

MÉTODO DISCRETO DE TRASLACIÓN DE PARÁMETROS DE CURVAS I-V A SOL NATURAL

Firman Andrés D. – afirman@ger-unne.com.ar

Cáceres Manuel – mcaceres@ger-unne.com.ar

Vera Luis – lvera@ger-unne.com.ar

González Mayans Alexis Raúl – rmayans@ger-unne.com.ar

Universidad Nacional del Nordeste, FaCENA. Grupo en Energías Renovables. Argentina.

Resumen. El presente artículo presenta una metodología de como a través del trazado por curva I-V, realizada a sol natural, se logra trasladar sus principales parámetros a las condiciones estándar de medida. Evitando los procedimientos descritos en normas, los que muchas veces, son difíciles de aplicar en los casos experimentales, debido a que las mismas requieren un ambiente muy controlado en lo que refiere a temperaturas e irradiancias. La metodología es especialmente útil cuando no se dispone de un simulador solar o bien, cuando desea emplearse en dispositivos fotovoltaicos previamente instalados. Para ello se precisa determinar previamente los coeficientes que representan las variaciones de los parámetros eléctricos con respecto a la temperatura, α , β y γ . Se presentan los resultados de aplicar la metodología a un módulo FV de 130 Wp obteniendo en la determinación de la potencia máxima, un entorno de 3,6 % de incerteza. Como conclusión se obtiene que la metodología discreta presentada es sumamente simple de aplicar y que la precisión de las determinaciones puede mejorarse con equipamiento más sofisticado, con lo que se conseguiría un entorno menor del 3 % de incerteza en la determinación de la potencia máxima.

Palabras-clave: Energía solar, fotovoltaica, caracterización eléctrica.

1. INTRODUCCIÓN

El presente artículo describe una metodología de como a través del trazado por curva I-V (corriente vs tensión), realizado a sol natural, se logra trasladar dicha curva a las condiciones estándar de medida, junto con los resultados experimentales de su aplicación práctica y su incerteza asociada, basada en modelos físicos ampliamente aceptados.

La metodología es especialmente útil cuando no se dispone de un simulador solar o bien, cuando desea emplearse en dispositivos fotovoltaicos (FV) previamente instalados.

La caracterización de generadores fotovoltaicos permite conocer, principalmente, la potencia máxima en condiciones normalizadas (Kim et al, 2009) (Chouder et al, 2012). Junto con otros parámetros que son necesarios para el cálculo y proyección de una instalación de este tipo, posibilitan realizar estudios comparativos entre módulos, estudios de degradación en el tiempo, determinación de *mismatch losses* (Picault et al, 2010) e inferir problemas en la generación de carácter externo al dispositivo FV, como ser sombras parciales o totales, contactos defectuosos, etc. (Kaplanis y Kaplani, 2011).

La capacidad de generación de un módulo o arreglo fotovoltaico se evalúa a través de su curva característica corriente versus tensión (curva I-V), definida en las normas IRAM 210013-2 (IRAM, 1998), la NBR-1386 de la Asociación Brasileira de Normas Técnicas (NB, 1991) o la E 1036-85 de la ASTM Internacional de Estados Unidos (ASTM, 1985). La Curva I-V se determina para condiciones específicas de temperatura e irradiancia, denominadas Condiciones Estándar de Medida (CEM) las cuales son; 1000 W/m² de irradiancia, 25 °C de temperatura de celda y espectro de masa de aire AM 1,5. En las CEM se define también la potencia nominal de un dispositivo fotovoltaico.

Para obtener la curva I-V (Fig. 1), se debe medir simultáneamente pares de valores de corrientes y tensiones barriendo desde el estado de cortocircuito al de circuito abierto. Este ensayo se realiza por medio de la desconexión física del generador fotovoltaico y conectándolo a una carga variable. Al trabajar con la curva mencionada, se hallan los parámetros que ajustan los modelos que ayudan a explicar o anticipar el comportamiento del sistema (De Bernardes et al, 2005; Celik y Acikgoz, 2007; Sandrolini et al, 2010). Entre los parámetros más representativos de esta curva, están la corriente de corto circuito (I_{cc}), la tensión de circuito abierto (V_{ca}) y el punto de potencia máxima (P_m).

