VALIDACIÓN EXPERIMENTAL DE MÉTODOS ALGEBRAICOS SENCILLOS DE ESTIMACIÓN DE LA POTENCIA MÁXIMA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILICIO CRISTALINO EN LA CIUDAD DE JAÉN

Por M. Fuentes, G. Nofuentes, J. Aguilera, D. L. Talavera Grupo de Investigación IDEA. Escuela Politécnica Superior. Universidad de Jaén.

M. A. Castro Depart. de Electrónica, Automática y Control E.T.S.I.I. U.N.E.D.

RESUMEN

A partir de la caracterización eléctrica en condiciones estándares de medida de un módulo fotovoltaico es posible predecir el comportamiento del módulo bajo luz natural utilizando métodos numéricos o algebraicos. En este trabajo se comparan empíricamente varios métodos algebraicos sencillos, determinando cuál se adapta mejor a los datos experimentales de la potencia máxima y de energía entregada por un módulo fotovoltaico calibrado de silicio cristalino durante un año en la ciudad de Jaén (latitud 38° N, longitud 3° O, España). Los resultados han mostrado que:

a) Todos los métodos probados sobreestiman la potencia máxima del módulo.

 b) Un método que aproxima el voltaje
 y la corriente en el punto de máxima potencia predice mejor los resultados.

Abstract

Predicting both PV module and generator performances under natural sunlight is a key issue for designers and installers. Five simple algebraic methods addressed to predict this behaviour in Mediterranean climates have been empirically validated. Firstly, the calibration in STC of all significant electrical parameters of a monocrystalline silicon PV module was entrusted to an accredited independent laboratory. Then, a test and measurement campaign carried out on this module along a year in the city of Jaén (Spain, latitude 38º N, longitude 3° W) has provided the necessary experimental data. **Results show that:**

c) Independientemente del método usado, se obtienen malos resultados si el módulo bajo estudio no está previamente caracterizado eléctricamente en condiciones estándares de medida, antes de analizar su comportamiento a sol real. a) All the tried methods overestimate the PV module performance.

b) A method that approximates the maximum power point voltage and current fits measured data best.

c) Regardless the method used, poor results may be achieved if the PV specimen under study is not electrically characterised in STC prior to analysing its outdoors performance.

1. INTRODUCCIÓN

LOS fabricantes de módulos fotovoltaicos consignan los valores de ciertos parámetros eléctricos característicos de sus productos, medidos en las llamadas condiciones estándares de medida (irradiancia incidente igual a 1000 W · m⁻², temperatura de la célula igual a 25° C y distribución espectral AM 1.5, CEM o STC de ahora en adelante). Conociendo los valores de algunos de estos parámetros eléctricos en CEM, es posible predecir el comportamiento del módulo utilizando métodos numéricos o algebraicos, de los cuales existen numerosas referencias en la literatura científica. En la práctica de la ingeniería de los sistemas fotovoltaicos se prefieren cálculos que logren un compromiso entre sencillez y exactitud [1], [2], [3] a otros métodos más exactos pero, en contrapartida, más complejos [4], [5], [6], [7].

En este trabajo cinco métodos algebraicos sencillos presentados en la siguiente sección se analizarán para lugares situados en clima mediterráneo y continental. Se han comparado datos experimentales y modelados (a partir

de los métodos aludidos anteriormente) de potencia máxima y producción de energía de un módulo fotovoltaico, en un clima mediterráneo continental, como el de la ciudad de Jaén (España, latitud 38° N, longitud 3° W, con un clima mediterráneo). Se ha tenido especial cuidado para minimizar incertidumbres que surgiesen de diferentes fuentes a lo largo de la campaña de medidas, por lo que los resultados indican que método(s) será(n) el/los más recomendable(s) para predecir la potencia y la energía producida. El mejor o mejores método(s) se recomendará(n) para su empleo en la predicción del comportamiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a red en climas similares, correspondiente al sur de Europa, California o sur de Australia [8], [9].

2. ENFOQUE

Siguiendo las premisas establecidas por contribuciones anteriores [10], [11], [12], [13] encaminadas a resultados similares, se ha llevado a cabo una campaña experimental basada en el análisis de las curvas I-V de un módulo fotovoltaico.

