

Fotografía: DuPont



## Evaluación y detección de problemas

### Extrapolación de curvas I-V de módulos fotovoltaicos conforme a la normativa

Miguel Alonso Abella y Faustino Chenlo Romero

La medida en el lugar de la instalación de las curvas corriente-tensión, I-V, de módulos, de series de módulos y de generadores fotovoltaicos es una herramienta indispensable para la evaluación y detección de problemas en los módulos. También conducen a una determinación de la potencia real instalada de generadores fotovoltaicos. La medida de la curva I-V se puede realizar con cualquiera de los numerosos trazadores de curvas I-V disponibles en mercado. Cabe resaltar que hay dos procesos independientes, uno es el trazado de la curva I-V y otro es la extrapolación de los valores medidos a las condiciones estándar de medida. La medida válida de los puntos I-V viene avalada por la calibración del equipo. Casi todos los trazadores tienen un software asociado para realizar la extrapolación que necesita ser validada en cada caso. Lo que en principio pudiera parecer algo sencillo, cuando se analiza en detalle y trata de implementarse en la práctica dista de ser una operación trivial, a pesar de ser una de las áreas con gran número de trabajos técnicos y científicos históricos en el sector [1,2,3,4,5,6,7].

El principal problema a resolver es que las curvas I-V se miden en unas determinadas condiciones de irradiancia solar,  $G$ , y de temperatura de módulos,  $T_c$ , y lo que en general se pretende es obtener la curva I-V en las condiciones estándar de medida, STC, definidas por normativa a una irradiancia  $G^*=1.000 \text{ W/m}^2$ , una temperatura de módulo  $T_c^*=25^\circ\text{C}$ , además de incidencia normal y espectro solar AM1.5G.

Con la medida de las curvas I-V de generadores FV se pueden pretender dos objetivos:

- La detección de fallos severos de operación.
- La determinación, con cierto grado de precisión, de la potencia nominal instalada.

Si el objetivo de la medida es la detección de fallos severos de operación, la medida en si misma, independiente de los valores de irradiancia y temperatura puede proporcionar la información necesaria. Así por ejemplo, las irregularidades que se puedan presentar en las curvas I-V pueden interpretarse como resultado de diferentes tipologías de fallos (diodos, sombras, malas conexiones, roturas,...).

En el caso de perseguir la determinación de la potencia nominal instalada es donde las cosas comienzan a complicarse. En primer lugar se da por supuesto que el trazador de curvas utilizado está debidamente calibrado en los valores de tensión, corriente y potencia en los ran-

gos similares a los de medida. También es necesaria, y fundamental en la medida de la curva I-V, la calibración de los sensores y medidores de irradiancia y de temperatura. La calibración del sensor de temperatura, que habitualmente suele ser un termopar, una Pt-100 o una Pt-1000, no supone ninguna dificultad en cuanto al sensor en si mismo. No obstante sí que puede ser una fuente importante de error la implementación práctica debido básicamente a la dificultad que tiene la determinación del valor de temperatura, no de una única célula, sino de muchas células (p.e. 72 por cada módulo) en una serie de módulos conectados (p.e. 21 módulos). En este caso se podrían encontrar variaciones superiores a 10°C en la temperatura de células diferentes, principalmente debidas al viento no uniforme sobre los módulos, que el módulo fotovoltaico no es isotérmico y a un acoplamiento térmico no adecuado del sensor de temperatura a los módulos fotovoltaicos. La norma IEC 61829[8] se centra básicamente en la medida de la temperatura "equivalente" de un generador fotovoltaico, pudiendo resultar ciertamente no muy clara su aplicación detallada. En este sentido también la norma IEC 60904-5[9] trata sobre la determinación de la temperatura a partir de medidas de la tensión de circuito abierto,  $V_{oc}$ , y en este caso el error está asociado a los errores de los valores del factor de idealidad,  $m$ , y del coeficiente  $\beta$ , ambos dependientes de la irradiancia.

Como sensor de irradiancia se puede utilizar un piranómetro o una célula de tecnología equivalente[10], CTE. En estos momentos se pueden encontrar en el mercado CTEs compensadas en temperatura y sin compensación. En los sensores de irradiancia que se utilicen han de tenerse en cuenta los siguientes parámetros: comportamiento espectral, coeficiente de temperatura, comportamiento direccional o angular, comportamiento con la inclinación, linealidad, estabilidad temporal, offset y polvo.

#### EFFECTOS DE LA TEMPERATURA

En el caso de utilizar un CTE sin compensación de temperatura, es necesario realizar una corrección que tenga en cuenta su coeficiente  $\alpha_{CTE}$  de variación de la  $I_{sc}$  con la temperatura que de acuerdo con la IEC 60891 viene dado por la ecuación (1), en la que  $I_{sc}^*$  es el valor nominal a  $G^*$  y  $T_c^*$ ,  $I_{sc}$  es el valor medido y  $T_{CTE}$  es el valor de temperatura de la CTE.

$$G = \frac{G^*}{I_{sc}^*} I_{sc} \left[ 1 - \alpha_{CTE} (T_{CTE} - T_c^*) \right] \quad (1)$$

Donde  $T_c^* = 25^\circ\text{C}$  y  $G^* = 1.000 \text{ W/m}^2$ .

**EFFECTOS ESPECTRALES**

Otro aspecto importante se refiere a las correcciones espectrales, que están fuera del alcance de este trabajo, aunque se describen someramente a continuación. Debido a que las células solares fotovoltaicas son dispositivos espectralmente selectivos caracterizados por su corriente de cortocircuito,  $I_{sc}$ , que depende del espectro solar, y de su respuesta espectral,  $SR(\lambda)$ , ecuación (2), donde:

$$I_{sc}^* = A \int_{\lambda} SR(\lambda) E^*(\lambda) d\lambda \tag{2}$$

$I_{sc}^*$  es la corriente de cortocircuito en STC (A), A es el área de la célula ( $m^2$ ),  $SR(\lambda)$  es la respuesta espectral absoluta del dispositivo (A/W),  $E^*(\lambda)$  es el espectro solar o irradiancia espectral AM1.5G ( $W/m^2nm$ ).

De acuerdo con la norma IEC 60904-7[11], el factor de corrección espectral, MM, viene dado por la ecuación (3):

$$MM = \frac{\int_{\lambda} E^*(\lambda) SR^*(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda} E(\lambda) SR^*(\lambda) d\lambda} \cdot \frac{\int_{\lambda} E(\lambda) SR(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda} E^*(\lambda) SR(\lambda) d\lambda} \tag{3}$$

En donde  $E(\lambda)$  es el espectro medido,  $SR(\lambda)$  es la respuesta espectral del dispositivo a medir y  $SR^*(\lambda)$  es la respuesta espectral del dispositivo de referencia.

