

Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica

MEDIDA DE IRRADIANCIA Y TEMPERATURA.



Profesores:

Mariano Sidrach de Cardona Ortín.

Michel Piliougine Rocha.

Índice

1. Introducción.

2. Sensores fotoeléctricos.

3. Procedimiento de calibración de células.

4. Estudio de la precisión de células calibradas.

5. Medida de la temperatura de los módulos.

Bibliografía recomendada.

1. Introducción

En los sistemas de conversión fotovoltaica se considera de vital importancia la evaluación de la eficiencia de la planta durante largos periodos con el objetivo de optimizar su rendimiento y maximizar su confiabilidad. Los medidores de irradiancia se usan con la finalidad de tener una referencia para calcular el rendimiento del generador fotovoltaico y monitorizar el funcionamiento de la planta. No obstante, su medición entraña el uso de instrumental de alto coste y constante mantenimiento, como los piranómetros y pirheliómetros.

Por otra parte, existe otro tipo de radiómetros que utiliza como elemento sensor una célula fotovoltaica. Estos se hallan muy difundidos para la medición de radiación solar debido a su bajo coste. El principal inconveniente es que su respuesta espectral es limitada y presentan dependencia con el coseno del ángulo de incidencia. Como consecuencia de ello las medidas pueden diferir en más de un 10% con respecto a la de un piranómetro. Este documento se describe el procedimiento de calibración y se estudia el error que se comete al medir la irradiancia como a la hora de estimar la energía diaria producida. Finalmente se hacen unas consideraciones acerca de la medición de la temperatura de los módulos.

Se denomina irradiación a la energía recibida por un objeto o superficie expuesta a la luz solar. La irradiancia es la potencia de la radiación solar incidente en una superficie por unidad de área, siendo entonces su unidad el vatio por metro cuadrado (W/m^2). El instrumental usado para medir la irradiancia convierte la energía de la radiación incidente en otro tipo de energía que puede ser medida más fácilmente. Según el principio en el que están basados se clasifican en calorimétricos, termomecánicos, termoeléctricos y fotoeléctricos.

Completamos este apartado introductorio con una tabla donde se comparan las características de los piranómetros y pirheliómetros frente a las de las células calibradas:

	Piranómetro	Pirheliómetro	Célula calibrada
Tipo radiación	Global	Directa	Global
Precisión	Alta	Alta	Baja
Linealidad	Alta	Alta	Media-alta
Tiempo respuesta	Lento	Medio	Rápido
Efecto temperatura	Bajo	Bajo	Medio
Efecto ángulo	Bajo	Vital	Medio
Coste	Alto	Muy alto	Bajo

2. Sensores fotoeléctricos

Estos medidores de radiación solar poseen como elemento sensor una célula fotovoltaica. La corriente de cortocircuito de la célula es proporcional a la irradiancia incidente. El principal inconveniente es que la respuesta espectral no es uniforme (depende de la longitud de onda) y sólo cubre una parte de la radiación solar, no siendo capaces de integrar toda el espectro. Esto hace que sólo sea útil si previamente a su uso se ha hecho un estudio comparativo de cada célula con un piranómetro. A este estudio se le llama calibración de la célula.

Otro gran problema que debemos destacar es que usando una célula como medidor de irradiancia cometemos un error debido su respuesta angular, lo que llamamos efecto coseno. En algunos equipos de comerciales se soluciona este problema mediante un elemento difusor que se usa como cobertura de la célula.

Finalmente, otro problema a tener en consideración es la dependencia de la respuesta eléctrica de la célula fotovoltaica con la temperatura. A veces se integran circuitos eléctricos de compensación para solucionar este inconveniente. Sin embargo no es grave ya que la temperatura se considera un factor de segundo orden.

De cualquier forma, su bajo coste y facilidad de uso los hace particularmente útiles como instrumentos para la monitorización de instalaciones fotovoltaicas. Además, una gran ventaja de este tipo de sensores es su velocidad de respuesta, inferior a un segundo, casi instantánea si la comparamos con la de un piranómetro o un pirheliómetro. Esto último los hace ideales para detectar fluctuaciones rápidas de la irradiancia, imposibles de detectar con otros dispositivos.

Finalmente, es destacable que las células calibradas tiene una salida eléctrica mucho más elevada que los piranómetros, así que es posible medir sin recurrir a ningún amplificador o acondicionador de señal.

