



industriales
etsii

Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Industrial

Caracterización y Evaluación de Comportamientos en Módulos Solares Fotovoltaicos: Comparativa y Análisis de Tecnologías

TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Autor: Salvador Bernal Molina
Director: Ángel Molina García
Codirector: Jose Miguel Paredes Parra

Cartagena, 22 de septiembre de 2020



Universidad
Politécnica
de Cartagena

Índice

1 Objeto	4
2 Fundamento.....	5
3 Proceso experimental	10
3.1 Recepción y registro.....	11
3.2 Etiquetado.....	13
3.3 Inspección visual	13
3.4 Montaje de armario con equipo informático y de medida.....	14
3.5 Preacondicionamiento	15
3.5.1 Limpieza del módulo	15
3.5.2 Instalación del módulo de ensayo en el banco de pruebas	15
3.5.3 Acumulación de irradiancia y conexiones de instrumentos de medida.....	18
3.6 Medición de característica I-V.....	19
3.7 Determinación de la potencia máxima.	29
4 Equipo instrumental utilizado	39
5 Calibración de piranómetros	40
5.1 Alcance	40
5.2 Metodología de calibración	40
5.2.1 Equipos y materiales.....	40
5.2.2 Operaciones previas	41
5.2.3 Proceso de calibración.....	42
5.2.4 Tratamiento de datos	42
6 Calibración de placas de referencia	46
7 Conclusiones	47
8 Normativa	49
9 Bibliografía.....	50
<i>ANEXO I</i>	51
<i>ANEXO II</i>	55

1 Objeto

El objetivo de este modelo de ensayo, es el estudio del rendimiento eléctrico de un módulo solar fotovoltaico. Esto servirá para verificar la cualificación del diseño y homologación para la instalación de dicho módulo.

En primer lugar, se realizará una introducción al tema. Una vez estén definidos los conceptos necesarios para el entendimiento del ensayo, lo siguiente será desarrollar la metodología y los puntos de proceso que se deben seguir para la realización de dicho estudio, haciendo uso de la normativa europea correspondiente. Para terminar, se realizará el estudio de un par de módulos a modo de ejemplo, con los datos que se han podido obtener previamente a partir de un trazador de curvas, modelo PVPM 1000C40.

Una vez obtenidos unos resultados, podremos extraer unas conclusiones y comprobar si estos módulos están o no en regla para su instalación, en lo que a este estudio se refiere.

Además, se desarrollará el proceso a seguir para la calibración de placas de referencia y piranómetros, equipo que puede ser necesario en el ensayo.

2 Fundamento

El estudio del rendimiento eléctrico de un módulo solar fotovoltaico, gira en torno a su curva característica I-V (curva de intensidad-voltaje). Por eso, es importante definirla antes del ensayo.

La curva característica I-V, representa los valores de corriente y tensión, medidos experimentalmente, de un panel fotovoltaico sometido a unas determinadas condiciones constantes de insolación y de temperatura. Los puntos que van a formar esta curva, se van obtener a través de una resistencia externa que, realizando un barrido desde cero hasta infinito, hace que se puedan medir los valores de corriente y tensión. (Ilustración 2.1)

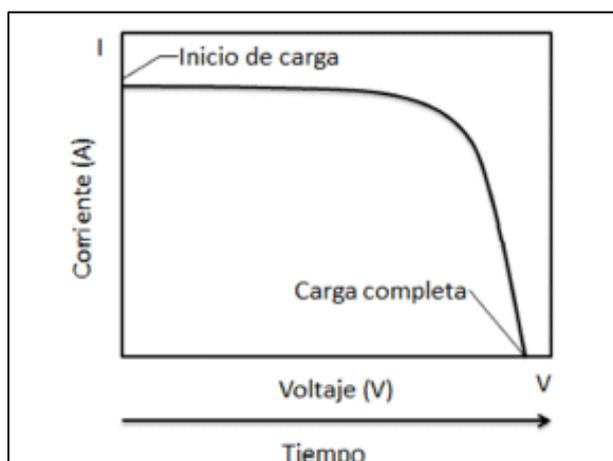


Ilustración 2.1 - Puntos de la curva durante la carga.

El comportamiento eléctrico de una placa fotovoltaica, van a venir definidos por los siguientes parámetros fundamentales (Ilustración 2.2):

- **Intensidad de cortocircuito, I_{sc} (A):** aquella que se produce a tensión cero y puede ser medida directamente con amperímetro conectado a la salida del módulo solar. Su valor varía en función de la superficie y de la radiación. Se obtiene al cortocircuitar los terminales del panel ($V=0$) que al recibir la radiación solar, la intensidad que circularía por el panel es de corriente máxima.
- **Tensión de circuito abierto, V_{oc} (V):** aquella que se produce cuando no se conecta carga, V_{oc} , máximo voltaje, **a corriente cero**. V_{oc} aumenta logarítmicamente con la irradiancia incidente.

- **Potencia máxima, P_{MP} ó $P_{m\acute{a}x}$ (W):** La potencia entregada por el panel es $P = I \times V$. La potencia será cero si la medimos en el punto de I_{sc} ($V=0$) o en el de V_{oc} ($I=0$). La potencia es máxima cuando los valores de intensidad y tensión son máximos ($P_{m\acute{a}x} = I_{m\acute{a}x} \times V_{m\acute{a}x}$).
- **Intensidad de máxima potencia, I_{MP} ó $I_{m\acute{a}x}$ (A):** Intensidad correspondiente al punto de máxima potencia.
- **Tensión de máxima potencia, V_{MP} ó $V_{m\acute{a}x}$ (V):** Tensión correspondiente al punto de máxima potencia.
- **Factor de Forma o de Llenado, FF (%):**

$$FF (\%) = \frac{(I_{m\acute{a}x} \times V_{m\acute{a}x})}{(I_{sc} \times V_{oc})} = \frac{P_{m\acute{a}x}}{(I_{sc} \times V_{oc})}$$

Ecuación 2.1 – Factor de forma.

Este parámetro es siempre menor a la unidad y es útil a la hora de cuantificar la curva característica. Su valor se suele encontrar entre 0,7 y 0,8. Es una medida de la calidad de la unión y de la resistencia serie de la célula.

- **Rendimiento, η (%):** la eficiencia de conversión energética de un módulo se define como el cociente entre la potencia máxima generada, $P_{m\acute{a}x}$, que se puede entregar a la carga y la potencia incidente sobre el módulo, P_L . Esta relación se expresa en forma porcentual, como se muestra a continuación:

$$\eta (\%) = \frac{(I_{m\acute{a}x} \times V_{m\acute{a}x})}{P_L} = \frac{(I_{sc} \times V_{oc} \times FF)}{(A \times G_{sol})}$$

Ecuación 2.2 – Rendimiento.

Donde:

- A: área del módulo (m^2)
- G_{sol} : potencia radiante incidente sobre el módulo por unidad de superficie (W/m^2)

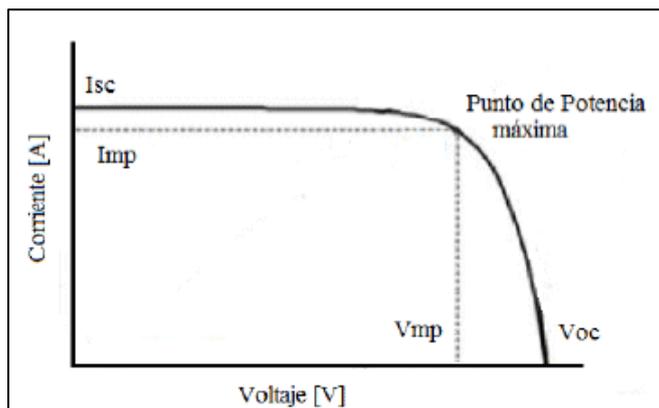


Ilustración 2.2 - Curva característica, con sus elementos principales.

Así mismo, estos parámetros que son suministrados por el fabricante, deben seguir unas ciertas **Condiciones Estándar de Medida (CEM o STC)**, de uso universal. Estas condiciones son las siguientes:

- **Irradiancia de referencia (GCEM):** 1000 W/m². Conocida como la intensidad de “un Sol”.
- **Temperatura del módulo (TPlaca, CEM):** 25 °C.
- **Distribución espectral de referencia:** AM 1,5 Global (Ilustración 2.4).
- **Ángulo de incidencia:** Normal, es decir, perpendicular a la superficie del módulo.

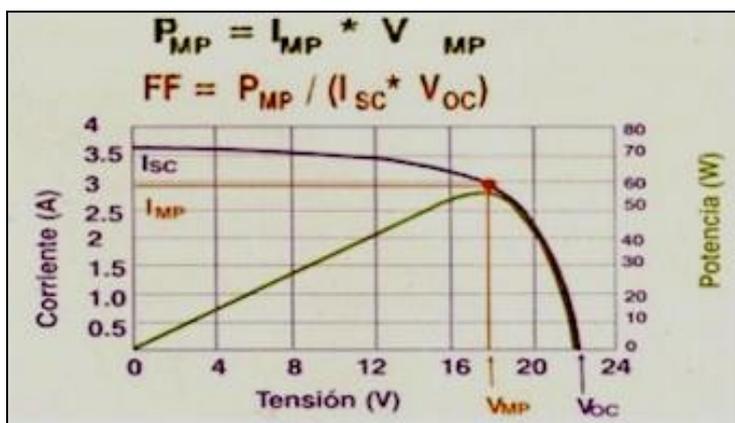


Ilustración 2.3 - Curvas características I-V y P-V de un módulo en CEM.

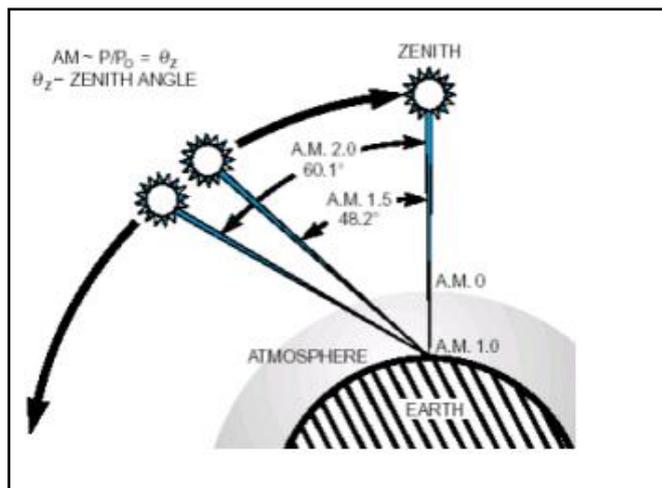


Ilustración 2.4 - Distribución espectral

Cuando la medida de la característica I-V se realiza con iluminación natural, la mayoría de las veces el módulo no se encuentra bajo las Condiciones Estándar de Medida (CEM), es decir, las seguidas por el fabricante. Por ello, el ensayo se lleva a cabo bajo condiciones cercanas a estas (un intervalo recomendado es temperatura de la célula entre 25°C y 50°C e irradiancia entre 700 W/m² y 1100 W/m²), cumpliendo unos requisitos mínimos y los puntos de recogida de la curva I-V, y luego se realiza una corrección de esta curva a CEM.

Dicha curva corregida es comparada con la proporcionada por el fabricante, y se valora el resultado del rendimiento obtenido.

Es importante, además, definir cómo van a variar los parámetros eléctricos, en función de algunos factores externos como pueden ser **la temperatura, la irradiancia y el número de células** y ver cómo afectan a la eficiencia del módulo.

- **Temperatura:** la exposición al Sol de las células provoca su calentamiento, pudiendo elevar su temperatura hasta 30°C por encima de la del aire circulante en condiciones de alta irradiancia. A medida que aumenta la temperatura, la tensión generada es menor, por lo que es importante el estudio de la colocación del módulo para que esté aireado.
- **La irradiancia:** la radiación afecta directamente a la intensidad aumentándola. Al igual que antes, es importante su colocación y hay que tener en cuenta su posición en función de la hora o la estación del año. Un mediodía a pleno sol equivale a una radiación de 1000 W/m². Cuando el cielo está cubierto, la radiación apenas alcanza los 100 W/m².

