

ALTERNATIVAS DE ENSAYO DE POTENCIA SOBRE GRANDES GENERADORES FOTOVOLTAICOS

Martínez-Moreno F., Moretón R, Lorenzo E, Muñoz J.

Grupo de Sistemas Fotovoltaicos. Instituto de Energía Solar.
Universidad Politécnica de Madrid (IES-UPM),
ETSI Telecomunicación, Ciudad Universitaria s/n, 28040 Madrid (Madrid), España.
Teléfono 915441060, Fax 915446341, e-mail: francisco.martinez@ies-def.upm.es,
rodrigo.moreton@ies-def.upm.es, lorenzo@ies-def.upm.es, javier@ies-def.upm.es

RESUMEN

Este artículo presenta diferentes alternativas de ensayo para caracterizar en campo grandes generadores fotovoltaicos. Las medidas de curvas $I-V$ con trazadores electrónicos, previa desconexión de la planta, son rápidas y permiten detectar anomalías del generador fotovoltaico como puntos calientes, polarización y sombreados. Sin embargo, la medida de potencia correspondiente engloba demasiada incertidumbre como para ser tomada en cuenta contractualmente. Las medidas de potencia continua usando un vatímetro, tomadas de manera simultánea al funcionamiento normal de la planta, proporcionan mayor precisión en los resultados, especialmente si se siguen algunas precauciones para disminuir la incertidumbre. Los resultados presentados proceden de los ensayos efectuados en unas 50 centrales fotovoltaicas comerciales, representativas de una potencia cercana a 250 MW.

PALABRAS CLAVE: Potencia, generador fotovoltaico, trazador de curvas $I-V$, vatímetro.

ABSTRACT

This paper presents different test alternatives to characterise large PV arrays on field. $I-V$ curve measurements using electronic $I-V$ curve tracers with the PV plant disconnected temporarily from the grid are fast and allow to detect anomalies in PV arrays such as hot-spots, polarisation and shadowing. However, the corresponding measured power using this method includes a high value of uncertainty as to be taken into account contractually. On the other hand, power measurements using a wattmeter when the PV plant is connected to the grid provide more accurate power results, especially if some precautions for reducing uncertainty are taken into account. The results presented in this article come from test conducted over 50 commercial PV plants, which represents up to a total power close to 250 MW.

KEYWORDS: Power, PV array, $I-V$ curve tracer, wattmeter

INTRODUCCIÓN

Este artículo trata sobre la caracterización de generadores de gran tamaño (de hasta 500 kW), es decir, de la medida de su potencia en Condiciones Estándar de Medida (CEM, irradiancia $G^* = 1.000 \text{ W/m}^2$ y temperatura de operación de célula $T_C^* = 25^\circ\text{C}$). Por un lado, gran tamaño supone grandes valores de corriente y de tensión. Los trazadores de curvas comerciales no pueden medir en la actualidad corrientes superiores a 100 A (Neuenstein y Podewils (2009)). Esto llevó al IES-UPM a construir su propio equipo que mide corrientes de hasta 900 A y tensiones de hasta 900 V mediante la mejora de una carga capacitiva implementada por Muñoz y Lorenzo (2006). La Fig. 1 muestra la curva I - V de un generador de 500 kW de potencia nominal medido a $G = 899 \text{ W/m}^2$ y a $T_C = 47^\circ\text{C}$. El generador alcanza 709 A de corriente de cortocircuito, 780 V de tensión de circuito abierto y 400 kW de potencia máxima, valores muy superiores a los que permiten los trazadores comerciales.

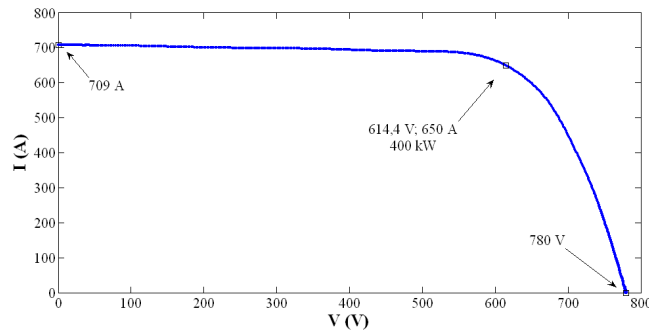


Fig. 1. Curva I - V correspondiente a un generador fotovoltaico de 500 kW de potencia nominal realizada con el trazador de curvas del IES-UPM.