3. Procedimiento de calibración de células

La calibración de una célula fotovoltaica como sensor de radiación es un procedimiento bien sencillo. A los terminales de una célula fotovoltaica (previamente laminada y enmarcada) se conecta un shunt, resistencia de alta precisión y muy bajo valor. Por consiguiente, la célula estará en un punto muy cercano a cortocircuito, siendo el cociente de la caída de tensión en el shunt y la resistencia del mismo una buena estimación de I_{SC} , que a su vez depende linealmente de la irradiancia incidente.

Para la selección del shunt apropiado se debe tener en cuenta tanto el rango de entrada del data logger como la corriente que genera la célula a máxima irradiancia*. Los shunts vienen especificados por dos valores, la corriente nominal del shunt y el valor de tensión de salida (que cae entre sus terminales cuando circula por él dicha corriente nominal). Cuando circula corriente continuamente por el shunt se recomienda no hacerlos trabajar por encima de dos tercios de su corriente nominal. Por ejemplo, si la célula genera valores de I_{SC} cercanos a 6 amperios a máxima irradiancia, es recomendable utilizar un shunt de 9 A. Para la selección de la tensión de salida del shunt conviene tomar la mayor de todas las que nos ofrezca el fabricante de shunts y admita el data logger, ya que cuanto mayor sea ésta menos se debilitará la señal y más inmune al ruido será (los valores típicos son 60 mV, 150 mV ó 300 mV).

* Digamos la corriente de cortocircuito de la célula cuando la irradiancia vale alrededor de 1200 W/m²

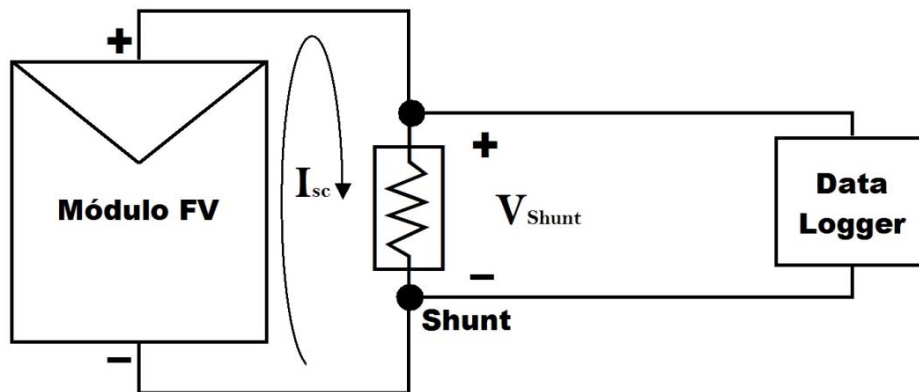


Figura 1. Esquema de conexión de un shunt a una célula

Como puede apreciarse en la siguiente figura, en la práctica los shunts van adheridos al marco de aluminio o a la cara posterior del módulo usando algún tipo de adhesivo resistente.

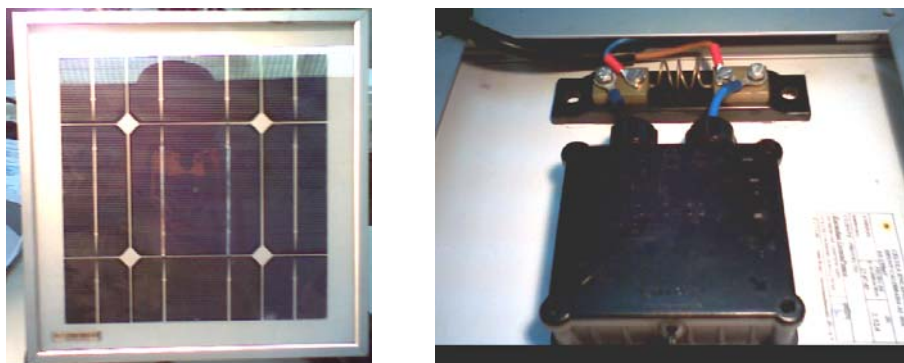


Figura 2. Fotografías del anverso y reverso de una célula calibrada

Para determinar de forma experimental el factor de proporcionalidad se requiere el uso adicional de un piranómetro en el mismo plano que la célula a calibrar. Se realizarán medidas simultáneas durante un día completo de irradiancia (dada por el piranómetro) y de la tensión que cae en el shunt. Así se obtiene una secuencia de pares de irradiancia-tensión a partir de la cual podemos calcular el factor de proporcionalidad mediante regresión lineal.

