



CARACTERIZACIÓN DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS CON DISPOSITIVO
PORTÁTIL

Tutor: Pedro Jose Débora

Autor: Julio Fernández Ferichola



ÍNDICE



1	OBJETIVOS	2
2	INTRODUCCIÓN	4
3	ANTECEDENTES	7
3.1	Tecnología Fotovoltaica	8
4	DESCRIPCIÓN GENERAL DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	11
4.1	Módulo fotovoltaico	12
4.2	Estructura del módulo fotovoltaico	12
4.2.1	Tipos de módulos fotovoltaicos y sus células	13
4.2.1.1	Tipos de paneles según su forma.....	15
4.2.2	Cubierta frontal.....	17
4.2.3	Encapsulante	17
4.2.4	Cubierta posterior	18
4.2.5	Células solares y sus conectores.....	18
5	FACTORES DE PÉRDIDAS ENERGÉTICAS	21
5.1	Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.....	21
5.2	Pérdidas de mismatch o de conexionado.....	22
5.3	Pérdidas por polvo y suciedad.....	22
5.4	Pérdidas angulares y espectrales.....	23
5.5	Pérdidas por caídas ohmicas en el cableado.....	23
5.6	Pérdidas por temperatura	23
5.7	Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico	24
5.8	Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor	24
6	CURVA CARACTERÍSTICA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	26
6.1	Terminología	26
6.2	Ecuación característica	28
6.3	Factores que afectan a la característica I-V del generador	30
6.4	Condiciones de referencia	35
6.5	Eficiencia del módulo fotovoltaico.....	38
6.6	Parámetros de rendimiento de Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a la red 40	
7	INTERCONEXIONADO DE CÉLULAS Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. EL CAMPO FOTOVOLTAICO	44
7.1	El campo fotovoltaico.....	44
7.1.1	Asociación de células solares no idénticas en serie.....	45
7.1.2	Asociación de células solares no idénticas en paralelo.	47
8	PROTECCIONES EN LOS GENERADORES FOTOVOLTAICOS. DIODOS..	51
8.1	Diodos de paso	51
8.2	Diodos de paso en campos de módulos fotovoltaicos	54
8.3	Grupos conectados en paralelo	54
8.4	Grupos conectados en serie	55
8.5	Diodos de bloqueo.....	56
8.6	Protecciones adicionales.....	58
9	INSTALACIÓN DE LOS MÓDULOS.....	61
9.1	Orientación de los paneles.....	61



10	NORMATIVA.....	66
10.1	Normativa de las instalaciones fotovoltaicas	66
10.2	Normativa de los módulos fotovoltaicos	67
11	DISEÑO DEL DISPOSITIVO PORTÁTIL DE MEDIDAS	70
11.1	Introducción.....	70
11.2	Carga capacitiva	71
11.3	Descripción general	73
11.4	Dispositivo de medidas de 65V dc	76
11.4.1	Elementos empleados:	76
11.4.2	Circuito eléctrico	77
11.5	Dispositivo portátil de medidas de 400V dc.....	81
11.5.1	Carga capacitiva	82
11.5.2	Elementos empleados:	82
11.5.3	Temperatura del módulo fotovoltaico:	83
11.5.4	Medida de Irradiancia.....	84
11.5.5	Circuito eléctrico	85
11.5.6	Presupuesto.....	86
11.6	Protocolo de medidas	88
12	CARACTERIZACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	91
12.1	PVSYST	92
12.1.1	Pérdidas	93
12.1.1.1	Pérdidas por temperatura	93
12.1.1.2	Pérdidas en el cableado.....	95
12.1.1.3	Pérdidas por calidad del módulo y mismatch.....	96
12.2	Siemens SM-55	99
12.2.1	Características según fabricante	100
12.2.2	Análisis	101
12.2.3	Resumen	104
12.3	Solfocus CPV-16-205.....	105
12.3.1	Características según fabricante	105
12.3.2	Análisis	107
12.3.3	Resumen	108
12.4	Concentrix-Solar.....	109
12.4.1	Características según fabricante	109
12.4.2	Análisis	111
12.4.3	Resumen	112
12.5	Sunlink SL-160-24	113
12.5.1	Características según fabricante	114
12.5.2	Análisis	115