De este modo, por ejemplo, cuando se trata de realizar la corrección espectral de la corriente de cortocircuito de un modulo fotovoltaico cuya curva IV se quiere medir, y la medida de la irradiancia se realiza con un piranómetro, caracterizado teóricamente por una respuesta espectral plana,  $SR^*(\lambda)=1$ ; la ecuación (3), se puede reescribir como la ecuación (4).

$$MM = \frac{\int_{\lambda} E^*(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda} E(\lambda) d\lambda} \cdot \frac{\int_{\lambda} E(\lambda) SR(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda} E^*(\lambda) SR(\lambda) d\lambda} = \frac{G^* \int_{\lambda} E(\lambda) SR(\lambda) d\lambda}{G \int_{\lambda} E^*(\lambda) SR(\lambda) d\lambda} \tag{4}$$

Cuando se utiliza una CTE de la misma tecnología que los módulos fotovoltaicos que se pretenden medir, en la ecuación (3),  $SR^*(\lambda)=SR(\lambda)$ , y por tanto  $MM=1$ . También  $MM=1$  en el caso de que el espectro de medida sea igual al espectro AM1.5G.

En la ecuación (3) los espectros y las repuestas espectrales pueden ser absolutas o relativas. En el caso de ser absolutas, se puede reescribir como la ecuación (5).

$$MM = \frac{I_{sc,CTE}^* I_{sc}}{I_{sc,CTE} I_{sc}^*} \tag{5}$$

En la figura 1 se presenta un diagrama esquemático hipotético, en que se ve, en valores arbitrarios normalizados, como dos células con distinta respuesta espectral A y B que tienen idénticas corrientes de cortocircuito nominales,  $I_{sc,A}^* = I_{sc,B}^*$ , con el espectro de referencia,  $E^*(\lambda)$ , cuando el espectro varía a otro diferente,  $E(\lambda)$ ,

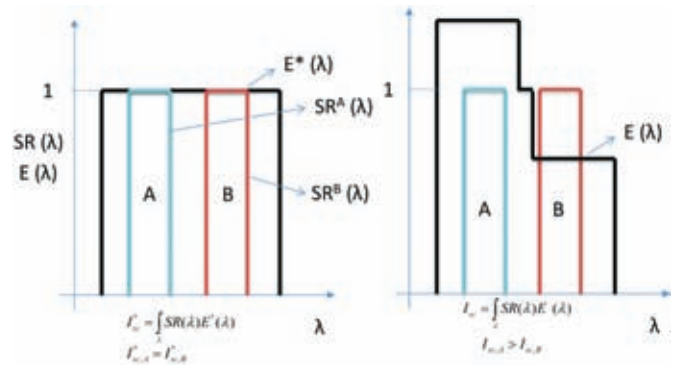


Figura 1.- Diagrama esquemático ilustrativo para indicar el efecto de la corrección espectral.

con idéntica integral de irradiancia espectral, sus corrientes normalizadas son diferentes.

La conclusión más relevante referida al comportamiento espectral es que si el sensor de irradiancia es un piranómetro o una CTE que no tenga idéntica respuesta espectral al módulo que se pretende medir, sería necesario realizar corrección espectral; y para ello siempre sería necesario realizar una medida del espectro de la radiación solar,  $E(\lambda)$ , cada vez que se traza la curva IV y conocer las respuestas espectrales del sensor de referencia y del módulo a medir.

En la figura 2 se presenta un ejemplo para el espectro solar para una irradiancia global incidente sobre una superficie inclinada  $30^\circ$  al sur de  $730 W/m^2$ . La corriente medida de cortocircuito para a-Si es un 7% inferior para el espectro de ese momento a la que daría para un espectro estándar AM1.5G (normalizado a  $730 W/m^2$ ), esto es  $MM=0.93$ . En el caso de m-Si la  $I_{sc}$  medida es un 3% superior al estándar,  $MM=1.03$ . Ello es debido a las diferentes respuestas espectrales, indicadas en la figura como valores relativos.

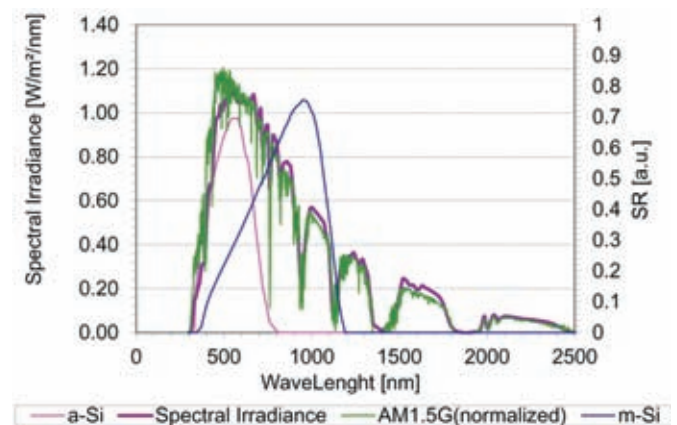


Figura 2.- Ejemplo de efectos espectrales para silicio amorfo, a-Si, y cristalino m-Si. Con la irradiancia espectral indicada el m-Si (+3%) se ve favorecido sobre el a-Si (-7%) respecto de los valores con un espectro estándar.

## EFFECTOS ANGULARES

Otro de los aspectos importantes son los efectos angulares que tienen en cuenta que la radiación efectiva captada para ser utilizada de modo útil por los módulos fotovoltaicos decrece a medida que aumenta el ángulo de incidencia de la radiación solar sobre la superficie del módulo, en una proporción superior a la correspondiente ley del coseno. Este efecto es más influyente en sistemas fijos que en sistemas con seguimiento solar. La irradiancia efectiva también disminuye con el aumento del polvo o suciedad en el vidrio frontal de los módulos fotovoltaicos, acentuada con el ángulo de incidencia. Aunque la norma 60904-1 recomienda medir dentro de un ángulo de incidencia de  $\pm 5^\circ$ , se puede considerar que para módulos planos se puede extender el periodo de medida a  $\pm 30^\circ$  sin error significativo.

Tanto los efectos espectrales como los angulares pueden evitarse si se utiliza una CTE, con mismos materiales encapsulantes, e igual célula solar que las de los módulos fotovoltaicos a medir.

## EXTRAPOLACIÓN DE CURVAS I-V

Entre las normas aplicables para extrapolación de curvas I-V de dispositivos fotovoltaicos destacan, la americana ASTM E1036-02[12] y la IEC 60891[13]. La norma IEC-60904-1[14] contiene el procedimiento de medida de las curvas IV.