Para realizar y almacenar las medidas se debe usar un data logger. Básicamente un data logger es una computadora de propósito específico provista de múltiples entradas analógicas de distinto tipo y con capacidad de almacenar en su memoria interna las medidas que tome a intervalos regulares de tiempo. Suelen disponer de interfaz de datos mediante la que es posible la descarga de las medidas a una computadora personal. Las muestras de las señales se almacenan en ficheros que podemos importar desde cualquier aplicación de tratamiento de datos, como por ejemplo Excel. Estas aplicaciones incorporan herramientas para hacer regresión lineal simple determinando tanto la constante de calibración (valor por el que hay que multiplicar la salida en voltios del shunt para obtener el valor de la irradiancia en W/m^2) como una serie de estadísticos que nos miden la bondad de la regresión (como puede ser el coeficiente de determinación R^2 ajustado).

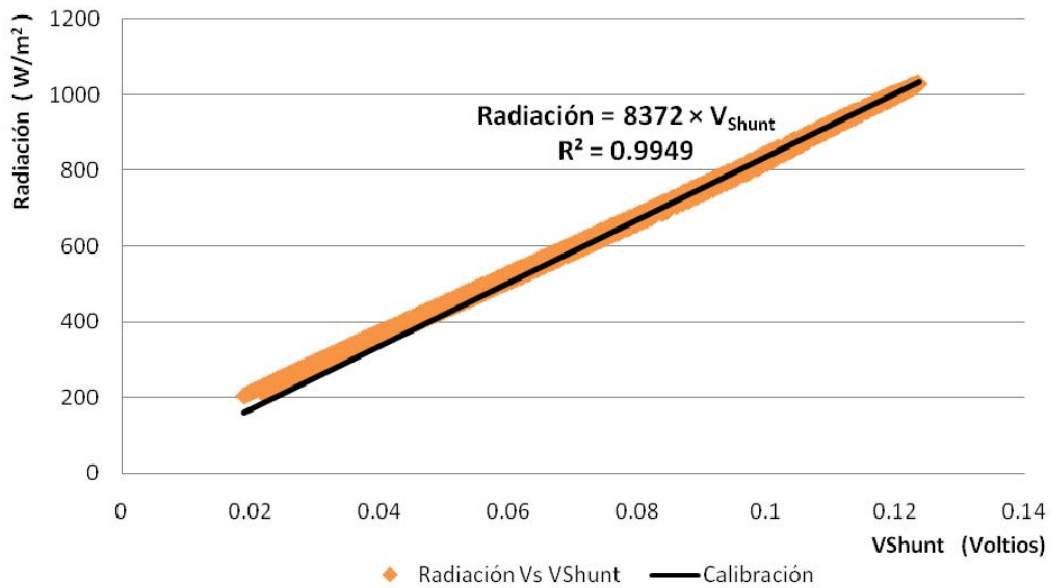


Figura 3. Ejemplo de regresión lineal para determinar el coeficiente de calibración de una célula. La recta de calibración debe pasar por el origen pues a irradiancia igual a cero I_{sc} también debe ser cero al igual que V_{SHUNT}

4. Estudio de la precisión de células calibradas

Ahora vamos a hacer un estudio de la precisión de una célula calibrada con respecto al piranómetro usado, o sea, cuál es el error cometido en la medida de la irradiancia y como afecta a la determinación de la irradiancia diaria recibida sobre un generador fotovoltaico. Para este fin hemos registrado valores instantáneos de irradiancia con los dos sensores, situados en el mismo plano. Las siguientes figuras muestran la evolución temporal de las medidas de ambos sensores en dos días distintos:

