

# Simulation von PV-Generatoren

## Computerprogramm arbeitet übergreifend

von N. Ertürk, M. Klonk, M. Machicao y Priemer

Für Entwurf und Planung von Solaranlagen ist es notwendig, sich auf genaue Einstrahlungsdaten zu stützen. Sie müssen als kontinuierliche Daten über einen längeren Zeitraum vom jeweiligen Standort vorliegen. Diese Datensammlungen können nur durch Langzeitmessungen entstehen, die nicht nur das jeweilige mittlere Energieangebot, sondern auch dessen Dynamik wiedergeben müssen.

Mit Langzeitmessungen und den dazugehörigen Simulationsmodellen ist es möglich, verschiedene Varianten solarelektrischer Anlagen zu vergleichen sowie den Einfluß der Aufstellbedingungen auf den Wirkungsgrad für festausgerichtete photovoltaische Generatoren und die Bedeutung des geographischen Standortes auf die Energieerträge zu bestimmen.

Durch die Messung der Parameter wie Einstrahlung, Solargeneratorstrom, -spannung und Zelltemperatur etc. bei der Langzeitmessung in Verknüpfung mit Simulationsprogrammen können solarelektrische Systeme klassifiziert werden

Mit Hilfe von Simulationsprogrammen kann eine Auslegung von Photovoltaik-Systemen für Insel- oder netzparallelen Betrieb je nach ihrer Leistungsfähigkeit durchgeführt werden. Die Simulationsmodelle von Photovoltaik-Anlagenkonzepten dienen nicht nur zur Untersuchung des Betriebsverhaltens, sondern auch zur Optimierung hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit.

Es gibt bereits eine Reihe von Simulationsprogrammen für Photovol-

taik-Anlagen, die ihren Schwerpunkt in den verschiedensten Teilaspekten von Solargeneratoren (z.B. Temperaturentwicklung, Strahlungsleistungsdichte in Abhängigkeit von der Ausrichtung oder Kennlinienverlauf etc.) haben.

Die Aufgabe des neuen Programms SIMULAR ist es, diese Teilaspekte und noch zusätzliche Faktoren wie Nachführung und Verschattung von Modulen etc. in einem einzigen Simulationsprogramm zu vereinen. Aus Platzgründen wurde hier nur ein Aspekt dargestellt.

### Eigenschaften von SIMULAR

SIMULAR implementiert einen technischen Vorgang, der durch die große Menge an beteiligten Daten charakterisiert wird. Es müssen viele Randbedingungen festgelegt werden, bevor eine Simulation überhaupt durchgeführt werden kann. Eine Solaranlage ist grundsätzlich von den Eigenschaften ihrer unmittelbaren Umgebung abhängig und ihre technischen Merkmale dienen der optimalen Anpassung an diese. So können Anzahl und Verschaltung der Panele und der eingesetzte Nach-

führungsmechanismus den Ertrag nur innerhalb des von der Umgebung diktierten Rahmens verbessern. Daraus folgt, daß eine Simulation im wesentlichen drei Faktoren berücksichtigen muß. Das Simulationsdatum gekoppelt mit der geographischen Lage bestimmt den prinzipiell erreichbaren Ertrag durch Tageslänge und Sonnenstand. Die zum Simulationszeitpunkt herrschenden meteorologischen Bedingungen schränken ihn zusätzlich ein, indem sie die Modultemperatur beeinflussen oder die spektralen Eigenschaften des Lichtes bei starker Bewölkung verändern. Schließlich spielen die Ausrichtung des Solarpanels auf die Strahlungsquelle und deren Position am Himmel ebenfalls eine wichtige Rolle.

Aus diesen Anforderungen heraus entstand SIMULAR zur Durchführung, Auswertung und Verwaltung von Simulationsvorgängen an Solaranlagen. Das Ergebnis ist eine Applikation für den PC unter MS-DOS (PC ab 386er, mind. 1 MB RAM, 2 MB HD-Speicher, MS-DOS ab 3.0), die es erlaubt, Simulationsorte, Solarmodule und Simulationsdaten zu verwalten und die Ergebnisse miteinander zu vergleichen. SIMULAR ist eine Applikation in Fenstertechnik mit Menüleiste und Eingabemasken. Nach dem Start muß der Anwender die notwendigen Datensätze in den Arbeitsspeicher laden. Diese Datensätze beschreiben den Simulationsort, das Solarmodul, aus dem der Solargenerator zusammengesetzt wird, und die spektralen Eigenschaften der Solarstrahlung nach der internationalen Norm /1/. Diese Datensätze werden von SIMULAR verwaltet und können über entsprechende Menüpunkte untersucht, verändert oder neu eingegeben werden.