La validación experimental de estos métodos algebraicos presenta dificultades. Así, el desconocimiento de la potencia real –aparte de la nominal, consignada por el fabricante– en CEM de los módulos utilizados, la dispersión de parámetros en los módulos del generador fotovoltaico, el desacoplo espectral, los errores en el seguimiento del punto de máxima potencia cometidos por el inversor, la incertidumbre a veces desconocida de los instrumentos de medida, etc., son factores que introducen errores difíciles de estimar en el análisis. En este sentido se ha realizado un esfuerzo especial para minimizar los efectos de las incertidumbres a lo largo de la campaña de medidas que hizo decidirse entre los métodos probados.

Para disminuir el efecto indeseable de las fuentes de error, se ha adoptado una metodología de trabajo basada en el análisis de las curvas *I-V* de un módulo fotovoltaico m-Si de $106W_P$ nominales, modelo I-106 de Isofotón (nº serie 000045). Dicho módulo ha sido calibrado por el CIEMAT, (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas) un laboratorio independiente acreditado (LAI). El resultado de la medida de su potencia máxima en CEM y su incertidumbre asociada proporcionada por el citado laboratorio fue de 96,6W \pm 2,2%. El módulo fotovoltaico calibrado se situó en la desaparecida Escuela Politécnica Superior de Jaén orientado al sur, con 35° de inclinación y 0° de azimut. La mayoría de los parámetros eléctricos característicos del módulo fotovoltaico aparecen en la Tabla 1. Destaca que evitar su calibración habría dado al traste con posteriores análisis debido a las importantes discrepancias existentes entre los valores nominales y los medidos de los principales parámetros.

TABLA 1

	Fabricante	LAI
P _{MOD,M,STC}	$106 \mathrm{~W} \pm 10\%$	$96 \cdot 6 \text{ W} \pm 2 \cdot 2\%$
V _{MOD,OC,STC}	21 · 6 V	$21\cdot 39V \pm 0\cdot 3\%$
I _{MOD,SC,STC}	6 · 54 A	$6 \cdot 42 \text{ A} \pm 1 \cdot 8\%$
V _{MOD,M,STC}	17·4 V	16·72 V ±0·3%
$I_{MOD,M,STC}$	6·1 A	$5.73 \text{ A} \pm 1.8\%$

Parámetros de caracterización eléctrica del módulo fotovoltaico isofotón I-106 con número de serie 000045 proporcionados por el fabricante y el laboratorio acreditado independiente, LAI:

 $P_{MOD,M,STC}$ = máxima potencia del módulo en CEM (W); $V_{MOD,OC,STC}$ = voltaje de circuito abierto del módulo en CEM (V); $I_{MOD,SC,STC}$ = Corriente de cortocircuito del módulo en CEM (A); $V_{MOD,M,STC}$ = voltaje del módulo en el punto de máxima potencia en CEM (V); $I_{MOD,M,STC}$ = corriente del módulo en el punto de máxima potencia en CEM (A).

Las curvas *I-V* se han obtenido a sol real por medio de una carga electrónica comercial PVETM PVPM 2540C, conectada al módulo calibrado usando la conexión a cuatro hilos, durante una campaña de medidas que se ha extendido desde julio de 2003 a junio de 2004. Adicionalmente, la carga electrónica recoge datos de una célula solar de tecnología similar a la del módulo ensayado (situada coplanarmente con él) y de un sensor termorresistivo. Se obtiene de este modo la irradiancia incidente (*G*) y la temperatura de la célula (*T_C*) para cada medida.

Para evaluar su idoneidad, los modelos son usados para trasladar la potencia máxima medida en CEM a otras condiciones de medida de temperatura (T_C) e irradiancia (G). Se produce la comparación entre los datos modelados y los medidos: potencia máxima medida a sol real frente a la potencia máxima calculada gracias a los métodos algebraicos considerados a partir de



Curva I-V del módulo fotovoltaico de silicio monocristalino I-106





Figura 2.-Detalle del montaje experimental.



Figura 3.-Esquema del montaje experimental.

los valores medidos a sol real de G y T_C . También, en relación con la energía producida por el módulo calibrado, el sistema de adquisición de datos ha medido la potencia máxima en intervalos de diez minutos, por lo que integrando las medidas a lo largo de un día se obtiene la energía diaria producida por el módulo fotovoltaico. Estos valores medidos serán comparados con los valores obtenidos de los métodos algebraicos: energía diaria medida frente energía diaria modelada que procede de los valores medidos de G y T_C .

