. 93 Band 6-7, S. 1095-1099, 2009.
- [76] (2009, Februar). *TOP 10 >>pro CIS<<*. Würth Solergy. Schwäbisch-Hall.
- [77] *Colorimetry*, CIE 15.2, 1986.
- [78] C. E. M. Gemmer, "*Analytische und numerische Untersuchungen von Solarzellen unter wechselnden Beleuchtungsbedingungen*, " Dissertation, Elektrotechnik, Uni-Stuttgart, 2003, S. 70.

- [79] (2009, August, 18). Rayleigh-Streuung. *Wikipedia* [Online]. Erhältlich: <http://de.wikipedia.org/wiki/Rayleighstreuung>
- [80] Y. Uchida und H. Sakai, "Light-Induced Effects in a-Si:H Films and Solar Cells, " in *Proc. of Materials Research Society*, Pittsburgh, PA, USA, 1986, Ausg. 70, S. 577-585.
- [81] V. Quaschnig, "Regenerative Energiesysteme", 3. Aufl. München/Wien: Hanser Verlag, 2003, S. 171.
- [82] (2009, November, 05). *SolEm* [Online]. Erhältlich: www.solem.de
- [83] (2006). *INSEL LE Block Reference*. Doppelintegral GmbH. Stuttgart.
- [84] H. Neuenstein, "Chancenloser Veteran," in *Photon Profi*, Ausg. 9, S. 50-55, Sep. 2009.
- [85] (2008). *Katalog Sunny Family 2008/2009*. SMA. Niestetal.
- [86] *INSEL*. [CD-ROM]. Stuttgart: Doppelintegral GmbH, 2009.
- [87] J. Schumacher, "Parametrisierung von PV Modulen zur Simulation von Energieerträgen, " in *Vortrag ipe-Kolloquium*, Universität Stuttgart, 2007, S. 28.
- [88] M. Shalaby, "*Analyzing solar cells using simulation software (INSEL & KIVAP)*," Studienarbeit, ipe, Uni-Stuttgart, 2009.
- [89] M. Ibrahim, B. Zinßer, H. El-Sherif, E. Hamouda, G. Makrides, G. E. Georghiou, M. B. Schubert und J. H. Werner, "Advanced Photovoltaic Test Park in Egypt for Investigating the Performance of Different Module and Cell Technologies, " in *24. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2009, S. 318-323.
- [90] B. Zinßer, "*Solar Generation of Electricity on Cyprus*," Studienarbeit, ipe, Uni-Stuttgart, 2003, S. 34.
- [91] B. Zinßer, G. Makrides, M. Ibrahim, H. El-Sherif, E. Hamouda, G. E. Georghiou, M. B. Schubert, J. H. Werner, "Mehrertrag durch Nachführung in Deutschland, Zypern und Ägypten, " in *24. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2009, S. 312 -317.
- [92] I. Rutschmann und J. Siemer, "Wer zu spät kommt – baut eben nächstes Jahr," *Photon Das Solarstrom Magazin*, Ausg. 9, S. 130-136, 2009.
- [93] (2009, November, 04). Erneuerbare-Energien-Gesetz §33. [Online]. Erhältlich: www.bgblportal.de/BGBL/bgbl1f/bgbl108s2074.pdf
- [94] *Photovoltaic (PV) Module Performance Testing and Energy Rating*, IEC 61853 Draft.