En la IEC 60904-1 se establece que durante la medida de la curva I-V la irradiancia debe ser estable dentro de un  $\pm 1\%$  y superior a  $800 \text{ W/m}^2$ . Con el objeto de minimizar los efectos angulares el módulo o sistema a medir se debe colocar sobre un seguidor solar y el error del ángulo de apuntamiento debe ser inferior a  $\pm 5^\circ$ . No se establecen criterios específicos para los rangos de temperatura de medida. En el caso de la medida de un único módulo fotovoltaico se explicitan como válidos los métodos de media a temperatura estabilizada, sombreado previo y enfriamiento a una temperatura por debajo de la deseada y dejar que se caliente de modo natural. Algunos de estos requerimientos pueden ser de difícil aplicación en medidas "in situ" de series de módulos o de generadores fotovoltaicos, en especial el acondicionamiento térmico y el apuntamiento al sol con  $\pm 5^\circ$  en el caso de estructuras soporte sin seguimiento solar. La idea general subyacente es la de que cuanto más se aproximen las condiciones de medida a las condiciones estándar, menor será el error de las curva I-V extrapolada a STC. La experiencia práctica demuestra que para

poder tener resultados con errores aceptables es necesario medir en días completamente despejados y en un entorno de  $\pm 3$  horas del mediodía solar, tratando de respetar la exigencia de que la irradiancia sea superior a  $700 \text{ W/m}^2$ . Las medidas efectuadas en días con nubes, o incluso con nubes o calimas en el horizonte, suelen dar resultados con mayores errores de medida.

Una vez efectuada la medida en las condiciones de irradiancia  $G$  y temperatura de módulo  $T_c$ , se puede utilizar la norma IEC 60891 para la obtención de la curva I-V extrapolada a las condiciones STC. Cabe recordar que la irradiancia se debe medir con una CTE con sensor de temperatura. En caso de que el dispositivo de medida de irradiancia sea un piranómetro (en cuyo caso ha de tenerse en cuenta además de la corrección espectral, el comportamiento angular, coeficiente de temperatura, linealidad, off-set, etc.) o no esté espectralmente acoplado al módulo que se desea medir, es necesario disponer de un espectroradiómetro para la medida de la irradiancia espectral y realizar las correcciones espectrales indicadas anteriormente, según la IEC 60904-7.

La IEC 60891 establece tres procedimientos de corrección de curvas I-V. Se analizan en este trabajo los procedimientos 1 y 2. El procedimiento de corrección 3 está basado en una interpolación lineal de dos o tres curvas I-V medidas a distintas irradiancia y temperaturas y no requiere parámetros de corrección o ajuste. No obstante requiere dos o tres curvas I-V medidas en condiciones extremas de irradiancia y temperatura, lo cual es más complicado y requiere más tiempo en la medida sistemática de grandes centrales fotovoltaicas.

### IEC 60891: Procedimiento de corrección 1

La característica I-V se corregirá a los valores STC o a cualesquiera otros aplicando las ecuaciones (6) y (7).

$$I_2 = I_1 + I_{sc} \left( \frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha (T_2 - T_1) \quad (6)$$

$$V_2 = V_1 - R_s (I_2 - I_1) - \kappa \cdot I_2 (T_2 - T_1) + \beta (T_2 - T_1) \quad (7)$$

Donde:

$I_1, V_1$ : son puntos de la curva medida.

$I_2, V_2$ : son puntos de la curva corregida.

$G_1$ : es la irradiancia medida con el dispositivo de referencia.

$G_2$ : es la irradiancia estándar o la irradiancia deseada.

$T_1$ : es la temperatura del módulo o dispositivo a medir.

$T_2$ : es la temperatura estándar u otra temperatura deseada.

$I_{sc}$ : es la corriente de cortocircuito medida del módulo o dispositivo a medir a  $G_1$  y  $T_1$ .

$\alpha$  y  $\beta$ : son los coeficientes de temperatura de la corriente y de la tensión a la irradiancia estándar u objetivo y dentro de los rangos de temperatura de interés.

$R_s$ : es la resistencia serie del módulo o dispositivo a medir.

$\kappa$ : es el factor de corrección de la curva.

Nota 1: Como el punto  $V_{oc1}$  se puede desplazar fuera del eje de corriente cuando se traslada de una irradiancia menor a un valor mayor, la  $V_{oc2}$  trasladada se determinará por extrapolación lineal de al menos tres puntos cerca de  $V_{oc1}$  o la curva IV original se medirá suficientemente lejos de  $V_{oc1}$ , abarcando el 4º cuadrante para tener suficientes puntos en la extrapolación.

Nota 2: Las unidades de todos los parámetros de corrección deberán ser consistentes.

Nota 3: Para dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino  $\alpha$  es normalmente positivo y  $\beta$  negativo.

#### IEC 60891: Procedimiento de corrección 2

El procedimiento de corrección se define por las ecuaciones (8) y (9) para la corriente y la tensión.

$$I_2 = I_1 \left( 1 + \alpha_{rel} (T_2 - T_1) \right) \frac{G_2}{G_1} \quad (8)$$

$$V_2 = V_1 + V_{oc1} \left( \beta_{rel} (T_2 - T_1) + a \ln \left( \frac{G_2}{G_1} \right) \right) - R'_s (I_2 - I_1) - \kappa' I_2 (T_2 - T_1) \quad (9)$$

Donde los parámetros tienen el mismo significado que en el caso anterior,  $\alpha_{rel}$  y  $\beta_{rel}$  son los coeficientes de temperatura relativos, medidos a 1.000 W/m<sup>2</sup>, a la corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto en STC. "a" es el factor de corrección de irradiancia para la tensión de circuito abierto y está relacionado con la tensión térmica del diodo D en la unión pn y el número de células conectadas en serie del módulo.  $R'_s$  es la resistencia serie y  $\kappa'$  se interpreta como el coeficiente de temperatura de la resistencia serie  $R'_s$ .

Un valor típico para el factor "a" es 0.06. Los valores de  $\kappa'$  y  $R'_s$  pueden ser diferentes de los valores  $\kappa$  y  $R_s$  del procedimiento 1.

En la norma IEC 60891 se indica el procedimiento para la medida de los coeficientes de temperatura  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\delta$  para la corriente de cortocircuito, tensión de circuito abierto y punto de máxima potencia, respectivamente. Son válidos para los valores de irradiancia a los cuales se miden  $\pm 30\%$  de dicho valor. Pueden ser determinados en simulador solar o bajo luz solar natural. En el caso de módulos de capa fina pueden depender, además de la irradiancia, de la irradiancia espectral y de la historia térmica o de activación del módulo.