Nun wird ein Simulationsvorgang definiert und berechnet (Abb. 1). Der Definitionsvorgang bietet dem Anwender viele Eingriffsmöglichkeiten. Er kann mehrere Module zu einem Solargenerator zusammenschalten, bestehend aus parallel geschalteten Strängen mit in Reihe geschalteten Modulen. Folgende Möglichkeiten sind im Programm auswählbar: Festaufstellung, planetarische Aufstellung, Drehschemel- bzw. TU-Berliner-Methode. Die Festlegung des Simulationsdatums beeinflusst die Vorgaben durch das System bezüglich der meteorologischen Bedingungen

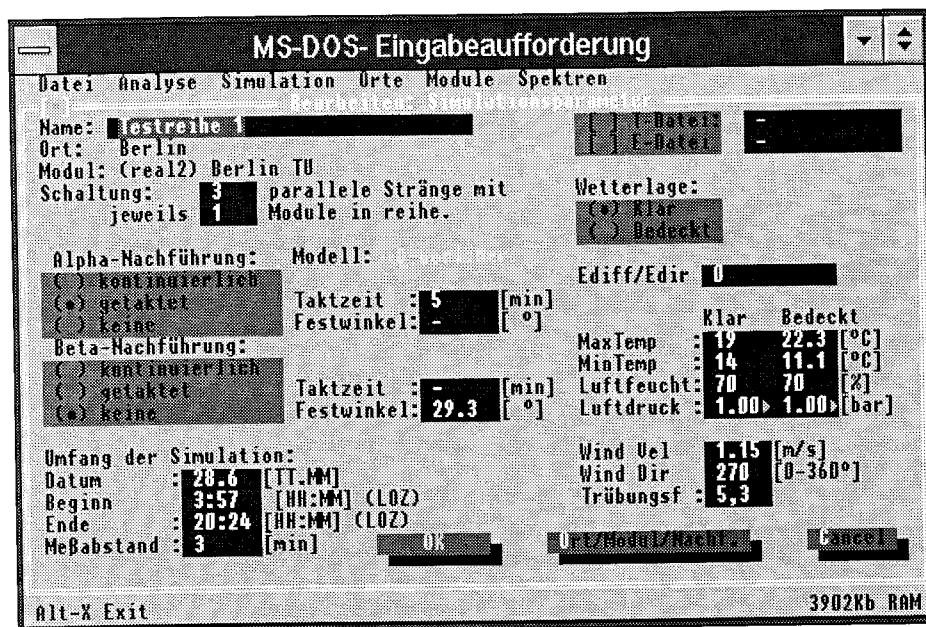


Abb. 1: Die Konfiguration einer Simulation unter SIMULAR

am Simulationsort. Diese können durch eigene Vorgaben ersetzt werden. Schließlich besteht die Möglichkeit die Bestimmung von Umgebungstemperatur und Einstrahlung durch das System zu umgehen und durch reale Meßwerte aus einer Datei zu ersetzen.

SIMULAR verwaltet sowohl die Eingangsdaten, mit denen ein Simulationsvorgang modelliert wird, als auch die Ergebnisse. So können in einfacher Weise mehrere Simulationen durchgerechnet und deren Ergebnisse anschließend untereinander verglichen werden. Die numerischen Werte lassen sich sowohl in Textform als auch grafisch darstellen und zur weiteren Bearbeitung ausgeben. Die grafische Gegenüberstellung der Ergebnisse zweier Simulationen wird ebenfalls unterstützt. So lassen sich die Auswirkungen von Parametervariationen bequem untersuchen.

**Berechnungsmethoden**

Die Simulation des PV-Generators erfolgt durch eine Schleife von sequentiellen Berechnungen, die meist aufeinander aufbauend einzelne Zustandsdaten von der Umgebungstemperatur bis zur Strom-Spannungs-Kennlinie zu einem bestimmten Zeitpunkt (und Datum) bestimmen (Abb. 2).

Am Anfang der Schleife steht immer die Vorgabe der wahren Ortszeit (WOZ), die sich aus der lokalen Ortszeit (LOZ – in Deutschland z.B. die MEZ) und dem Längengrad des Ortes berechnet /2/.

Zur WOZ wird zunächst eine Umgebungstemperatur berechnet, wobei die Simulation aus empirischen Beobachtungen heraus davon ausgeht, daß die Außentemperatur bei Sonnenaufgang am niedrigsten ist, dann in einem sinusförmigen Verlauf bis 13:30 Uhr WOZ auf ihr Maximum ansteigt und schließlich entsprechend sinusförmig bis zum Sonnenaufgang des nächsten Tages wieder sinkt. Die Tagesextrema der Außentemperatur müssen vom Anwender (gestützt auf Wetterstatistiken) vorgegeben werden. Ein fester Tagesverlauf läßt sich alternativ als ASCII-Tabelle einlesen.

Ebenfalls direkt aus der WOZ, dem Datum d und der geographischen Breite  $\varphi$  ergibt sich der momentane Sonnenstand, ausgedrückt durch die Sonnenhöhe (-elevation) über dem Horizont  $\gamma_s$

$$\gamma_s = \arcsin(\cos \omega(d) \cdot \cos \varphi \cdot \cos \delta(\text{WOZ}) + \sin \varphi \cdot \sin \delta(\text{WOZ})) \quad (1)$$

und der Himmelsrichtung (Sonnenazimut)  $\alpha_s$

$$\alpha_s = 180^\circ \pm \arccos\left(\frac{\sin \gamma_s \cdot \sin \varphi - \sin \delta(\text{WOZ})}{\cos \gamma_s \cdot \cos \varphi}\right) \quad (2)$$

(wobei  $\omega$  den Stundenwinkel und  $\delta$  die Sonnendeklination darstellt). Vormittags ist bei  $\alpha_s$  der ArcCos abzuziehen und nachmittags (nach 12 Uhr) zu addieren.