9.5 Veröffentlichungen

1. B. Zinßer, W. Schmitt und J. H. Werner, „Betrieb und Energieerträge von 12 verschiedenen Photovoltaik-Technologien in Deutschland und Zypern,“ in *22. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2007, S. 231-233.
2. M. Patsalides, D. Evagorou, G. Makrides, Z. Achillides, G.E. Georghiou, A. Stavrou, V. Efthimiou, B. Zinßer, W. Schmitt und J. H. Werner, „The Effect of Solar Irradiance on the Power Quality Behaviour of Grid Connected Photovoltaic Systems,“ in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPO)*, 2007, S. 119-120.
3. B. Zinßer, G. Makrides, W. Schmitt, G.E. Georghiou und J. H. Werner, „Annual Energy Yield of 13 Photovoltaic Technologies in Germany and in Cyprus,“ in *Proc. 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Mailand, Italien, 2007, S. 3114-3117.
4. G. Makrides, B. Zinßer, G. E. Georghiou und J. H. Werner, „Performance Assessment Of Different Photovoltaic Systems Under Identical Field Conditions Of High Irradiation,“ in *Renewable Energy Sources & Energy Efficiency*, Nikosia, Zypern, 2007.
5. G. Makrides, B. Zinßer, G. E. Georghiou, M. B. Schubert und J. H. Werner, „Temperature Behaviour of Different Photovoltaic Systems Installed in Cyprus and Germany,“ in *Technical Digest 17th International Photovoltaic Science and Engineering Conference (PVSEC)*, Fukuoka, Japan, 2007, S. 385-386.
6. B. Zinßer, G. Makrides, M. B. Schubert, G. E. Georghiou und J. H. Werner, „Jahresenergieertrag von 13 verschiedenen Photovoltaik-Technologien in Deutschland und Zypern,“ in *23. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2008, S. 294-299.
7. G. Makrides, B. Zinßer, M. Norton, G. E. Georghiou, M. B. Schubert und J. H. Werner, „Energy Yield of Different Photovoltaic Systems Installed in Cyprus, in *Proc. 4th Photovoltaic Science Application and Technology (PVSAT) Conference and Exhibition*, Bath, Großbritannien, 2008, S. 199-203.
8. G. Makrides, B. Zinßer, G. E. Georghiou, M. B. Schubert und J. H. Werner, „Outdoor Efficiency of Different Photovoltaic Systems Installed in Cyprus and Germany,“ in *Proc. 33th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, San Diego, CA, USA, 2008, S. 1-6.
9. B. Zinßer, G. Makrides, M. B. Schubert, G. Georghiou und J. H. Werner, „Temperature and Intensity Dependence of Twelve Photovoltaic Technologies,“ in *Proc. 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Valenzia, Spanien, 2008, S. 3249-3252

10. G. Makrides, B. Zinßer, G. E. Georghiou, M. B. Schubert und J. H. Werner, „Potential of Photovoltaic Systems in Countries with High Solar Irradiation,“ in *International Conference on Deregulated Electricity Market Issues in South-Eastern Europe*, Nikosia, Zypern, 2008, Beitrag 114.
11. G. Makrides, B. Zinßer, G. E. Georghiou, M. Schubert und J. Werner, „Temperature Behaviour of Different Photovoltaic Systems Installed in Cyprus and Germany,“ *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 93 Issues 6-7, S. 1095-1099, 2009.
12. B. Zinßer, G. Makrides, M. Ibrahim, H. El-Sherif, E. Hamouda, G. E. Georghiou, M. B. Schubert und J. H. Werner, „Mehrertrag durch Nachführung in Deutschland, Zypern und Ägypten,“ in *24. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2009, S. 312-317.
13. M. Ibrahim, B. Zinßer, H. El-Sherif, E. Hamouda, G. Makrides, G. E. Georghiou, M. B. Schubert und J. H. Werner, „Advanced Photovoltaic Test Park in Egypt for Investigating the Performance of Different Module and Cell Technologies,“ in *24. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2009, S. 318-323.
14. G. Makrides, B. Zinßer, G. E. Georghiou, M. B. Schubert und J. H. Werner, „Two Year Performance Evaluation of Different Grid Connected Photovoltaic Systems,“ in *Proc. 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Philadelphia, PH, USA, 2009, S. 770-775.
15. B. Zinßer, G. Makrides, M. Schubert, G. E. Georghiou und J. H. Werner, „Temperature and Irradiance Effects on Outdoor Field Performance,“ in *Proc. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, 2009, S.4083-4086.
16. G. Makrides, B. Zinßer, M. Norton, G. E. Georghiou, M. Schubert und J. H. Werner, „Error Sources in Outdoor Performance Evaluation of Photovoltaic Systems,“ in *Proc. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, 2009, S. 3904-3909.
17. M. B. Strobel, B. Zinßer, G. Makrides, M. Norton, T. R. Betts, G. E. Georghiou, M. Schubert und R. Gottschalg, „Energy Yield Forecasting for High-Efficiency PV Systems in Three Locations Using Artificial Neural Networks,“ in *Proc. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, 2009, S. 3409-3412.
18. B. Zinßer, G. Makrides, M. Schubert, G. E. Georghiou und J. H. Werner, „Energy Yield Depends More on Reference Power than on Photovoltaic Technology,“ in *International Forum on Multidisciplinary Education and Research for Energy Science (Energy-GCOE)*, Okinawa, Japan, 2009, S. 55-56.
19. G. Makrides, B. Zinßer, M. Norton, G. E. Georghiou, M. Schubert und J. H. Werner, „Potential of photovoltaic systems in countries with high solar irradiation,“ in *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Vol 14, Issue 2, S. 754-762, 2010.

