

## **PLATAFORMA DE ENSAYO PARA CARACTERIZACIÓN DE MÓDULOS FOTVOLTAICOS COMERCIALES**

M. Alvarez, M. Maldonado, S. Lovera, F. Magnago  
Facultad de Ingeniería

Universidad Nacional de Río Cuarto – UNRC C.P. 5800 – Río Cuarto  
Tel. 0358-4676246 – Fax 0358-4676246 – e-mail: slovera@ing.unrc.edu.ar

*Recibido 26/07/17, aceptado 24/09/17*

**RESUMEN:** Un parámetro muy importante en el comportamiento de un generador fotovoltaico (FV) es la temperatura de trabajo del mismo. Esto se debe a que la temperatura de trabajo influye sobre la característica  $I-V$  del módulo. El aumento de la temperatura produce una reducción de la potencia máxima del generador FV y por consiguiente una pérdida significativa de rendimiento.

La influencia de la temperatura sobre la curva característica  $I-V$  de un módulo fotovoltaico es descripta a partir de dos coeficientes:  $\alpha$  [mA/K] y  $\beta$  [mV/K] proporcionados por los fabricantes de paneles fotovoltaicos. Los fabricantes proporcionan, además, el coeficiente  $\gamma$  [%/K] que describe la variación del punto máximo de potencia sobre la característica P-V sobre un FV para diferentes temperaturas del mismo.

El coeficiente  $\alpha$  describe la variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura. El coeficiente  $\beta$  describe la reducción de la tensión a circuito abierto del módulo fotovoltaico a medida que la temperatura del mismo aumenta. Por lo tanto, la determinación de estos parámetros es muy importante para determinar el comportamiento de la característica  $I-V$  del generador en función de las variaciones de temperatura.

El objetivo de este trabajo es desarrollar un equipo experimental para la determinación de los coeficientes  $\alpha$  y  $\beta$  de módulos fotovoltaicos comerciales, que permiten la caracterización  $I-V$  de los mismos. A partir de estos coeficientes es posible además, el trazado de la curva estándar  $I-V$  para el módulo solar ensayado.

Los resultados experimentales muestran un buen comportamiento del algoritmo implementado, y se proponen a futuro otras topologías en la etapa de potencia del equipo.

**Palabras clave:** energía solar, coeficientes de temperatura, módulos fotovoltaicos.

### **INTRODUCCIÓN**

Las energías renovables han experimentado un crecimiento importante en los últimos años, impulsadas por la necesidad de satisfacer una demanda de energía creciente y la presión social de proteger al medio ambiente.

Dentro de las energías renovables, la energía solar fotovoltaica (FV) se ha convertido en una de las alternativas actuales más viables. La creciente utilización de la energía solar es debido a que el sol es considerado una de las fuentes de energía más prometedoras, pues se considera una fuente inagotable.

La garantía de calidad y durabilidad protege y acelera las futuras inversiones en tecnología fotovoltaica. La reducción de costos y el progresivo aumento del rendimiento en la conversión de la energía FV, han provocado en los últimos quince años un crecimiento a nivel mundial, superior al de otro tipo de aprovechamiento de energía (Ruiz et al., 2010; Whirt 2016; Talavera et al., 2016).

A pesar de las ventajas mencionadas, requiere de un cuidadoso diseño del sistema en general, tendiente a la extracción de la máxima potencia posible para cada condición ambiental existente (Koutroulis et al., 2001; Ahmed y Salam, 2015).

La característica principal de estos sistemas está determinada por curvas corriente–tensión ( $I-V$ ) y potencia-tensión ( $P-V$ ), que en general varían de acuerdo a la radiación solar, la temperatura, tipo de construcción de las celdas fotovoltaicas que conforman el panel FV y las cargas eléctricas asociadas.

El conocimiento de los coeficientes de temperatura, en combinación con los parámetros estándares provistos por los fabricantes de módulos fotovoltaicos ( $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $P_{max}$ ), permiten predecir, a partir del modelado del sistema, la potencia máxima posible en el peor caso de operación, relativo a las condiciones ambientales, y por consiguiente juegan un rol importante a la hora del diseño y tamaño de dicho sistema (De Soto et al., 2006).

Por otro lado, los procesos de fabricación de los módulos, y más específicamente de las celdas fotovoltaicas, no permiten la obtención de elementos idénticos, por lo que algunos parámetros pueden diferir de manera significativa, aún para módulos provenientes del mismo fabricante. Por lo tanto, solo las mediciones experimentales de las curvas  $I-V$  permiten conocer con precisión los parámetros eléctricos de los módulos fotovoltaicos. A pesar de lo expuesto, el avance tecnológico actual en los procesos de fabricación de las celdas y módulos FV, sumado a las estrictas normas de calidad de los productos comerciales, minimizaron las desviaciones de los principales parámetros que describen a los productos finales respecto a los valores de referencia de catálogo (De Blas et al., 2002; King et al., 1997).

El objetivo de este proyecto es el de diseñar e implementar un dispositivo portátil capaz de caracterizar módulos fotovoltaicos, mediante la medición de las curvas  $I-V$  y  $P-V$  de los módulos y de los coeficientes asociados al mismo, que caracterizan el comportamiento para diferentes condiciones ambientales.