Por otro lado, gran tamaño significa también gran superficie. Cuanto mayor es la superficie, y cuanto mayor es la velocidad del viento, también es mayor la dispersión de G y, sobre todo, de T_C dentro del generador fotovoltaico y, por tanto, menos representativo es el valor obtenido a partir de un único módulo de referencia. Esta incertidumbre puede ser tan grande que genere la duda de la representatividad de cualquier medida de G y T_C realizada en un único punto de una central cuando se aplica a un generador que ocupa un área extensa. Esto es así incluso si se utilizan módulos de referencia: módulos del mismo fabricante y modelo que los instalados en la central y preparados específicamente para que actúen como sensores de G y T_C . Dicha preparación implica una estabilización de sus características eléctricas (exposición al Sol no inferior a 60 kWh/m^2 o a 43 kWh/m^2 , según IEC 61215 (2005) e IEC 61646 (2008)) seguidas de una calibración. Así se dispone de sensores que presentan la misma respuesta espectral, angular, térmica y a la suciedad que los módulos del generador a ensayar. Junto al IES-UPM, otras instituciones (King *et al.* (2004); Fabero *et al.* (2005)) también indican que usar módulos de referencia es recomendable para ensayar instalaciones fotovoltaicas.

Esta incertidumbre de la medida de G y T_C se propaga a las medidas de potencia y se puede combatir de dos maneras: restringir el rango de las condiciones ambientales para otorgar

validez a las medidas, lo que supone también restringir la ventana de tiempo válido para medir; o ubicar juiciosamente los sensores (entre el perímetro y el centro del generador) para que el error derivado de la dispersión de G y T_C sea aleatorio y no presente sesgo alguno; y medir muchas veces a lo largo del tiempo suficiente para que el error del valor medio sea muy pequeño (lo que equivale a lograr que impere la ley estadística de $1/\sqrt{N}$).

El IES-UPM se ha decantado principalmente por esta segunda opción. Para ello ha recurrido a un vatímetro que realiza las medidas durante la operación normal de las centrales y que registra, al menos a lo largo de un día, datos de potencia continua a la entrada del inversor con un periodo de muestreo igual o inferior a un minuto. Esto implica la renuncia a conocer toda la curva $I-V$, lo cual no es grave si el generador no sufre anomalías (polarización, sombreado, puntos calientes, etc.) y supone, además, aceptar que el inversor fuerza al generador a operar precisamente en el punto de máxima potencia, lo cual es cierto ya que la mayoría de los inversores tienen unas pérdidas de potencia por el seguimiento del punto de máxima potencia inferiores al 1% (Haerberlin *et al.* (2006)).

ENSAYOS CON TRAZADORES DE CURVAS $I-V$

Las medidas $I-V$ ofrecen dos principales ventajas: se obtienen con relativa rapidez, con lo que se pueden medir muchos generadores en un día, y permiten conocer la totalidad de la curva $I-V$, lo que supone una herramienta útil para diagnosticar anomalías. Por ejemplo, la Fig. 2 muestra la curva $I-V$ normalizada correspondiente a generadores fotovoltaicos afectados por puntos calientes (triángulos) y por la denominada polarización (cruces). Estas anomalías se reflejan en la forma extraña que se produce en el codo de las curvas.

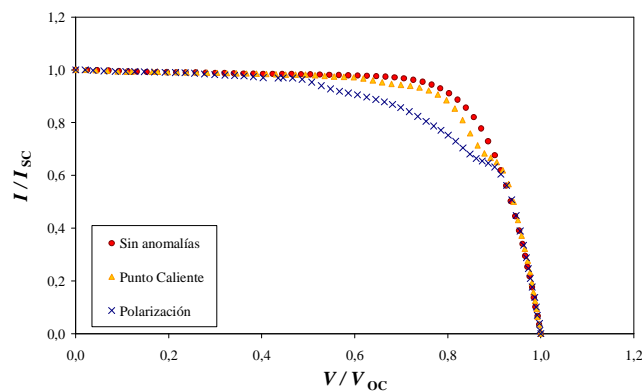


Fig. 2. Curvas $I-V$ (normalizadas) correspondientes a generadores fotovoltaicos tanto sin anomalías como afectados por puntos calientes y polarización.

Su principal inconveniente es la considerable incertidumbre asociada a la determinación de G y T_C . Además, las curvas $I-V$ deben ser extrapoladas a CEM según marcan procedimientos bien definidos (IEC 60891 (2009)), lo que representa una fuente adicional

de incertidumbre debido a la posible carencia de representatividad de los valores de los coeficientes de variación con la temperatura dados por el fabricante.