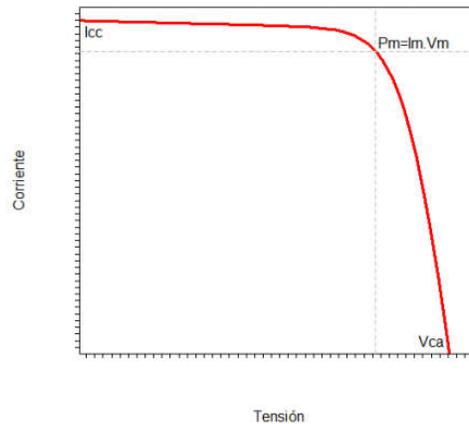


Figura 1- Curva I-V típica de un dispositivo fotovoltaico.

Si bien existen las normas mencionadas de traslación a condiciones estándar de medida, muchas veces, son difíciles de aplicar en los casos experimentales, debido a que las mismas requieren de un ambiente muy controlado en lo que refiere a temperaturas e irradiancias. Es decir, para realizar la traslación por el procedimiento indicado por normas se requiere determinar los coeficientes de variación de la V_{ca} con la temperatura (β) y el de la variación de la I_{cc} con la temperatura (α), para lo cual se recurre a una base metálica que incorpora control de temperatura donde se coloca el dispositivo FV, ensayo que se realiza a irradiancia constante durante todo el proceso y variando únicamente la temperatura. Además, se precisa obtener la resistencia serie (R_s) por empleo del método de Wolf-Rauschenbach. (Singh y Singh, 1982), para lo cual ahora, se requiere dos curvas I-V obtenidas a irradiancias distintas, pero ahora, a temperatura constante. A todo esto se suma la incerteza asociada a la determinación del valor del factor corrección de curva (K) que debe utilizarse y que posee típicamente, según la norma, un valor de $1,25 \times 10^{-3} \Omega/^\circ\text{C}$ (pero que debe ser ajustado o comprobado).

El empleo de estas técnicas también dificulta obtener la incerteza asociada a la medición por propagación de las incertezas en la medición, siendo esta otra de sus desventajas.

Por otra parte, como alternativa, varios investigadores han desarrollado métodos que recurren a realizar el ajuste iterativo sobre la ecuación del modelo equivalente eléctrico del dispositivo FV, de manera de caracterizar al mismo, para luego llevarlo a las CEM, pero que de igual manera, necesitan la determinación previa de los coeficientes térmicos (Ögütman et al, 2017) (Montes-Romero et al, 2016) (Firman et al 2011).

Las condiciones estándar de medida son difíciles de reproducir en la práctica para ensayos expuestos directamente al sol, debido a las diferencias que se producen en las condiciones de ensayo con las CEM. Por ejemplo, entre otros, el sol cambia su posición relativa al lugar del ensayo por lo que la irradiancia y la masa de aire atravesada varía a lo largo del día. La temperatura de celda, para irradiancias próximas a la estándar, suelen encontrarse por encima de los 25°C , aún en días de fríos. E incluso, aumentando el grado de dificultad cuando se trata de componentes FV voluminosos expuestos a sol natural, difícilmente se logren en la práctica, estados o de igual irradiancia (y espectro) o de igual temperatura de celda, lo que imposibilita la aplicación de los métodos normalizados. Es por estos motivos enunciados que se desarrolló una metodología, capaz de emplearse en condiciones experimentales a sol natural y que posee la importante ventaja de no requerir cálculos iterativos ni de requerir determinaciones más complejas como por ejemplo la determinación de la R_s , utilizando solo métodos discretos.

En definitiva es por las razones enunciadas que se desarrolló un procedimiento para trasladar los parámetros más importantes de las curvas I-V a las condiciones estándar de medida, partiendo de curvas I-V experimentales a sol natural y que además no requiere de datos previos o de catálogo. Y que la incerteza asociada a las mediciones puede fácilmente ser determinada por simple propagación de errores, cabe destacar aquí, que para un mismo módulo FV ensayado por distintos laboratorios europeos de certificación arrojó una dispersión del orden de 2 % de la determinación de la potencia máxima (Herrmann et al, 2007).

2. METODOLOGÍA

2.1 Metodología de traslación

Para realizar la traslación a condiciones estándar de medida por el método propuesto, (irradiancia de 1000 W/m^2 , temperatura de celda de 25°C y espectro AM 1,5) bajo condiciones de sol natural, es necesario determinar previamente los coeficientes que representan las variaciones de tres parámetros eléctricos con respecto a la temperatura. Es decir;

α que es el porcentaje de variación de la corriente de corto circuito con la temperatura.