También se indican los procedimientos para la determinación de los valores de  $\kappa$  y  $R_s$  del procedimiento 1 y  $\kappa'$ ,  $a$  y  $R'_s$  del procedimiento 2. Para determinar  $R_s$  y  $R'_s$  se han de medir al menos 4 curvas I-V a diferentes irradiancias y una misma temperatura. Los valores de  $R_s$  y "a" y  $R'_s$  se obtienen por ajuste como aquellos que al extrapolar 3 de las curvas I-V a la cuarta curva I-V medida, minimizan el error a un valor inferior al  $\pm 0,5\%$ . En el procedimiento 2, en primer lugar se determina "a" como el valor que en la corrección minimiza el error de  $V_{oc}$  a un valor inferior al  $\pm 0,5\%$ . Posteriormente se ajusta el valor de  $R'_s$  para ajustar la potencia máxima al  $\pm 0,5\%$ . De modo análogo, la determinación de  $\kappa$ ,  $\kappa'$  se realiza a partir de al menos 4 curvas I-V medidas a una irradiancia y 4 temperaturas. Los valores son aquellos que hacen que las curvas ajusten unas a otras con un error inferior al  $\pm 0,5\%$ .

#### ASTM E 1036-02

La norma ASTM E1036 establece los métodos de corrección de curvas IV mediante las ecuaciones (10) a (13). En primer lugar mediante las ecuaciones (10) y (11) se calculan los valores de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  en STC a partir de los valores medidos  $I_{scu}$  y  $V_{ocu}$ . A continuación se traslada cada punto I,V de la curva media a las condiciones STC,  $I_0, V_0$  mediante las ecuaciones (12) y (13), los subíndices "0" indican condiciones STC y "E" es la irradiancia en W/m<sup>2</sup>.

$$I_{sc} = \frac{I_{scu}}{[1 + \alpha(T_c - T_0)]} \quad (10)$$

$$V_{oc} = \frac{V_{ocu}}{[1 + \beta(E_0)(T_c - T_0)] \left[ 1 + \delta(T_c) \ln \frac{E}{E_0} \right]} \quad (11)$$

$$I_0 = I \frac{I_{sc}}{I_{scu}} \quad (12)$$

$$V_0 = V \frac{V_{oc}}{V_{ocu}} \quad (13)$$

Los coeficientes de traslación  $\alpha$ ,  $\beta(E_0)$ ,  $\delta(T_c) = mT_c + b$ , donde m y b son constantes, se obtienen de las curvas I-V del módulo medidas en 36 combinaciones de (6) irradiancia y (6) temperatura. Debido a que este método no cambia el factor de forma, se introduce un error en el punto de máxima potencia. Cabe mencionar que es un procedimiento de difícil implementación debido a las muchas medidas de curvas I-V en diferentes condiciones de irradiancia y temperatura necesarias para caracterizar o parametrizar el módulo fotovoltaico[4].

**EJEMPLO DE APLICACIÓN**

Se presentan a modo de ejemplo los resultados obtenidos para un módulo de p-Si de 230 Wp de potencia nominal (etiqueta fabricante) con 60 células conectadas en serie.

**Determinación de los coeficientes de temperatura**

Las figuras 3, 4 y 5 presentan los valores obtenidos para la determinación de los coeficientes de temperatura  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\delta$ . Los valores se han medido en simulador solar para una irradiancia de 1.000 W/m<sup>2</sup>, primero elevando la temperatura del módulo de forma uniforme y dejándolo enfriar de modo natural hasta alcanzar la temperatura ambiente para posteriormente enfriarlo. El rango de temperaturas ha sido de 20°C a 50°C. Como se observa en la figura 3, con las medidas en simulador solar se ha tenido una elevada dispersión en la variación de la  $I_{sc}$  con la temperatura. En exterior se puede sombrear y enfriar el módulo para posteriormente dejar que se vaya calentando de modo natural y realizando las medidas con una irradiancia muy estable y cercana al valor deseado.

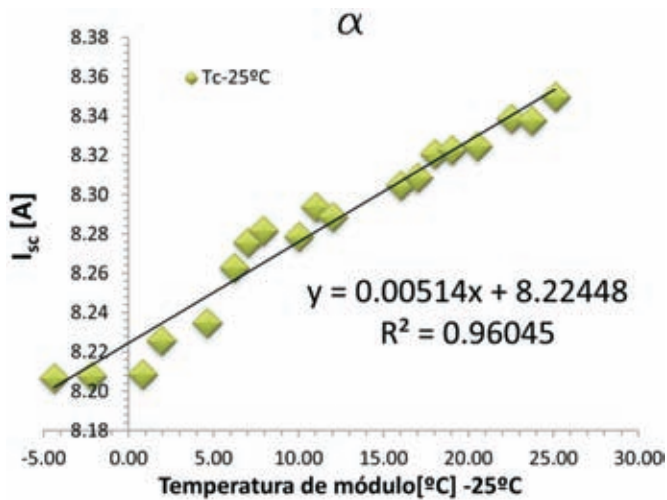


Figura 3.- Representación de la  $I_{sc}$  frente a la temperatura de módulo para la determinación del coeficiente  $\alpha$  de temperatura a  $G=1.000 \text{ W/m}^2$  con medidas en simulador solar.

Parámetro	Valor
A	5,14 [mA/°C]
B	-2,06 [mV/°C]
C	0,041 [1/°C]

Tabla 1.- Valores por célula determinados experimentalmente para los coeficientes de temperatura de un módulo de p-Si.

**Determinación de los parámetros de corrección**

Para la determinación de los parámetros de corrección  $\kappa$  y  $R_s$  del procedimiento 1 y  $\kappa'$ , a y  $R'_s$  del procedimiento 2, se han de medir curvas I-V a una misma irradiancia y diferentes temperaturas de módulo, figura 6, y a una misma temperatura y varias irradiancias, figura 7.

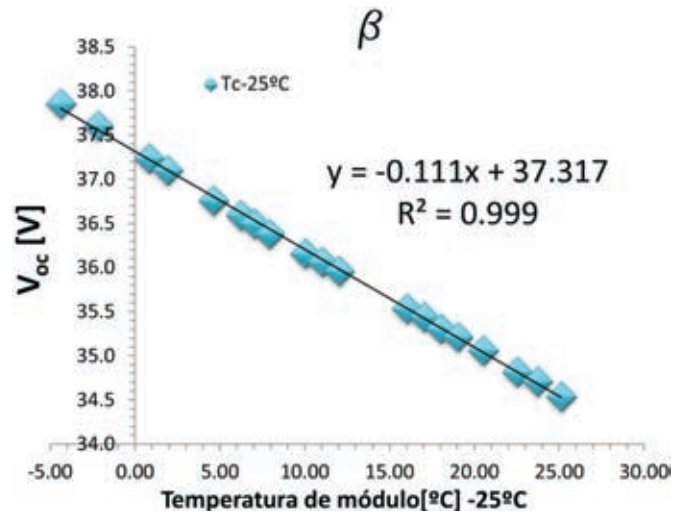


Figura 4.- Representación de la  $V_{oc}$  frente a la temperatura de módulo para la determinación del coeficiente  $\beta$  de temperatura a  $G=1.000 \text{ W/m}^2$  con medidas en simulador solar.