Die räumliche Ausrichtung der Moduloberfläche ist abhängig von der Art der Nachführung bzw. der Modulaufständigung. Ist das Modul fest montiert oder wird es zweiachsig kontinuierlich nachgeführt, so ist keine Rechnung nötig: Bei Festausrichtung sind Modulausrichtung  $\alpha_s$  (horizontal) und Modulneigung  $\gamma_m$  (vertikal) vorgegeben, im Fall der Nachführung entsprechen sie dem Sonnenstand. Wird das Modul aber nur einachsig bzw. in bestimmten Intervallen nachgeführt, so bestimmt SIMULAR die beiden Modulwinkel dergestalt, daß die Sonnenstrahlen zum Intervallzeitpunkt ( $\neq$  Simulationszeitpunkt) möglichst senkrecht auf die Oberfläche einfallen. Wie weit dies gelingt, hängt von der Nachführungsmethode (also der Anordnung der Nachführachsen) ab.

Die Bestimmung der gesamten Einstrahlung erfolgt genau nach den Vorschlägen der DIN Norm 5034 II /2/ für Tageslicht in Innenräumen. Dies hat den Vorteil, daß drei Strahlungskomponenten (direkte Sonnenstrahlung, Himmelsstrahlung und Bodenreflexion), verschiedene Trübungs Zustände der Atmosphäre und bedeckter Himmel berücksichtigt

werden können. Die Strahlungskomponenten werden zunächst für die horizontale Fläche bestimmt und anschließend auf die geneigte Fläche umgerechnet. Für die direkte Strahlung und die Bodenreflexion werden geometrische Umrechnungsfarmeln benutzt, für die Himmelsstrahlung auf die geneigte Fläche hingegen Umrechnungsfaktoren aus einer in der DIN Norm selbst vorgeschlagenen Tabelle, weil die Leuchtdichteverteilung am Himmel bei klarem Himmel etwas komplizierter ist.

In SIMULAR ist es möglich, neben Temperaturdaten auch Strahlungsmeßdaten alternativ zur Simulation einzulesen. Dies kann auf Basis direkter Modulmeßdaten geschehen oder auf Basis von Globalstrahlungsmessungen, wobei im letzteren Fall noch nach den oben beschriebenen Umrechnungsmethoden auf die geneigte Fläche umgerechnet wird.

Da nun die DIN Norm 5034 II die spektrale Verteilung des Lichtes vernachlässigt, die Solarzellen aber auf unterschiedliche Spektralverteilungen auch mit unterschiedlichen Wirkungsgraden reagieren /6/, werden als zusätzlicher Schritt die Vorschläge der Commission International de L'Eclairage (CIE) /1/ zur Spektralverteilung des Lichtes in Abhängigkeit vom Einfallswinkel (Air-Mass-Modell) auf die nach der DIN Norm 5034 II ermittelten Strahlungsleistungen bezogen. Somit ergeben sich bei SIMULAR Strahlungsleistungen nach 19 verschiedenen Spektralbereichen  $\Delta\lambda_n$  des sichtbaren Lichts und nach Herkunft (Sonne  $E_{dir}(\Delta\lambda_n)$ , Himmel  $E_H(\Delta\lambda_n)$ , Boden  $E_B(\Delta\lambda_n)$ ). Das erlaubt, die spektralen Empfindlichkeiten  $s_{abs}$  der Modulzellen (ebenfalls gebündelt zu 19 Spektralbereichen des sichtbaren Lichts) in der Simulation zu berücksichtigen.

Schließlich muß noch die Modultemperatur bestimmt werden: SIMULAR verwendet dazu einen Algorithmus, der von F. Mehl am Institut für Elektrische Maschinen der TU Berlin entwickelt wurde. Das Besondere an diesem Algorithmus ist vereinfacht gesagt, daß neben der auch von anderen Programmen (z.B. INSEL /7/) verwendeten Beziehung der Wärmeentwicklung im Generator ( $\dot{Q}_G - P_{El}$ ) zur Wärmebilanz mit der Umgebung  $\dot{Q}_c$  (Konvektion) und  $\dot{Q}_r$  (Strahlung)