β que es el coeficiente de variación del voltaje de circuito abierto con la temperatura.

γ que es el porcentaje de variación de la potencia máxima con la temperatura.

Para ello se utilizan los modelos físicos clásicos para cada caso, Ec 1, Ec 2 y Ec 3.

$$I_{cc1} = \frac{G_1}{G_2} I_{cc2} (1 + \alpha \Delta T_c) \quad (1)$$

$$V_{ca1} = V_{ca2} + \beta (T_{c1} - T_{c2}) - m \cdot \frac{k \cdot T_c}{q} \cdot \ln \left(\frac{G_2}{G_1} \right) \quad (2)$$

$$P_{m1} = \frac{G_1}{G_2} P_{m2} (1 + \gamma \Delta T_c) \quad (3)$$

En estas ecuaciones; I_{cc} es la corriente de corto circuito, G indica la irradiancia, T_c la temperatura de celda FV, V_{ca} el voltaje de circuito abierto, m el índice de idealidad del diodo, k la constante de Boltzmann, q la carga del electrón y P_m la potencia máxima. Los subíndices 1 y 2 indican dos estados diferentes de medida.

Los modelos presentados en estas ecuaciones son ampliamente aceptados y utilizados en la comunidad científica (Luque y Hegedus, 2011). Además este método busca de explotar la sencillez y excelente grado de ajuste de presenta la Ec. 3 en los casos experimentales para determinar la potencia máxima de un dispositivo FV (Pinho Almeida et al, 2017) (Osterwald, 1986) (Martinez et al, 2012).

El procedimiento utilizado para determinar los coeficientes de variación con la temperatura es el siguiente; Primeramente se cubre del sol al módulo FV a ensayar hasta lograr que su temperatura se estabilice a una cercana a la temperatura ambiente y seguidamente se lo descubre e inmediatamente se toma una primera curva I-V (estado 1). Lo que se busca es que la temperatura de celda FV a la que se tome la curva sea la más baja posible. Además también se busca que la irradiancia se encuentre cercana a la estándar con la finalidad de desestimar cualquier efecto que la misma podría producir sobre los parámetros que se desean determinar, por lo que se recomienda realizar el ensayo en horas cercanas al mediodía.

Posteriormente se espera que el módulo eleve su temperatura por exposición al sol y se estabilice a otra temperatura mayor. De esta manera se busca incrementar el máximo posible la variación térmica, de modo que las incertezas asociadas a la medición de temperatura sean mucho menores que la variación de temperatura lograda. En tales condiciones se toma una segunda curva I-V (estado 2). Si el ensayo se realiza en un día de cielo claro y sin presencia de nubes, la irradiancia tendrá un valor cercano al anterior, y a su vez, cercano a la estándar, de esta manera se reduce la incidencia de trasladar la misma en los modelos empleados.

Obtenidas las dos curvas I-V, se emplean las Ec. 1, Ec. 2 y la Ec. 3, y se extrae de ellas los coeficientes de variación con la temperatura entre los dos estados medidos; α , β y γ .

El parámetro m presente de la Ec. 2, se lo elije en función del tipo de tecnología fotovoltaica empleada. Para módulos mono o poli cristalinos se recomienda un valor para el mismo de entre 1 a 1,5 y para tecnologías de lámina delgada mayores y cercanos a 2, (Rhouma et al, 2017) (Yordanov et al, 2012) (Singh et al, 2009). Dicho parámetro se encuentra en el término de la ecuación encargado de corregir la V_{ca} con respecto a la irradiancia. Por lo que la dificultad de elegir convenientemente tal parámetro se ve minimizada si los valores de irradiancia G_1 y G_2 son próximos, además, la influencia de este término de la Ec. 2 se ve reducida aún más debido a que el potencial térmico vt ($vt = kT/q$) es mucho menor a la unidad y del orden de 0,026 V, y por último, incluso su incerteza será absorbida en la determinación de β que se empleará luego para trasladar la V_{ca} .