- **El número de células por módulo:** afecta principalmente al voltaje puesto que cada una de ellas produce 0,4 V. La V_{oc} del módulo aumenta en esa proporción.

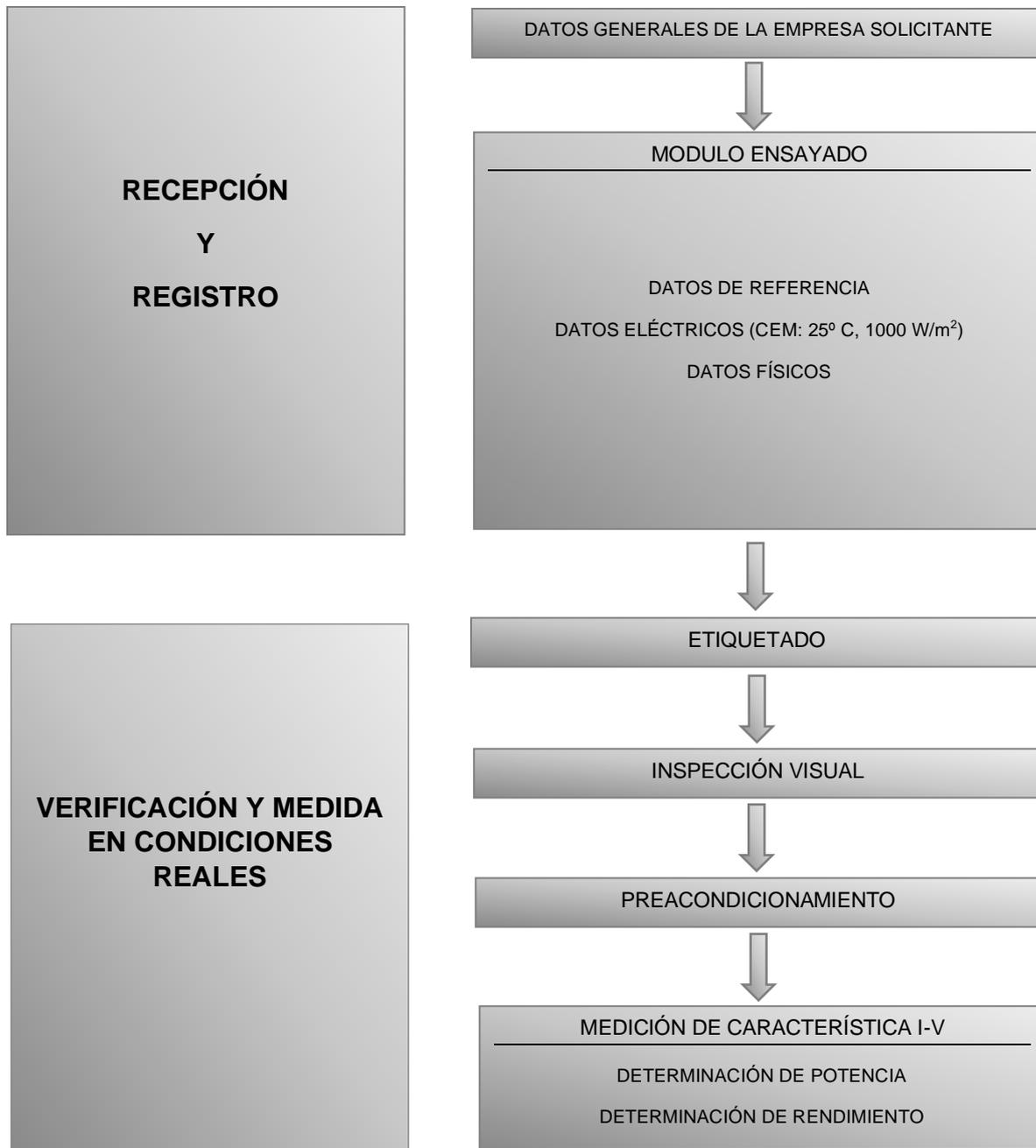
En cuanto a los principales tipos de módulos fotovoltaicos que nos podemos encontrar en el mercado, se encuentran los siguientes:

- Paneles monocristalinos de celdas de silicio.
- Paneles policristalinos de celdas de silicio.
- Paneles de lámina delgada o capa fina.

El fundamento de este último tipo de paneles es depositar varias capas de material fotovoltaico en una base. Dependiendo de cuál sea el material empleado podemos encontrar paneles de capa fina de silicio amorfo (a-Si), de telururo de cadmio (CdTe), de cobre, indio, galio y selenio (GIS/CIGS) o células fotovoltaicas orgánicas (OPC).

3 Proceso experimental

El procedimiento de este ensayo sigue el siguiente flujograma:



3.1 Recepción y registro

En este punto, se recogerán los datos del módulo a ensayar y los de la empresa solicitante del servicio. La muestra es seleccionada y aportada por dicha empresa gestionando, además, su transporte.

A continuación, se deberá rellenar esta plantilla con la información que le corresponda:

<i>Datos generales de la empresa solicitante:</i>	
Identificación del módulo	Nº módulo. Nº Oferta. Año
Empresa solicitante	
Dirección	
E-mail	
Persona de contacto	

Tabla 3.1.1 - Datos generales de la empresa solicitante

<i>Datos de referencia del módulo:</i>	
Tipo de muestra	
Fabricante	
Modelo	
Nº Serie	
Nº Muestras	
Fecha recepción	
Normas aplicadas	IEC 60904-1. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica intensidad-tensión de los módulos fotovoltaicos.
Período de realización de ensayos	

Tabla 3.1.2 - Datos de referencia del módulo

<i>Datos eléctricos (CEM: 25° C, 1000 W/m²):</i>
Potencia máxima (Pmax)
Tensión máxima (Vmp)
Intensidad máxima (Imp)
Tensión de circuito abierto (Voc)
Intensidad de cortocircuito (Isc)
Coefficiente de temperatura en intensidad (α)
Coefficiente de temperatura en tensión (β)
Coefficiente de temperatura en potencia (γ)
Tolerancia Potencia
Tensión máxima del sistema
Capacidad máxima del fusible

Tabla 3.1.3 - Datos eléctricos (CEM)

<i>Datos físicos:</i>
Dimensiones del módulo
Peso del módulo
Nº Total de células
Tipo de célula
Terminales de conexión
Cable

Tabla 3.1.4 - Datos físicos

No obstante, si ciertas condiciones o características del módulo lo requiriesen, se podría añadir o quitar algún dato a estas tablas para una correcta redacción de los datos de registro.

Además, para tener un control y seguimiento de todos los módulos ensayados, es conveniente que exista una *Hoja de Registro* guardada en formato EXCEL.

3.2 Etiquetado

Todo módulo fotovoltaico debe tener una etiqueta del fabricante adherida en la parte posterior, que liste el modelo y los principales parámetros eléctricos.

Según la Norma UNE EN 61215, cada módulo debe llevar marcada de forma clara e indeleble la siguiente información:

- Nombre, anagrama o símbolo del fabricante.
- Tipo o nombre de modelo.
- Número de serie.
- Polaridad de los terminales o contactos (se permite un código de colores).
- Tensión máxima del sistema para la que el módulo es más adecuado.

La fecha y lugar de fabricación, que deben estar marcados sobre el módulo o bien ser trazables a partir del número de serie.

3.3 Inspección visual

El objetivo del ensayo es detectar cualquier defecto visual en el módulo, considerando defectos visuales importantes:

- Superficies externas rotas, con grietas, curvas, desalineadas o rasgadas.
- Células rotas.
- Células agrietadas.
- Interconexiones o uniones defectuosas.
- Células en contacto unas con otras o con el marco soporte.
- Defectos de adhesión.
- Burbujas o delaminación que formen una trayectoria continua entre cualquier parte del circuito eléctrico y el borde del módulo.
- Superficies pegajosas de material plástico.
- Terminales defectuosos, partes eléctricas activas expuestas.
- Otras condiciones que puedan afectar al funcionamiento.

Debe tomarse nota y/o fotografiar la naturaleza y posición de cualquier grieta, burbuja o delaminación, etc. que pueda agravarse y afectar desfavorablemente al funcionamiento del módulo.

Criterio de aceptación y rechazo:

Se considera que la muestra ensayada supera satisfactoriamente el ensayo de inspección visual si no hay signos visuales de defectos de consideración:

- Superficies externas rotas, con grietas o rasgadas. Como superficies externas se incluyen superestratos, subestratos, marcos y cajas de conexiones.
- Superficies curvadas o desalineadas, en el caso de que esto implique que la instalación o la operación del módulo pudiesen resultar afectadas.
- Una grieta en una célula cuya propagación pueda separar más del 10% el área de dicha célula del circuito eléctrico del módulo.
- Burbujas o delaminación que formen una trayectoria continua entre cualquier parte del circuito eléctrico y el borde del módulo.
- Pérdida de la integridad mecánica, de modo que la instalación y/o funcionamiento del módulo se vea deteriorado.

3.4 Montaje de armario con equipo informático y de medida

Antes de comenzar con el preacondicionamiento del módulo a ensayar, o con algún tipo de calibración, ya sea de piranómetros o de placas de referencia, será necesario acondicionar un armario bastidor para el equipo informático y de medida (*Ilustración 3.4.1.*).

Dentro de éste deben ir los multímetros de precisión y el PC con el software adecuado (LabView, software del trazador PVPM...), estando todos ellos conectados en serie y utilizando un cable GPIB.

El armario se quedará cerca de la puerta que da al exterior, de una manera que quedará al lado una toma de corriente para conectar el equipo con un alargador, y los cables que se tiren desde arriba y que atraviesan la pared, para conectarlos con el equipo de medida.



Ilustración 3.4.1 - Armario con equipos de medida.



Ilustración 3.4.2 - Armario al lado de la puerta.

3.5 Preacondicionamiento

Antes de empezar los ensayos, todos los módulos deben exponerse a la luz solar a un nivel de irradiación de entre 5 kWh/m^2 y $5,5 \text{ kWh/m}^2$, permaneciendo en circuito abierto, para estabilizar su potencia máxima.

3.5.1 Limpieza del módulo

La suciedad acumulada sobre la cubierta del módulo reduce el rendimiento del mismo y puede producir efectos de inversión similares a los producidos por sombras. La operación de limpieza consiste, simplemente, en el lavado de la superficie anterior del módulo con agua y paño no abrasivo, procurando evitar que el agua se acumule sobre el módulo. No es aceptable en ningún caso utilizar mangueras a presión.

3.5.2 Instalación del módulo de ensayo en el banco de pruebas

Para la instalación de un módulo en el soporte de pruebas del exterior, se deberá realizar un mínimo estudio de dicho módulo que incluya la comprobación de sus dimensiones y el tipo de placa del que se trata (flexible, de vidrio, etc.), teniendo en cuenta, además, las medidas del soporte.

Una vez hecho esto, y conociendo las características de la placa y su fragilidad, se decidirá su modo de colocación según cada caso. Para el anclaje se podrán utilizar diversos equipos: barras de fijación, perfiles, mordazas, gatos, etc...

Para el primer módulo (*Ilustración 3.5.1*), se utilizaron dos perfiles para facilitar su anclaje al soporte metálico (*Ilustración 3.5.2*). Esta idea era buena ya que el módulo presentaba unas características como los agujeros en el marco que hacían más factible su agarre. No ocurría lo mismo con el segundo, en el caso de éste, fue necesario construir una base de un material plástico (*Ilustración 3.5.3*) que, colocado encima de cuatro barras unidas con escuadras (*Ilustración 3.5.4*), sirviera de descanso para el módulo, sujetando las tres piezas con gatos de sujeción.

***ANEXO I: En este anexo se encuentran las especificaciones técnicas de ambos módulos.**



Ilustración 3.5.1 – Módulo 1.