El método empleado en este trabajo nos permite obtener de manera rápida y fiable los valores que caracterizan un módulo solar, como son, los valores de  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  con sus respectivos coeficientes de temperatura, los que posteriormente emplearemos para comprobar si los datos obtenidos son coherentes con las características ofrecidas por el fabricante de los módulos, o si el módulo fotovoltaico tuviera algún tipo de fallo.

El artículo está organizado de la siguiente manera:

Se realiza el modelado de un módulo fotovoltaico de modo de verificar el comportamiento de las características  $I-V$  y  $P-V$  para diferentes condiciones ambientales.

Se presenta luego, una descripción de los diferentes métodos para el trazado de las características  $I-V$  y  $P-V$  en módulos fotovoltaicos y, a partir de estas curvas, la obtención de las características estándar de los mismos.

Posteriormente se describe la plataforma de ensayo utilizada para la caracterización de los módulos solares.

Por último se muestran los resultados experimentales obtenidos y las conclusiones finales.

## **CARACTERÍSTICAS $I-V$ Y $P-V$ DE LOS PANELES SOLARES**

Los dos modelos más utilizados en la representación de una celda fotovoltaica son el modelo de un solo diodo y el de dos diodos mostrados en la figura 1 (Dash et al., 2015; De Soto et al., 2006). El modelo de un solo diodo es el más usado para la mayoría de los propósitos de análisis de comportamiento de los arreglos fotovoltaicos, ya que proporciona una complejidad moderada y aceptable precisión, por lo cual es el modelo elegido para este trabajo (Bal et al., 2012).

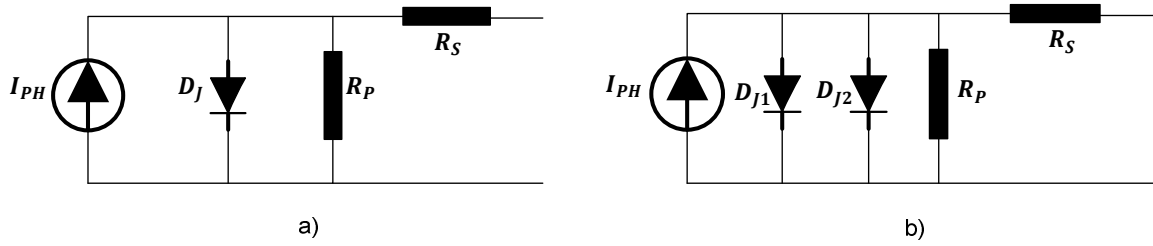


Figura 1: Modelos de Celdas Fotovoltaicas a) Modelo de un solo Diodo b) Modelo de dos Diodos.

En donde:

$I_{PH}$ : Corriente fotogenerada

$D_J, D_{J1}, D_{J2}$ : Diodos en paralelo

$R_P$ : Resistencia shunt o paralelo de la celda

$R_S$ : Resistencia serie de la celda

*Panel Solar.*

Para la realización del modelo del panel fotovoltaico se toma como base la ecuación (1) que describe el comportamiento de una celda solar (De Blas et al., 2012; Moham et al., 2009).

$$I = I_{PH} - I_0 \cdot \left( e^{\frac{q \cdot (V + R_S \cdot I)}{n \cdot k \cdot T}} - 1 \right) - \frac{V + R_S \cdot I}{R_p} \quad (1)$$

La corriente fotogenerada  $I_{PH}$  depende de las variaciones de irradiación y temperatura (Ruiz et al., 2010).

Si bien los módulos fotovoltaicos convencionales están compuestos por celdas solares en serie, en un modo general, la combinación de celdas fotovoltaicas conectadas en serie y/o paralelo pueden ser representadas por la ecuación (2) (Gow y Manning., 1999; Andujar Márquez et al., 2004).

$$I = N_p \left( I_{PH} - I_0 \cdot \left( e^{\frac{q \cdot (V + R_S \cdot I)}{n \cdot k \cdot T}} - 1 \right) - \frac{V + R_S \cdot I}{R_p} \right) \quad (2)$$

En donde:

$q=1.6021 \cdot 10^{-19}$  C: Carga elemental,

$K=1.38 \cdot 10^{-23}$  J/K: Constante de Boltzman,

$T$ : Temperatura en grados Kelvin,

$n$ : Factor de idealidad del diodo,

$I_{PH}$ : Corriente fotogenerada,

$I_0$ : Corriente inversa de saturación del diodo,

$V$ : Tensión del panel,

$I$ : Corriente del panel,

$R_S$ : Resistencia interna en serie,

$R_p$ : Resistencia interna en paralelo.

$N_s$ : Número de celdas en serie

$N_p$ : Número de celdas en paralelo

A partir de esta ecuación, se realizó el modelado de un panel fotovoltaico de 85 watt pico ( $N_s=36$ ,  $N_p=1$ ), al cual se le verificó su comportamiento para diferentes niveles de irradiación y temperatura.

Los valores estándar del panel se seleccionaron del módulo fotovoltaico disponible para la realización de las pruebas de laboratorio. La tabla 1 muestra los parámetros del módulo proporcionado por el fabricante que son utilizados para el modelado del panel.