Se definen en la sección posterior la raíz cuadrada del error cuadrático medio (RMSE o *root mean square error*, en inglés) y el sesgo (MBE o *mean bias error*, en inglés). Tanto el RMSE como el MBE son la clave para escoger que método o métodos algebraicos se aproximan mejor a los datos experimentales.

La irradiancia se mide mediante una célula calibrada de referencia que tiene una respuesta espectral similar a la del módulo [14]. Respecto a la diferencia de temperatura entre la parte anterior de la célula y la parte posterior del módulo (donde se sitúa el sensor de temperatura), algunos estudios

[15], [16] proporcionan una caída de temperatura de $2,5\pm1$ °C. La corrección de estos 2,5° C es sistemática y debe añadirse a las lecturas de temperatura realizadas en el dorso de la célula encapsulada. Además, el certificado de calibración proporcionado por el fabricante de la carga capacitiva nos permite estimar la incertidumbre de las medidas de la potencia máxima del módulo y la irradiancia entre un 3% y 5%, respectivamente, mientras que las lecturas de la temperatura tienen una exactitud de $\pm 1^{\circ}$ C. Un riguroso análisis de incertidumbre de los datos medidos y modelados incluye la exactitud de los instrumentos en el rango de operación, resolución del convertidor A/D, estimación de la incertidumbre de la célula de temperatura –con el factor de corrección comentado anteriormente– y de la irradiancia, etc., [17], [18]. Este análisis se escaparía del objetivo del presente trabajo y se trata con más profundidad en próximos artículos.

3. MÉTODOS ANALIZADOS

Cinco métodos algebraicos sencillos utilizados para pasar desde CEM a otras condiciones de operación han sido estudiados y se describen a continuación. Todos los métodos parten del mismo modelo de célula:

• Punto de máxima potencia aproximado (AMPP). Aproxima la corriente de la célula (I_M) y el voltaje (V_M) del punto máximo de potencia a partir de la corriente de cortocircuito de la célula (I_{SC}) y el voltaje a circuito abierto de la célula(V_{OC}) usando las expresiones mostradas debajo [1], [2]:

$$V_M = V_{OC} \left[1 - \frac{b}{v_{OC}} \cdot \ln a - r_S \cdot \left(1 - a^{-b} \right) \right]$$
(1)

$$I_M = I_{SC} \left(\mathbf{I} - a^{-b} \right) \tag{2}$$

$$r_S = 1 - \frac{FF_{STC}}{FF_0}$$
(3)

$$a = v_{OC} + 1 - 2v_{OC} r_S$$
 (4) $b = \frac{a}{1+a}$ (5)

$$v_{OC} = \frac{V_{OC}}{KT_C} e$$
 (6) $FF_0 = \frac{v_{OC} - \ln(v_{OC} + 0.72)}{v_{OC} + 1}$ (7)

Donde:

$$\begin{split} r_s &= \text{resistencia serie de la célula normalizada;} \\ FF_{STC} &= \text{factor de forma de la célula en CEM;} \\ u_{OC} &= \text{voltaje de la célula normalizado en circuito abierto;} \\ \text{K} &= \text{constante de Boltzmann} = 1 \cdot 38 \times 10^{-23} \text{ J} \cdot \text{K}^{-1}; \\ \text{e} &= 1 \cdot 602 \times 10^{-19} \text{ C}. \end{split}$$

• Factor de forma variable con resistencia serie constante (FFv). Tanto la corriente de cortocircuito de la célula como el voltaje en circuito abierto de la célula varían linealmente con la irradiancia y la temperatura de la célula, respectivamente. La potencia máxima de la célula es calculada asumiendo que la resistencia en serie de la célula es constante a lo largo de todas las condiciones de operación donde el factor de forma varía de acuerdo con las expresiones mostradas en (1), (2).

• Factor de forma constante (FFk). Este método supone que el factor de forma permanece constante a lo largo de todas las condiciones de operación. También, tanto la corriente de cortocircuito como el voltaje de circuito abierto de la célula, varían linealmente con la irradiancia y la temperatura de la célula respectivamente.