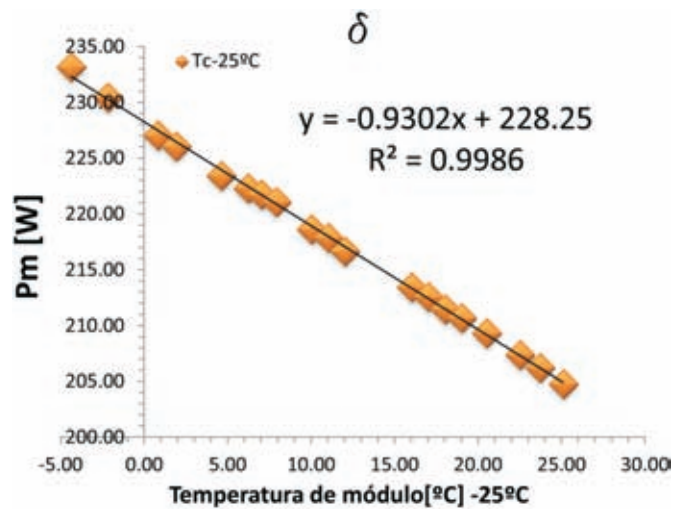


Figura 5.- Representación de la  $P_m$  frente a la temperatura de módulo para la determinación del coeficiente  $\delta$  de temperatura a  $G=1.000 \text{ W/m}^2$  con medidas en simulador solar.

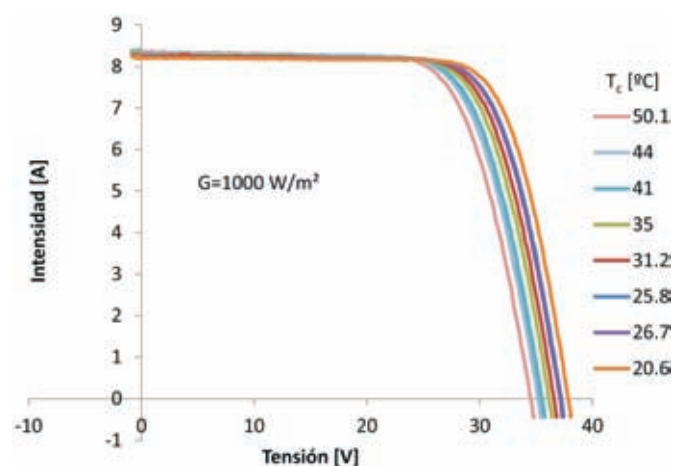


Figura 6.- Curvas I-V medidas a  $G=1.000 \text{ W/m}^2$  y diferentes temperaturas (°C).

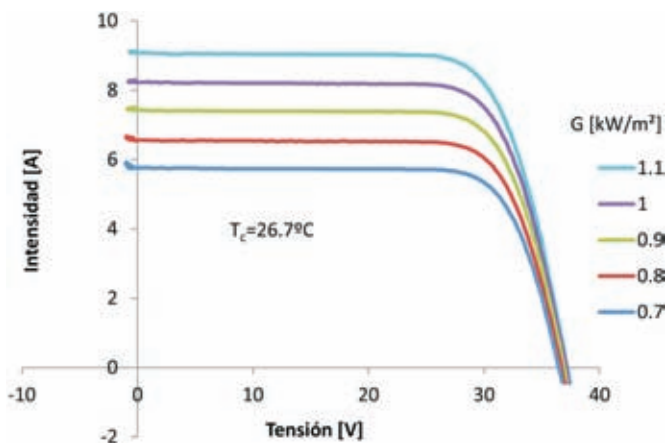


Figura 7.- Curvas I-V medidas a  $T_c=26,7^\circ\text{C}$  y diferentes irradiancias, desde  $0,7 \text{ kW/m}^2$  a  $1,1 \text{ kW/m}^2$ .

### Determinación de $\kappa$ y $\kappa'$

A partir de las curvas medidas a una irradiancia y varias temperaturas se puede obtener el valor de  $\kappa$  que mejor ajusta la potencia extrapolada, de acuerdo con lo descrito anteriormente para la norma IEC 60891 según sus procedimientos 1 y 2. Para analizar la bondad de la extrapolación se analiza, tabla 2, la dispersión en la potencia máxima de todas las curvas medidas extrapoladas a

IEC60891 Dispersión $\Delta P_m$ [%]		
$\kappa, \kappa'$ [ $\Omega/^\circ\text{C}$ ]	Procedimiento 1 ( $\kappa$ )	Procedimiento 2 ( $\kappa'$ )
0,000	3,0%	2,9%
0,001	2,2%	2,1%
0,002	1,5%	1,4%
0,003	0,8%	0,6%
0,00345	0,6%	0,4%
0,0039	0,5%	0,6%
0,005	1,2%	1,1%
0,007	2,5%	2,5%
0,010	4,6%	4,7%

Tabla 2.- Errores con los dos procedimientos analizados de extrapolación para  $G=1.000 \text{ W/m}^2$  y  $T_c=25^\circ\text{C}$  en función de  $\kappa$  o  $\kappa'$  de medidas a una irradiancia de  $1.000 \text{ W/m}^2$  y varias temperaturas.

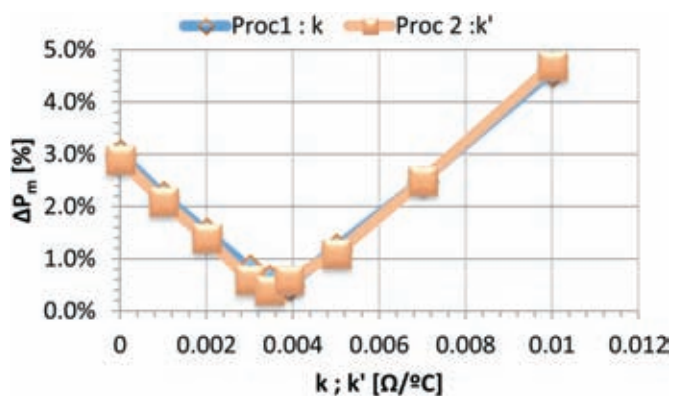


Figura 8.- Errores con los dos procedimientos analizados de extrapolación para  $G=1.000 \text{ W/m}^2$  y  $T_c=25^\circ\text{C}$  en función de  $\kappa$  o  $\kappa'$  de medidas a una irradiancia de  $1.000 \text{ W/m}^2$  y varias temperaturas.