La corriente de cortocircuito  $I_{sc}$  y tensión de circuito abierto  $V_{oc}$  dependen de las variaciones de irradiación y temperatura (Ruiz et al, 2010). Las ecuaciones (3) y (4) describen de modo aproximado dicha dependencia.

$$I_{sc} = I_{scn} * \frac{Rad}{1000} * (1 + \alpha * (T_a - T_n)) \quad (3)$$

$$V_{oc} = V_{ocn} * (1 + \beta * (T_a - T_n)) \quad (4)$$

$T_a$  y  $T_n$  representan la temperatura del panel y de referencia (25°C) respectivamente.  $I_{scn}$  y  $V_{ocn}$  son la corriente de cortocircuito y tensión a circuito abierto del módulo respectivamente, para condiciones nominales de temperatura y radiación.  $\alpha$  y  $\beta$  son los coeficientes de temperatura de corriente de cortocircuito y tensión a circuito abierto respectivamente.

STP		085B-12/BEA
Potencia Nominal	[W]	85
Tensión Nominal	[V]	17,8
Corriente Nominal	[A]	4,80
Tensión a circuito abierto	[V]	22,2
Corriente de Corto-circuito	[A]	5,15
Coefficiente de Temperatura de $I_{sc}$	[%/°C]	0,037
Coefficiente de Temperatura de $V_{oc}$	[mV/°C]	-75
Coefficiente de Temperatura de $P_{max}$	[%/°C]	-0,48
Tensión Máxima del Sistema	[V]	715
Calibre Máximo del Fusible	[A]	15
Longitud	[mm]	1195
Ancho	[mm]	541
Espesor	[mm]	30
Peso	[Kg]	8

Tabla 1: Parámetros del panel fotovoltaico STP085B-12/BEA para  $1000W/m^2$  y  $T_a = 25^\circ C$ .

A partir de las ecuaciones (3) y (4), y utilizando el software Matlab, se realiza el modelado del panel y el trazado de las curvas  $I-V$  y  $P-V$  del mismo para diferentes condiciones ambientales. Los resultados se muestran en las figuras 2 y 3.

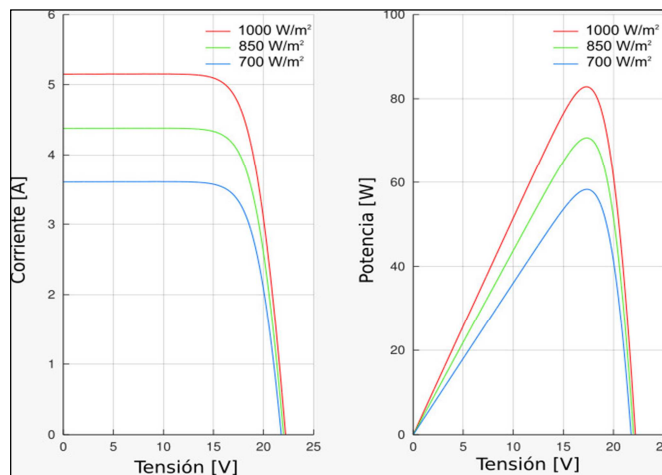


Figura 2: Curvas  $I-V$  y  $P-V$  del Panel Solar para diferentes valores de irradiación.

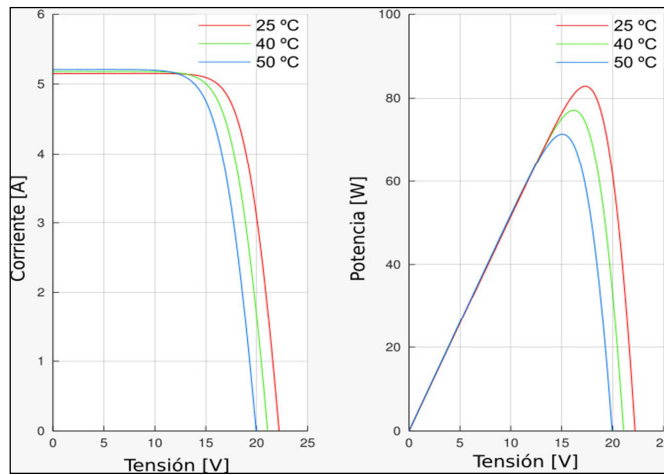


Figura 3: Curvas  $I-V$  y  $P-V$  del Panel Solar para diferentes valores de temperatura.

Inspeccionando las curvas obtenidas ante variación de la irradiación (figura 2), se observa un cambio aproximadamente lineal en los valores de corriente máxima posible del panel, y por lo tanto una variación proporcional a la potencia generada.

Se puede observar en la figura 3 que la corriente  $I_{sc}$  experimenta poco cambio con la variación de la temperatura, la tensión  $V_{oc}$  varía inversamente con la misma, y de manera significativa, traduciéndose en una reducción considerable de la potencia máxima extraíble.

## OBTENCIÓN DE CARACTERÍSTICA $I-V$ ESTANDAR EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

*Trazado de la característica  $I-V$  en Módulos Fotovoltaicos.*

Para la obtención de la característica  $I-V$  de un módulo fotovoltaico es necesario conectar a bornes del módulo una impedancia variable de cero a infinito tal como se muestra en la figura 4 (Andújar Márquez et al., 2004; Duran et al. (2008); Taciuc (2016)).