$$\dot{Q}_G - P_{El} \approx \dot{Q}_c + \dot{Q}_r \quad (3)$$

noch die Wärmetransportmechanismen zwischen

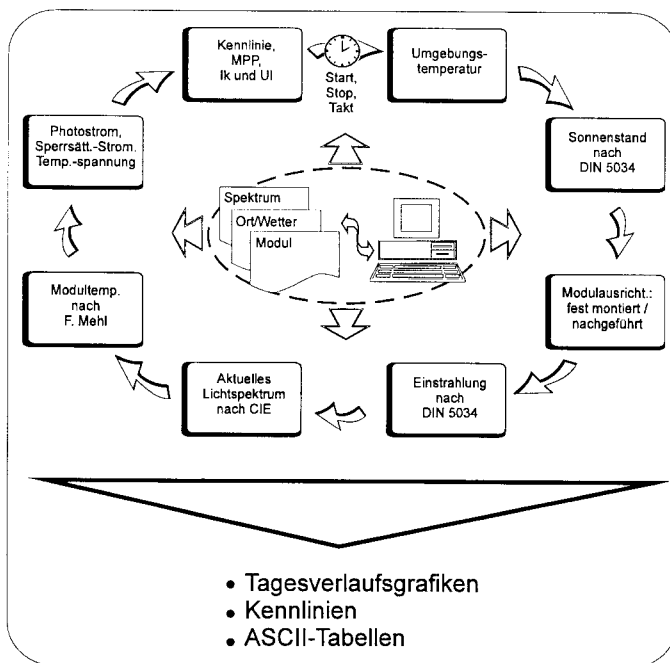


Abb. 2: Simulationsschleife von SIMULAR

den einzelnen (hier: 5) Materialschichten des Moduls (Luft, Glas, Silizium, Metall, Luft) berücksichtigt werden: Während  $P_{E1}$  in der Siliziumschicht entsteht, treten  $Q_G$ ,  $Q_c$  und  $Q_r$  an der oberen und unteren Modulaußenfläche auf, womit Gleichung 3 nicht mehr so ohne weiteres aufrecht zu erhalten ist. Aus der Berechnung der Wärmemengen und den Transportmechanismen im Modul ergibt sich ein Gleichungssystem mit sechs Unbekannten: die Temperaturen an den zwei Außenflächen und an den beiden Siliziumflächen, sowie die Wärmemengen, die an den beiden Modulaußenflächen abgegeben werden. Das Gleichungssystem muß iterativ bestimmt werden, wobei sich gezeigt hat, daß es nach drei Iterationsschritten bereits auf Tausendstel Grad genau wird. Ein besonderes Problem bei der Berechnung ist der Modulwirkungsgrad zur Bestimmung von  $P_{E1}$ , weil er in diesem Simulationsschritt eigentlich noch gar nicht bekannt ist. Daher wird zunächst nur eine Abschätzung mit dem Normwirkungsgrad aus den Herstellerangaben gemacht. In Fällen, wo der Wirkungsgrad besonders niedrig ausfällt, führt dies jedoch zu Ungenauigkeiten, weshalb in SIMULAR noch eine Unterschleife eingerichtet wurde, bei der die letzten drei Schritte (Abb. 2) mit dem vorläufig simulierten Wirkungsgrad wiederholt werden. Dadurch ergibt sich in Extremfällen eine Anpassung des Wirkungsgrades bis zu einem Prozent.

Mit den zu 19 Spektralbereichen  $\Delta\lambda_n$  gebündelten absoluten spektralen Empfindlichkeiten  $s_{abs}(\Delta\lambda_n)$  und der Summe der Strahlungskomponenten

$$E(\Delta\lambda_n) = E_{dir}(\Delta\lambda_n) + E_H(\Delta\lambda_n) + E_B(\Delta\lambda_n) \quad (4)$$

ergibt sich der Photostrom in sämtlichen Zellen des Moduls zu:

$$I_{ph} = k_s \cdot \sum_{n=1}^{19} E(\Delta\lambda_n) \cdot \Delta\lambda_n \cdot A_{mod} \cdot s_{abs}(\Delta\lambda_n) \quad (5)$$

Dabei wurde der Korrekturfaktor  $k_s$  für die absoluten spektralen Empfindlichkeiten eingeführt, der bei der Einrichtung des Moduldatensatzes von SIMULAR so berechnet wird, daß unter Normbedingungen (AM 1,5, 25 °C und 1000 W/m<sup>2</sup>)  $I_{ph}$  zum vom Hersteller (oder von Meßdaten) vorgegebenen Kurzschlußstrom führt. Dies soll ungenaue Angaben zu den  $s_{abs}$  ausgleichen, die selten genau bekannt sind. Der Photostrom unterliegt allerdings noch thermischen Einflüssen, weshalb er zusätzlich noch je nach Abweichung der Modultemperatur von 25 °C über einen thermischen Korrekturfaktor  $k_t$  angepaßt wird. Der Sperrsättigungsstrom  $I_0$  wird mit Hilfe des Bandab-

standes zwischen Valenz- und Leiterband  $\Delta w$  und der Modultemperatur bestimmt.  $\Delta w$  wird von SIMULAR bereits bei Einrichtung des Moduldatensatzes bestimmt. Die Thermospannung  $U_{th}$  ist nur von der Modultemperatur abhängig.

Mit  $I_{ph}$ ,  $I_0$  und  $U_{th}$  kann über das Ein-Dioden-Ersatzschaltbild nicht nur Kurzschlußstrom  $I_k$  und Leerlaufspannung  $U_l$  sondern auch die gesamte Kennlinie mit dem Punkt Maximaler Leistung (MPP) bestimmt werden. Das Ersatzschaltbild geht davon aus, daß neben der idealen Stromquelle  $I_{ph}$  die Solarzelle aus einer parallel geschalteten Diode, einem Parallelwiderstand  $R_p$  (z.B. wegen Kantenkurzschlüssen) und schließlich noch einem seriellen Widerstand  $R_s$  (z.B. wegen Leitungs- oder Kontaktwiderständen) besteht /5/:

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left( \exp \left( \frac{U - I \cdot R_s}{U_{th}} \right) - 1 \right) - \frac{U - I \cdot R_s}{R_p} \quad (6)$$

Da diese Gleichung nicht eindeutig nach  $U$  oder  $I$  auflösbar ist, berechnet SIMULAR sie iterativ. Dabei kommt es nicht immer zur Konvergenz. Es hat sich aber herausgestellt, daß  $I(U)$  konvergiert, wo  $U(I)$  nicht konvergiert und umgekehrt. Daher ist es möglich, in Divergenzfällen einfach in mehreren Schritten von der anderen Seite gegenzurechnen. Somit kann auf aufwendigere Lösungsverfahren (z.B. Newton) verzichtet werden. Ebenso direkt durch immer kleiner werdende Schätzintervalle wird der MPP bestimmt, bis das Maximum der Leistung auf ein Hundertstel Watt genau erreicht wird.