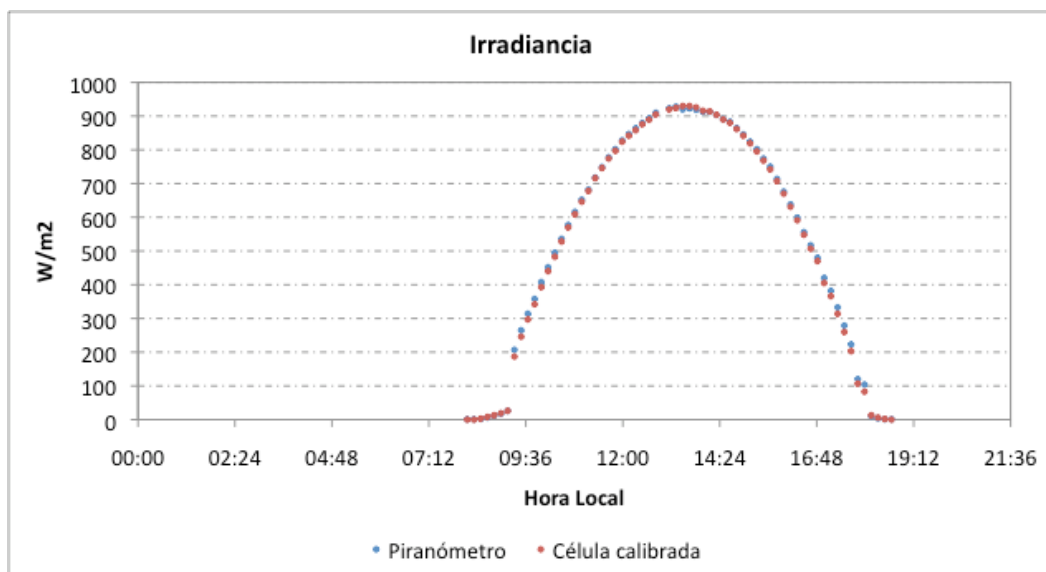


Figura 4. Evolución temporal de la irradiancia medida por el piranómetro y por la célula calibrada durante un día despejado.



Figura 5. Evolución temporal de la radiación medida por el piranómetro y por la célula calibrada durante un día nublado.

A simple vista se puede apreciar una buena concordancia entre las dos medidas de irradiancia, tanto para el día despejado como para el día nublado. Ahora vamos a integrar los valores de irradiancia para sendos días y a comparar los valores de irradiación obtenidos:

	Piranómetro	Célula calibrada	Error
Día despejado	5655 Wh/m ²	5593 Wh/m ²	(-)1,1 %
Día nublado	1487 Wh/m ²	1505 Wh/m ²	(+)1,2 %

Al calcular los valores de irradiación diaria recibida se aprecian pequeñas diferencias. En el día despejado, la célula subestima la energía diaria recibida, con un error aproximado del 1%, debido a que a irradiancias bajas el piranómetro ve más que la célula plana. Sin embargo, en el día nublado predomina la radiación difusa y entonces es el piranómetro el que subestima la irradiancia (los piranómetros tienen un tiempo de respuesta lento y no son capaces de detectar cambios rápidos en la irradiancia, como ocurre en presencia de nubes).

Si calculamos la energía diaria recibida según cada uno de los sensores durante un periodo de días y comparamos los valores obtenidos, podemos ver un buen ajuste entre los valores obtenidos por ambos sensores. En concreto, hemos calculado la energía diaria recibida durante el periodo comprendido entre los días 15/12/2008 y 15/03/2009 tanto para el piranómetro como para la célula calibrada. Cada punto de la siguiente gráfica representa un día, siendo la abscisa la energía diaria según la célula calibrada y la ordenada la energía diaria según el piranómetro. Al ajustar la nube de puntos obtenida con una línea de tendencia obtenemos prácticamente la función identidad, o sea, los dos miden casi lo mismo.