• Método de Osterwald. Este método destaca por ser uno de los más sencillos y es ampliamente descrito en [3]. Sin embargo, la parte expuesta es conocida desde la década de los setenta.

$$P_{M} = P_{M,STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \left[1 + \gamma \cdot (T_{C} - 25) \right] \quad (8)$$

Donde:

G = irradiancia incidente (W · m⁻²);

 G_{STC} = irradiancia incidente en CEM (1000 W·m⁻²);

 P_M = potencia máxima de la célula (W);

 $P_{M,STC}$ = potencia máxima de la célula en CEM (W);

 T_C = temperatura de la célula (°C);

 γ = coeficiente de temperatura a máxima potencia de la célula (°C-1). El coeficiente γ oscila desde -0.005 a -0.003 °C-1 para silicio monocristalino. A pesar de que este parámetro no se facilita por el certificado de calibración del módulo del LAI, se obtienen buenos resultados asumiendo γ = -0.0035 °C-1 [19].

• Potencia y energía en CEM (PESRC). Es el método más sencillo y por ello proporciona los cálculos más groseros. Las variaciones de temperatura en la célula no son tenidas en cuenta, por lo que para cada condición de operación se tiene:

 $P_M = G \cdot P_{M,STC} \tag{9}$

4. RESULTADOS EXPERIMENTALES

La campaña experimental de medidas del módulo se ha extendido desde julio del 2003 al junio del 2004. Los datos recogidos fueron cuidadosamente evaluados para filtrar entradas erróneas en el análisis. Además, los datos correspondientes a valores de irradiancia por debajo de 50 W \cdot m⁻² se descartaron. Esto tiene sentido puesto que el funcionamiento del módulo fotovoltaico a bajos niveles de irradiancia es poco relevante [19].

Este análisis se ha centrado en la potencia máxima y en la producción de energía diaria entregada a lo largo del período considerado por el módulo calibrado. Los resultados de cada método se clasifican de acuerdo con la minimización tanto de RMSE como de MBE, cuando se comparan los datos modelados con los empíricos. RMSE proporciona información de la variación de los valores modelados frente a los correspondientes medidos experimentalmente, mientras MBE proporciona la desviación media de los valores modelados frente a los correspondientes medidos experimentalmente. RMSE es siempre positivo, mientras que MBE puede ser tanto positivo como negativo.

Como se comentó en una sección previa, los valores experimentales de la potencia máxima y la energía diaria son comparados con los respectivos valores modelados. Estas salidas modeladas provienen de valores medidos experimentalmente de G y T_C aplicados a cada uno de los métodos descritos en la sección anterior. Estos métodos requieren conocer algunos parámetros eléctricos característicos del módulo medido en CEM, de tal forma que nuestro análisis ha considerado dos casos como entradas para los parámetros eléctricos característicos en cuestión, reunidos en la Tabla 1:

1. Valores nominales proporcionados por el fabricante.

2. Resultados de las medidas de estos parámetros eléctricos proporcionados por el laboratorio acreditado independiente (LAI).

Análisis de la potencia máxima

Los parámetros $RMSE_P$ y MBE_P definidos debajo, han sido usados para calcular los errores en la predicción de la potencia máxima como un porcentaje de la media de los valores medidos de este parámetro.

$$RMSE_{p} = 100 \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N} (P_{ii} - P_{iii})^{2}}{N}} + \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} P_{ii}$$
 (10)

$$MBE_{p} = 100 \cdot \frac{\sum_{i=1}^{N} (P_{ii} - P_{ii})}{N} \div \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} P_{ii} \qquad (11)$$

Donde:

 $P_{Ti} = \text{el } i$ -ésimo valor modelado de la potencia máxima; $P_{Oi} = \text{el } i$ -ésimo valor medido de la potencia máxima; N = número de valores modelados o medidos.

Las Tablas 2 y 3 muestran la estadística cuando la potencia máxima modelada y medida entregada por el modulo se compara usando los diferentes métodos presentados y con las diferentes entradas. Las figuras comprendidas entre la 4 y la 8 representan diagramas de dispersión que nos permiten apreciar cómo cada método se aproxima a los valores medidos.