IEC60891 Dispersión [%]			
Procedimiento 1 ( $\kappa$ )			
$\alpha$ [ $\text{A}/^\circ\text{C}$ ]	$\beta$ [ $\text{V}/^\circ\text{C}$ ]	$\Delta I_{sc}$	$\Delta V_{oc}$
$6,0 \times 10^{-3}$	$2,1 \times 10^{-3}$	2,0%	0,3%
Procedimiento 2 ( $\kappa'$ )			
$\alpha_{rel}$ [ $1/^\circ\text{C}$ ]	$\beta_{rel}$ [ $1/^\circ\text{C}$ ]	$\Delta I_{sc}$	$\Delta V_{oc}$
$6,8 \times 10^{-4}$	$-5,3 \times 10^{-5}$	2,1%	0,2%

Tabla 3.- Valores por célula de  $\alpha$  y  $\alpha_{rel}$ ;  $\beta$  y  $\beta_{rel}$  para el módulo ensayado.

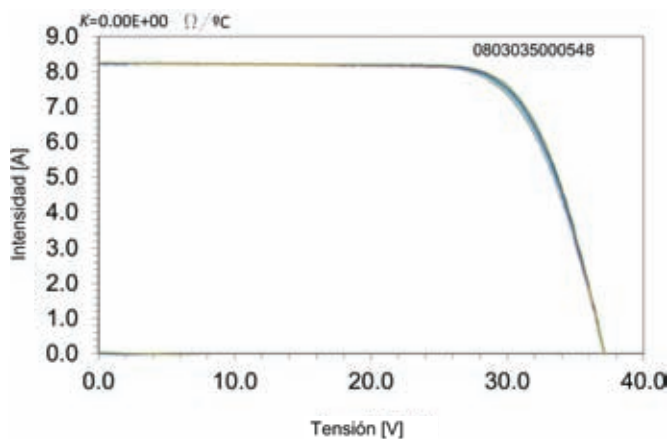


Figura 9.- Curvas I-V medidas a  $1.000 \text{ W/m}^2$  y diferentes temperaturas, extrapoladas a STC con  $\kappa=0$ , IEC60891:Proc 1.

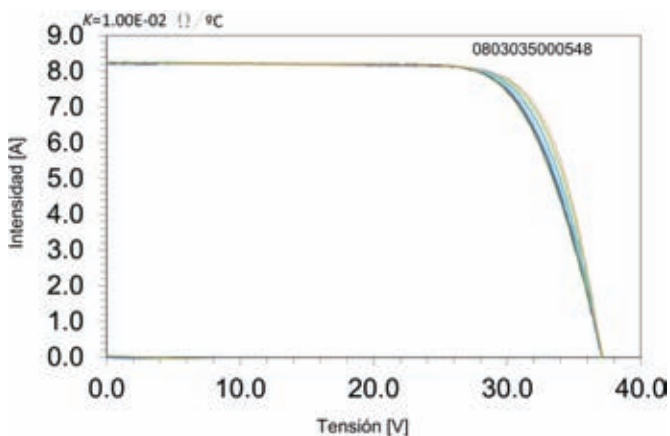


Figura 10.- Curvas I-V medidas a  $1.000 \text{ W/m}^2$  y diferentes temperaturas, extrapoladas a STC con  $\kappa=0,01$ , IEC60891:Proc 1.

STC. De la figura 9 a la figura 12 se presentan las curvas I-V ajustadas con diferentes valores de  $\kappa$  o  $\kappa'$ , en función del procedimiento 1 o 2 de la IEC 60891. Los valores óptimos de  $\kappa$  y  $\kappa'$  son ligeramente diferentes. También son diferentes, tabla 3, para los procedimientos 1 y 2 los valores de los coeficientes de temperatura  $\alpha$  y  $\alpha_{rel}$ ;  $\beta$  y  $\beta_{rel}$  a utilizar en cada procedimiento. Mientras que la dispersión en  $V_{oc}$  es aceptable, la dispersión obtenida en este caso para  $I_{sc}$  es elevada.

La figura 13 muestra el resultado de la aplicación de las correcciones indicadas por la norma ASTM E1036. Realizando el mejor ajuste matemático posible para los parámetros de temperatura  $\alpha$ ,  $\beta$  ( $E_0$ ) y  $\delta(T_c)$  se obtiene una

dispersión del 0,8% para  $I_{sc}$ , 0,7% para  $V_{oc}$ , pero un 5,2% para  $P_m$ . Esta elevada dispersión en  $P_m$ , visible también en la figura 13, es resultado de que este procedimiento de extrapolación no modifica [4] el factor de forma de las curvas I-V.

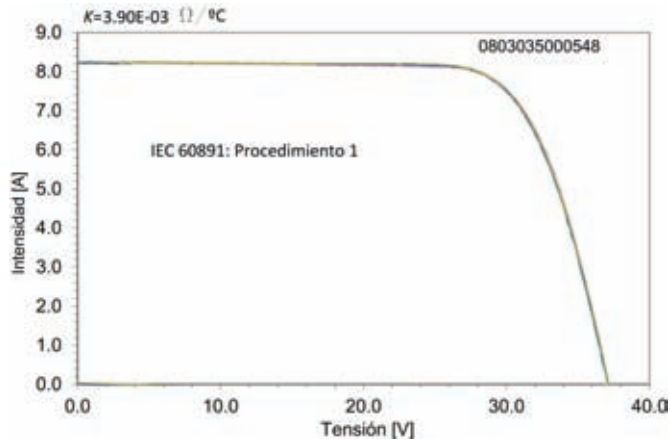


Figura 11.- Curvas I-V medidas a 1.000 W/m<sup>2</sup> y diferentes temperaturas, extrapoladas a STC, mejor ajuste con  $\kappa=0,0039$ , IEC60891:Proc 1.

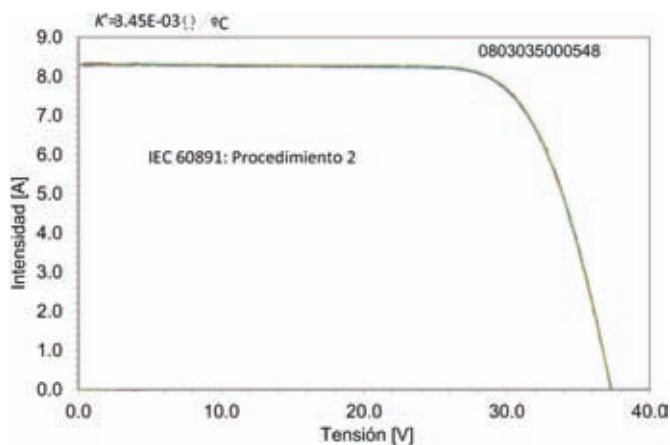


Figura 12.- Curvas I-V medidas a 1.000 W/m<sup>2</sup> y diferentes temperaturas, extrapoladas a STC, mejor ajuste con  $\kappa=0,00345$ , IEC60891:Proc 2.