In SIMULAR werden auch Abschattungseffekte von Solarmodulen vereinfacht berücksichtigt: Es kann von mehreren Abschattung verursachenden Objekten (Baum, Berge, Turm etc.) nur dasjenige berücksichtigt werden, das zum Simulationszeitpunkt den größten Schatten auf das Modul wirft. Dabei werden (sich verändernde) Modulausrichtung und -neigung berücksichtigt. Der Anwender muß zu jedem verschattenden Objekt lediglich Höhe, Breite, Entfernung und Himmelsrichtung des Objekts aus Sicht des Moduls angeben. Die Modulspannung teilt sich in einem solch vereinfachten Abschattungsfall in einen Anteil der verschatteten Schaltzweige  $U_{Sch}$  und in einen Anteil der unverschatteten Schaltzweige  $U_s$ :

$$U(I) = \frac{U_{Sch}(I, U_{th} \cdot q_{Sch}, I_{ph} \cdot q_E)}{+ U_s(I, U_{th} \cdot (1 - q_{Sch}), I_{ph})} \quad (7)$$

Je nachdem wie das Modul mit seriellen und parallelen Strängen und Bypassdioden verschaltet ist, unterscheidet SIMULAR vier Grundtypen,

die alle im Handel erhältlichen Module abdecken dürften. Aus diesen Grundtypen und der Lage und Größe des Schattens auf dem Modul errechnen sich der Anteil der Strahlungsleistung im Schatten im Vergleich zur Strahlungsleistung in der Sonne  $q_E$  und der Anteil der verschatteten Schaltzweige an allen Schaltzweigen im Modul  $q_{Sch}$ , die zur Berechnung von Gleichung 7 benötigt werden. Das so geschaffene Modell vereinfacht zwar die Vorschläge von Hanitsch/Quaschnig /4/ sehr stark, gibt aber den Effekt der Abschattung auf die Modulkennlinie von der Größenordnung her im wesentlichen wieder. Zur genauen Untersuchung von Abschattung ist SIMULAR auch nicht gedacht. Dazu sind eigene Simulationsprogramme besser geeignet.

### Simulation am Beispiel Berlin

Das implementierte Modell erhebt den Anspruch, das Verhalten einer realen Photovoltaik-Anlage nachbilden zu können. Anhand von Daten aus einer an der TU Berlin installierten Meßstation werden die Ergebnisse der Simulation ausgewertet.

Simuliert wurde die PV-Anlage am Institut für Elektrische Maschinen (EM Neubau) der TU Berlin. Sie besteht im wesentlichen aus drei parallel geschalteten Solarmodulen des Typs SIEMENS SM50-18 A2 mit einer Ausgangsleistung unter Normbedingungen von insgesamt 150 W. Die technischen Daten der Anlage ( $U_l = 21,5$  V,  $I_k = 3 \cdot 3,1$  A,  $T_{norm} = 25^\circ\text{C}$ ) wurden in SIMULAR eingegeben, wobei die parallele Beschaltung bei der Simulation ebenfalls mit berücksichtigt wird. Trotzdem bestehen einige Schwierigkeiten, weswegen einige Einschränkungen notwendig sind.

- SIMULAR kann eine mit zwei Achsen nachgeführte Anlage nachbilden, sofern der entsprechende Nachführmechanismus in SIMULAR vorgesehen wurde (siehe oben). Leider wird an der Anlage der TU Berlin nur die Einstrahlung auf feste Module erfaßt, so daß im Fall der Simulation einer nachgeführten Anlage, die berechnete Einstrahlung nicht direkt mit den Meßwerten verglichen werden kann. Um einen numerischen Vergleich anstellen zu können, beschränken wir uns im folgenden auf den Fall ohne Nachführung (Generator 2 bzw. Simulation 2). Zur vollständigen Darstellung wurde aber auch die nachgeführte Anlage in der Abb. 3 bis 5 mit berücksichtigt.

- Die Einstrahlung auf die Module ( $E_{RSZ}$ ) wird mit einer auf der fester Modulebene angebrachten Referenzzelle ermittelt. Dieses Meßverfahren erlaubt zuverlässige Ergeb-

nisse für die Moduleinstrahlung. Allerdings werden die Leistungsdaten von einem an die Anlage angeschlossenen Laderegler entnommen. Der an dem Meßaufbau angeschlossene Laderegler (Steca Solarix Vario) schaltet ab der Ladeendspannung von der I-Laderegelung auf die U-Laderegelung und versucht dann die Ausgangsspannung um etwa 13 Volt zu halten, um die am System angeschlossenen Akkumulatoren optimal zu laden [3], [5]. Diese Regelaufgabe ist mit der Einhaltung des MPP nicht vereinbar. SIMULAR ermittelt zu jedem Abtastzeitpunkt die theoretische Einstrahlung auf die Modulebene ( $E_{mod}$ ) und die sich daraus ergebende Leistung am MPP ( $P_{mpp}$ ). Daraus folgt, daß die simulierten Leistungswerte höher als die gemessenen Werte liegen.

Im folgenden Beispiel wurde das Simulationsdatum entsprechend der verfügbaren Meßdaten auf den 28.6.95 festgelegt. Anhand der Konfigurationsparameter rechnet SIMULAR den gesamten Vorgang durch. Diese Ergebnisse werden mit den Messungen an der fest installierten Anlage verglichen (Abb. 3).