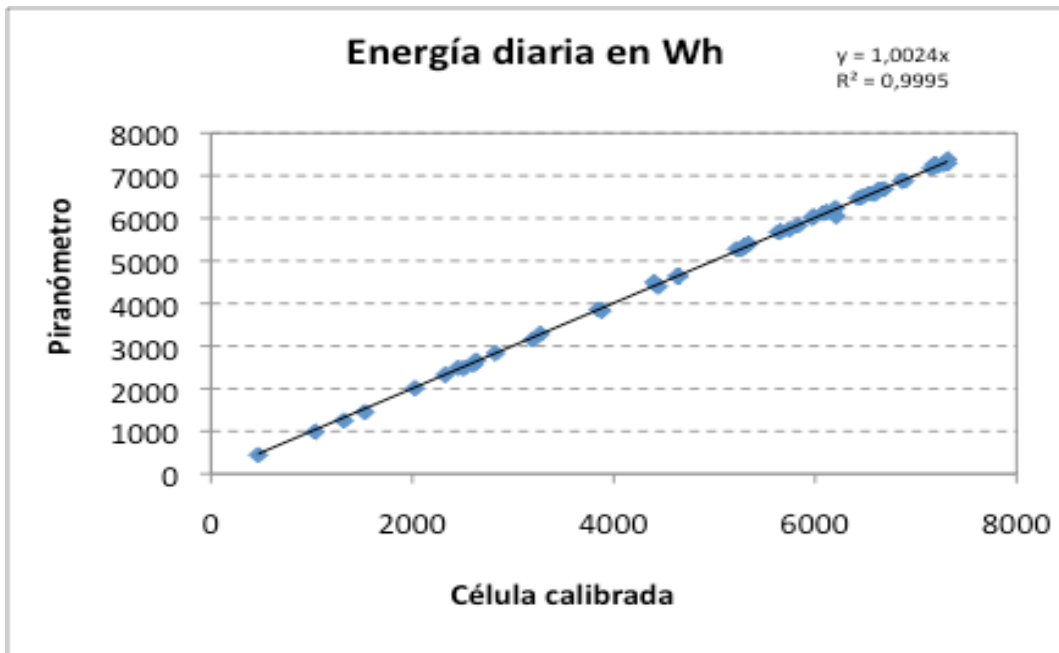


Figura 6. Comparación de la energía diaria recibida según el piranómetro y según la célula calibrada durante un periodo de tres meses.

Un análisis más exhaustivo de los datos nos lleva al calcular el error diario cometido en la medida de la energía diaria recibida por los dos sensores. Se puede observar en la siguiente figura como este error es mayor para los días con baja irradiación diaria. El valor medio del error diario es del 1,3%. Hay que tener en cuenta, que el periodo de los datos corresponde al invierno.

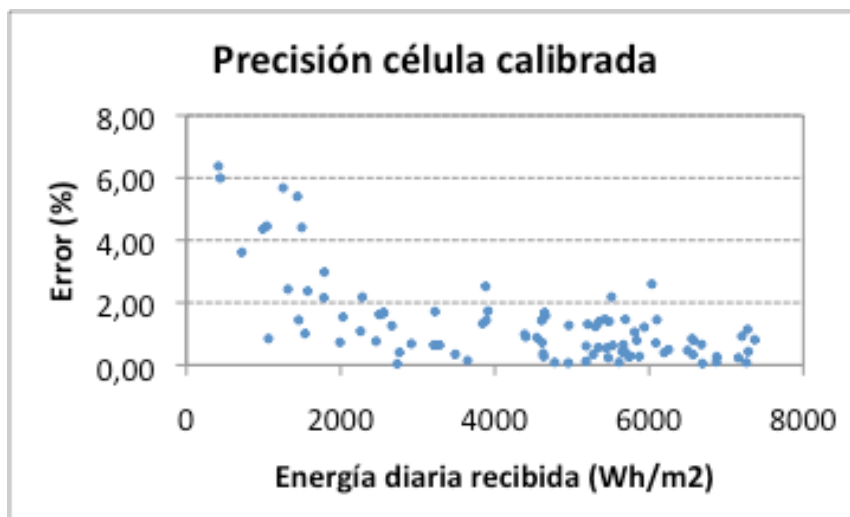


Figura 7. Error relativo en la medida de energía diaria recibida cometido por la célula calibrada con respecto al valor absoluto de la energía diaria recibida.

Podemos concluir que las células calibradas son un modo barato y válido para medir la irradiancia recibida en un sistema fotovoltaico. La precisión de estas medidas depende de la irradiancia recibida. En la estimación de la energía diaria recibida se empiezan a cometer errores significativos cuando la irradiación diaria está por debajo de 2000 Wh/m^2 , sobre todo los días con fuerte variabilidad de la irradiancia debido a las nubes. En estos casos, cabría preguntarse si en realidad es más correcta la medida de la célula calibrada debido a la lenta respuesta de los piranómetros.