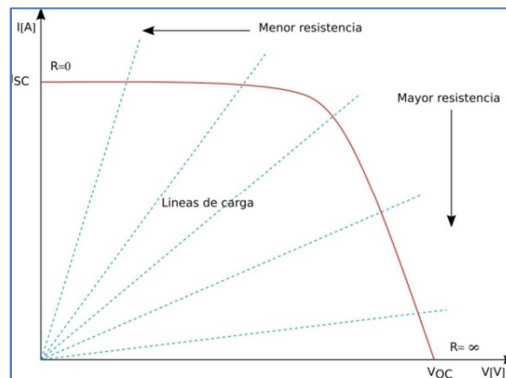


Figura 4: Variación del punto de funcionamiento del panel solar para diferentes valores de impedancia.

Esta carga variable puede ser obtenida a partir de convertidores DC-DC. El convertidor es conectado al módulo FV en  $V_{in}$  actuando como un adaptador de impedancia para el módulo fotovoltaico. Modificando el valor del ciclo de trabajo  $D$  del convertidor podemos ajustar la impedancia reflejada sobre el panel ( $R_{in}$ ) desde condición de cortocircuito a circuito abierto, y de esa manera barrer toda la curva  $I-V$  del módulo (Sahbela et al., 2013; Moham et al., 2009). La tabla 2 ilustra el concepto previamente desarrollado para las diferentes topologías de convertidores.

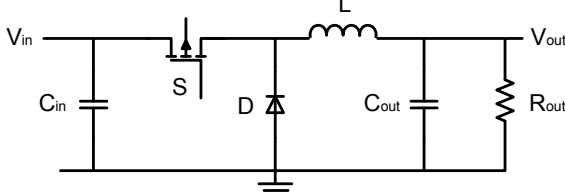
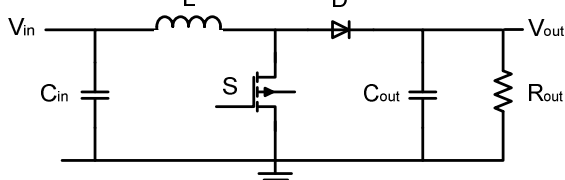
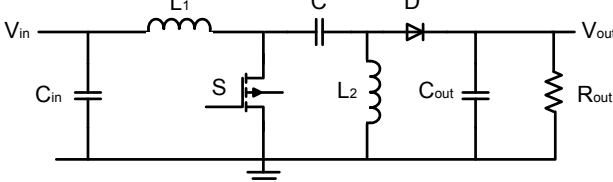
<b>STEP DOWN</b>		$R_{in} = \frac{R_{out}}{D^2}$
<b>STEP UP</b>		$R_{in} = R_{out} * (1 - D)^2$
<b>STEP-DOWN/ STEP-UP (SEPIC)</b>		$R_{in} = R_{out} * \frac{(1 - D)^2}{D^2}$

Tabla 2: Diferentes topologías de convertidores DC-DC.

De las tres topologías, solo la Step-Down/Step-Up es capaz de emular una impedancia  $R_{in}$  variable desde cero a infinito a partir de un barrido del ciclo de trabajo  $D$  desde uno a cero (Falin, 2008; Erickson, 2007; Amri et al., 2015).

Otra forma de conectar una impedancia variable sobre un panel fotovoltaico, es mediante la utilización de una impedancia capacitiva conectada a los bornes del módulo (Mahmoud, 2005; Fernández Ferichola, 2009). Esto se muestra en la figura 5.

Con el capacitor descargado, al momento de cerrar la llave, la corriente alcanza en su estado inicial el valor de  $I_{sc}$ ; el capacitor se cargará exponencialmente hasta la tensión  $V_{oc}$  del módulo fotovoltaico para las condiciones ambientales presentes. Este proceso implica una variación teórica de la impedancia conectada al módulo FV desde valores de cortocircuito hasta circuito abierto al final del ensayo.

Cualquiera sea el método empleado para el barrido de la curva  $I-V$ , es necesario contar con un sistema de adquisición de datos a una frecuencia de muestreo adecuada, que permita posteriormente procesar la información almacenada.

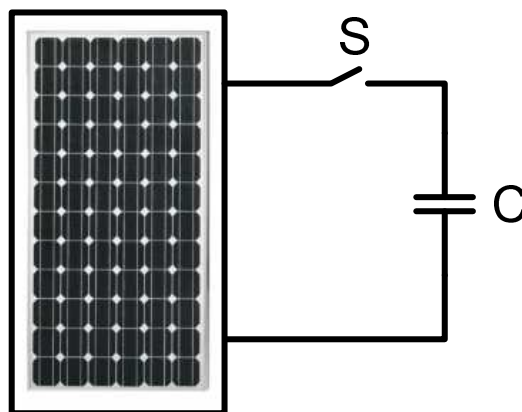


Figura 5: Obtención de la característica  $I-V$  a partir de carga capacitiva.

*Obtención de la curva  $I-V$  estándar.*

El método utilizado para caracterizar o ensayar nuestro panel solar surge de la Norma IEC 60904/2 (Treble, 1994) en donde se proponen tres métodos para, con los datos provistos por el fabricante y el trazado de la curva  $I-V$  del panel en cuestión, obtener las características a condiciones estándares de

radiación y temperatura. Esta parte de la Norma describe los procedimientos para la medida de la función característica  $I-V$  de dispositivos fotovoltaicos con luz solar natural o con un simulador solar. Estos procedimientos son aplicables a una célula solar fotovoltaica individual, un subconjunto ensamblado de células solares fotovoltaicas, o un módulo fotovoltaico.

Los tres métodos propuestos consisten en técnicas similares pero con diferentes complejidades. En el primero, tomado como base para nuestro trabajo, intervienen corrientes de cortocircuito, tensiones de vacío y resistencia serie del panel  $R_s$ . El segundo método tiene mayor complejidad, agregando valores relativos de diversos coeficientes, además de contener expresiones logarítmicas. Por último, el tercer método es el más sencillo, dado que la curva  $I-V$  obtenida en el ensayo es solo corregida a partir de una extrapolación.

En nuestro caso, como el objetivo es el de ensayar un módulo fotovoltaico para comparar los resultados con los datos provistos por el fabricante, el proceso es inverso. Esto es, trazamos dos curvas  $I-V$  a condiciones de radiación y temperatura aleatorias, para posteriormente y a partir de las ecuaciones (5) y (6), obtener los coeficientes de temperatura  $\alpha$  y  $\beta$  del módulo ensayado [Treble F., 1994; International Electrotechnical Commission, (2015)].

$$\alpha = \frac{I_{sc2} - I_{sc1}(E_2/E_1)}{T_2 - T_1} \quad (5)$$

$$\beta = \frac{V_{oc2} - V_{oc1} + R_s(I_{sc2} - I_{sc1})}{T_2 - T_1} \quad (6)$$

En donde:

$I_{sc1}, I_{sc2}$ : Corriente del módulo fotovoltaico para el primer y segundo ensayo respectivamente

$E_1, E_2$ : Irradiación solar para el primer y segundo ensayo respectivamente

$T_1, T_2$ : Temperatura del módulo fotovoltaico para el primer y segundo ensayo respectivamente

$V_{oc1}, V_{oc2}$ : Tensión de vacío del módulo fotovoltaico para el primer y segundo ensayo respectivamente

$R_s$ : Resistencia en serie del módulo fotovoltaico

Con estos coeficientes, y las curvas  $I-V$  obtenidas, es posible además, la obtención de la curva  $I-V$  estándar ( $1000\text{W/m}^2, 25^\circ\text{C}$ ).

## ESTRUCTURA DE PLATAFORMA DE ENSAYO

El esquema general para el equipo de ensayo, se muestra en la figura 6.

La etapa de potencia consta del módulo fotovoltaico, dos llaves  $S1$  y  $S2$ , y una impedancia capacitiva  $C$ . Por otro lado, se observa en el diagrama los sensores de corriente, tensión, radiación y temperatura y el módulo de adaptación de la señal de los mismos previo al ingreso a los puertos de entrada del microprocesador.

Para llaves  $S1$  y  $S2$  se utilizaron dos transistores MosFet IRF3710 de bajo valor de resistencia Drenaje-Fuente ( $< 23 \text{ m}\Omega$ ).

Además, cuanto mayor es la velocidad de adquisición del sistema de medición, menor será el tamaño del condensador requerido. La conexión de capacitores en paralelo, en combinación con alta calidad de los mismos, minimiza la resistencia interna equivalente (Mahmoud, 2006; Duran et al., 2017).

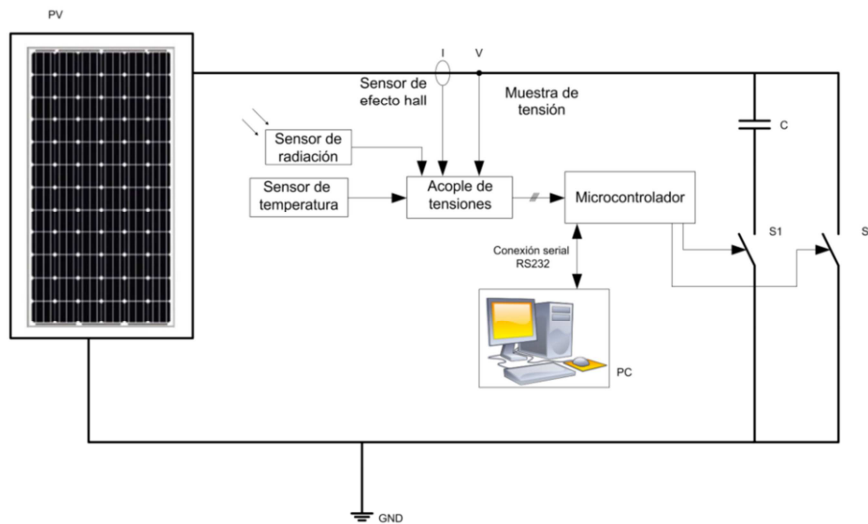


Figura 6: Diagrama de bloques de la plataforma de ensayo.

La evolución de la corriente de carga del capacitor  $C$  está descrita por la ecuación (7)

$$i = C * \frac{dv}{dt} \quad (7)$$

La duración del ensayo, para un módulo fotovoltaico determinado, depende en su mayor parte de la corriente inicial del ensayo y del valor de  $C$ , y por consiguiente de la radiación existente al momento del ensayo; a menor radiación, mayor será la duración del ensayo. El valor del capacitor elegido es de  $730 \mu\text{f}$  con lo cual para valores aceptables de radiación ( $> 200 \text{ W/m}^2$ ), el tiempo de duración del ensayo será menor a 10 ms.