Como ejemplo, la Fig. 3 muestra los valores de potencia máxima en CEM, P_M^* , medidos con el trazador de curvas $I-V$ en muchos días diferentes durante un año en un generador de 1,3 kW existente en la terraza del IES-UPM. A pesar de su tamaño relativamente pequeño, 12 m^2 , la incertidumbre es tan grande como de $\pm 5,5\%$. En cualquier caso, para mantener la incertidumbre baja es conveniente adoptar algunas precauciones: usar condensadores lo suficientemente grandes para obtener tiempos de carga que estén por encima de 20 ms (Mahmoud (2006); Zdanowicz (2005)), garantizar que G esté por encima de 800 W/m^2 y limitar la velocidad del viento por debajo de 5 m/s. Sin embargo, seguir estas precauciones supone reducir drásticamente los días en que se pueden ensayar los generadores.

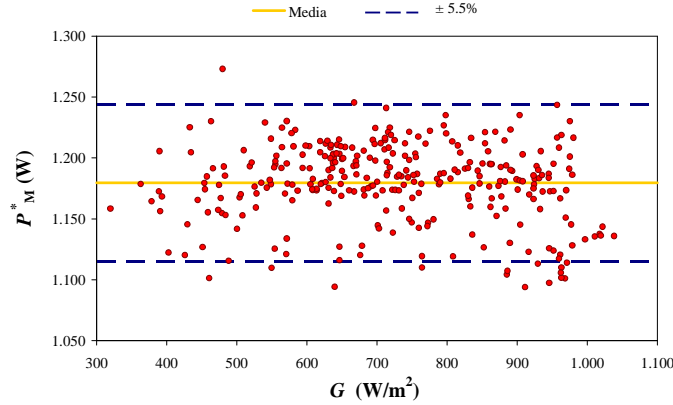


Fig. 3. Valores de potencia P_M^* calculados en muchos días diferentes a lo largo de un año sobre un generador fotovoltaico de 1,3 kW existente en la terraza del IES-UPM.

ENSAYOS CON VATÍMETRO

Resultados más precisos se obtienen monitorizando la potencia continua a la salida del generador fotovoltaico, P_{DC} , durante un tiempo relativamente largo (al menos un día entero). En este caso un camino útil para obtener P_M^* es, primero, corregir los valores reales de P_{DC} a 25°C mediante la Ec. (1) y, segundo, obtener el mejor ajuste para la Ec. (2):

$$P_{DC}[G, 25^\circ\text{C}] = \frac{P_{DC}}{[1 + \gamma \cdot (T_C - T_C^*)]} \quad (1)$$

$$P_{DC}[G, 25^\circ\text{C}] = \frac{P_M^*}{G^*} \cdot G \quad (2)$$

Esto último requiere en la práctica un filtrado previo de los valores para evitar la influencia de anomalías operacionales tales como sombras en los generadores, saturación del inversor, parada del inversor, bajas irradiancias, etc. La Fig. 4 muestra el conjunto completo de valores $P_{DC}[G, 25^{\circ}\text{C}]$ medidos a lo largo de un día entero y con un periodo de muestreo de 1 minuto a la salida de un generador de 160 kW situado en estructuras estáticas; y el mejor ajuste según la Ec. (2) (línea discontinua) para el conjunto de dichos valores que ha sobrevivido al filtrado y que corresponden a $G > 800 \text{ W/m}^2$ (puntos de la zona sombreada). La Fig. 5 muestra los resultados diarios de medir con vatímetro a lo largo de 11 días consecutivos un generador de 100 kW. Se observa que las diferencias entre la media (línea continua) y los días individuales (puntos) son inferiores a 1,5% (líneas discontinuas).

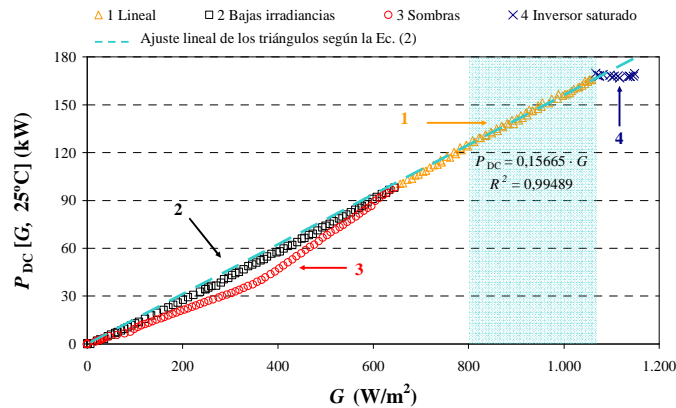


Fig. 4. Valores de P_{DC} medidos con vatímetro a lo largo de un día entero a la salida de un generador de 160 kW y corregidos a 25°C , con la Ec. (1), frente a G . Existen cuatro comportamientos: 1 Lineal; 2 Sublineal, por la menor eficiencia del módulo fotovoltaico a bajas irradiancias; 3 Aún más sublineal a bajas G , por las sombras proyectadas sobre el generador fotovoltaico; 4 Horizontal a altas G , por saturación del inversor.