TABLA 2

Estadísticas RMSE_P y MBE_P de los modelos estudiados expresados como porcentaje de los valores medios de la potencia máxima entregada. (Valores entrada proporcionados por el LAI)

Método					
	AMPP	FFk	Oster- wald	FFv	PESRC
RMSE _P	5.3%	6.4%	7.0%	9.7%	15.5%
MBE _P	3.6%	5.0%	5.6%	7.5%	11.5%

Tabla 3

$$\label{eq:stadisticas} \begin{split} Estadísticas \ RMSE_P \ y \ MBE_P \ de \ los \ modelos \ estudiados \ expresados \\ como \ porcentaje \ de \ los \ valores \ medios \ de \ la \ potencia \ máxima \ entregada. \\ (Valores \ entrada \ proporcionados \ por \ el \ fabricante) \end{split}$$

Método						
	AMPP	FFk	Oster- wald	FFv	PESRC	
RMSE _P	16.3%	17.1%	18.0%	17.1%	27.6%	
MBE _P	14.2%	15.0%	15.6%	16.0%	22.1%	







Figura 4.–Diagrama de dispersión para el método AMPP (*Datos de entrada proporcionados por LAI, derecha, y fabricante, izquierda*).



*Figura 5.–*Diagrama de dispersión para el método FFk (*Datos de entrada proporcionados por LAI, derecha, y fabricante, izquierda*).



Figura 6.–Diagrama de dispersión para el método Osterwald (*Datos de entrada proporcionados por LAI, derecha, y fabricante, izquierda*).



Figura 7.–Diagrama de dispersión para el método FFv (*Datos de entrada proporcionados por LAI, derecha, y fabricante, izquierda*).



Figura 8.–Diagrama de dispersión para el método PESRC (Datos de entrada proporcionados por LAI, derecha, y fabricante, izquierda).

Análisis de la energía diaria

Los parámetros $RMSE_{Ed}$ y MBE_{Ed} , como se definen abajo, han sido usados para calcular los errores en la predicción de la energía diaria como porcentaje de la media de los valores recogidos de este parámetro.

$$RMSE_{Ed} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{Nd} (Ed_{Ti} - Ed_{Oi})^{2}}{Nd}} + \frac{1}{Nd} \sum_{i=1}^{Nd} Ed_{Oi}$$

$$\begin{bmatrix} Ed_{Ti} = \frac{1}{6} \sum_{j=1}^{14} P_{Ty} (W \cdot h) \\ Ed_{Oi} = \frac{1}{6} \sum_{j=1}^{14} P_{Oij} (W \cdot h) \end{bmatrix}$$

$$MBE_{Ed} = \frac{\sum_{i=1}^{Nd} (Ed_{Ti} - Ed_{Oi})}{Nd} + \frac{1}{Nd} \sum_{i=1}^{Nd} Ed_{Oi}$$
(12)
$$(12)$$

Donde:

 $Ed_{Ti} = el i$ -ésimo valor modelado de la energía diaria; $Ed_{Oi} = el i$ -ésimo valor medido de la energía diaria; $N_d =$ número de valores modelados o medidos de energía diaria; $P_{Tij} = el j$ -ésimo valor modelado de la potencia máxima correspondiente al día *i*-ésimo; $P_{Oij} = el j$ -ésimo valor medido de la potencia máxima correspondiente al día *i*-ésimo;

El factor 1/6 se introduce al recoger las medidas de P_{Oij} cada diez minutos: un día comprende 144 intervalos de diez minutos.

Las Tablas 4 y 5 muestran la estadística cuando la energía diaria modelada y medida proporcionada por el módulo fotovoltaico son comparadas usando los diferentes métodos presentados con diferentes entradas de parámetros eléctricos.

5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

De los valores positivos de MBE_p y MBE_{Ed} se derivan que todos los métodos considerados sobreestiman el comportamiento del módulo fotovoltaico. Este hecho es mas relevante si se tiene en cuenta la leve pero rápida degradación inicial de los módulos de silicio monocristalino [20].

TABLA 4

 $\begin{array}{l} \mbox{Estadísticos RMSE}_{Ed} \ y \ MBE_{Ed} \ de \ los \ modelos \ estudiados \ expresados \\ \mbox{como porcentaje de la media del valor medido de energía entregada.} \\ (Valores \ entrada \ proporcionados \ por \ el \ LAI) \end{array}$

Método						
	AMPP	FFk	Oster- wald	FFv	PESRC	
RMSE _{Ed}	3.8%	5.2%	5.9%	7.7%	13.3%	
MBE _{Ed}	3.7%	5.1%	5.7%	7.5%	11.9%	

TABLA 5

 $\begin{array}{l} Estadísticos \ RMSE_{Ed} \ y \ MBE_{Ed} \ de \ los \ modelos \ estudiados \ expresados \\ como \ porcentaje \ de \ la \ media \ del \ valor \ medido \ de \ energía \ entregada. \\ (Valores \ entrada \ proporcionados \ por \ el \ fabricante) \end{array}$