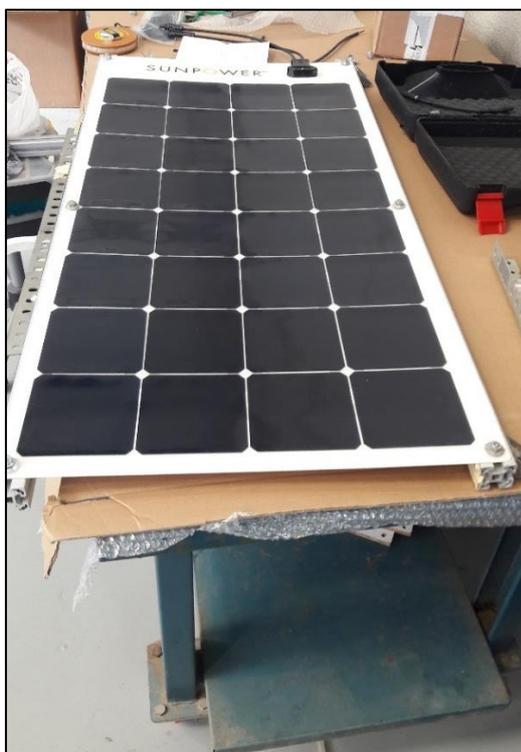


Ilustración 3.5.2 – Módulo 1 con perfiles metálicos.

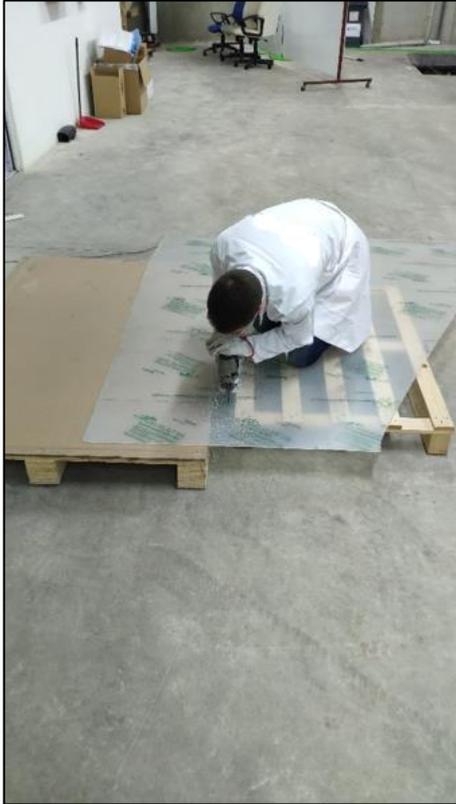


Ilustración 3.5.3 – Recorte de la base



Ilustración 3.5.4 – Base para el segundo módulo



Ilustración 3.5.5 – Módulos anclados al soporte del exterior

Para terminar, una vez colocado el módulo, se le dará una inclinación al soporte de unos 34° con respecto al suelo.

3.5.3 Acumulación de irradiancia y conexiones de instrumentos de medida

Para obtener el valor de Irradiación de entre 5 kWh/m^2 y $5,5 \text{ kWh/m}^2$, serán necesarios un piranómetro instalado de manera coplanar al módulo, un multímetro de precisión, y un equipo informático que tenga instalado LabView, con un programa diseñado para exportar las lecturas de tensión del multímetro, y que con la constatación de calibración del piranómetro ($\mu\text{V}/(\text{W/m}^2)$), también introducida en dicho programa, calcule el valor de irradiancia acumulada.

Una vez tirado el cable del piranómetro hacia abajo, hasta el armario con los instrumentos de medida y equipo informático, se conectarán sus dos polos (Azul (-), Rojo(+)) con el uso de una pequeña regleta si es necesario, para empalmarlos a los cables de conexión propios de un multímetro, quedando estos conectados como en la imagen (*Ilustración 3.5.3.1*).



Ilustración 3.5.3.1 - Multímetro midiendo tensión de piranómetro.

El programa de LabView se ejecuta, y comienza este proceso que puede llevar varios días de exposición, acabando cuando la acumulación de irradiancia al llegar a los 5 kWh/m^2 . Por ello, este ensayo es preferible realizarlo al mediodía solar $\pm 2 \text{ h}$ de un día despejado, para acumular la mayor irradiancia posible.

Para la conexión de los multímetros al PC, se usa una interfaz GPIB.

3.6 Medición de característica I-V

Una vez se acondiciona el módulo instalado, se puede determinar la característica eléctrica I-V bajo luz natural.

La caracterización eléctrica de un módulo fotovoltaico consiste en la descripción gráfica del conjunto de valores intensidad-tensión (característica I-V) que pueden darse en el módulo bajo cualquier situación de carga, así como la variación de dicha característica con la irradiancia y la temperatura de las células. La curva I-V permite cuantificar los siguientes parámetros característicos (*Ilustración 3.6.1*):

- Potencia máxima, también denominada potencia nominal o potencia pico.
- Tensión máxima, tensión en el punto de máxima potencia.
- Intensidad máxima, intensidad en el punto de máxima potencia.
- Tensión a circuito abierto.
- Intensidad de cortocircuito.

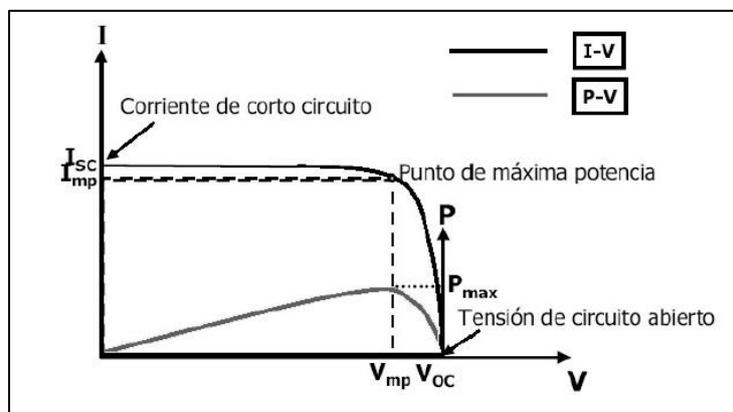


Ilustración 3.6.1 - Curva característica I-V y potencia máxima.

Para obtener las curvas características de estos módulos solares, se ha utilizado el trazador PVPM 1000C40 (*Ilustración 3.6.2*). Así pues, la explicación de este proceso se explica a continuación:

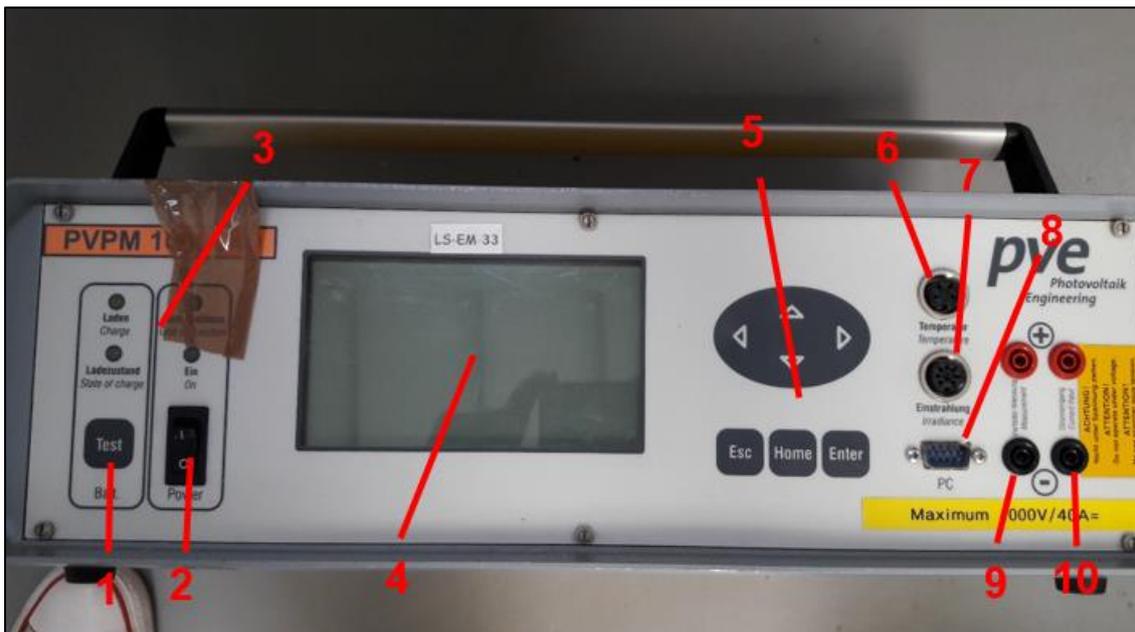


Ilustración 3.6.2 – Trazador PVPM 1000C40

Elementos operativos y de conexión:

1. Botón de prueba para la batería.
2. On/Off.
3. Indicadores de estado.
4. Pantalla (Display).
5. Botones de control.
6. Entrada de medición de temperatura Pt100.
7. Entrada de medición de irradiancia.
8. Interfaz RS-232 al PC.
9. Conector de medición (tension).
10. Conector de medición (intensidad).



Ilustración 3.6.3 – Carga de la batería en el lado izquierdo del trazador

Los pasos a seguir serán los siguientes:

1º Limpieza. Volver a limpiar los módulos como justo antes de preconditionamiento, para evitar suciedad acumulada durante su permanencia en el banco de pruebas (*Ilustración 3.6.4*).



Ilustración 3.6.4 – Módulos en el soporte con 34º de inclinación

2º Colocación del equipo de medida. Como se dijo anteriormente, el equipo informático donde se exportarán los datos obtenidos del trazador se encuentra abajo en el armario, pero será necesario tener en la parte externa y cerca del soporte con ambos módulos, el trazador con su cargador de batería correspondiente y la caja de protecciones. Además, se anclará de manera coplanar a los módulos, la propia placa de referencia que lleva nuestro trazador (*Ilustración 3.6.5*).



Ilustración 3.6.5 – Placa de referencia del PVPM

3º Conexiones. Aunque ambos módulos estén colocados, es importante mencionar que la obtención de las curvas características será individual, es decir, primero lo haremos con un módulo y en otro día seguiremos los mismos pasos con el siguiente. Para la explicación de este punto se irán mostrando las conexiones una a una:

1. Primero, para asegurarnos de que no se descargue totalmente la batería, es recomendable dejar conectado el cargador. Si es necesario, se utilizará un alargador que facilite la conexión de éste a la corriente.
2. Antes de conectar el módulo al PVPM, hay que tener en cuenta que, entre el trazador y el generador, se encuentra la caja de conexiones con un interruptor de seguridad (*Ilustración 3.6.6*). Es importante, no olvidar mantener a "0" el interruptor manual antes de manipular los conectores en el PVPM.

Conectamos la caja de conexiones al PVPM con la polarización correcta (fijándonos en los colores) (*Ilustración 3.6.7*). El siguiente paso será realizar correctamente la conexión que va del lado opuesto de la caja (*Ilustración 3.6.8*) a los terminales del generador solar (*Ilustración 3.6.9*) utilizando los cables que vienen con el trazador. El polo positivo está marcado en ROJO, el polo negativo está marcado en NEGRO.

Habrá que asegurarse de que todos los conectores de los cables de medición de potencia se inserten completamente (hasta el tope) en los enchufes.



Ilustración 3.6.6 – Interruptor externo de seguridad.



Ilustración 3.6.7 – Conexión PVPM-Caja de conexiones.



Ilustración 3.6.8 – Salida de la caja.

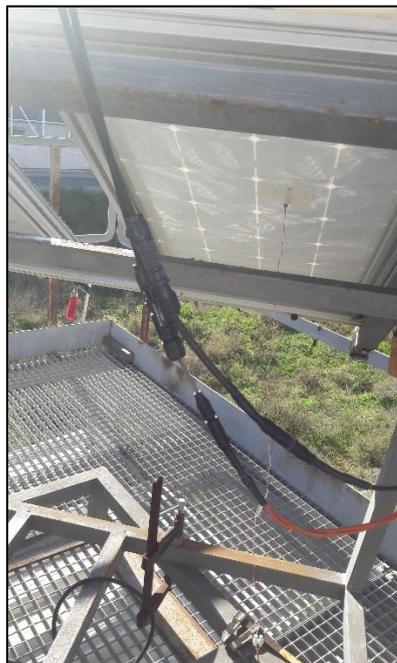


Ilustración 3.6.9 – Conexión de terminales (módulo 1)

3. En tercer lugar, vamos a conectar las sondas de temperatura e irradiancia que, irán desde el trazador al módulo que estemos midiendo y a la placa de referencia del PVPM respectivamente.