SIMULAR hat den Verlauf der Einstrahlung an einer festen Anlage gut nachbilden können mit Abweichungen unter 10% zwischen 8:30 und 17 Uhr (zwischen 9:30 und 16 Uhr sogar unter 5%). Um die Mittagszeit erreicht die Messung an der Referenzzelle um  $E_{RSZ} = 979 \text{ W/m}^2$ . Im gleichen Zeitraum ermittelt SIMULAR ebenfalls Werte um  $E_{mod} = 981 \text{ W/m}^2$ . Ausgehend von der einfallenden Einstrahlung berechnet SIMULAR den Verlauf für die Ausgangsleistung  $P_{mpp}$  entsprechend dem mathematischen Modell (Abb. 4).

Dies geschieht unter Berücksichtigung der internen Faktoren am Modul und der spektralen Eigenschaften der einfallenden Einstrahlung. Zu jedem Abtastzeitpunkt werden momentane Leerlaufspannung  $U_L$  und Kurzschlußstrom  $I_k$  ermittelt. Aus diesen Eckwerten kann entsprechend dem Generatormodell der Verlauf der Generatorkennlinie bestimmt werden. Auf dieser Kennlinie befindet sich der momentane Punkt maximaler Leistung  $P_{mpp}$ .

SIMULAR kann die Charakteristik des Verlaufs der Leistung am Solarmodul nachbilden. Es besteht jedoch, erwartungsgemäß, ein erheblicher Unterschied zwischen der Leistung nach SIMULAR ( $P_{mpp}$ ) und der gemessenen Ausbeute am Laderegler. Gegen Mittag erreicht der simulierte Wert  $P_{mpp} = 132 \text{ W}$  im Gegensatz zum gemessenen Wert von  $103,5 \text{ W}$ . Es besteht ein Leistungsunterschied von  $\Delta P \approx 30 \text{ W}$ . Diese Ab-

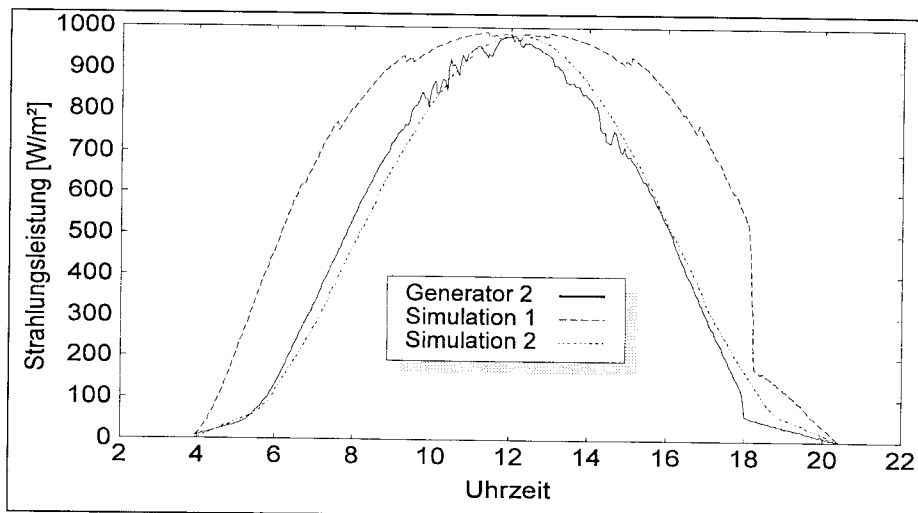


Abb. 3: Messung und Simulation der Einstrahlung auf die Moduloberfläche am 28.06.1995