Figura 13.- Mejor ajuste posible. Curvas I-V medidas a 1.000 W/m<sup>2</sup> y diferentes temperaturas, extrapoladas a STC con el procedimiento indicado en la ASTM E1036.

### Determinación de $R_s$ , "a" y $R'_s$

A partir de un mínimo de 4 curvas I-V medidas a una misma temperatura y diferentes valores de irradiancia se pueden determinar los coeficientes de extrapolación de la norma IEC 60891,  $R_s$  para el procedimiento 1 y  $R'_s$  y "a" para el procedimiento 2.

En la tabla 4 y figura 14 se presenta la sensibilidad del ajuste en potencia máxima en función del valor de resistencia serie para el procedimiento 1 de la norma IEC 60891. Cuando las 5 curvas medidas a una temperatura de 26,7°C e irradiancias desde 700 W/m<sup>2</sup> hasta 1.100 W/m<sup>2</sup> se extrapolan a un mismo valor de 700 W/m<sup>2</sup> y 26,7°C se obtiene un mejor valor de ajuste para  $R_s=0,36\Omega$ , con una dispersión en potencia  $\Delta P_m=0,4\%$ .

IEC60891 Dispersión 1	
$R_s$ [ $\Omega$ ]	$\Delta P_m$ [%]
0	4,3%
0,1	3,2%
0,2	2,1%
0,3	1,0%
0,36	0,4%
0,4	0,6%
0,5	1,2%
0,6	2,2%
0,7	3,3%

Tabla 4.- Errores con el procedimiento 1 de la IEC60891 de extrapolación para  $G=700$  W/m<sup>2</sup> y  $T_c=26,7^\circ\text{C}$  en función de  $R_s$ , de medidas a varias irradiancias y una misma temperatura.

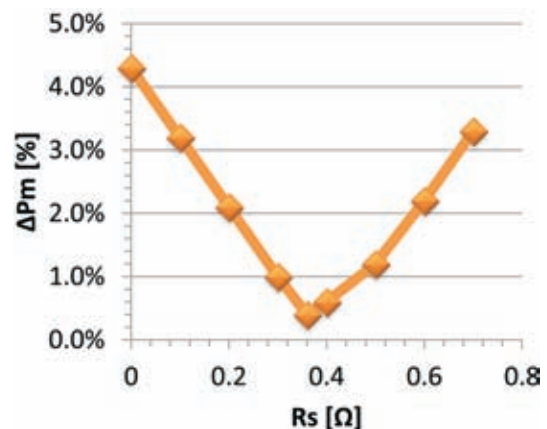


Figura 14.- Errores con el procedimiento 1 de la IEC60891 de extrapolación para  $G=700$  W/m<sup>2</sup> y  $T_c=26,7^\circ\text{C}$  en función de  $R_s$ , de medidas a varias irradiancias y una misma temperatura.

En la tabla 5 y figura 15 se presenta un análisis similar para el procedimiento 2 de la IEC 60891. En este caso en primer lugar se ajusta el valor del coeficiente "a" para minimizar la dispersión en  $V_{oc}$  y a continuación se ajusta el valor de  $R'_s$ . En este caso los valores óptimos obtenidos son  $a=0,04$  con  $\Delta V_{oc}=0,2\%$  y  $R'_s=0,35\Omega$  con  $\Delta P_m=0,4\%$ .

IEC60891 Dispersión Procedimiento 2					
a	R' <sub>s</sub> [Ω]	ΔV <sub>oc</sub> [%]	a	R' <sub>s</sub> [Ω]	ΔP <sub>m</sub> [%]
0	0	1,9%	0,04	0	4,0%
0,01	0	1,4%	0,04	0,1	3,0%
0,02	0	1,0%	0,04	0,2	2,0%
0,03	0	0,7%	0,04	0,3	1,0%
0,04	0	0,2%	0,04	0,35	0,4%
0,05	0	0,4%	0,04	0,4	0,5%
0,06	0	0,8%	0,04	0,5	1,2%
0,07	0	1,2%	0,04	0,6	2,1%
0,08	0	1,6%	0,04	0,7	3,2%

Tabla 5.- Errores con el procedimiento 2 de la IEC60891 de extrapolación para G=700 W/m<sup>2</sup> y T<sub>c</sub>=26,7°C en función de R'<sub>s</sub> y a, de medidas a varias irradiancias y una misma temperatura.

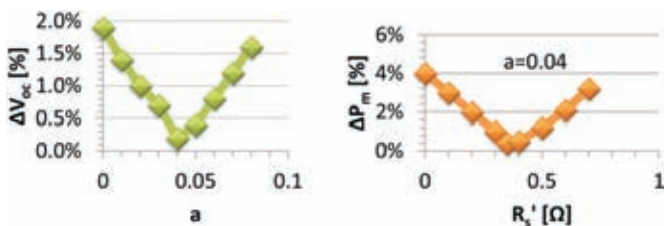


Figura 15.- Errores con el procedimiento 2 de la IEC60891 de extrapolación para G=700 W/m<sup>2</sup> y T<sub>c</sub>=26,7°C en función de R'<sub>s</sub> y a, de medidas a varias irradiancias y una misma temperatura.

La figura 16 y figura 17 muestran las formas de las curvas I-V para los casos de R<sub>s</sub>=0Ω y R<sub>s</sub>=0,36Ω, respectivamente.

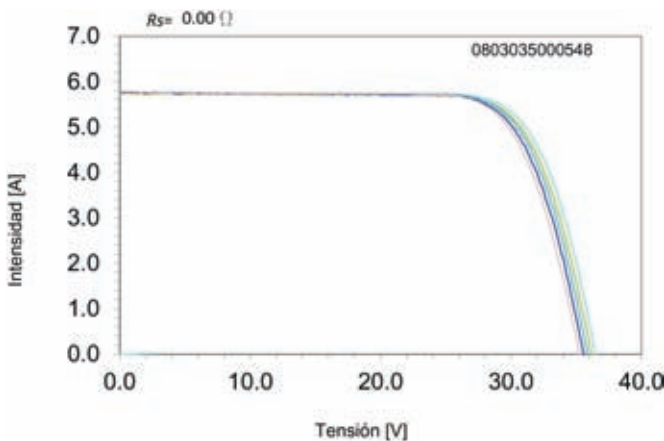


Figura 16.- Curvas I-V medidas a 26,7°C W/m<sup>2</sup> y varias irradiancias, extrapoladas a 700 W/m<sup>2</sup> y 26,7°C, R<sub>s</sub>=0 Ω, IEC60891: Proc 1.