El microcontrolador (PIC33FJ16GS) almacena las lecturas de temperatura del módulo y radiación solar al inicio del proceso de cada ensayo, mientras que durante el proceso de carga del capacitor almacena un vector de corriente y tensión de 256 muestras. El microprocesador opera el cierre y apertura de  $S1$  utilizado para la descarga completa del capacitor  $C$  previo al comienzo del ensayo. Posteriormente, con  $S1$  abierto, se cierra  $S2$  con lo cual comienza la carga del capacitor y la adquisición del par tensión-corriente. La figura 7 muestra las señales adquiridas de acuerdo al proceso descrito anteriormente.

Para la medición de corriente se utilizó un sensor de efecto Hall ACS756 mientras que para la temperatura se eligió el sensor LM35. Los datos de irradiación solar se obtuvieron con un piranómetro LI-COR LI200. La tensión del panel se obtiene a partir de un divisor resistivo. La figura 8 muestra una imagen del prototipo del equipo de ensayo realizado.

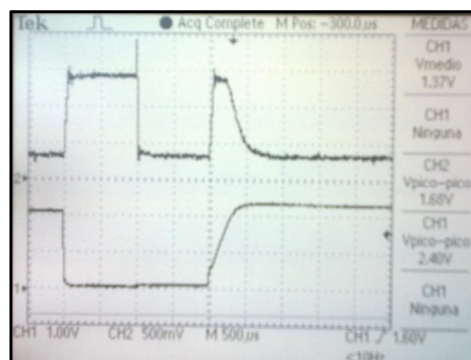


Figura 7: Corriente y tensión sobre el capacitor durante el proceso de ensayo.





Figura 8: Plataforma de ensayo

## RESULTADOS EXPERIMENTALES OBTENIDOS

De manera de evaluar el comportamiento del software, se introducen en forma manual, datos de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  para dos valores diferentes de temperatura del módulo fotovoltaico, extraídos de las curvas de módulos fotovoltaicos comerciales tales como la mostrada en la figura 9. A partir de allí, el algoritmo calcula los coeficientes  $\alpha$  y  $\beta$  que caracterizan al módulo.

El objetivo de este proceso es el de evaluar el comportamiento del algoritmo utilizado para el cálculo de los coeficientes, sin tener en cuenta el error introducido por los sensores de medición de temperatura, corriente, tensión y radiación, como así también el de los circuitos acondicionadores de dichas señales.

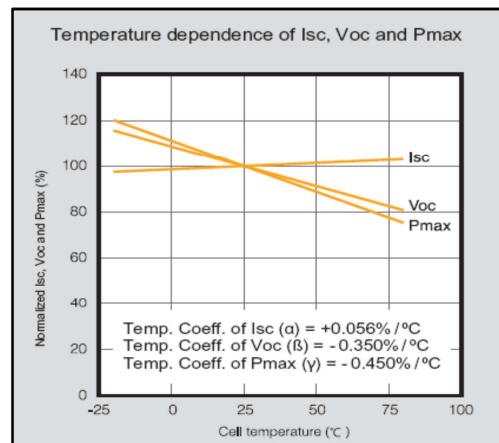


Figura 9:  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  en función de la temperatura del módulo fotovoltaico (PV-MLE260HD, Mitsubishi Electric Photovoltaic Module).

La tabla 3 remite a los resultados obtenidos para diferentes módulos comerciales, que son comparados con los datos de referencia provistos por los fabricantes.

Módulo Comercial	Alfa y beta de catálogo	Alfa y beta de ensayo
Mitsubishi MLU 255Wp (PV-MLU255HC)	$\alpha = 0,056 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ $\beta = -0,350 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$	$\alpha = 0,055 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ $\beta = -0,360 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$
Jinko 305 Wp (JKM305P-72)	$\alpha = 0,060 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ $\beta = -0,32 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$	$\alpha = 0,061 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ $\beta = -0,330 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$
Chaoiri Solar 220 Wp (TSM-220-PC05)	$\alpha = 0,125 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ $\beta = -0,335 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$	$\alpha = 0,123 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ $\beta = -0,3478 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$

Tabla 3: Comparación de coeficientes del módulo según catálogo y ensayos realizados

Los resultados obtenidos concluyen un buen comportamiento del algoritmo de cálculo, con diferencias que en ningún caso superan el 2,5% para  $\alpha$ , y el 3,4% para  $\beta$ .

Una vez comprobado el funcionamiento del algoritmo de cálculo, se procede al ensayo de un módulo fotovoltaico cuyos datos nominales son los mostrados en la tabla 1. Se realizaron dos barridos a diferentes valores de temperatura y radiación. La tabla 4 muestra la lectura de los parámetros para cada uno de los ensayos.

En el primer tramo del ensayo, el módulo actúa como una fuente de corriente de valor prácticamente constante  $I_{sc}$ , y la impedancia crece rápidamente con la carga de C hasta que la tensión alcanza valores de aproximadamente un 80% del valor de  $V_{oc}$ . A partir de allí, la corriente disminuye bruscamente con poca variación de voltaje, hasta anularse al final del ensayo, en donde el capacitor alcanza el valor de tensión  $V_{oc}$ .