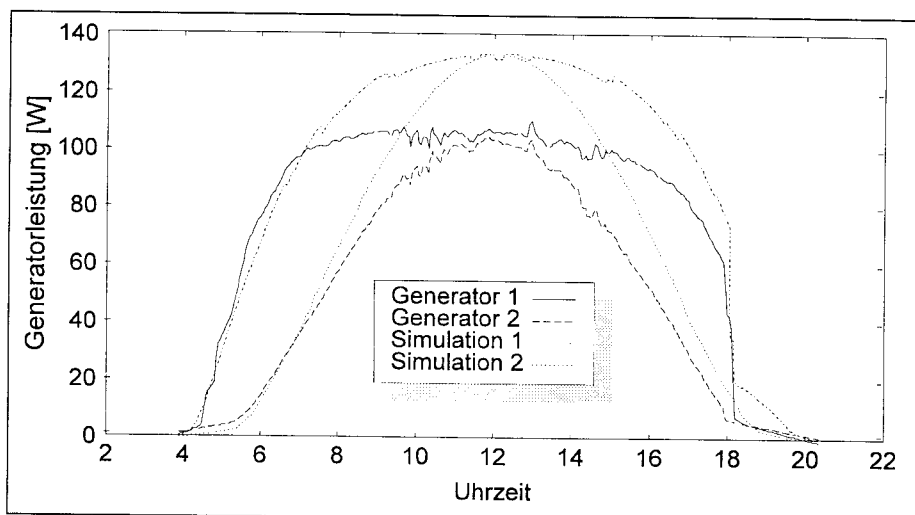


Abb. 4: Messung und Simulation der Generatorleistung am 28.06.1995

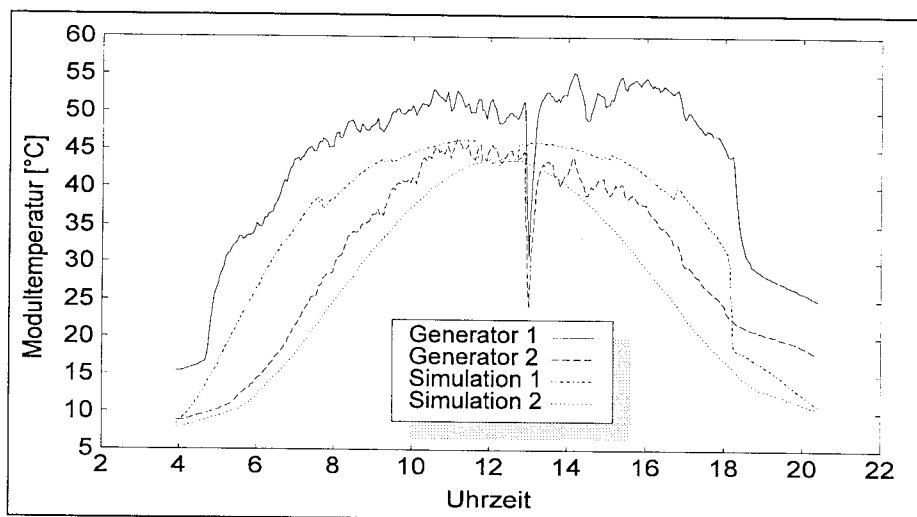


Abb. 5: Messung und Simulation der Modultemperatur am 28.06.1995

weichung erklärt sich durch die Funktionsweise des eingesetzten Ladereglers.

Zur Mittagszeit erfährt das Modul eine Einstrahlung von  $E_{mod} = 983 \text{ W/m}^2$  und die Modultemperatur liegt, laut SIMULAR, bei  $T_{mod} = 43,7^\circ\text{C}$ . Der Wert für die Einstrahlung befindet sich in der Umgebung des

Normzustandes für die Anlage von  $150 \text{ W}$  Leistung bei  $E_{mod} = 1.000 \text{ W/m}^2$  und  $T_{mod} = 25^\circ\text{C}$ , allerdings liegt die Modultemperatur weit über dem Normzustand. Zu diesem Zeitpunkt ermittelt SIMULAR auf der Kennlinie  $P_{mpp} \approx 132 \text{ W}$  aus  $U_{mpp} = 16,6 \text{ V}$  und  $I_{mpp} = 7,9 \text{ A}$ . Der eingesetzte Laderegler arbeitet jedoch

nicht bei  $U_{\text{mpp}}$ , sondern bei  $U \approx 13 \text{ V}$ , wodurch sich der Ladestrom nur wenig erhöht. Die Verschiebung des Arbeitspunktes entlang der Kennlinie bewirkt einen größeren Ladestrom, wodurch eine Ausgangsleistung  $P \approx 102,7 \text{ W}$  erreicht wird. Dieser Wert ist mit den tatsächlich gemessenen  $103,5 \text{ W}$  vergleichbar.

Wie aus Abb. 4 und 5 ersichtlich, nahm die Generatorleistung zu, wenn man (bedingt durch den Lade-regler) oberhalb von etwa  $40 \text{ }^\circ\text{C}$  die Modultemperatur künstlich abkühlt.

### Systematische Überprüfung der Simulationsergebnisse

Die Simulationsergebnisse von SIMULAR sind in einer eigenen Studie mit Meßdaten von sieben verschiedenen PV Versuchsanlagen in Europa und Nordafrika mit freundlicher Unterstützung der jeweiligen Betreiber verglichen worden:

- Neunburg v. Wald, Deutschland,  $54 \text{ kW}_p$ , fest montiert, Betreiberin: Solar-Wasserstoff-Bayern GmbH München.
- Kassel, Deutschland,  $10 \times 50 \text{ W}_p$ , fest montiert mit neun verschiedenen Ausrichtungen und Neigungen, Betreiber: ISET Kassel.
- Berlin, Deutschland,  $2 \times 150 \text{ W}_p$ , fest montiert und zweiachsig nachgeführt, Betreiber: Institut für Elektrische Maschinen der TU Berlin.
- Jungfrauojoch, Schweiz,  $1152 \text{ W}_p$  in  $3454 \text{ m}$  Höhe, fest montiert, Betreiberin: Ingenieurschule Burgdorf.
- Almería, Spanien,  $9 \times 50 \text{ W}_p$ , fest montiert mit neun verschiedenen Ausrichtungen und Neigungen, Betreiber: ISET Kassel.
- Mahón/Menorca, Spanien,  $42 \text{ kW}_p$ , fest montiert, Betreiberin: Gas y Electricidad S.A. Palma de Mallorca.
- Gizeh/Kairo, Ägypten,  $53 \text{ W}_p$ , fest montiert, Betreiber: National Research Center Kairo.

Die Auswahl der Versuchsanlagen erlaubt die Berücksichtigung verschiedenster Bedingungen: Großanlage – Kleinanlage, Mitteleuropa – Südeuropa, fest montiert – nachgeführt.

Beim Vergleich wurden pro Messung sechs verschiedene Simulationen durchgeführt, wobei die erste Simulation ohne „Kenntnisse der Meßdaten“ konfiguriert wurde und mit jeder weiteren wurden zusätzlich Meßdaten wie gemessene Einstrahlung, Außentemperatur, Modulwirkungsgrad und Modultemperatur sukzessive in die Simulation mit einbezogen. Somit war es möglich, bestimmte Fehlerquellen nacheinander auszuschließen und zu beobachten, wie groß der jeweilige Einfluß auf den Gesamtfehler insbesondere bei der Tagesenergie war.