La sonda de temperatura se denomina Pt100 y, en su extremo lleva un sensor metálico que irá pegado (en este caso con cinta) en la parte de atrás del módulo, en un lugar centrado y detrás de una célula (*Ilustración 3.6.10*). Se tendrá que procurar que los cables no queden muy tensos.

La sonda de irradiancia, será la de la placa de referencia nombrada anteriormente (*Ilustración 3.6.5*).



Ilustración 3.6.10 – Conexión del sensor de temperatura (módulo 1)

***ANEXO II:** En este anexo se encuentran las imágenes de las conexiones para el segundo módulo.

4. La última conexión será la del PC. Se tirará el cable desde la parte de arriba, hasta el armario con el equipo informático con su adaptador correspondiente. Con todas las conexiones realizadas, el trazador queda como en la siguiente imagen (*Ilustración 3.6.11*).

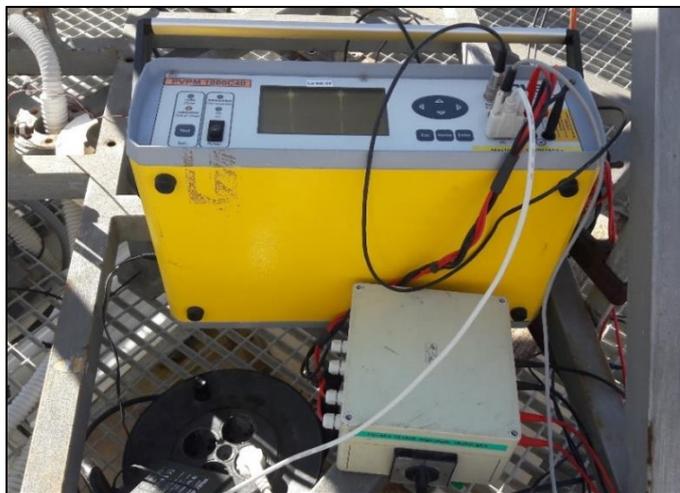


Ilustración 3.6.11 – PVPM con todas sus conexiones.

¡MUY IMPORTANTE! Como se ha dicho anteriormente, es importante mantener en '0' el interruptor de seguridad mientras se realizan todas las conexiones y mantenerlo así hasta la hora de la medición.

4º Mediciones. Primero tendremos que encender el trazador. Antes de poder controlar el PVPM desde el PC con PVPM.disp (software correspondiente al trazador previamente instalado con su CD-ROM), es necesario seleccionar la opción de menú "transfer" en el PVPM. Una vez hecho esto, el programa se verá de la siguiente manera:

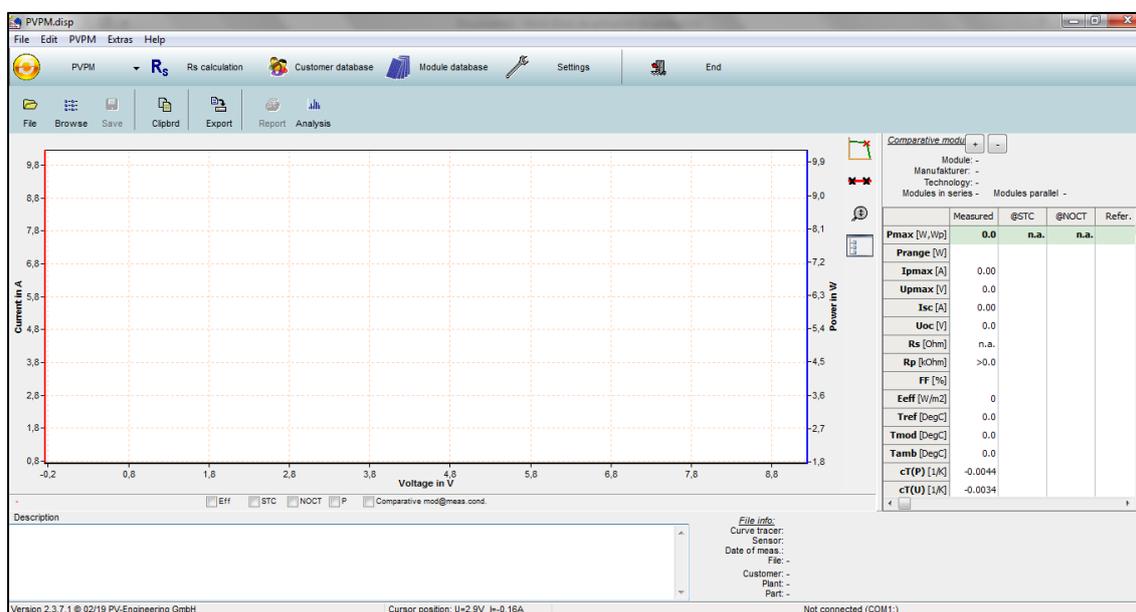


Ilustración 3.6.12 – PVPM.disp (software del trazador).

Se debe hacer todo lo posible para que las mediciones de potencia máxima se realizan en condiciones similares, es decir, minimizar la magnitud de la corrección haciendo todas las mediciones de potencia máxima de un mismo módulo aproximadamente a la misma temperatura e irradiancia.

Así pues, se elegirán las horas del mediodía para trazar las curvas. Para ejecutar el programa, pinchamos en la pestaña 'PVPM' y luego 'Measure I-V-Curve'. También seleccionamos la opción de exportar a excel para posteriormente trabajar con todos los datos recogidos de cada curva. Podemos poner un intervalo de 30 segundos por curva, y luego seleccionar tres o cuatro para su estudio.

Estas son las curvas I-V y las P-V obtenidas con el programa:

Módulo 1

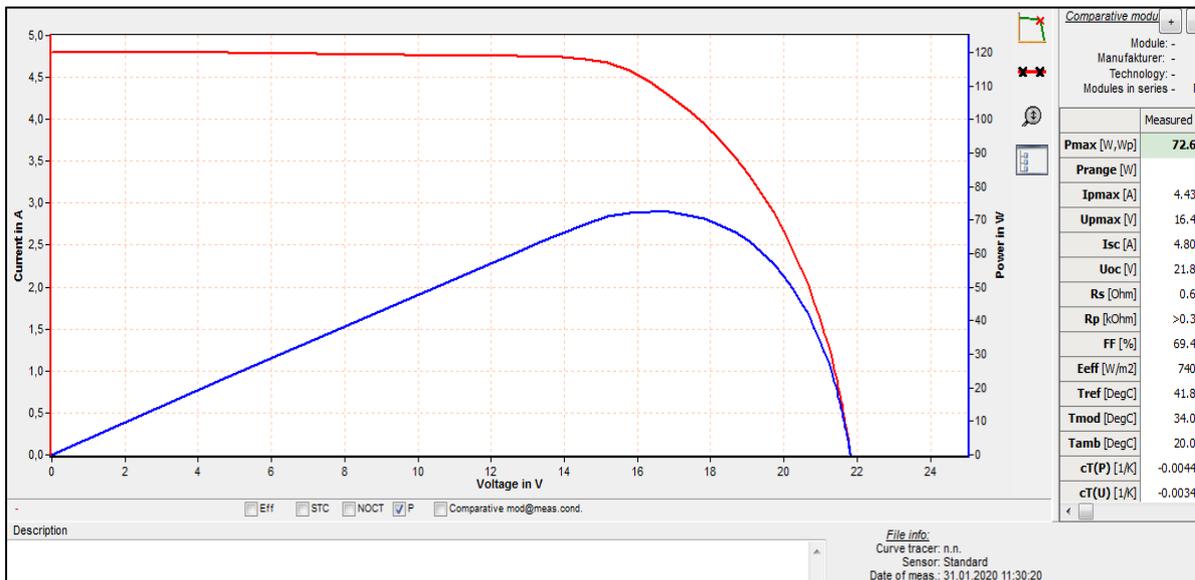


Ilustración 3.6.13 – Curvas I-V, P-V bajo condiciones reales (módulo 1, Irradiancia 740 W/m²)

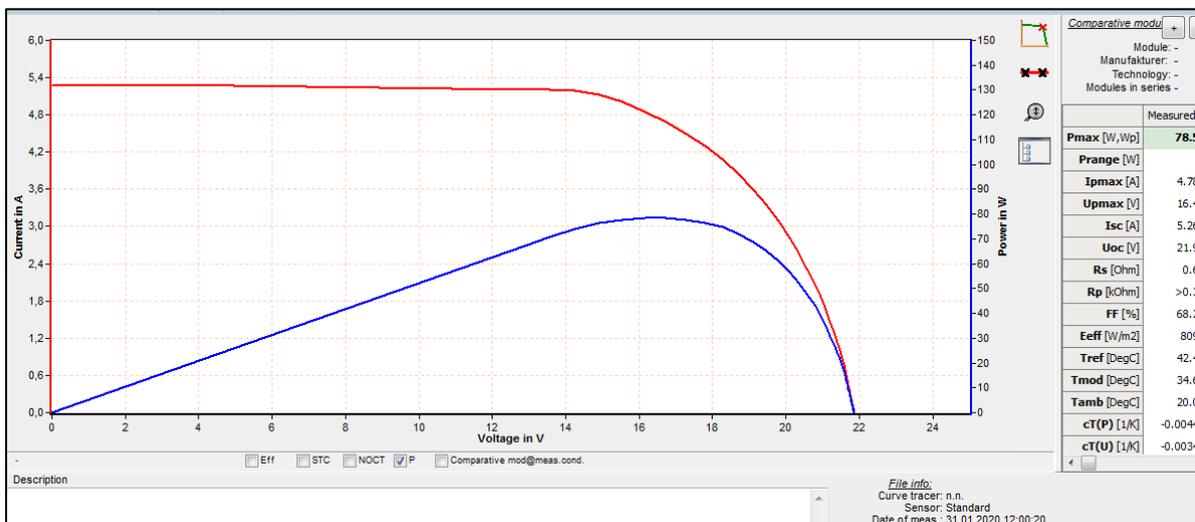


Ilustración 3.6.14 – Curvas I-V, P-V bajo condiciones reales (módulo 1, Irradiancia 809 W/m²)

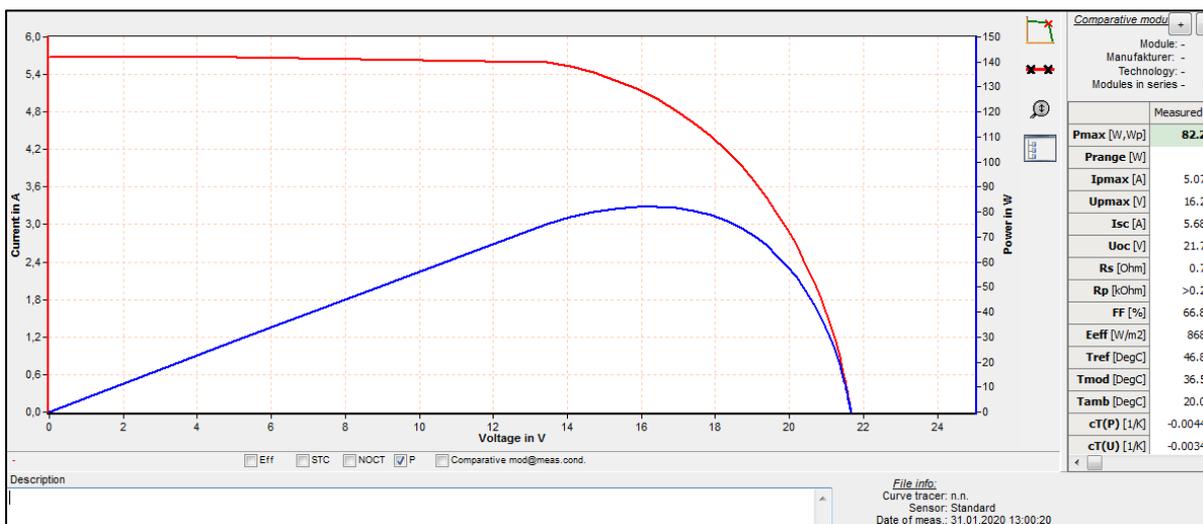


Ilustración 3.6.15 – Curvas I-V, P-V bajo condiciones reales (módulo 1, Irradiancia 868 W/m²)