### CONCLUSIÓN

La extrapolación de curvas IV medidas a condiciones estándar de medida, STC, puede realizarse mediante la aplicación de los procedimientos contenidos en la norma internacional IEC 60891. En el caso de los procedimientos 1 y 2 de la IEC60891 es necesario la determinación de los coeficientes de temperatura α y β, así como de los parámetros de corrección κ y R<sub>s</sub> del procedimiento 1 y κ', "a" y R'<sub>s</sub> del procedimiento 2. Los valores de estos

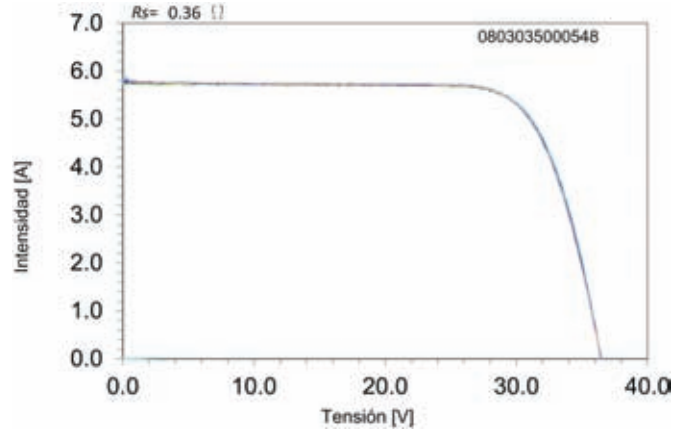
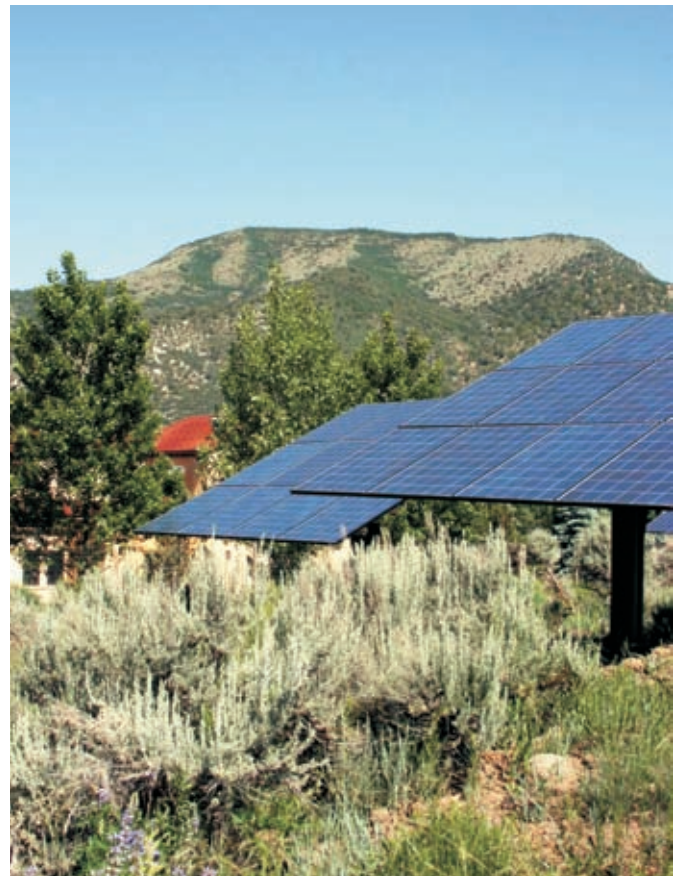


Figura 16.- Curvas I-V medidas a 26,7°C W/m<sup>2</sup> y varias irradiancias, extrapoladas a 700 W/m<sup>2</sup> y 26,7°C, R<sub>s</sub>=0,36 Ω, IEC60891: Proc 1.

parámetros para cada tecnología de módulo fotovoltaico pueden utilizarse para aplicar en las medidas en centrales fotovoltaicas y obtener las curvas IV extrapoladas a las STC. La implementación en condiciones de laboratorio dió lugar a errores inferiores al ±0,5% en P<sub>m</sub>, requeridos por la norma para rangos de extrapolación de 700 a 110 W/m<sup>2</sup> y de 20 a 50°C. Los errores de las extrapolaciones de las medidas en centrales fotovoltaicas pueden resultar variables y dependientes de varios parámetros, tales como la instrumentación y sensores utilizados y las condiciones de medida.



## REFERENCIAS

- [1] TUV Rheinland, "Current-Voltage translation Procedure for PV Generators in the German 1000 Roofs-Programme" EUROSUN conference, Freiburg, 1996.
- [2] Herrmann W, Becker H, Wiesner W. Round robin test on translation procedures for measured PV generator characteristic. Proc. of the 14th photovoltaic solar energy Conference. Barcelona; 1997: 203–206.
- [3] B. Marion, A method for modelling the current-voltage curve on a PV module for outdoor conditions, Prog Photovoltaics: Res Appl 10 (2002), pp. 205–214.
- [4] B. Marion, S. Rummel and A. Anderberg, Current-voltage curve translation by bilinear interpolation, Prog Photovoltaics: Res Appl 12 (2004), pp. 593–607.
- [5] Y. Tsuno, Y. Hishikawa and K. Kurokawa, "Temperature and Irradiance Dependence of the I-V Curves of Various Kinds of Solar Cells" Technical Digest of the PVSEC 15, Shanghai, 2005. 422-423.
- [6] Y. Hishikawa, Y. Tsuno and K. Kurokawa, "Translation of the I-V curves of various solar cells by improved linear interpolation", Proceedings of the 21st EU PVSEC (2006) Dresden;2093-2096.
- [7] Almonacid, Rus, Hontoria, Muñoz. Characterisation of PV CIS module by artificial neural networks. A comparative study with other methods Renewable Energy 2010; 35-5:973 -980.
- [8] IEC 61829, Crystalline silicon photovoltaic (PV) array. On-site measurement of I-V characteristics.
- [9] IEC 60904-5 Ed2. Photovoltaic devices – Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method.
- [10] IEC 60904-2. Requirements for reference solar devices.
- [11] IEC 60904-7. Photovoltaic devices – Computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices.
- [12] ASTM E. 1036-96. Standard Test Methods for Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells. West Conshohocken, PA: American Society for Testing and Materials, ASTM.
- [13] IEC 60891 Ed.2., Procedures for Temperature and Irradiance Corrections to Measured I–V Characteristics of Crystalline Silicon Photovoltaic Devices, International Electrotechnical Commission, 2009.
- [14] IEC 60904-1. Photovoltaic devices – Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics.