

## Möglichkeiten und Grenzen der Prognose garantierter Erträge von netzgekoppelten PV-Anlagen

Ursula Eicker<sup>1</sup>, Jürgen Schumacher<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Fachhochschule Stuttgart, Fachbereich Bauphysik, Schellingstr.24,  
70174 Stuttgart, Tel. 0711 121 2831, Fax 0711 121 2698,  
Email: eicker.fbp@fht-stuttgart.de

<sup>2</sup>Universität Oldenburg, Fachbereich Physik, Carl-von-Ossietzkystr.9-11,  
26129 Oldenburg, Tel. 0441 798 3546, Fax 0441 798 3990,  
Email: juergen.schumacher@uni-oldenburg.de

17.Symposium Photovoltaische Solarenergie, OTTI 2002

### 1. Einleitung

Die Vorhersage und Garantie von Erträgen netzgekoppelter Photovoltaikanlagen ist nur durch Simulation möglich. Neue Modul- oder Anlagenkonzepte reagieren durch differierendes Teillastverhalten unterschiedlich auf die Einstrahlungszeitreihen, so dass die Ertragsprognose selbst an Standorten mit bekannter Einstrahlung nicht alleine aus Erfahrungswerten abgeleitet werden kann.

Die Güte der Ertragsprognose ist in erster Linie von der stündlich aufzulösenden Eingangsgröße Einstrahlung abhängig, die heute statistisch sehr gut aus langjährig gemessenen Mittelwerten nachgebildet werden kann. Langjährige stündlich aufgelöste Strahlungszeitreihen werden allerdings von den meisten kommerziell erhältlichen Meteorologieprogrammen nicht bereitgestellt.

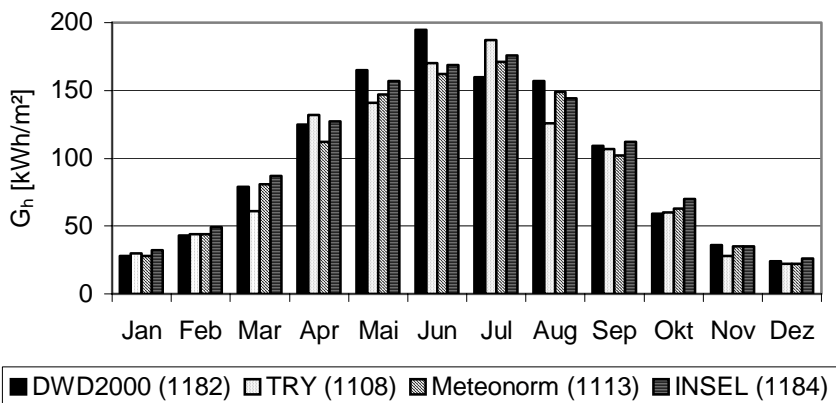
Weitere Einflußgrößen auf den Anlagenertrag sind die verwendete Parameterdarstellung der Strom-Spannungskennlinie und Mismatchverluste durch Leistungsabweichungen von Modulen desselben Typs. Ertragsabfälle durch Modulverschmutzung, DC-Leitungsverluste und systemtechnisch bedingte Spannungsabfälle an Sicherungen, Strangdioden müssen je nach Standort und Anlagenkonzept ermittelt werden.

Durch die Höhe der Vergütung eingespeisten PV-Stroms ist eine Ertragsprognose nicht nur energiewirtschaftlich, sondern auch finanziell relevant. In dem vorliegenden Beitrag wird analysiert, mit welcher Genauigkeit Erträge prognostiziert und garantiert werden können, wenn Modulkenndaten nur aus Herstellerdatenblättern vorhanden sind.