Módulo 2

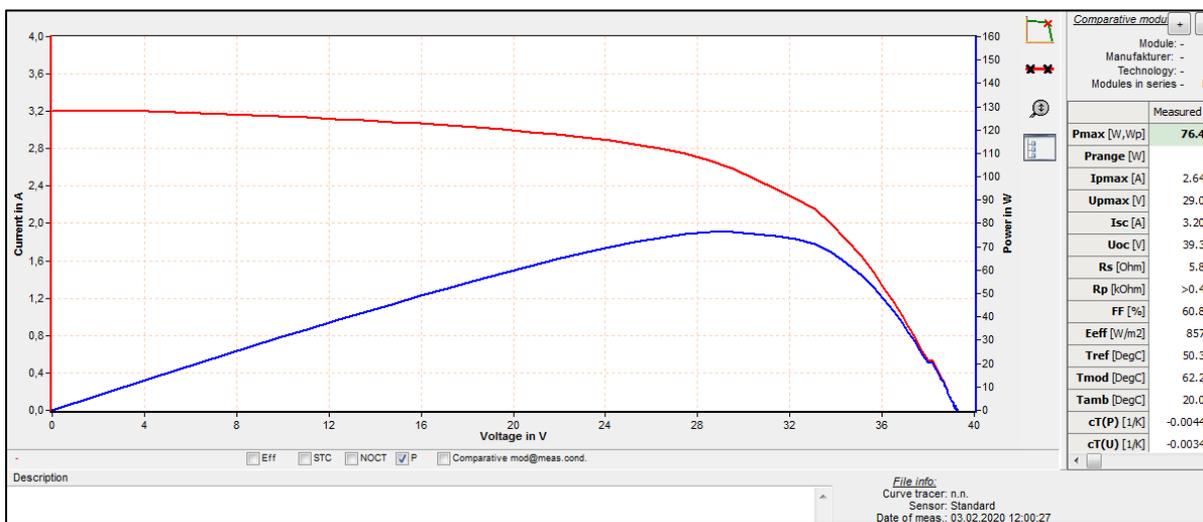


Ilustración 3.6.16 – Curvas I-V, P-V bajo condiciones reales (módulo 2, Irradiancia 857 W/m²)

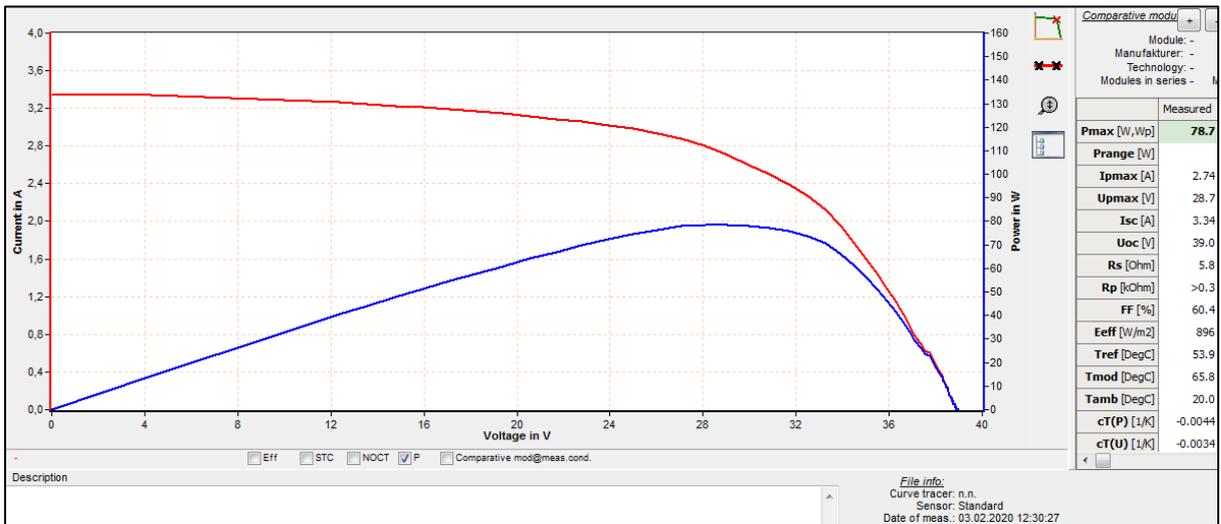


Ilustración 3.6.17 – Curvas I-V, P-V bajo condiciones reales (módulo 2, Irradiancia 896 W/m²)

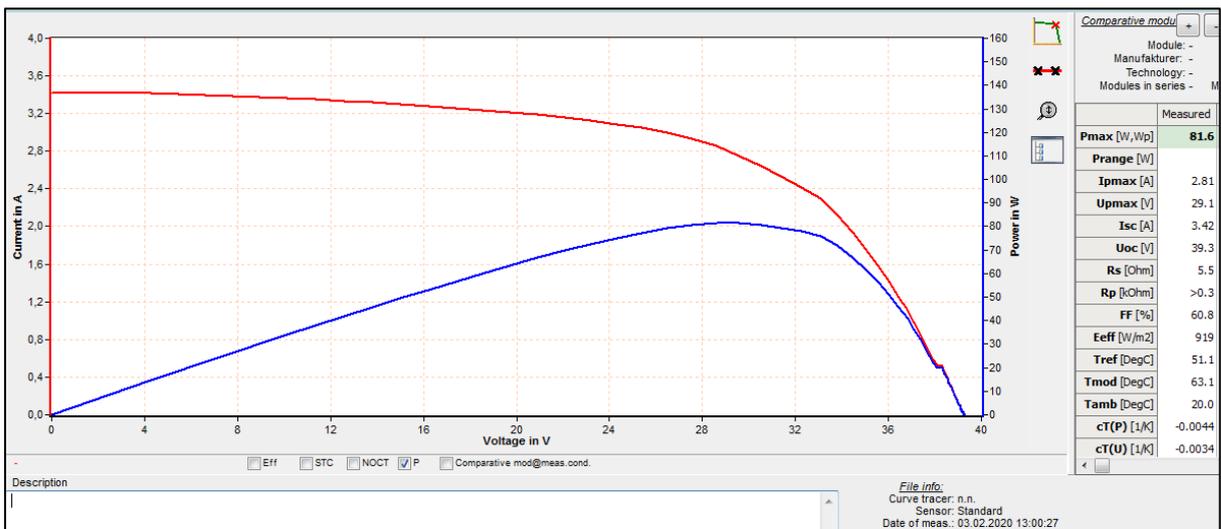


Ilustración 3.6.18 – Curvas I-V, P-V bajo condiciones reales (módulo 2, Irradiancia 919 W/m²)

3.7 Determinación de la potencia máxima.

Para la determinación de la potencia máxima y del rendimiento, es necesario que hagamos una corrección de la curva I-V.

Cuando la medida de la característica I-V se realiza con iluminación natural (método externo), la mayoría de las veces el módulo no se encuentra bajo CEM. Por ello, el ensayo se lleva a cabo bajo condiciones cercanas a CEM, cumpliendo unos requisitos mínimos y los puntos de recogida de la curva I-V son matemáticamente traducidos a las condiciones normalizadas.

Las siguientes ecuaciones muestran la corrección de I_{sc} , V_{oc} y todos los pares de intensidad y tensión entre los puntos de cortocircuito y circuito abierto.

La corrección de I_{sc} a CEM se realiza siguiendo la siguiente ecuación:

$$I_{sc (CEM)} = I_{sc (MEDIDO)} \times \frac{G_{(CEM)}}{G}$$

Ecuación 3.7.1 – Corrección de I_{sc} a CEM.

Donde:

$I_{sc (CEM)}$: Intensidad de cortocircuito del módulo en CEM (A).

$G_{(CEM)}$: Irradiancia en CEM (1000 W/m²).

G : Irradiancia medida en la superficie del módulo estudiado (W/m²).

$I_{sc (MEDIDO)}$: Intensidad de cortocircuito medida en el módulo instalado (A).

La corrección de V_{oc} a CEM se realiza siguiendo la siguiente ecuación:

$$V_{oc (CEM)} = V_{oc (MEDIDO)} + [\beta \times (T_{CEM} - T_{Placa})]$$

Ecuación 3.7.2 – Corrección de V_{oc} a CEM.

Donde:

$V_{oc (CEM)}$: Tensión de circuito abierto del módulo en CEM (V).

$V_{oc (MEDIDO)}$: Tensión de circuito abierto medida en el módulo instalado (V).

β : Coeficiente de temperatura en tensión, dado por el fabricante (V/°C).

T_{CEM} : Temperatura módulo solar bajo CEM (25°C).

T_{Placa} : Temperatura módulo solar (°C).

De este mismo modo y utilizando las dos ecuaciones anteriores, corregimos todos los pares de intensidad y tensión que están comprendidos entre los puntos de cortocircuito y de circuito abierto.

Una vez tengamos todos los valores corregidos a CEM, podremos multiplicar todos los pares de tensión e intensidad, y el mayor resultado que obtengamos de potencia será la máxima:

$$P_{max(CEM)} = I_{CEM} \times V_{CEM} \rightarrow \text{Valor máximo de todos los datos.}$$

Ecuación 3.7.3 – Potencia máxima del módulo.

Por último, podemos calcular su rendimiento:

$$\eta (\%) = \frac{P_{max}}{G \times A}$$

Ecuación 3.7.4 – Rendimiento del módulo.

Siendo 'A' el área del módulo.

Ahora se realizarán todos estos cálculos con los datos que tenemos de los módulos, y corregiremos las tres curvas seleccionadas para cada placa, y así tener un resultado más fiable. Para ello será necesario trabajar en una hoja de Excel debido a la gran cantidad de valores con los que trabajamos.

Módulo 1 (Condición real de Irradiancia 740 W/m², Tmod 34°C)

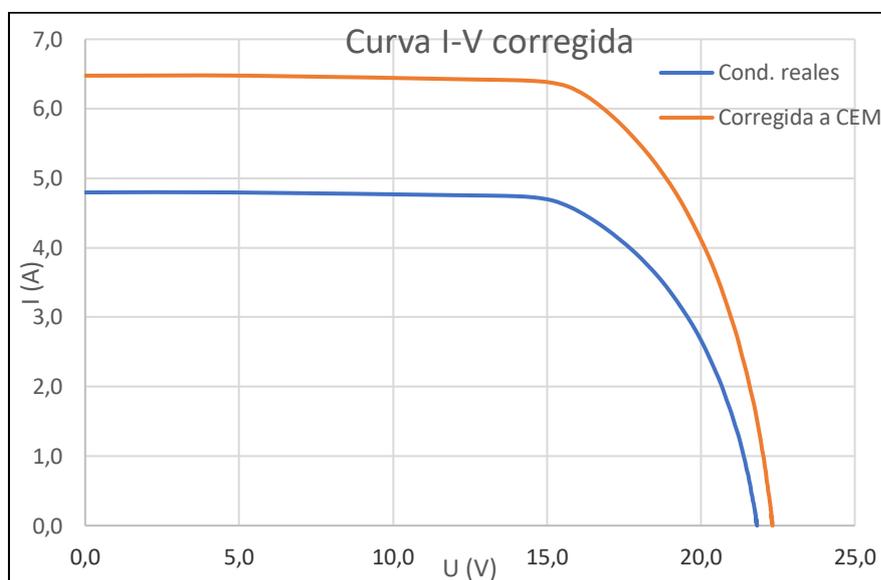
- **Corrección de I_{sc} a CEM:**

$$I_{sc} (CEM) = 4,8 \times \frac{1000}{740} = 6,48 (A)$$

- **Corrección de V_{oc} a CEM:**

$$V_{oc} (CEM) = 21,8 + [-0,0559 \times (25 - 34)] = 22,33 (V)$$

- **Corrección de curva I-V:**



Gráfica 3.7.1 – Corrección curva I-V (740 W/m², 34°) a CEM.