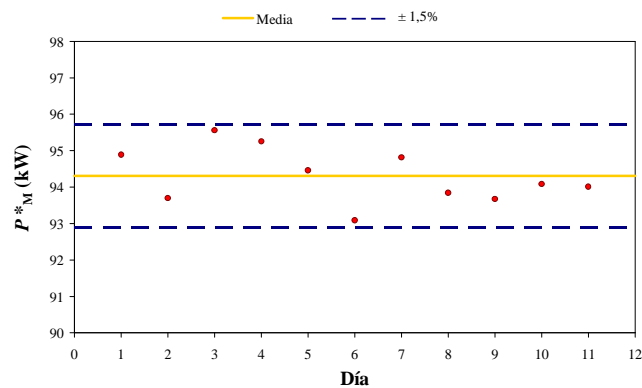


Fig. 5. Valores de P^*_M calculados con vatímetro a lo largo de 11 días a la salida de un generador fotovoltaico de 100 kW.

Con este método se recomienda, además, medir el generador a la entrada del inversor para incluir las pérdidas por dispersión de características entre módulos y las de cableado en continua; medir la corriente continua con dispositivos de alta precisión (shunts clase 0.5, toroides, etc.); evitar días ventosos; imponer $G > 800 \text{ W/m}^2$; y tener en cuenta que el módulo de referencia está en circuito abierto mientras que el generador está entregando potencia, por lo que está algo más frío. Así, en la Ec. (3) $T_{C,G}$ y $T_{C,MR}$ son respectivamente, la temperatura de célula del generador y del módulo de referencia, $TONC$ es la temperatura de operación nominal de célula y $\eta(G, T_C)$ es la eficiencia del módulo en función de G y T_C .

$$T_{C,G} = T_{C,MR} - \frac{TONC - 20}{800} \cdot G \cdot \eta(G, T_C) \quad (3)$$

CONCLUSIONES

Este artículo informa acerca de la experiencia del IES-UPM en el ensayo de grandes generadores fotovoltaicos, tras su paso por cerca de 50 centrales fotovoltaicas que acumulan unos 250 MW. Las medidas con trazadores de curvas $I-V$ son rápidas y permiten detectar anomalías en el generador fotovoltaico, pero la potencia máxima medida presenta demasiada incertidumbre como para ser tenida en cuenta contractualmente. Las medidas de potencia con un vatímetro proporcionan resultados de potencia más precisos, especialmente si se siguen las precauciones citadas en el artículo para reducir la incertidumbre.

REFERENCIAS

- Fabero F., Vela N., Alonso-Abella M., Chenlo F. (2005) *Characterization of recent commercial technologies of PV modules based on outdoor and indoor I-V curve measurements*. 20th European PVSEC, pp. 2059-2062, Barcelona.
- Haeberlin H., Borgna L., Kaempfer M., Zwahlen U. (2006) *New tests at grid-connected PV Inverters: overview over test results and measured values of total efficiency η_{tot}* . 21st European PVSEC, pp. 2153-2156, Dresden.
- IEC 60891. (2009) *Photovoltaic devices. Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics*.
- IEC 61215 (2005). *Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules. Design qualification and type approval*.
- IEC 61646 (2008). *Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules. Design qualification and type approval*.
- King D.L., Boyson W.E., Kratochvil J.A. (2004) *Photovoltaic array performance model*. Sandia National Laboratories, Report SAND2004-3535.
- Mahmoud M.M. (2006) *Transient analysis of a PV power generator charging a capacitor for measurement of the I-V characteristics*. Renewable Energy 31, pp. 2198-2206.
- Muñoz J., Lorenzo E (2006). *Capacitive load based on IGBTs for on-site characterization of PV arrays*. Solar Energy Volume 80, Issue 11, pp. 1489-1497.
- Neuenstein J., Podewils C (2009). *Los módulos y sus curvas*. Photon. La revista de fotovoltaica, pp. 54-71.
- Zdanowicz T. (2005) *Common pitfalls and error sources occurring during outdoor monitoring of PV modules*. 20th European PVSEC, pp. 2109-2112, Barcelona.