### 2. Meteorologische Eingangsdaten

Stündlich aufgelöste Zeitreihen der Einstrahlung werden für deutsche Standorte von einer Reihe kommerzieller Softwareprodukte bereitgestellt, die exemplarisch für den Standort Freiburg miteinander verglichen werden sollen. Die sogenannten Testreferenzjahre für verschiedene Standorte in Deutschland enthalten eine Mischung aus Messdaten und synthetisierten Einstrahlungswerten für horizon-

tale Flächen. Bei der Analyse der Stundenwerte sind vor allem ein sinusförmiger Verlauf der Diffusstrahlung im Jahresgang sowie hohe Strahlungsmaxima in den Sommermonaten auffällig. In der Wetterdatenbank des Programms Meteonorm 4.0 werden aus Monatsmittelwerten der Einstrahlung stündlich aufgelöste Zeitreihen mit den statistischen Verfahren von Aguiar/Collares-Pereira erzeugt und können auf geneigte Flächen mit dem Perez-Modell umgerechnet werden. Mit dem Programm INSEL können auch langjährige statistische Schwankungen der Einstrahlung berücksichtigt werden. Die jährliche Einstrahlung folgt einer Gauss-Verteilung um den langjährigen Mittelwert. Stündliche Zeitreihen der Einstrahlung werden in INSEL mit den autoregressiven Verfahren von Gordon-Reddy und Aguilar/Collares-Pereira oder alternativ analog zu dem Meteonorm-Verfahren mit Markov-Matrizen erzeugt. Als Ausgangsdaten für die Algorithmen der Software INSEL werden Monatsmittelwerte aus einer programminternen Datenbank verwendet. Alternativ können jedoch auch Monatsmittelwerte eingelesen werden, die beispielsweise vom deutschen Wetterdienst DWD oder dem europäischen Strahlungsatlas ESRA bereitgestellt werden.



**Abbildung 1: Vergleich der monatlichen Einstrahlungssummen auf eine horizontale Fläche für den Standort Freiburg. In Klammern ist die Jahressumme der Einstrahlung in kWh/m<sup>2</sup> angegeben.**

Das vom DWD gemessene längjährige Jahresmittel der Einstrahlung auf eine horizontale Fläche beträgt für den Standort Freiburg 1125 kWh/m<sup>2</sup>a. Mit dem Programm INSEL wurde für die weitere Untersuchung eine 20-jährige Zeitreihe der Einstrahlung auf eine 30 Grad nach Süden geneigte Fläche generiert. Als Mittelwert der synthetisch erzeugten Zeitreihe ergibt sich eine Einstrahlungssumme von 1164 kWh/m<sup>2</sup>a, bei einem Minimum von 1050 kWh/m<sup>2</sup>a und einem

Maximum von 1298 kWh/m<sup>2</sup>a, was einer Abweichung von minus 10 bzw. plus 11 Prozent entspricht (siehe auch Abbildung 2).

### 3. Jahresertrag von PV-Generatoren

Durch die unterschiedliche Einstrahlungsabhängigkeit von Photovoltaikmodulen verschiedenen Typs ist nicht nur der Jahresmittelwert der Einstrahlung, sondern auch die Verteilung der stündlichen Einstrahlungswerte relevant für den Jahresenergieertrag. Der Einfluß des verwendeten meteorologischen Modells soll exemplarisch für zwei Siemens Generatoren mit unterschiedlichen Modultypen untersucht werden. Ein Generator mit Modulen des Typs SM55 wurde detailliert an der Universität Oldenburg vermessen und dient als Referenzanlage. Des weiteren wird ein PV-Generator mit SM130-L Modulen, die auf der Neuen Messe München eingesetzt sind, analysiert. Für den Wechselrichter werden - bezogen auf die normierte DC-Eingangleistung - die folgenden Teillastwirkungsgrade angenommen:

$$\eta(0.25) = 0.92, \eta(0.50) = 0.94, \eta(0.75) = 0.96, \eta(1.00) = 0.96.$$

Die Modulkennlinien der PV-Generatoren werden zunächst mit dem Eindiodenmodell berechnet, dessen Parameter direkt aus den Herstellerdatenblättern ermittelt werden können. Die Strom-Spannungskennlinie wird durch eine implizite Gleichung beschrieben, die von 6 Parametern abhängt. Der Photostrom  $i_{ph}$  ist eine Funktion der Einstrahlung  $G$  und der Temperatur  $T$  und wird durch die Parameter  $i_{ph,STC}$  bei Standardtestbedingung und den Temperaturkoeffizienten  $\alpha_i$  beschrieben, die üblicherweise vom Hersteller angegeben werden.