5. Medida de la temperatura de los módulos

Para estudiar la influencia de la temperatura sobre los parámetros eléctricos de los módulos es necesario medir y registrar dicha magnitud. Tradicionalmente, el comportamiento de la temperatura de los módulos fotovoltaicos ha sido descrito mediante el valor de *NOCT* (Nominal Operating Cell Temperature), que puede ser utilizado en combinación con un procedimiento de cálculo para predecir la temperatura del módulo T_C bajo ciertas condiciones medioambientales. De acuerdo con el modelo *NOCT*, T_C depende de la temperatura ambiente T_a y de la irradiancia solar incidente G , mediante la ecuación:

$$T_C = T_a + \frac{G}{800 \text{ W/m}^2} (\text{NOCT} - 20^\circ \text{C})$$

Este modelo sólo es válido cuando la velocidad del viento es constante e igual a 1 m/s. Los valores de *NOCT* se toman de las especificaciones del fabricante. En la práctica estas condiciones son difíciles de cumplir y realmente esta ecuación sobreestima el comportamiento térmico de los módulos debido a que no considera la velocidad del viento [Guirguis].

Para medir directamente la temperatura de trabajo de los módulos se acopla un sensor de temperatura a la parte posterior del módulo, normalmente una Pt100 (es un termorresistor de platino que tiene una resistencia de 100Ω a 0°C). Con este procedimiento, lo que realmente medimos es la temperatura del Tedlar posterior al módulo. La relación entre esta temperatura y la temperatura de trabajo de la célula, ha sido objeto de múltiples trabajos de investigación. El Sandia National Laboratories (USA) propone la siguiente expresión:

$$T_C = T_m + \frac{G}{G_0} \cdot \Delta T$$

donde

T_C es la temperatura de la célula

T_m la temperatura medida en la parte posterior del módulo

G es la irradiancia medida en el plano del módulo

G_0 es la irradiancia medida en condiciones estándar (1000 W/m^2)

ΔT es la diferencia de temperatura entre la parte posterior y la temperatura de la célula a 1000 W/m^2 . Típicamente, esta diferencia es de $2\text{-}3^\circ\text{C}$ para módulos planos instalados sobre estructura en perfil (buena ventilación).

En este caso el problema reside en elegir bien la célula a la que se acopla el sensor ya que tienen temperaturas diferentes, debido a las distintas características eléctricas de cada una de ellas.

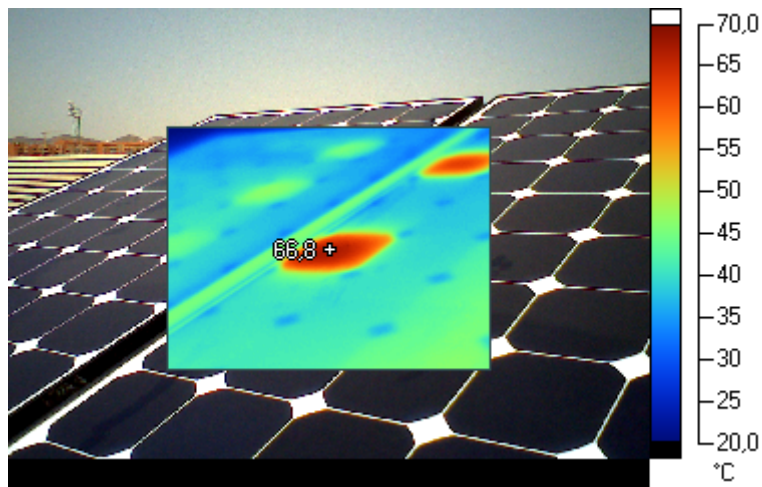


Figura 8. Imagen termográfica donde podemos apreciar que no todas las células de un módulo están a la misma temperatura. Debemos ser cautelosos a la hora de seleccionar una célula cuya temperatura sea representativa.

Vamos a registrar la temperatura de varios módulos a lo largo de un día soleado. Sean los módulos 1.1, 1.2 y 1.3 de la misma tecnología y los módulos 2, 3 y 4 de otras tres tecnologías distintas. Se aprecian diferencias en la temperatura de la célula incluso entre módulos de la misma tecnología.