Entgegen ursprünglichen Erwartungen ließ sich bei den meisten Vergleichen feststellen, daß die Simulationsfehler nicht unbedingt mit jeder weiteren Simulation kleiner wurden. Zum Teil war der Fehler bei der sechsten Simulation deutlich größer als bei der ersten Simulation.

Der große Restfehler ist häufig auf die ungenaue Kenntnis der Kennlinieneigenschaften der Module zurückzuführen. In den Fällen, wo die Kennlinie bekannt war, verblieb häufig nur ein Restfehler von unter 10%. Desweiteren kommen noch Effekte durch die Ansteuerung der Module durch MPP Tracker in Betracht. Zum Teil wurde aus betrieblichen Gründen nicht immer im MPP gearbeitet. SIMULAR kann solche Effekte ähnlich wie auch Laderegler leider zur Zeit noch nicht simulieren.

Abgesehen vom Restfehler ließ sich aber an der Entwicklung des relativen Fehlers über die sechs Vergleichssimulationen hinweg genau sehen, bei welchen (mit jeder Simulation zunehmend korrigierten) Fehlerquellen es zu den größten Reaktionen des relativen Fehlers kommt. Daraus lassen sich folgende Schwachpunkte der Simulation erkennen:

Für Hochgebirgslagen muß im SIMULAR der Trübungsfaktor extra eingegeben werden.

Es ergibt sich selbst bei relativ klaren Tagen, daß Wolken zu kurzfristigen Einstrahlungseinbrüchen führen, die SIMULAR nicht berücksichtigt. Somit tendiert SIMULAR zu einer Einstrahlungsüberschätzung an klaren Tagen.

An bedeckten Tagen ist SIMULAR allerdings viel zu restriktiv: Die Einstrahlungsmessungen lagen häufig beim zehnfachen (!) der simulierten Einstrahlung. Diesbezüglich muß in Zukunft über eine Alternative zur DIN Norm 5034 II bei der Simulation bedeckten Himmels nachgedacht werden. Immerhin bietet die Möglichkeit, Meßdaten (als Modelltag) einzulesen, bereits einen Schritt in die richtige Richtung.

Der vom Hersteller der Solarmodule angegebene Wirkungsgrad ist i.d.R. immer viel zu hoch gewesen. Unter Normbedingungen ( $E = 1000 \text{ W/m}^2$ ,  $AM = 1,5$ ,  $T = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ ) lag der aufgrund der Meßdaten rückschließend ermittelte Wirkungsgrad bei den meisten Anlagen zwischen 9 und 11 %, während die Herstellerangaben etwa 1 bis 2 % darüber lagen. Die Auswirkungen dieser Wirkungsgradüberschätzung waren zum Teil sehr erheblich. Durch Anpassung des Wirkungsgrades an die Meßdaten „verbesserte“ sich der relative Fehler von 10 bis 33 %. Es handelt

sich bei den %-Angaben nur um die betragsmäßige Änderung des relativen Fehlers durch Anpassung des Wirkungsgrades. Aus theoretischer Sicht muß aber angenommen werden, daß es sich dabei meistens um eine Verbesserung handelt, auch wenn dies durch eine hohe Restungenaugigkeit verschleiert wurde. Je genauer die Kennlinie (oder zumindest Kurzschlußstrom und Leerlaufspannung) der Module bekannt war desto genauer waren auch die Simulation der Leistung und insbesondere auch die Lage des MPP.

Die Modultemperatur scheint von SIMULAR i.d.R. unterschätzt zu werden, was vor allem bei größeren gemessenen Windstärken zu beobachten war. Es läßt sich vermuten, daß die erzwungene Konvektion an der Moduloberfläche noch etwas Probleme bei der Simulation bereitet.

Die Kennlinienform bei niedrigen Einstrahlungen morgens und abends tendiert im Vergleich zur Realität zu flach zu verlaufen. Es wäre denkbar, daß hier das Zwei-Dioden-Modell, wie es beim Simulationsprogramm INSEL /7/ Anwendung findet, genauer ist.

### Zusammenfassung

Die Simulation eines Solargenerators unter Berücksichtigung der geographischen und klimatologischer Verhältnisse am Aufstellungsort erfordert im Allgemeinen einen großen Aufwand bezüglich der zu verwaltenen Datenvielfalt. SIMULAR bietet einen Rahmen, mit dem diese Art von Simulationen besonders benutzerfreundlich möglich sind.

Der Vergleich von SIMULAR mit realen Meßergebnissen hat gezeigt, daß die Simulation prinzipiell in der Lage ist, tatsächliche Vorgänge nachzubilden.

### Literatur

- /1/ Commission Internationale de l'Eclairage (CIE): Publikation Nr. 85, Solar Spectral Irradiance.
- /2/ DIN 5034, Teil 2: Tageslicht in Innenräumen, Grundlagen, 1985.
- /3/ DIN 41772 : Halbleiter-Gleichrichtergeräte, Formen und Kurzzeichen der Kennlinien, 1979.
- /4/ Hanitsch, R., Quaschnig, V.: Der Einfluß von Abschattungen auf elektrische Parameter bei Solarzellen, SONNENENERGIE 2/95
- /5/ Köthe, H. K. : Stromversorgung mit Solarzellen: Methoden und Anlagen für die Energieaufbereitung, Franzis Verlag, 1988.
- /6/ Rauschenbach, H. S.: solar array design handbook, Van Nostrand, Reinhold Company, New York 1980
- /7/ Renewable Energy Group: Insel Reference Manual, Departement of Physics University of Oldenburg, 1993