Método						
	AMPP	FFk	Oster- wald	FFv	PESRC	
RMSE _{Ed}	15.2%	16.0%	16.7%	16.6%	24.8%	
MBE _{Ed}	14.6%	15.4%	16.0%	16.4%	22.8%	

El método AMPP es el que mejor se aproxima los valores medidos de potencia máxima y energía diaria. Sin embargo el método que supone el factor de forma constante a través de todas las condiciones de operación (FFk) proporciona muy buenos resultados a pesar de su sencillez. El peor funcionamiento se obtiene con el método PESRC, ya que las variaciones de la temperatura de la célula no son tenidas en cuenta: ello repercute en las discrepancias notables apreciadas en los altos valores de irradiancia, relacionados con altos valores de temperatura de la célula.

284

Como muestran los resultados, una buena estimación del comportamiento eléctrico de los sistemas fotovoltaicos requiere una caracterización del módulo tan exacta como sea posible. Independientemente del método usado, desviaciones notables de los valores nominales potencia, voltaje de circuito abierto, corriente de cortocircuito en CEM frente a sus valores reales, conducen a pobres resultados, sin importar los métodos usados. La calibración del módulo o generador fotovoltaico sometido a estudio se aconseja firmemente junto con el uso del método AMPP.

REFERENCIAS

- [1] LORENZO, E.: Solar Electricity, Progensa, Sevilla, 1994.
- [2] GREEN, M. A.: Solar cells: Operating principles, Technology and System applications, Prentice-Hall, New Jersey, 1982.
- [3] OSTERWALD, C. R.: Translation of device performance measurements to reference conditions, Solar cells, 18: 269-279, 1986.
- [4] CEI 60891, Procedures for temperature and irradiance corrections to measuremend I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices, First edition 04-1987, Ginebra, 1987.
- [5] COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES: Joint Research Centre of Ispra, Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants, Document C, Issue 4.1, 1993.
- [6] JENSEN, B. et al.: «Comparison of peak-power measurement under natural ambient conditions in Copenhagen (DK), Dortmund (D), and StellenBosch (ZA)», Proceedings of the 17 th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, 2001.
- [7] KROPOSKI, B. et al.: «A comparison of PV module performance evaluation methodologies for energy ratings», *Proceedings of the 1st World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, Hawaii, 1994.
- [8] HAAS, R.: Market deployment strategies for Photovoltaics: an international review. Renewable and sustainable energy reviews 7: 271-315, 2003.
- [9] MAYCOCK, P.: PV market update. Renewable Energy World, 7(3): 86-101, 2004.
- [10] MARION, B.: «A method for modelling the Current-Voltage Curve or a PV module for outdoor conditions», *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 10: 205-214, 2002.
- [11] CHIANESE, D. et al.: «Energy rating of PV modules», 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, 2001.
- [12] ANDERSON, D. et al.: «Obtaining modules energy rating from standard laboratory measurements», 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, 2001.
- [13] ANDERSON, D. et al.: «Energy rating of photovoltaic modules», 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, 2000.
- [14] HAEBERLIN, H. et al.: «Comparison of pyranometer and Si reference cell solar irradiation data in long term PV plan monitoring», 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Nice, 1995.
- [15] KING, D. L. et al.: «Field experience with a new performance characterization procedure for photovoltaic arrays», *Proceedings of the 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, Vienna, 1998.
- [16] KING, D. L. et al.: «Temperature coefficients for PV modules and arrays: measurement methods. Difficulties and results», 26th IEEE PV Specialists Conference, Anaheim, 1997.
- [17] WHITFIELD, K. and OSTERWALD, C R.: «Procedure for determining the uncertainty of PV module outdoor performance», *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 9: 87-102, 2001.

- [18] NOFUENTES, G. et al.: «A reference module based procedure for outdoors estimation of crystalline silicon PV module peak power», *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* (accepted for publication).
- [19] LUQUE, A. and HEGEDUS, S., editors: *Handbook of PV science and engineering*, John Wiley & Sons, Chichester, 2003.
- [20] MACHIDA, K.; YAMAZAKI, T.; HIRASAWA, T.: «Secular degradation of crystalline PV modules», Solar energy materials and solar cells, 47: 149-153, 1997.