$$i_{ph} = \left( i_{ph,STC} + \alpha_i (T - T_{STC}) \right) \frac{G}{G_{STC}}$$

Der Sättigungsstrom  $i_s$  ist ebenfalls temperaturabhängig und hängt von einem Fitparameter  $c_s$  ab,  $E_g$  bezeichnet den Bandabstand (circa 1.12 eV für Silizium) und  $k$  die Boltzmann Konstante ( $1.38 \times 10^{-23}$  J/K).

$$i_s = c_s T^3 \exp\left(-\frac{E_g}{kT}\right)$$

Weiterhin müssen für die Kurvenanpassung des Eindiodenmodells die Parameter Serienwiderstand  $r_s$ , Diodenfaktor  $n$  und Parallelwiderstand  $r_p$  bestimmt werden, so dass die Strom-Spannungskennlinie vier unbekannte Parameter enthält ( $i_r = 0$  im Eindiodenmodell).

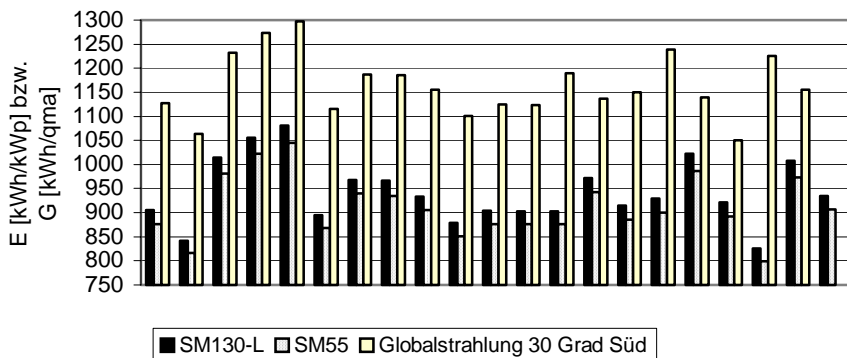
$$i = i_{ph} - i_s \left( \exp\left(\frac{q(V + i r_s)}{nkT}\right) - 1 \right) - i_r \left( \exp\left(\frac{q(V + i r_s)}{2kT}\right) - 1 \right) - \frac{V + i r_s}{r_p}$$

In den Datenblättern der Modulhersteller werden im Normalfall drei Betriebspunkte auf der Kennlinie (Kurzschlußstrom bei  $V = 0$ , Leerlaufspannung für  $I = 0$ , sowie die MPP-Werte  $I_{MPP}, V_{MPP}$ ) sowie die Temperaturkoeffizienten der Spannung  $\alpha_v$  und des Stroms  $\alpha_i$  angegeben.

	SM55	SM130-L
Nennleistung (W)	53	130
Kurzschlußstrom $I_{SC}$ (A)	3.35	6.9
MPP-Strom (A)	3.05	6.35
Leerlaufspannung $V_{oc}$ (V)	21.7	25.3
MPP-Spannung $V_{MPP}$ (V)	17.4	20.4
Temperaturkoeffizient der Spannung $\alpha_V$ (V/K)	-0.074	-0.034
Temperaturkoeffizient des Stroms $\alpha_I$ (A/K)	0.00134	0.004
Anzahl der Zellen in Reihe $n_s$	36	42
Anzahl der Zellen parallel $n_p$	1	2
Fläche einer Zelle (m <sup>2</sup> )	0.01	0.0106
Diodenparameter n (-)	1.00134	0.696
Temperaturabhängigkeit des Sättigungsstroms $c_s$ (A/m <sup>2</sup> K <sup>3</sup> )	14928	0.50231
Serienwiderstand $r_s$ (10 <sup>-3</sup> Ω m <sup>2</sup> )	0.1368	0.1880
Parallelwiderstand $r_p$ (10 <sup>-3</sup> Ω m <sup>2</sup> )	36.33	35.18