Por lo tanto para realizar la traslación final, una vez determinados los coeficientes térmicos enunciados, se los emplea junto con los parámetros (T_c y G) de la curva cuyas condiciones de ensayo sean las más próximas a las condiciones estándar de media. De esta manera se introduce el mínimo error en la traslación, ya que las condiciones en que se realizaron fueron arbitrariamente elegidas próximas a las condiciones estándar. En resumen, utilizando las ecuaciones, se realiza la traslación, siendo ahora las condiciones de destino, o segundo estado, las estándar de medida. Por lo tanto, empleando esta metodología, se obtiene fácilmente, la I_{cc} , la V_{ca} y la P_m normalizadas.

2.1 Descripción del instrumental

Para la adquisición de la curva I-V experimental, se utilizó una carga capacitiva electrónicamente controlada. El control de disparo y descarga se realiza mediante transistores mosfet.

Previamente el banco de capacitores con el que cuenta, se carga con un voltaje inverso no superior al 10 % del voltaje que los capacitores son capaces de soportar con la finalidad de obtener un valor preciso de la I_{cc} (es decir $V_{ca} = 0$). La capacidad total del banco de capacitores adoptado permite un tiempo de carga del orden de los 100 ms para un módulo de 250 Wp. Dada la magnitud del tiempo de barrido, puede considerarse que la irradiancia se mantiene prácticamente constante durante el trazado, más aún, por el tipo de carga empleada, en la región próxima al corto circuito, que es la región de mayor influencia con la misma.

Todo el sistema se controla por medio de una placa de desarrollo TIVA C (Tiva™ C Series, 2017), comandada por computadora a través del driver de control VISA mediante conexión USB. A su vez, la PC ejecuta un software de control desarrollado en ambiente LabView®.

La etapa de medición de los valores experimentales de voltaje es obtenida por medio de un multímetro Agilent 34410A conectado a cuatro hilos de manera de evitar la caída óhmica del cable. Otro multímetro idéntico se utiliza para determinar la corriente, esta medida se la realiza indirectamente a través de una resistencia paralelo (*shunt*) de 30 A, de sensibilidad de 1 mV/A. El *shunt* empleado es el 34330A, de la marca Keysight de clase 0,3. El mismo se utiliza con la finalidad de aumentar el rango de medición que se encuentra limitada en los multímetros a los 3 A como máximo. Ambos multímetros son sincronizados por medio de pulsos de disparo generados por la placa de control enunciada.

Los multímetros además, son los encargados de medir previamente al trazado de la curva I-V, el voltaje proveniente de la celda de referencia empleada para determinar la irradiancia incidente en el plano del generador FV, calibrada bajo el espectro de referencia AM 1,5 (PV Evolution labs, 2012)(Firman et al, 2016). Por su parte, la temperatura es medida por medio de una resistencia de platino tipo PT100, conexión realizada a 4 hilos, se busca que este sensor presente una masa reducida de manera de que posea poca inercia térmica comparada con otro tipo de encapsulados. Para la conmutación de estos sensores a los multímetros, se utilizan relés de manera de intercambiar entre las conexiones de voltaje y corriente con las irradiancia y temperatura.

La exactitud de los instrumentos de medición empleados se listan en la Tab. 1. Estos datos son extraídos del catálogo del fabricante del instrumento.

Tabla 1 - Exactitud de los instrumentos utilizados

Variable	Exactitud
Voltaje (Agilent 34410A)	$\pm (0,0040 \% + 0,0006 \% f)^*$
Corriente (Agilent 34410A + <i>shunt</i> 34330A)	$\pm 0,3 \%$
Temperatura (PT100)	$\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$
Irradiancia (Celda PV Evolution labs)	$\pm 3,2 \%$

*indica (% lectura + % fondo de escala)

Con el dispositivo de trazado de curva I-V, se logran obtener entre 500 a 2000 pares de valores útiles de corriente-voltaje, dependiendo del estado y de la potencia del dispositivo fotovoltaico a ensayar.

3. RESULTADOS

En el presente apartado se muestran los resultados obtenidos de realizar el procedimiento detallado a un módulo poli-cristalino de 130 Wp de 36 celdas interconectadas eléctricamente en serie, realizado en junio de 2017.

Como resultado del empleo de la metodología descrita en el apartado anterior, se determinan los valores de los coeficientes térmicos. Los valores más probables para estos coeficientes son obtenidos por simple manipulación de las ecuaciones y se indican en la Tab. 2 (Trawick, 2003). Estos valores luego serán utilizados para trasladar los parámetros a las condiciones que se deseen.