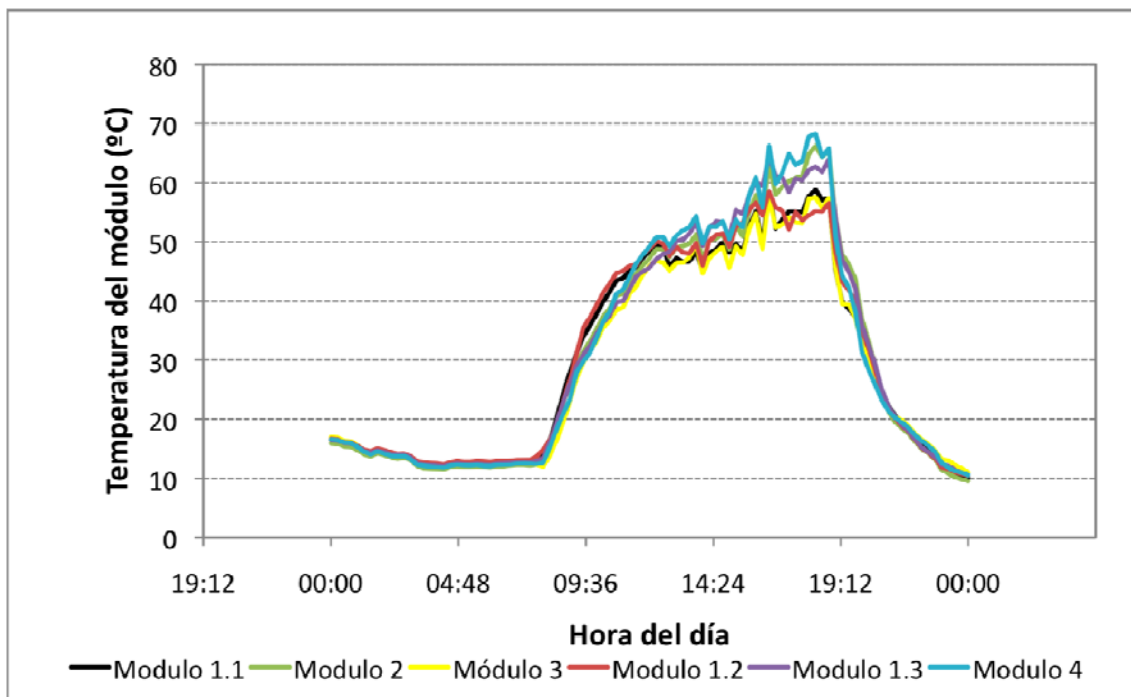


Figura 12. Evolución de la temperatura de los módulos a lo largo de un día.

A pesar de estas diferencias si calculamos los valores medios de la temperatura de los módulos durante las horas de Sol para ese día podremos ver que tenemos una buena estimación del comportamiento térmico de los módulos y suficiente, en cualquier caso, para estimar las pérdidas por este efecto. Los valores medios de temperatura durante las horas de Sol para los módulos de la gráfica anterior pueden verse en la tabla siguiente:

	T_m (°C)
Módulo 1.1	41,7
Módulo 1.2	42,6
Módulo 1.3	43,7
Módulo 2	43,4
Módulo 3	40,0
Módulo 4	43,8

Otra forma de medir la temperatura de la célula consiste en poner una célula o un panel de la misma tecnología en el plano del generador y registrar los valores del voltaje en circuito abierto. Estos valores están relacionados con el voltaje en circuito abierto en condiciones estándar y podemos estimar la temperatura conociendo el valor del coeficiente de dependencia β . Este método tiene la ventaja de la sencillez y el inconveniente de tener que calibrar previamente el módulo en condiciones estándar para determinar el voltaje en circuito abierto. Además es necesario determinar el coeficiente β específico ese módulo, o bien tomar el valor que proporciona el fabricante (un valor genérico para todos los módulos). Por último, el valor de la temperatura del módulo trabajando en circuito abierto (Intensidad=0) no va a coincidir con el valor de la temperatura cuando el módulo funciona en el punto de máxima potencia, que es el que realmente tiene importancia.

Bibliografía recomendada

Guirguis A. , Ruiz Reina E., Piliouguine M., Sidrach-de-Cardona M. Estudio de la temperatura de módulos fotovoltaicos bajo diferentes condiciones ambientales: modelos NOCT y de balance de energía. *Actas de la bienal de Física 2007*. Granada.

Garg H.P., Garg S.N. Measurement of Solar Radiation. (I) Radiation Instruments. *Renewable Energy* ISSN 0960-1481, Vol. 3, N° 4, 1993 , pag. 321

King D.L., Boyson W.E., Kratochvil J.A. Photovoltaic Array Model Performance. Sandia National Laboratories, New Mexico 87185-0752.

IEC 61724. Photovoltaic devices, monitoring requirements, International Electrotechnical Commission, Geneva (Switzerland), 1998.

IEC standard 60904-2. Photovoltaic devices, Part 2 Requeriments of reference solar cells, International Electrotechnical Commission, Geneva (Switzerland), Second Edition, 2007.