Esta variación no lineal de la impedancia hace que en la primera parte del ensayo la cantidad de muestras de tensión y corriente almacenadas sean reducidas, y por consiguiente, el ripple de la curva  $I-V$  obtenido durante esta etapa del ensayo sea considerable.

	Primer Ensayo	Segundo Ensayo
$V_{oc}$ [V]	21,77	20,31
$I_{sc}$ [A]	4,40	4,28
Temperatura de Módulo [°C]	25	45,1
Irradiación Solar [W/m <sup>2</sup> ]	830	800

Tabla 4: Lectura de los parámetros de ensayo.

Los resultados experimentales arrojaron valores de  $\alpha$  y  $\beta$  de 0,00194A/°C y -0,0729V/°C, respectivamente (figura 10). La desviación respecto a los valores proporcionados en catálogo son de 2,8% para  $\alpha$  y de 3,11% para  $\beta$ . La figura 11 muestra las curvas  $I-V$  para uno de los ensayos y la curva estándar (25°C, 1000 W/m<sup>2</sup>) del módulo fotovoltaico.

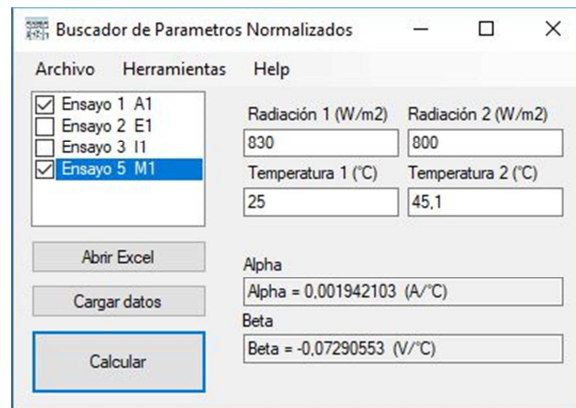


Figura 10: Interfaz gráfica del banco de ensayos

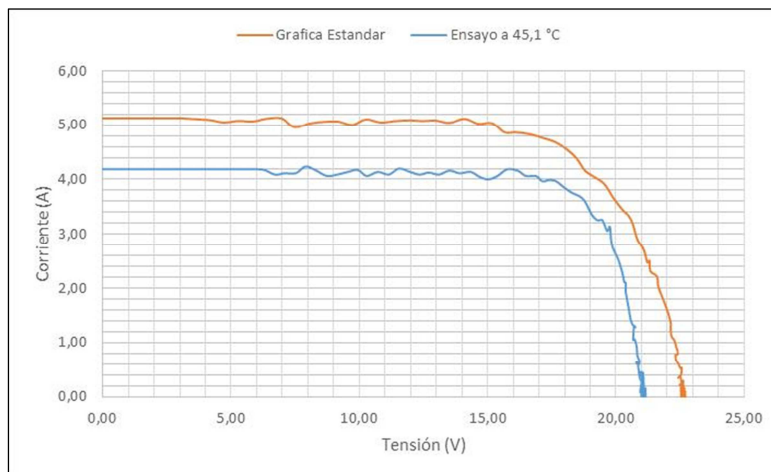


Figura 11: Característica  $I-V$  de ensayo y estándar del módulo ensayado

## CONCLUSIONES

En este trabajo se propuso un método experimental para el trazado de las curvas  $I-V$  de módulos fotovoltaicos comerciales y obtención de coeficientes de temperatura. A partir de la implementación de un equipo de bajo costo, los resultados experimentales demostraron que es posible la caracterización de módulos comerciales a partir del trazado de la característica  $I-V$  para diferentes condiciones de temperatura e irradiación. A partir de estas experiencias, la obtención de los valores nominales de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  de los elementos ensayados y de los coeficientes de temperatura, permite caracterizar módulos fotovoltaicos de los cuales se desconocen sus características, o validar los datos provistos por el fabricante teniendo en cuenta que los datos de catálogo solo hacen referencia a valores medios, pudiendo existir diferencias considerables con los valores reales del módulo FV ensayado.

Las experiencias realizadas permiten concluir que los efectos producidos por los errores de medición, pueden ser minimizados si los valores de irradiación y temperatura de cada ensayo, se encuentran lo suficientemente alejados uno del otro.

Por otro lado, un tiempo de barrido de 10ms permiten asegurar la realización del ensayo bajo condiciones ambientales prácticamente invariantes.

De modo de reducir el ripple de la curva  $I-V$ , se propone como trabajo futuro, el uso de un convertidor DC-DC SEPIC. La variación lineal en el tiempo de la impedancia a partir de D, permitirá una mejor distribución de las muestras de tensión y corriente.

Por otro lado, de la observación de la figura 11 se desprende la necesidad de un análisis detallado de los resultados obtenidos, orientando los esfuerzos al estudio de un adecuado filtrado de la señal de los sensores involucrados y, además, minimizar el error de medición de los mismos manteniendo un razonable compromiso entre costos y precisión.