Las curvas empleadas para obtener estos coeficientes se muestran en la Fig. 2. En esta figura además se registra los valores de irradiancia y temperaturas de celda presentes al momento del ensayo. Ambas curvas poseen alrededor de 1000 pares de datos cada una.

Tabla 2 - Resultados obtenidos para los coeficientes térmicos e incertezas asociadas.

α	β (por celda FV)	γ
0,0377 %/ $^\circ\text{C}$	-0,00227 V/ $^\circ\text{C}$	-0,477 %/ $^\circ\text{C}$

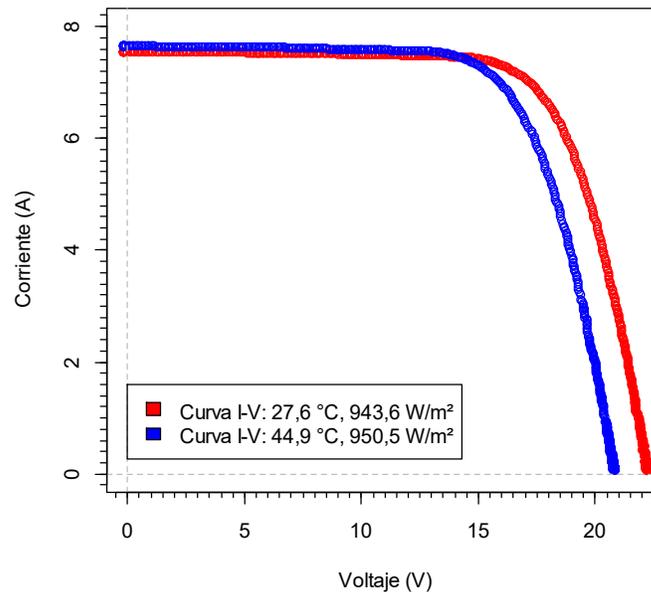


Figura 2- Curvas I-V realizadas en el ensayo para dos estados diferentes.

Obtenidos los coeficientes térmicos se procede a realizar la traslación a las condiciones estándar de medida, los cuales se indican en la Tab 3. En este caso se utilizó la curva de menor temperatura, cuyos valores se aproximan más los valores estándar, de manera de disminuir efectos indeseados en su traslación.

Utilizando los modelos indicados por las ecuaciones, se propagan sus incertezas según el instrumental empleado indicado en la Tab. 1. Con lo cual se tiene como resultado los valores presentes en la Tab. 3.

Tabla 3 - Resultados obtenidos en la traslación a condiciones estándar de medida e incertezas asociadas.

<i>I_{cc}</i>	<i>V_{ca}</i>	<i>P_m</i>
$8,01 \pm 0,28 \text{ A } (\pm 3,5 \%)$	$22,50 \pm 0,07 \text{ V } (\pm 0,3 \%)$	$129,5 \pm 4,7 \text{ W } (\pm 3,6 \%)$

Comparando los resultados de la Tab. 3, se aprecia la influencia de las incertezas de la celda de referencia utilizada (3,2 %) junto con la del *shunt* (0,3 %) utilizados para determinar la corriente. La corriente de corto circuito se logra determinar con una incerteza total de 3,5 %, lo que se traslada luego, a la incerteza en la determinación de la potencia máxima, que se determina en torno a un 3,6 % de incerteza.

En el caso del voltaje la influencia de la irradiancia es mucho menor y se logra determinar dentro del entorno del 0,3 %, principalmente contribuyen a esta, las incertezas asociadas a la medición térmica.

Para los tres casos, sin embargo, puede observarse como la influencia de las incertezas asociadas a los coeficientes térmicos se ve reducida debido principalmente a la cercanía de las condiciones del ensayo (27,6 °C) con las de destino (25,0 °C) y por el mismo motivo de los términos que contemplan la irradiancia al trasladar 943,6 W/m² a los 1000 W/m². Motivo por el cual se recomendó realizar el ensayo en horas cercanas al mediodía.

De esta manera se consigue determinar la potencia nominal del dispositivo FV, sin la necesidad de recurrir a métodos más complejos y obteniendo experimentalmente los coeficientes de variación con la temperatura, evitando recurrir a datos de catálogo o aproximados.