9.6 Lebenslauf

Bastian Zinßer

24.04.1978	geboren in Karlsruhe
1984-1988	Grundschule in Hochdorf b. Plochingen
1988-1993	Gymnasium in Plochingen
1993-1995	Realschule in Reichenbach a.d. Fils Mittlere Reife
1995-1998	Technisches Gymnasium in Esslingen Zell Fachgebundene Hochschulreife (Abitur)
1998-1999	Zivildienst
1999-2005	Studium der Elektrotechnik und Informationstechnik an der Universität Stuttgart Diplom Ingenieur
seit 2005	Wissenschaftler am Institut für Physikalische Elektronik (<i>ipe</i>) an der Universität Stuttgart

9.7 Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Dissertation „Jahresenergieerträge unterschiedlicher Photovoltaik-Technologien bei verschiedenen klimatischen Bedingungen“ selbstständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel verwendet habe.

Stuttgart, den 08.02.2010

Bastian Zinßer

9.8 Danksagung

Ich danke Jürgen Werner für die Ermöglichung meiner Arbeit, deren Finanzierung, die anregenden Ideen und seine hilfreichen Anmerkungen zur Rohfassung der Arbeit. Markus Schubert danke ich für die Betreuung, fruchtbare Diskussionen und die hilfreichen Tipps. Wolfgang Schmitt für die Unterstützung beim Aufbau der PV-Anlagen und die interessanten Diskussionen. George Georghiou von der University of Cyprus danke ich für seine Unterstützung vor Ort und die Möglichkeit, die PV-Anlagen in Zypern aufbauen und betreiben zu können. George Makrides verdient großen Dank für die viele Arbeit, die er in den Aufbau und in den Betrieb der PV-Systeme gesteckt hat. Die gemeinsame Arbeit an Veröffentlichungen und die vielen Diskussionen waren immer sehr erfrischend. Herrn Hisham El-Sherif von der German University in Cairo danke ich ebenfalls für die Unterstützung beim Aufbau der PV-Anlagen in Kairo.

Bei Frank Zenkel, Friedrich Lauterbach und ihren Mitarbeitern möchte ich mich insbesondere für die gut gelungene und unkomplizierte Montage und Verschiffung der Solaranlagen bedanken. Bei Herrn Zenkel auch für die guten Kontakte zur Solarindustrie, welche das Projekt an mehreren Stellen beflügelt haben.

Für die Projektförderung bedanke ich mich beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU Förderkennzeichen 0327553) und der Cyprus Research Promotion Foundation (grant number TEXNO 0506/16). Bei den Firmen Atersa, First Solar GmbH, Phönix Sonnenstrom AG, Q-cells AG, Schott Solar GmbH, SolarWorld AG, Solon AG und Würth Solar GmbH & Co KG für die Unterstützung mit Solarmodulen und bei der Firma SMA Technologie AG für die Bereitstellung einiger Wechselrichter. Für detaillierte technische Informationen und wertvolle Diskussionen bedanke ich mich bei Herrn Klammer von First Solar, Herrn Kalies von Sunpower, Herrn Lechner von Schott Solar und Herrn Schäffler von Würth Solar. Andreas Brandelik von Scientific Software Solutions verdient Dank für seinen unermüdlichen Einsatz bei der Softwarebändigung der Spektroradiometer.

Bei allen Kolleginnen und Kollegen am *ipe* bedanke ich mich für die gute Arbeits- und Gesprächs-Atmosphäre. Etliche Diskussionen haben zu besserem Verständnis und neuen Ideen geführt.

9 Anhang

Bedanken möchte ich mich insbesondere auch bei allen Studenten, die im Rahmen ihrer Studien- oder Diplomarbeit oder als wissenschaftliche Hilfskraft mich bei meiner Arbeit unterstützt haben.

Andy danke ich für die immer währende Motivation und für das Korrekturlesen der ganz und gar nicht an Belletristik erinnernden Texte :-).