$$P_{max}(CEM) = 101,04 (W)$$

Tolerancia potencia del módulo: +/- 3%

Potencia del módulo: 110 W → Pmin=106,7 W (Tolerancia mínima)

Comparación de la potencia máxima en CEM con la que nos da el fabricante (sin contar su tolerancia):

$$Relación(\%) = \frac{101,04}{110} \times 100 = 91,85\%$$

Rendimiento de módulo:

$$\eta (\%) = \frac{72,6}{740 \times 1,165 \times 0,556} = 0,1513 (15,13\%)$$

Módulo 1 (Condición real de Irradiancia 809 W/m², Tmod 34,6°C)

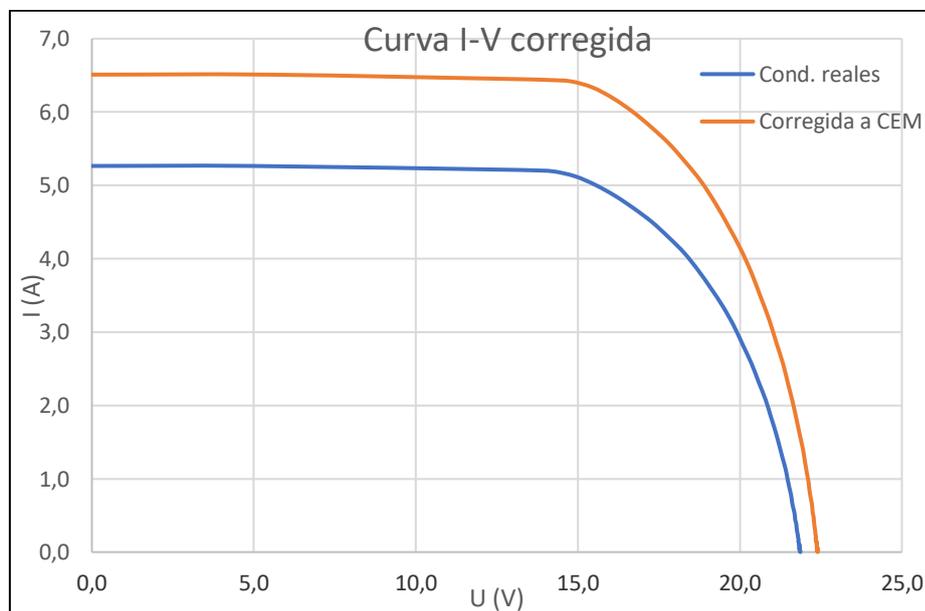
- **Corrección de I_{sc} a CEM:**

$$I_{sc} (CEM) = 5,26 \times \frac{1000}{809} = 6,51 (A)$$

- **Corrección de V_{oc} a CEM:**

$$V_{oc} (CEM) = 21,9 + [-0,0559 \times (25 - 34,6)] = 22,4 (V)$$

- **Corrección de curva I-V:**



Gráfica 3.7.2 – Corrección curva I-V (809 W/m², 34.6°) a CEM.

$$P_{max}(CEM) = 100,22 (W)$$

Comparación de la potencia máxima en CEM con la que nos da el fabricante:

$$Relación(\%) = \frac{100,22}{110} \times 100 = 91,1\%$$

Rendimiento de módulo:

$$\eta (\%) = \frac{78,4}{809 \times 1,165 \times 0,556} = 0,1497 (14,97\%)$$

Módulo 1 (Condición real de Irradiancia 868 W/m², Tmod 36,5 °C)

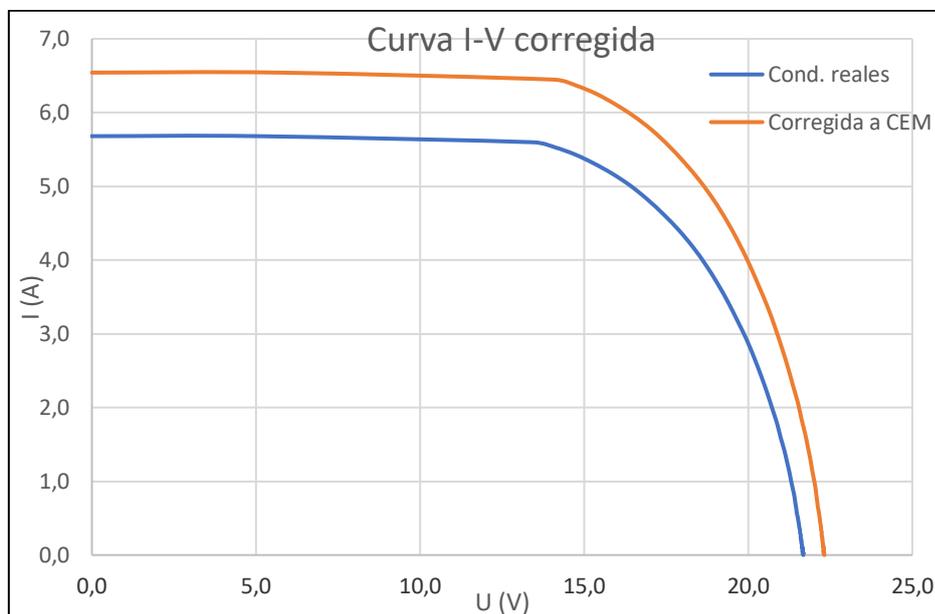
- **Corrección de I_{sc} a CEM:**

$$I_{sc} (CEM) = 5,68 \times \frac{1000}{868} = 6,54 (A)$$

- **Corrección de V_{oc} a CEM:**

$$V_{oc} (CEM) = 21,7 + [-0,0559 \times (25 - 36,5)] = 22,32 (V)$$

- **Corrección de curva I-V:**



Gráfica 3.7.3 – Corrección curva I-V (868 W/m², 36.5°) a CEM.

$$P_{max}(CEM) = 98,37 (W)$$

Comparación de la potencia máxima en CEM con la que nos da el fabricante:

$$Relación(\%) = \frac{98,36}{110} \times 100 = 89,42\%$$

Rendimiento de módulo:

$$\eta (\%) = \frac{82,2}{868 \times 1,165 \times 0,556} = 0,1461 (14,61\%)$$

Conclusiones para el módulo 1

Como hemos podido ver, hemos obtenido un rendimiento del 15% aproximadamente, además de unos valores similares entre la potencia máxima corregida a CEM y la dada por el fabricante. No obstante, los resultados obtenidos de potencia máxima quedarían fuera del rango proporcionado del +/- 3% teniendo en cuenta su tolerancia, por lo que quizá habría que realizar un análisis termográfico, con el fin de evaluar la distribución de temperaturas en el módulo fotovoltaico y detectar posibles fallos y puntos calientes.

Módulo 2 (Condición real de Irradiancia 857 W/m², Tmod 62,2 °C)

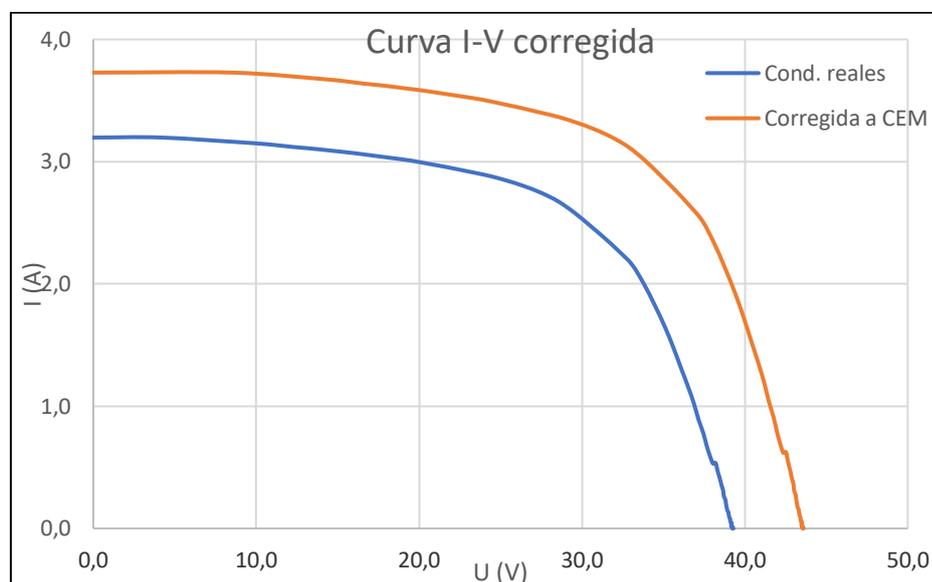
- **Corrección de I_{sc} a CEM:**

$$I_{sc} (CEM) = 3,2 \times \frac{1000}{857} = 3,73 (A)$$

- **Corrección de V_{oc} a CEM:**

$$V_{oc} (CEM) = 39,3 + [-0,116 \times (25 - 62,2)] = 43,61 (V)$$

- **Corrección de curva I-V:**



Gráfica 3.7.4 – Corrección curva I-V (857 W/m², 62.2°) a CEM.

$$P_{max}(CEM) = 102,49 (W)$$

Tolerancia potencia del módulo: -0/+5%

Potencia del módulo: 100 W → Pmax=105 W (Tolerancia máxima)

Comparación de la potencia máxima en CEM con la que nos da el fabricante (sin contar su tolerancia):

$$Relación(\%) = \frac{102,49}{100} \times 100 = 102,49\%$$

Rendimiento de módulo:

$$\eta (\%) = \frac{76,3}{857 \times 2,068 \times 0,494} = 0,0871 (8,71\%)$$

Módulo 2 (Condición real de Irradiancia 896 W/m², Tmod 65,8 °C)

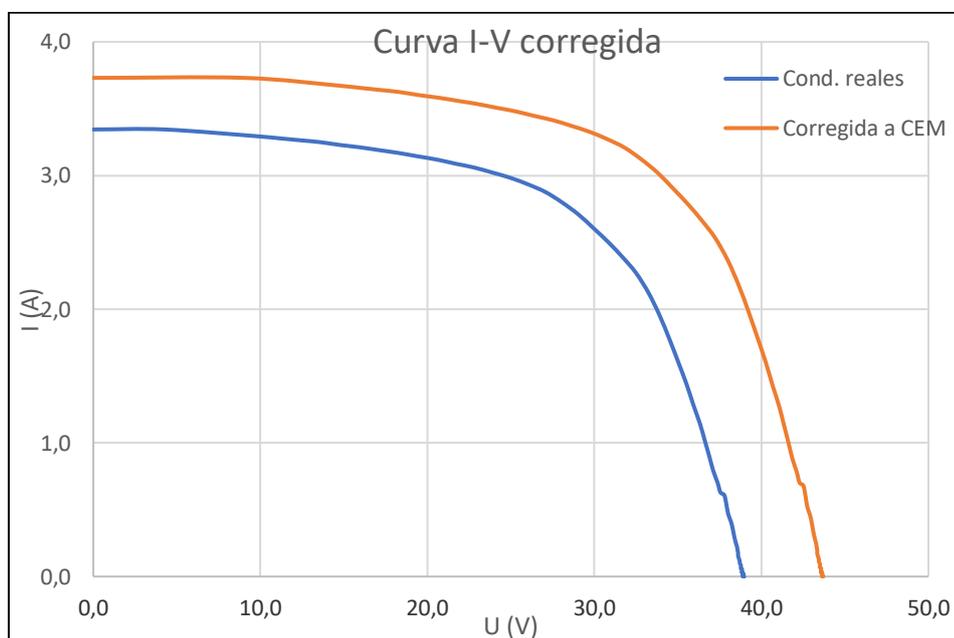
- **Corrección de I_{sc} a CEM:**

$$I_{sc} (CEM) = 3,34 \times \frac{1000}{896} = 3,73 (A)$$

- **Corrección de V_{oc} a CEM:**

$$V_{oc} (CEM) = 39 + [-0,116 \times (25 - 65,8)] = 43,7 (V)$$

- **Corrección de curva I-V:**



Gráfica 3.7.5 – Corrección curva I-V (896 W/m², 65.8°) a CEM.