4. CONCLUSIONES

Se logró implementar una metodología destinada a la traslación de los parámetros más representativos de curvas I-V a condiciones estándar de medida, es decir la *I_{cc}*, la *V_{ca}* y la *P_m* a condiciones estándar. La misma es sencilla de implementar y es especialmente útil en los casos cuando no se dispone de un simulador solar, o bien, cuando el dispositivo FV a ensayar no puede ser desplazado o no cabe dentro de uno de ellos, como en el caso de un generador

FV instalado, donde pueda trasladarse todo el instrumental y elementos necesarios. Donde es solo necesario el uso de matemáticas discretas.

La metodología desarrollada indica la manera de determinar los coeficientes térmicos de variación de la corriente de cortocircuito, de la tensión de circuito abierto y de la potencia máxima con respecto a la temperatura. Por tal motivo se evita recurrir a datos tabulados, los cuales podrían no representar al dispositivo bajo ensayo. De esta forma se determinan, según los modelos utilizados, los valores de tales coeficientes experimentalmente entre dos estados diferentes, idealmente en irradiancias próximas, pero intentando maximizar la diferencia de temperaturas entre dichos estados, de manera de disminuir incertezas en sus determinaciones.

Con el empleo de la metodología se logra determinar la corriente de cortocircuito, la tensión de circuito abierto y la potencia máxima en condiciones estándar de medida, tres de los parámetros más importantes, necesarios para el seguimiento o diseño de un dispositivo fotovoltaico. Logrando determinar la potencia máxima en un entorno del 3,6 % de incerteza. Valor principalmente dependiente de la incerteza asociada al dispositivo destinado a medir la irradiancia.

La precisión de las determinaciones puede mejorarse con equipamiento más sofisticado y de menor incerteza, como *shunt* de clase 0,2 o celdas de irradiancia de incertezas del orden de 2 %, con lo que se conseguiría un entorno menor del 3 % en la determinación de la potencia máxima. Resultado que resulta alentador si se considera la dispersión enunciada por Herrmann et al, producida en laboratorios internacionales es del 2 %.

Ecuaciones similares a las mostradas pueden emplearse para determinar, en forma de traslación punto a punto, la tensión y la corriente en el punto de potencia máxima, si se considera que entre dos estados próximos de corriente en el punto de máxima potencia (irradiancias próximas) puede desprejarse el efecto de la resistencia serie.

Una segunda etapa de este trabajo consiste en contrastar los resultados obtenidos para un mismo dispositivo FV, con los de otros laboratorios nacionales y/o internacionales con los que se posee cooperación.

REFERENCIAS

- ASTM. 1985. Norma ASTM E1036 – 85. Standard Test Methods for Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells.
- Cartwright, S. 2003. Introduction to Experimental Error. The University of Sheffield. www.sheffield.ac.uk
- Celik A. y Acikgoz N. 2007. Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four and five parameter models. *Applied Energy* 84. pp. 1–15.
- Chouder A. Silvestre S. 2010. Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis. *Energy Conversion and Management* 51, pag; 1929–1937.
- Chouder, A. Silvestre, S. Sadaoui, N. Rahmani, L. 2012. Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters. *Simulation Modelling Practice and Theory* 20 46–58.
- De Bernardez L., Buitrago R.H., Battioni M, Cutrera M., Risso G. 2005. Estudio de la curva I-V de celdas individuales en paneles fotovoltaicos. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, Vol. 9. Impreso en la Argentina. ISSN 0329-5184. ASADES.
- Firman, A. Toranzos, V. Busso, A. Cadena, C. Vera, L. 2011. Determinación del punto de trabajo de sistemas fotovoltaicos conectados a red: método simplificado de traslación punto a punto a condiciones estándar de medida *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente* Vol. 15, ISSN 0329-5184.
- Firman, A. Vera, L. Busso, A. 2016. Fabricación y calibración de celdas de referencia para determinar la irradiancia efectiva en SFCR. VI Congreso Brasileiro de Energia Solar – Belo Horizonte.
- Herrmann, W. Mau, S. Fabero, F. Betts, T. Van der Borg, N. Kiefer, K. Friesen, G. and Zaaiman W. 2007. Advanced intercomparison testing of pv modules in european test laboratories. In 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, page 2506.
- IRAM. 1998. Norma IRAM 210013-2. Módulos fotovoltaicos. Características eléctricas en condiciones normalizadas.
- Kaplanis, S. Kaplani, E. 2011. Energy performance and degradation over 20 years performance of BP c-Si PV modules. *Simulation Modelling Practice and Theory* 19 1201–1211.
- Kim, S. Jeon, J. Cho, C. Kim, E. Ahn J. 2009. Modeling and simulation of a grid-connected PV generation system for electromagnetic transient analysis. *Solar Energy* 83 664–678.
- Luque, A. y Hegedus, S. 2011. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. John Wiley & Sons, ISBN 0-471-49196-9, pag: 949-953.
- Marcelo Pinho Almeida, Mikel Muñoz, Iñigo de la Parra, Oscar Perpiñán. 2017. Comparative study of PV power forecast using parametric and nonparametric PV models, In *Solar Energy*, Volume 155, Pages 854-866, ISSN 0038-092X, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.07.032>.
- Martínez-Moreno, F., Lorenzo, E., Muñoz, J., & Moretón, R. 2012. On the testing of large PV arrays. *Progress in Photovoltaics: Research and applications*, 20(1), 100-105.
- Montes-Romero, J., Torres-Ramírez, M. de la Casa, J. Firman, A. and Cáceres, M. 2016. Software tool for the extrapolation to Standard Test Conditions (STC) from experimental curves of photovoltaic modules. *Technologies Applied to Electronics Teaching (TAEE)* (pp. 1-7). IEEE.
- Muñoz J. y Lorenzo E. 2005. Diseño de una carga capacitiva para medir generadores fotovoltaicos. *Era solar: Energías renovables*, ISSN 0212-4157, N°. 127, pp. 38-49.

- NB. 1991. Norma NB-1386, Associação Brasileira de Normas Técnicas, Dispositivos fotovoltaicos – Correção das curvas características corrente versus tensão (IxV), em função da temperatura e radiação.
- Ögütman, K. Davis, K. Schneller, E. Yelundur, V. Schoenfeld, W. 2017. Integration of spatially resolved ideality factor into local cell efficiency analysis with photoluminescence, In Solar Energy, Volume 158, Pages 869-874, ISSN 0038-092X, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.10.006>.
- Osterwald, C. 1986. Translation of device performance measurements to reference conditions. Solar cells, 18(3):269–279.
- Picault D., Raison B., Bacha S., de la Casa J., Aguilera J. 2010. Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses. Solar Energy 84 pag. 1301–1309.
- PV Evolution Labs. 2012. Certificado número 3252.01. Agosto de 2012.
- Rhouma, M. Gastli, A. Brahim, L. Touati, F. Benammar, M. 2017. A simple method for extracting the parameters of the PV cell single-diode model, In Renewable Energy, Volume 113, Pages 885-894, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.06.064>.
- Sandrolini L., Artioli M., Reggiani U. 2010. Numerical method for the extraction of photovoltaic module double-diode model parameters through cluster analysis. Applied Energy 87. pp. 442–451.
- Singh, S. Amit, J. and Avinashi, K. 2009. Determination of the solar cell junction ideality factor using special trans function theory (stft). Solar Energy Materials and Solar Cells, 93(8):1423–1426.
- Singh, V. y Singh, R. 1982. A method for the measurement solar cell series resistance. IOP.
- Tiva™ C Series. 2017. TM4C123G LaunchPad Evaluation Board User's Guide. <http://www.ti.com>.
- Trawick, M. 2003. Error analysis interludes. Princeton University. Physics 103/105 Lab. Physics Department. Reference Packet
- Yordanov, G. Midtgård, O. and Saetre, T. 2012. Series resistance determination and further characterization of c-si PV modules. Renewable Energy, 46:72–80

DISCRETE METHODOLOGY FOR I-V CURVES PARAMETERS TRANSLATION AT NATURAL SUN LIGHT

Abstract. *The present article presents a methodology of how through tracing the I-V curve, performed at natural sun light, it is possible to translate its main parameters to standard test conditions. Avoiding the procedures described in standards, which often are difficult to apply in experimental cases, because they require a very controlled environment in terms of temperatures and irradiances. The methodology is especially useful when you do not have a solar simulator or when you want to use it in previously installed photovoltaic devices. For this, it is necessary to determine the coefficients that represent the variations of the electrical parameters with the temperature; α , β and γ . The results of applying the methodology to a PV module of 130 Wp are presented, obtaining for the maximum power determination, around of 3.6 % of uncertainty. In conclusion, the discrete methodology presented is extremely simple to apply and the determinations accuracy can be improved with more sophisticated equipment, which would achieve less than 3% of uncertainty in the determination of the maximum power.*

Key words: Sun energy, photovoltaic, electrical characterization.