## REFERENCIAS

- Ahmed J. y Salam Z. (2015). A critical evaluation on maximum power point tracking methods for partial shading in PV systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 47, 933–953
- Amri B. y Ashari M. (2015) The Comparative Study of Buck-Boost, Cuk, Sepic and Zeta Converters for Maximum Power Point Tracking Photovoltaic Using P&O Method Soedibyo, 2nd Int. Conference on Information Technology, Computer and Electrical Engineering (ICITACEE), Indonesia. 327-332.
- Andújar Márquez J., Enrique Gómez J., Durán Aranda E. y Martínez Bohórquez M. (2004). Sistema para la Generación Automática de Curvas I-V y P-V y Monitorización de Módulos Fotovoltaicos, XXVI Jornadas de Automática., Alicante, España, 8,405-410.
- Bal S., Anurag A. y Chitti Babu B. (2012). Comparative Analysis of Mathematical Modeling of Photo-Voltaic (PV) Array. *Annual IEEE India Conference (INDICON)*, 269-274.
- Dash S., Raj R., Nema S. y Nema R. (2015). Development of Photovoltaic (PV) Cell/Module/Array and Non-uniform Irradiance Effect Based on Two-diode Model by Using PSPICE Simulator. *International Conference on Nascent Technologies in the Engineering Field*, 1-6.
- De Blas M., Torres J., Prieto E. y García A. (2002), Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices. *Renewable Energy* 25, 3, 371–380.
- De Soto W., Klein S. y Beckman W. (2006), Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy* 80, 1, 78–88.
- Durán E, Pilioungine M., Sidrach de Cardona M., Galán J. y Andújar J. (2008). Different Methods to Obtain the I-V Curve of PV Modules: A Review. *33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. 1-6.
- Erickson R. (2007). DC-DC Power Converters, *Wiley Encyclopedia of Electrical and Electronics Engineering*.
- Falin J. (2008). Designing DC/DC converters based on SEPIC topology. *Texas Instruments Incorporated, Analog Applications Journal*, 1-9.
- Fernández Ferichola J. (2009). Caracterización de Módulos Fotovoltaicos con Dispositivo Portátil, Tesis de Titulación en Ingeniería. Universidad Carlos III, Madrid, España, 1-153.
- Gow J. A. y Manning C. D. (1999). Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. *IEE Proc.-Electric Power Appl.*, 146, 2, 193-200.

- King D., Kratochvil J., y Boyson W. (1997). Temperature coefficients for PV modules and arrays: measurement methods, difficulties and results. Conference Record of the Twenty Sixth IEEE Photovoltaic Specialists, 1183-1186.
- Koutroulis E., Kalaitzakis K. y Voulgaris N. (2001). Development of a Microcontroller-Based, Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Control System. IEEE Transactions on Power Electronics, 16, 1, 46–54.
- International Electrotechnical Commission. (2015). Procedures for temperature and irradiance corrections to measured  $I-V$  characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices. IEC, p. 891.
- Mahmoud M. (2006). Transient analysis of a PV power generator charging a capacitor for measurement of the  $I-V$  characteristics. Renewable Energy, 31, 13, 2198-2206.
- Moham N., Undeland T. y Robbins W. (2009). Power Electronics. Converters, Applications and Design, 3ª edición, pp 142–173. John Wiley & Sons, Inc.
- Ruiz C., Luis J., Beristáin J., José A., Sosa T., Ian M., Hernández L. y Jesús H. (2010). Estudio del Algoritmo de Seguimiento de Punto de Máxima Potencia Perturbar y Observar. RIEE&C, Revista de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación, 8, 1, 17–23.
- Sahbela A., Hassanb N., Abdelhameedb M. y Zekryb A. (2013). Experimental Performance Characterization of Photovoltaic Modules Using DAQ. Energy Procedia, 36, 323-336.
- Taciuc M. (2016). An experimental system for measuring the PV panel characteristics curves under real operation conditions. 2016 International Symposium on Fundamentals of Electrical Engineering. 1-6.
- Talavera D., Munoz-Cerón E., Ferrer-Rodríguez J. y Nofuentes G. (2016). Evolution of the cost and economic profitability of grid-connected PV investments in Spain: Long-term review according to the different regulatory frameworks approved. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 66, 233-247.
- Treble F. (1994). On-Site Measurement of the Performance of Crystalline Silicon PV Arrays. Renewable Energy, 5, 1, 275-280.
- Whirt H. (2016). Recent Facts about Photovoltaics in Germany. Division Director Photovoltaic Modules, Systems and Reliability, Fraunhofer ISE. 1-91.

## ABSTRACT

One of the critical parameter that establishes the behavior of a photovoltaic (PV) generator is the working temperature because it influences the curve  $I-V$  of the  $P-V$  module. An increase in the temperature produces a maximum power reduction and as a consequence a significant performance decrease.

The temperature influence on the  $I-V$  curve is described by two parameters,  $\alpha$  [mA/K] and  $\beta$  [mV/K], which are typically given by the PV manufacturers.

Coefficient  $\alpha$  represents the short circuit variation with the temperature. Coefficient  $\beta$  represents the open circuit voltage changes with the temperature. That is the reason of the importance of these parameters determination on the maximum generation power calculation considering the temperature changes.

The objective of this work is to develop a prototype to determine coefficients  $\alpha$  and  $\beta$  of commercial PV modules, to determine the modules characteristics. The calculation allows building the module standardized  $I-V$  curve.

**Keywords:** solar energy, partial shadows, photovoltaic array.