$$P_{max}(CEM) = 102,4 (W)$$

Comparación de la potencia máxima en CEM con la que nos da el fabricante:

$$Relación(\%) = \frac{102,4}{100} \times 100 = 102,4\%$$

Rendimiento de módulo:

$$\eta (\%) = \frac{78,7}{896 \times 2,068 \times 0,494} = 0,0859 (8,59\%)$$

Módulo 2 (Condición real de Irradiancia 919 W/m², Tmod 63,1 °C)

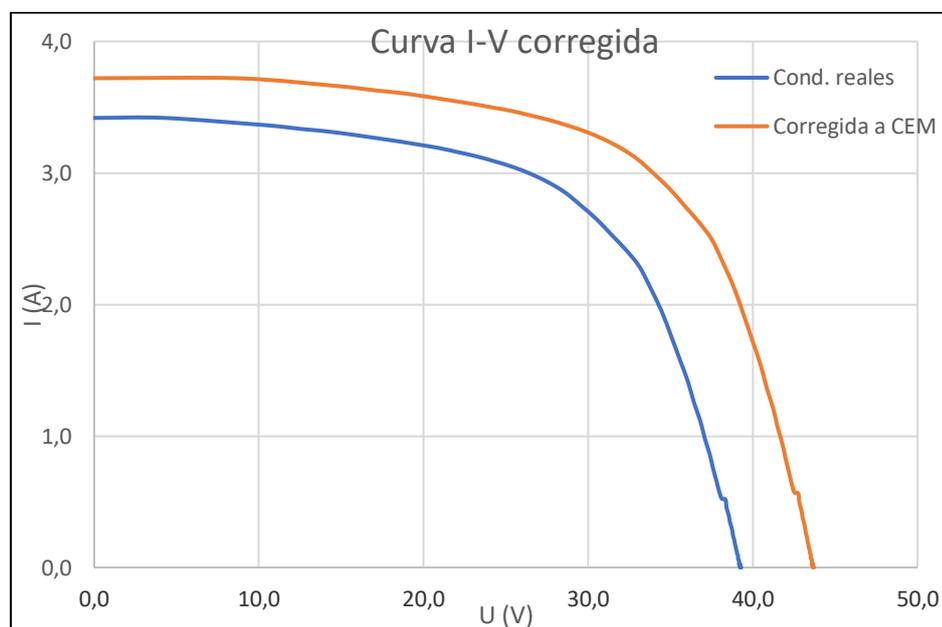
- **Corrección de I_{sc} a CEM:**

$$I_{sc}(CEM) = 3,42 \times \frac{1000}{919} = 3,72 \text{ (A)}$$

- **Corrección de V_{oc} a CEM:**

$$V_{oc}(CEM) = 39,3 + [-0,116 \times (25 - 63,1)] = 43,71 \text{ (V)}$$

- **Corrección de curva I-V:**



Gráfica 3.7.6 – Corrección curva I-V (919 W/m², 63.1°) a CEM.

$$P_{max}(CEM) = 102,45 \text{ (W)}$$

Comparación de la potencia máxima en CEM con la que nos da el fabricante:

$$Relación(\%) = \frac{102,45}{100} \times 100 = 102,45\%$$

Rendimiento de módulo:

$$\eta(\%) = \frac{81,5}{919 \times 2,068 \times 0,494} = 0,0869 \text{ (8,69\%)}$$

Conclusiones para el módulo 2

Para este módulo, hemos obtenido un rendimiento del casi 9%. En cuanto a la comparación de los datos corregidos a CEM con los aportados por el fabricante, vemos como los resultados obtenidos verifican los valores de fabricación, ya que el valor calculado ha sido de una potencia máxima de unos 102,4 W aproximadamente, y el rango de potencia que tenía este generador solar, según su hoja de especificaciones, era de entre 100 y 105 W, teniendo en cuenta su tolerancia.

4 Equipo instrumental utilizado

El equipo instrumental tiene que estar sujeto a un plan de mantenimiento y calibración para la realización del ensayo.

- **Piranómetro:** Medidor calibrado de irradiancia solar global (W/m^2), cuya inclinación es igual a la inclinación que presente el módulo fotovoltaico (*Ilustración 4.1*).



Ilustración 4.1 – Piranómetro.

- **Multímetro de precisión:** Equipo para las medidas eléctricas de tensión e intensidad, con una resolución programable de 6 ½ dígitos. Estos multímetros tienen la capacidad de almacenar en su memoria interna 512 lecturas y se comunican con un PC a través de una interfaz GPIB.
- **Equipo informático:** Un PC con el software correspondiente del trazador (PVPM.disp) y un programa de Labview, que conectando el multímetro al ordenador mediante una interfaz GPIB, permita exportar las lecturas.
- **Trazador de curvas PVPM1000C40:** Proporciona la medición de la curva I-V de módulos fotovoltaicos. El trazador viene con el cable de conexión al PC, su sonda de temperatura, la de irradiancia, su propia placa de referencia (para medir la irradiancia), una caja de conexiones con un interruptor de seguridad y sus cables correspondientes, y un cargador para su batería.
- **Seguidor solar:** Soporte situado una zona exterior para sujetar el módulo y darle la inclinación deseada.
- **Armario bastidor metálico:** Armario móvil para el equipo informático y de medida que facilite su transporte y operatividad.

5 Calibración de piranómetros

Como se ha comentado anteriormente, para poder realizar correctamente el ensayo, es necesario que el equipo instrumental este calibrado, así que en este punto se verán los pasos a seguir para la calibración de un piranómetro, utilizando otro piranómetro de referencia.

5.1 Alcance

El procedimiento escogido y especificado en la norma ISO 9847-1992, será una calibración horizontal, con unas condiciones meteorológicas de cielo despejado.

En este caso, se utilizará la luz solar como fuente, dejando a un lado la posibilidad del uso de radiación artificial.

5.2 Metodología de calibración

A continuación, se detallarán el procedimiento y los recursos necesarios para la calibración de un piranómetro.

5.2.1 Equipos y materiales

Los aparatos a utilizar para la calibración serán los siguientes:

- Piranómetro de referencia. Piranómetro bien mantenido, seleccionado por su estabilidad y calidad, utilizado exclusivamente para calibrar otros instrumentos. Es de mayor clase.
- Piranómetro a calibrar.
- Sonda del piranómetro.
- Sonda del piranómetro de referencia.
- Cables GPIB que conectan en serie los multímetros con el PC.
- Dos multímetros de precisión: Se encargan de registrar los datos de las medidas de tensión del piranómetro a calibrar y del piranómetro de referencia.
- PC con programa LabView, para la recogida y el tratamiento de datos.

5.2.2 Operaciones previas

1. El piranómetro a calibrar deberá estar identificado con un código, ya sea interno (sistema SGCMA) o externo. Si antes de iniciar el ensayo el equipo o instrumento no lo tuviera, se procederá a su correcta identificación.
2. Para el mantenimiento de los piranómetros, también se recomienda pasar un trapo para quitar el posible rocío de las primeras horas de la mañana, para evitar medidas erróneas, y además comprobar que el gel de sílice que contienen en un lateral no se haya vuelto completamente transparente, en cuyo caso habría que reemplazarlos, según el manual de instrucciones de estos. A parte de esto, se tendrá un especial cuidado con el piranómetro que usamos de referencia, y tendrá que estar guardado en un lugar donde se mantenga en buen estado. También deberán estar identificados con un código cada uno.
3. Se colocarán, a la misma altura de la parte superior, y con el soporte situado en el exterior en horizontal, tanto el piranómetro a calibrar, como el piranómetro de referencia (*Ilustración 4.2*). De ellos se tirarán sus respectivos cables hacia abajo para conectarlos a los instrumentos de medida (*Ilustración 4.3*), teniendo en cuenta su polaridad.



Ilustración 5.2.2.1– Piranómetros instalados.

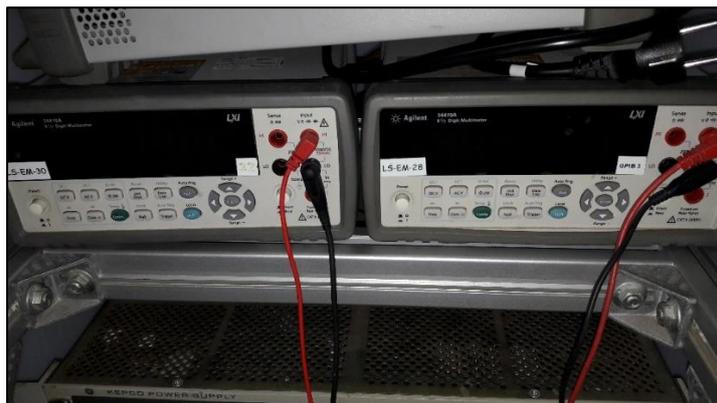


Ilustración 5.2.2.2 – Multímetros de precisión.

5.2.3 Proceso de calibración

El método elegido para el procedimiento, es la calibración horizontal con un cielo estable y despejado. En estas condiciones las reglas a tener en cuenta y los pasos a seguir serán los siguientes:

1. Para unas condiciones de cielo despejado, tomar simultáneamente las lecturas instantáneas de voltaje obtenidas con los instrumentos de medida. Serán necesarios un mínimo de 15 series, tomadas en un rango de entre 10 y 15 minutos, con 21 o más lecturas de voltaje por cada serie. (Por ejemplo, coger un punto cada 30 segundos para cubrir este rango).
2. Estas series, serán obtenidas en una duración de 2 a 3 días en dichas condiciones. Si se produjese un cambio de condiciones ambientales, se podría aumentar la duración.
3. Obtener los datos desde la mañana, pasando por el mediodía, hasta la tarde, para asegurarse que el ángulo de elevación solar excede los 20°.
4. Por último, transferir los datos obtenidos al PC, para su posterior tratamiento.

5.2.4 Tratamiento de datos

En primer lugar, se deberá calcular en una hoja de Excel, la recta de calibración del piranómetro. Para esto, se importarán los datos de registro a este programa de cálculo. Una vez tengamos los datos en Excel, insertaremos una gráfica de dispersión, que esté compuesta por los valores obtenidos de la tensión de dicho piranómetro frente a la irradiación del piranómetro de referencia (estos valores de irradiación se han calculado dividiendo la tensión medida del piranómetro de referencia por su constante de calibración, utilizando un divisor en LabView). Lo siguiente es mostrar la línea de tendencia, la ecuación de la recta y, comprobar que R^2 es mayor que 0,95, para ver que los datos son válidos.

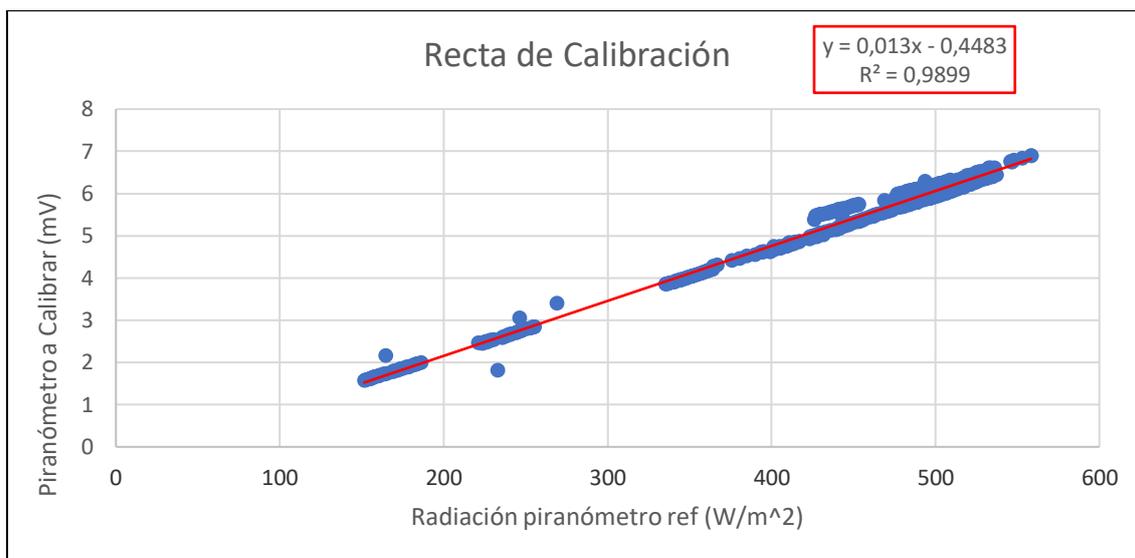


Ilustración 5.3.4.1 – Ejemplo de recta de calibración.