**Tabelle 1: Modulkennwerte aus Herstellerdatenblättern und daraus berechnete Parameter für das Eindiodenmodell.**

Im ersten Schritt wurden für alle Module der PV-Generatoren die aus den Herstellerdaten berechneten Parameter des Eindiodenmodells verwendet. Für einen 30° geneigten, südorientierten PV-Generator ergeben sich als Funktion der Strahlungsbedingungen am Standort Freiburg folgende Jahreserträge:

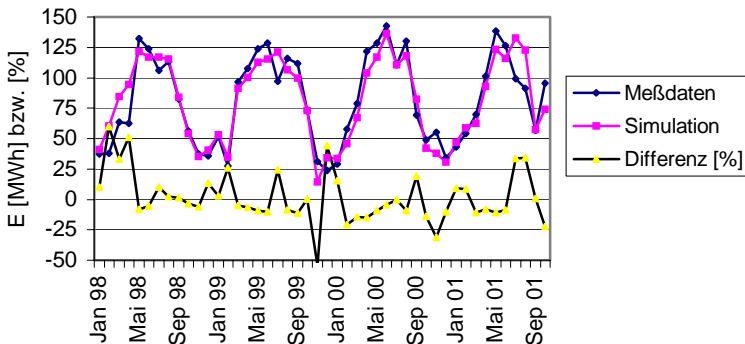


## Abbildung 2: Normierte Jahreserträge eines SM55 und SM130-L Generators als Funktion der meteorologischen Randbedingungen über einen Zeitraum von 20 Jahren.

Der zu erwartende jährliche PV-Anlagenertrag beträgt im langjährigen Mittel 944 kWh/kWp (Modul SM130-L) bei maximal 1123 und minimal 899 kWh/kWp, bzw. 914 kWh/kWp (Modul SM55) bei maximal 1045 und minimal 800 kWh/kWp.

Wie verlässlich sind nun diese Angaben? An der Universität Oldenburg wurde ein 1.9 kWp Generator aus 36 SM55 Modulen detailliert vermessen, und die Parameter für das Zweidiodenmodell aus den Meßdaten für jedes individuelle Modul bestimmt. Mit einem daraus abgeleiteten Parametersatz des Zweidiodenmodells für ein Standardmodul SM55 ergibt sich der Wert 951 kWh/kWp, der Jahresertrag liegt demnach also im Mittel um 4 Prozent höher als mit dem Eindiodenmodell berechnet. Eine Berücksichtigung aller 36 individuellen Module liefert mit 944 kWh/kWp (zufällig) denselben Wert wie das SM130-L Modul.

Zum Abschluß wurden auf der Grundlage der Eindiodenmodellparameter die Monatsenergieerträge der 1 MWp SM130-L Generators und des installierten Wechselrichters der Neuen Messe München nachberechnet.. Als Eingangsdaten wurde die vom DWD gemessenen Monatsmittelwerte der Globalstrahlung am Standort München verwendet und nach dem oben beschriebenen Verfahren daraus Stundenzeitreihen der Einstrahlung auf eine 30 Grad geneigte und nach Süden orientierte Fläche erzeugt. Das Ergebnis zeigt Abbildung 3.



## Abbildung 3: Vergleich der gemessenen und simulierten Monatserträge des SM130-L Generators der Neuen Messe München.

Tendentiell liegt die Abweichung zwischen gemessenen und simulierten Daten im Bereich von 10 Prozent, teilweise aber auch deutlich darüber, wobei allerdings in der Simulation unregelmäßige Betriebszustände nicht berücksichtigt

worden sind. Über den gesamten betrachteten Zeitraum wurde ein Ertrag von 3761 MWh gemessen, berechnet wurden 3736 MWh, also nur 0.64 Prozent weniger.