Para obtener el nuevo factor de calibración, tendremos que realizar unos cálculos matemáticos que vienen recogidos en la norma ISO 9847.

A partir de cada lectura i dentro de una serie de medidas j calcular la relación:

$$F(ij) = \frac{V_R(ij)}{V_F(ij)} \times Fr$$

Ecuación 5.3.4.1

Donde:

- $V_R(ij)$ y $V_F(ij)$ son las tensiones, en mV, del piranómetro de referencia y a calibrar respectivamente.

- Fr es el factor de calibración de piranómetro de referencia $(W/m^2)/V$.

El segundo paso es determinar la serie de factores de calibración del piranómetro de campo a partir de n lecturas de una serie de mediciones j utilizando la fórmula:

$$F(j) = \frac{Fr \times \sum_{i=1}^n V_R(ij)}{\sum_{i=1}^n V_F(ij)}$$

Ecuación 5.3.4.2

Se rechazarán aquellos datos para los que $F(ij)$ se desvíe en más de $\pm 2\%$ de $F(j)$, pudiéndose eliminar la serie completa si los datos no válidos de dicha serie fuesen demasiados.

En la siguiente imagen, se puede apreciar con un ejemplo el tratamiento de los datos en Excel:

Factor Calibración del Piranómetro de Referencia (Fr)		97181,7298 (W/m2)/V							
Serie	Medida	$V_R(ij)$ (m)	$V_F(ij)$ (m)	$F(ij)$	$F(j)$	+2%	-2%	Validez	Des Típica
1	1	1,559	1,569	96562,3434	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	885,197181
	2	1,566	1,581	96259,702	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	3	1,583	1,599	96209,3048	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	4	1,601	1,621	95982,6955	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	5	1,6	1,622	95863,6053	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	6	1,604	1,632	95514,3962	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	7	1,614	1,644	95408,3406	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	8	1,622	1,653	95359,205	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	9	1,626	1,657	95363,6045	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	10	1,647	1,682	95159,5179	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	11	1,654	1,69	95111,5865	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	12	1,676	1,715	94971,7663	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	13	1,685	1,724	94983,3032	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	14	1,699	1,739	94946,3824	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	15	1,739	1,779	94996,6432	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	16	1,739	1,785	94677,3267	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	17	1,747	1,797	94477,7307	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	18	1,767	1,819	94403,5825	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	19	1,783	1,836	94376,3749	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	20	1,784	1,838	94326,5539	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	21	1,803	1,861	94152,9602	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	22	1,821	1,88	94131,8777	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	23	1,833	1,893	94101,4848	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	24	1,829	1,893	93896,1352	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	25	1,841	1,904	93966,1579	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	26	1,868	1,936	93768,322	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	27	1,879	1,95	93643,3181	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	28	1,886	1,959	93560,3586	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	29	1,892	1,966	93523,8214	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	
	30	1,914	1,992	93376,4211	94707,2627	96601,4079	92813,1174	Válido	

Ilustración 5.3.4.2 – Ejemplo de tratamiento de datos para una serie en Excel.

Una vez hecho esto para todas las series, calcularemos el promedio de los factores obtenidos, y expresaremos el factor de calibración en $\mu V/(W/m^2)$. Además, obtenemos el error de cada serie para obtener su desviación típica.

Serie	F(j)
1	94707,2627
2	90334,89
3	85887,5476
4	85202,6305
5	84651,2171
6	84264,0279
7	84185,0426
8	83766,8847
9	83361,5257
10	81872,9404
11	81334,6047
12	80779,935
Eliminada	
Eliminada	
15	86946,8211
16	83833,302
17	83108,1474
18	81555,0155
19	80025,0572
20	78513,2632
21	80670,107
Promedio	83947,38

Ilustración 5.3.4.3 – Tabla resumen de cada serie.

El nuevo factor de calibración para el caso de ejemplo que hemos utilizado sería:

$$83947,38 (W/m^2)/V \rightarrow 11,9122 \mu V/(W/m^2)$$

Por último, determinar la estabilidad de las condiciones de calibración, calculando la desviación estándar $F(ij)$ sobre su media para los valores establecidos.

6 Calibración de placas de referencia

Para la calibración de una placa de referencia se siguen los mismos pasos que para calibrar un piranómetro. Simplemente será necesario tener en cuenta algunas consideraciones:

- El método será igual de válido tanto para la calibración de placas de referencia de silicio policristalino como las de monocristalino.
- En cuanto a la limpieza de la placa, se le deberá pasar un paño con líquido limpiacristales.



Ilustración 6.1 – Placa de referencia.



Ilustración 5.3.4.3 – Placa y piranómetro de referencia instalados.

7 Conclusiones

Para este estudio se han utilizado dos tipos de paneles diferentes, y como se ha podido comprobar se han obtenido un rendimiento diferente para cada módulo.

El primer módulo estudiado, utiliza células monocristalinas y se podría clasificar en una categoría de paneles flexibles. Esto es debido a que no usan marco, ni vidrio, sino que van encapsulados en polímeros para poder facilitar esa flexibilidad.

La mayoría de fabricantes que utilizan este tipo de módulo utilizan células estándar del mercado, lo que provoca que al doblarse se produzcan microrroturas. Sin embargo, este panel está formado por células solares Maxeon, diseñadas a partir de una tecnología que les permite doblarse en condiciones difíciles en las que las demás se rompen.

Así pues, se han obtenido unos resultados que se reflejan en la siguiente tabla comparativa:

Módulo 1	Isc (A)	Voc (V)	Potencia máxima (W)
Datos dados por el fabricante	6,3	21,7	*(106,7 – 110)
Datos reales medidos y corregidos a CEM	** (6,48 – 6,54)	** (22,32 – 22,4)	** (98,37 – 101,04)
Rendimiento obtenido	** (14,61 – 15,13) %		

Tabla 7.1 – Resultados para el módulo 1.

*Rango de potencia dado por el fabricante teniendo en cuenta su tolerancia.

**Rango que comprende los valores obtenidos para las diferentes condiciones reales en la medición y posteriormente corregidos a CEM.

Los datos de potencia máxima obtenidos quedan por debajo del rango ofrecido por el fabricante. Además, se puede observar que a medida que aumentaban los valores de las condiciones reales de temperatura e irradiancia, dicha potencia disminuye con respecto a la anterior condición, al igual que su rendimiento.

Como ya se comentó justo después de realizar los cálculos, podría utilizarse una cámara termográfica para buscar microrroturas o puntos calientes en el panel. Además, podríamos repetir la medición para contrastar los datos recogidos asegurándonos de la correcta colocación de la sonda de temperatura del módulo como posible causa de estos resultados de potencia inestables e insuficientes.

El segundo módulo queda dentro del tipo de panel solar fotovoltaico denominado de lámina delgada o capa fina. Su material es de CIGS, y aunque no registre datos de eficiencia tan altos como otro tipo de módulos, presenta algunas ventajas como su amplia flexibilidad.

Módulo 2	Isc (A)	Voc (V)	Potencia máxima (W)
Datos dados por el fabricante	3,7	41,4	*(100 – 105)
Datos reales medidos y corregidos a CEM	** (3,72 – 3,73)	** (43,61 – 43,71)	** (102,4 – 102,49)
Rendimiento obtenido	**(8,59 – 8,71) %		

Tabla 7.2 – Resultados para el módulo 2.

Los resultados obtenidos de potencia máxima para este panel, verifican los aportados por el fabricante al encontrarse dentro de su rango.

En general un panel convencional monocristalino o policristalino presenta una mayor eficiencia, no obstante, estos dos paneles estudiados cuentan con ciertas características ideales para su instalación en lugares como podrían ser autocaravanas, barcos o incluso invernaderos.

8 Normativa

- **UNE-EN 61215-1** *Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 1: Requisitos de ensayo.*
- **UNE-EN 61215-2** *Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 2: Procedimientos de ensayo.*
- **IEC 60904-1** *Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica intensidad-tensión de los módulos fotovoltaicos.*
- **ISO 9487** *Solar energy. Calibration of field pyranometers by comparison to a reference pyranometer.*

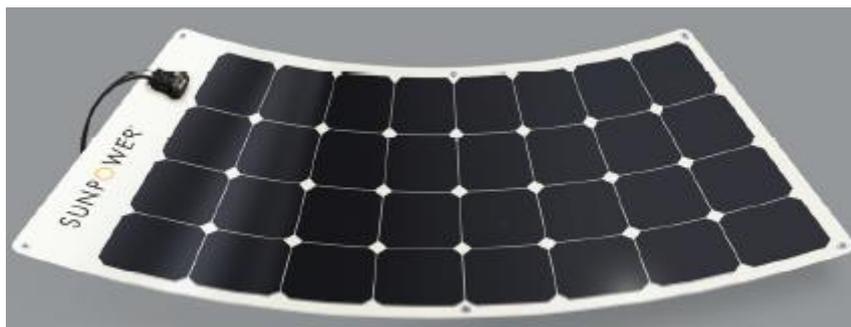
9 Bibliografía

- PVPM 1000C User Manual.
- http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_04.htm
- <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico>
- http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/08_leccion/es/02_leccion/www/Modulo_fotovoltaico.htm

ANEXO I

(Especificaciones técnicas de los módulos)

Módulo 1



Datos eléctricos (CEM: 25° C, 1000 W/m²):

Potencia máxima (Pmax)	110 W
Tensión máxima (Vmp)	18,5 V
Intensidad máxima (Imp)	6 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	21,7 V
Intensidad de cortocircuito (Isc)	6,3 A
Coefficiente de temperatura en intensidad (α)	2.6 mA/° C
Coefficiente de temperatura en tensión (β)	-58.9 mV/° C
Coefficiente de temperatura en potencia (γ)	-0.35%/° C
Tolerancia Potencia	+/-3%
Tensión máxima del sistema	45 V
Capacidad máxima del fusible	15 V

Datos físicos:

Dimensiones del módulo	1165 x 556 x 20 mm con caja de conexiones, 2 mm sin caja de conexiones.
Peso del módulo	2 Kg
Nº Total de células	32 células
Tipo de célula	Monocristalina
Terminales de conexión	Tyco (PV4-S)
Cable	4 mm ² , 12 AWG, 450 mm de longitud.

Módulo 2



Datos eléctricos (CEM: 25° C, 1000 W/m²):

Potencia máxima (Pmax)	100 W
Tensión máxima (Vmp)	32 V
Intensidad máxima (Imp)	3.2 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	41.4 V
Intensidad de cortocircuito (Isc)	3.7 A
Coeficiente de temperatura en intensidad (α)	0.01%/K
Coeficiente de temperatura en tensión (β)	-0,116V/K
Coeficiente de temperatura en potencia (γ)	-0.36%/K
Tolerancia Potencia	+/-3%
Tensión máxima del sistema	1000 V
Capacidad máxima del fusible	15 V

<i>Datos físicos:</i>	
Dimensiones del módulo	2068 x 494 x 3 mm
Peso del módulo	3.1 Kg
Tipo de célula	Cylindrical CIGS
Tipo de terminal de salida	Multicontact Connector Type 4
Calibre del cable de salida	12 AWG
Tipo de cable de salida	PV Wire

ANEXO II

(Imágenes de conexiones. Segundo módulo)



Ya que para la explicación de las conexiones se había utilizado las imágenes del primer módulo, se adjunta en este anexo las ilustraciones de la conexión de los terminales y la de la sonda de temperatura al segundo generador solar.