12.5.3	Resumen	117
12.6	Sanyo 180 BE	118
12.6.1	Características según fabricante	118
12.6.2	Análisis de un módulo fotovoltaico	119
12.6.3	Análisis de los módulos Sanyo conectados en serie.....	120
12.6.4	Conexión a la Red	123
13	TRABAJOS FUTUROS	127
14	CONCLUSIONES	129
15	ANEXOS	133
15.1	Anexo I: Hojas de características	133
15.1.1	Sanyo	133
15.1.2	Sunlink.....	136
15.1.3	Solfocus	138
15.1.4	Condensadores Epcos	140
15.2	ANEXO II	142
15.2.1	Programación de la hoja Excel para el tratamiento de datos.....	142
16	BIBLIOGRAFÍA	144



Debe ser simple para ser cierto.
Sino es simple, probablemente no podremos descifrarlo.
A.Einstein

A mis padres.



AGRADECIMIENTOS

Hasta que uno no termina su proyecto de fin de carrera no se da cuenta de todo el tiempo y esfuerzo que ha empleado en la realización del mismo, y aquí es donde me dispongo a agradecer a toda la gente que me ha apoyado, animado y ayudado a finalizarlo.

En primer lugar quería agradecer a todos mis amigos, compañeros de clase y familia que durante meses sólo me han escuchado hablar del proyecto. Ya podemos hablar de otras cosas!!!!

A Pedro José Débora, mi tutor, por el tiempo que ha empleado en sacar esto adelante, y por estar siempre en su despacho, lo cual ayuda mucho, igualmente agradecido estoy a Vicente Salas, siempre dispuesto a ayudar, hemos pasado buenos momentos los tres con mi proyecto.

Por último, y no menos importante, a toda persona que lea este proyecto, espero que le sea útil a la vez que interesante.

Mi agradecimiento a todos es igual que la gran satisfacción que siento por haber terminado la carrera.



OBJETIVOS



1 OBJETIVOS

El control de instalaciones fotovoltaicas de modo eficiente exige un conocimiento preciso de las características I-V y P-V de los módulos fotovoltaicos. Estas curvas permiten situar el punto de máxima transferencia de potencia (**P_{mp}**) del módulo fotovoltaico. La obtención de las curvas I-V y P-V se puede realizar mediante cargas electrónicas variables de elevado coste. El objetivo de este proyecto es el de diseñar e implantar un dispositivo capaz de caracterizar módulos fotovoltaicos, es decir, medir la curva I-V de instalaciones fotovoltaicas, que pueden estar formadas por un único módulo, hasta varios módulos conectados entre sí, con los medios disponibles en el laboratorio del departamento de Tecnología Electrónica. Haciendo del dispositivo una herramienta económica y eficaz a la vez.

Mediante el uso de una carga capacitiva, que nos permite trazar con el uso de un osciloscopio dicha curva I-V completa, de una manera rápida y precisa, para su posterior análisis y comparación con las características ofrecidas por el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

El crecimiento exponencial del número de centrales fotovoltaicas tanto de grandes dimensiones (varios MW), como de instalaciones del orden de varios kW, debido a las normativas que regulan la tarificación de la energía producida mediante instalaciones fotovoltaicas, hace necesario nuestro proyecto para poder analizar dichas centrales, verificar su potencia, rendimiento y como consecuencia su calidad.

El método empleado en nuestro proyecto nos permite obtener de manera rápida y fiable los valores que caracterizan un módulo solar, como son, los valores de ISC, VOC y PMM, con los que posteriormente emplearemos para comprobar si los datos obtenidos son coherentes con las características ofrecidas por el fabricante de los módulos, o si el módulo fotovoltaico tuviera algún tipo de fallo.



INTRODUCCIÓN



2 INTRODUCCIÓN

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica constituyen la aplicación de la energía solar fotovoltaica que mayor expansión ha experimentando en los últimos años. Las instalaciones de módulos fotovoltaicos, objeto de estudio del presente proyecto de fin de carrera, han dejado de ser meras experiencias piloto para integrarse en el conjunto de generadores eléctricos que se añaden al complejo sistema de la Red Eléctrica Española, y que continuarán expandiéndose con vigor en el futuro, al amparo de la creciente toma de conciencia sobre los problemas medioambientales que conlleva la estructura actual de la producción de electricidad, fuertemente dependiente de la quema de combustibles fósiles.

La extensión a gran escala de esta aplicación requiere el desarrollo de métodos de ingeniería específicos, que permitan evaluar sus características y rendimientos en el conjunto del sistema eléctrico. A ello, precisamente, dedica sus esfuerzos el presente proyecto que consiste en el diseño y fabricación de un dispositivo portátil capaz de caracterizar módulos fotovoltaicos, de una manera sencilla y eficaz.

Para éste proyecto hemos desarrollado un método de medidas de instalaciones fotovoltaicas con el ánimo de revisar tanto los sistemas instalados en la Universidad Carlos III de Madrid, como instalaciones externas.

Comenzaremos, en el capítulo 4 describiendo una instalación fotovoltaica, en especial los módulos fotovoltaicos. En los capítulos 5 y 6 analizaremos todos los factores de pérdidas que afectan a una instalación fotovoltaica y los parámetros que definen su rendimiento. En los capítulos 7, 8 y 9 estudiaremos los tipos de conexiones que se realizan entre módulos y células, las protecciones de los generadores fotovoltaicos y el tipo de orientación con la que se instalan los generadores fotovoltaicos. En el capítulo 10 haremos referencia a la normativa que rige las instalaciones fotovoltaicas. El capítulo 11, el más importante, ya que en él se describe



todo el proceso de diseño de los dispositivos de medida, con los que posteriormente analizamos los módulos instalados en la universidad, en el capítulo 12.



ANTECEDENTES



3 ANTECEDENTES

La energía fotovoltaica es la energía eléctrica obtenida a través de los fotones procedentes de la luz solar mediante células fotovoltaicas. Este tipo de energía es cada día más importante debido a la mayor necesidad de energías limpias que permitan un desarrollo sostenible. La aparición de este nuevo método de producir energía estaba años atrás, restringido a la alimentación eléctrica de lugares aislados, aplicaciones rurales, en la actualidad, las nuevas normativas y la evolución en la tecnología hacen que las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red supongan un porcentaje considerable de la potencia total instalada en España.

El desarrollo de la energía fotovoltaica requiere conseguir, con unos costes razonables, que los elementos de la instalación alcancen unos rendimientos energéticos elevados y así que la instalación funcione de la mejor forma posible.

El Sol es el origen directo o indirecto de todas las fuentes de energía renovables, desde la solar o la eólica a la mareomotriz. En el caso de la energía solar, ésta aprovecha directamente la energía que recibimos del Sol (inicialmente más de 1.350 W/m^2), dando lugar a dos modalidades: la energía solar térmica y la energía solar fotovoltaica. La fotovoltaica utiliza la radiación solar para generar electricidad aprovechando las propiedades físicas de ciertos materiales semiconductores. La energía térmica utiliza directamente la energía que recibimos del Sol para calentar un fluido.

La utilización de las energías renovables en sus diversas formas son consideradas como una opción atractiva para la producción de energía eléctrica tanto para los productores como para los consumidores. Especialmente atractiva resulta a pequeña y a mediana escala, en zonas donde coinciden la disponibilidad tecnológica, el recurso renovable, la demanda y la estructura eléctrica. La realización de este importante paso, está demostrando que, en muchos casos, los sistemas de utilización de las energías renovables resultan viables técnicamente, razonables económicamente e inevitables desde el punto de vista medioambiental. Este tipo de energía es cada día más importante debido a la mayor necesidad de energías limpias que permitan un desarrollo sostenible.



El desarrollo de la energía fotovoltaica requiere conseguir, con unos costes razonables, que los elementos de la instalación alcancen unos rendimientos energéticos elevados y así que la instalación funcione de la mejor forma posible.

En la actualidad la única tecnología considerada para la producción de electricidad solar por vía fotovoltaica es la basada en el uso de módulos fotovoltaicos planos, que incorporan células de silicio, ya sea mono o policristalino, o módulos fotovoltaicos de alta concentración, éstos últimos siendo los más modernos y en los que se necesita mucha menos cantidad de silicio para las células.

Sin embargo, la tecnología de módulos fotovoltaicos planos fotovoltaicos sí se encuentra desarrollada desde hace décadas, ofreciendo en la actualidad un producto comercial que ha ido mejorando sus prestaciones en el tiempo gracias a la libre competencia. Así los fabricantes actuales garantizan sus productos por tiempos superiores a 20 años, obteniendo degradaciones inferiores al 20% durante la vida útil de los módulos.

3.1 Tecnología Fotovoltaica

- **La célula fotovoltaica.**

El fenómeno fotovoltaico fue descubierto en 1839 por el científico francés, Henri Becquerel. Las primeras celdas solares de selenio fueron desarrolladas en 1880, sin embargo, no fue sino hasta 1950 que se desarrollaron las celdas de silicio monocristalino que actualmente dominan la industria fotovoltaica. Las primeras celdas de este tipo tenían una eficiencia de conversión de solo 1%; ya para 1954 se había logrado incrementar la eficiencia al 6% en condiciones normales de operación, mientras en el laboratorio se lograron eficiencias cercanas a 15%. Desde entonces hasta nuestros días la eficiencia en las células no ha mejorado notablemente.

La producción eléctrica está basada en el fenómeno físico denominado "efecto fotovoltaico", que básicamente consiste en convertir la luz solar en energía eléctrica por medio de unos dispositivos semiconductores denominados células fotovoltaicas. Estas células están elaboradas a base de silicio puro (uno de los elementos más abundantes en



la naturaleza, componente principal de la arena) con adición de impurezas de ciertos elementos químicos (boro y fósforo), y son capaces de generar cada de ellas una corriente de 2 a 4 Amperios, a un voltaje de 0,46 a 0,48 Voltios, utilizando como fuente de energía la radiación luminosa. Las células se montan en serie sobre módulos fotovoltaicos o módulos solares para conseguir un voltaje adecuado. Parte de la radiación incidente se pierde por reflexión (rebota) y otra parte por transmisión (atraviesa la célula).

El resto es capaz de hacer saltar electrones de una capa a la otra creando una corriente proporcional a la radiación incidente. La capa antirreflejo aumenta la eficacia de la célula.

Generalmente, una célula fotovoltaica tiene un grosor que varía entre los 0,25 y los 0,35mm y una forma generalmente cuadrada, con una superficie aproximadamente igual a 100 mm².

Los materiales para la fabricación de los módulos fotovoltaicos solares son:

- Silicio Monocristalino: de rendimiento energético hasta 15 - 17%.
- Silicio Poli-cristalino: de rendimiento energético hasta 12 - 14 %
- Silicio Amorfo: con rendimiento energético menor del 10 %;
- Otros materiales: Arseniuro de galio, diseleniuro de indio y cobre, telurio de cadmio.

Actualmente, el material más utilizado es el silicio monocristalino que tiene prestaciones y duración en el tiempo superiores a cualquier otro material utilizado para el mismo fin.



DESCRIPCIÓN GENERAL DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

4 DESCRIPCIÓN GENERAL DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Una instalación fotovoltaica conectada a la red dispone del conjunto de equipos, conexiones, aparataje y sistemas que permiten su conexión a la red y su correcto funcionamiento.

En una instalación fotovoltaica convencional, esquematizada en la Figura 1, se pueden distinguir tres bloques funcionales bien diferenciados:

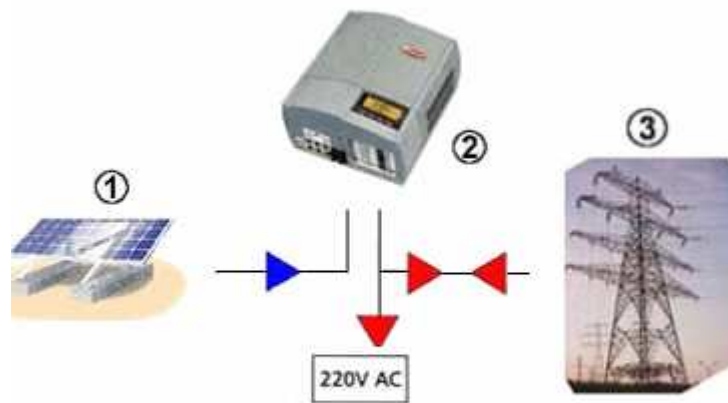


Figura 1. Instalación fotovoltaica.

1. El *generador*, formado por módulos fotovoltaicos y su correspondiente estructura de soporte.
2. El *inversor de potencia*, responsable de adaptar las características de la energía producida por el generador (DC) a las requeridas por la red (AC)
3. La *red eléctrica convencional*



4.1 Módulo fotovoltaico

Desde el punto de vista de la aplicación de los sistemas fotovoltaicos para la obtención de la electricidad, es necesaria la asociación de células FV hasta obtener una potencia de generación deseada, que dependerá del tipo de instalación y adaptación de corriente. Esta asociación se materializa, en primer lugar, en el módulo FV, que es el dispositivo comercial ya acabado consistente en una asociación de células FV siguiendo una configuración serie-paralelo determinada y preparado para su instalación exterior. De la misma manera que las células FV se asocian para formar el módulo FV, los módulos se asocian entre si, en serie y en paralelo, hasta obtener la potencia deseada para el tipo de aplicación al que se vayan a destinar.

4.2 Estructura del módulo fotovoltaico

El módulo FV consiste en la conexión eléctrica de células FV en serie-paralelo hasta obtener unos valores de voltaje y corriente deseados. El conjunto así definido es encapsulado de forma que quede protegido de los agentes atmosféricos que le puedan afectar cuando esté trabajando en la intemperie, dándole a la vez rigidez mecánica y aislándolo eléctricamente del exterior. Tradicionalmente los módulos fotovoltaicos más utilizados en aplicaciones autónomas de pequeña potencia estaban constituidos por 33 ó 36 células de silicio monocristalino o policristalino, asociadas en serie. No obstante en la actualidad, con la amplia gama de aplicaciones fotovoltaicas existentes y el incremento de nuevas aplicaciones como la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios o los módulos fotovoltaicos de alta concentración, el tamaño y características de los módulos presenta una gran variación, pudiendo encontrarse desde el módulo convencional con cubierta convencional transparente, encapsulado en Tedlar y con 36 células conectadas en serie, hasta módulos semitransparentes coloreados especialmente para su integración en edificios, o los llamados “AC-modules”, que incorporan un pequeño inversor en la caja de conexiones generando por tanto en corriente alterna.

4.2.1 Tipos de módulos fotovoltaicos y sus células

Existen diferentes tipos de paneles solares en función de los materiales empleados, los métodos de fabricación que se empleen y la forma final. A continuación se describen los materiales que pueden formar las células solares:

- **Silicio Puro monocristalino-** Basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. En laboratorio se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% para éste tipo de paneles siendo en los comercializados del 16%.



Figura 2 Módulo compuesto por células de silicio monocristalino

- **Silicio puro policristalino-** Los materiales son semejantes a los del tipo anterior aunque en este caso el proceso de cristalización del silicio es diferente. Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado. Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los monocristalinos (en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14%) siendo su precio también más bajo.



Figura 3 Módulo formado por células de silicio policristalino

Por las características físicas del silicio cristalizado, los paneles fabricados siguiendo esta tecnología presentan un grosor considerable. Mediante el empleo del silicio con otra estructura o de otros materiales semiconductores es posible conseguir paneles más finos y versátiles que permiten incluso en algún caso su adaptación a superficies irregulares. Son los denominados paneles de lámina delgada.

Así pues, los tipos de paneles de lámina delgada son:

- **Silicio amorfo.** (TFS) Basados también en el silicio, pero a diferencia de los dos anteriores, este material no sigue aquí estructura cristalina alguna. Paneles de este tipo son habitualmente empleados para pequeños dispositivos electrónicos (Calculadoras, relojes) y en pequeños paneles portátiles. Su rendimiento máximo alcanzado en laboratorio ha sido del 13% siendo el de los módulos comerciales del 8%.
- **Teluro de cadmio,** Rendimiento en laboratorio 16% y en módulos comerciales 8%
- **Arseniuro de Galio-** Uno de los materiales más eficientes. presenta unos rendimientos en laboratorio del 25.7% siendo los comerciales del 20%
- **Diseleniuro de cobre en indio-** con rendimientos en laboratorio próximos al 17% y en módulos comerciales del 9%
- **Triple unión.** GaAs, Ge y GaInP₂ esta unión de tres semiconductores obtiene un rendimiento del 39%.



4.2.1.1 Tipos de paneles según su forma

Empleando cualquiera de los materiales antes comentados se fabrican módulos fotovoltaicos para adaptarse a una aplicación en concreto o para lograr un mayor rendimiento. Algunos ejemplos de formas de paneles distintos del clásico plano son:

- Planos con sistema de concentración:

Esta tecnología emplea una serie de superficies reflectantes, como son los espejos, metales, plásticos, que mediante una geometría de tipo paraboloide son capaces de dirigir la radiación solar recogida en una superficie a otra muy inferior concentrando la luz solar sobre las células solares. Estos sistemas de concentración hacen que una célula de menor tamaño que la de un panel plano clásico tenga el mismo rendimiento, ya que recibe una cantidad concentrada de radiación solar. Esto supone una disminución del precio del panel ya que los materiales reflectantes son mucho más baratos que las células solares, y ésta tecnología reduce el contenido de silicio en el panel.

La tecnología de concentración únicamente utiliza la energía directa (aquella que se sabe de donde viene) por lo que el sistema debe contar además con un sistema de seguimiento solar en dos ejes, que consta de un soporte para los módulos y mediante unas sondas y una configuración adecuada se desplaza en dos ejes para que los módulos fotovoltaicos instalados en él encuentren siempre los rayos del sol perpendicularmente.



Figura 4 Fotografía del seguidor solar instalado en la Universidad, en el que hay instalados módulos de concentración

- **Paneles de formato “teja o baldosa”:**

Estos paneles son de pequeño tamaño y están pensados para combinarse en gran número para así cubrir las grandes superficies que ofrecen los tejados de las viviendas. Aptos para cubrir grandes demandas energéticas en los que se necesita una elevada superficie de captación.



Figura 5 Módulo fotovoltaico de tipo “teja o baldosa”



- **Paneles bifaciales:**

Basados en un tipo de panel capaz de transformar en electricidad la radiación solar que le recibe por cualquiera de sus dos caras. Para aprovechar convenientemente esta cualidad se coloca sobre dos superficies blancas que reflejan la luz solar hacia el reverso del panel.

4.2.2 Cubierta frontal

Ha de poseer una elevada transmisión en el rango de longitudes de onda que puedan ser aprovechadas por una célula solar fotovoltaica (350 a 1200 nm en caso de células de silicio), y una baja reflexión de la superficie frontal, para aprovechar al máximo la energía solar incidente. Además, el material ha de ser impermeable al agua, deberá tener una buena resistencia al impacto, deberá ser estable a la exposición prolongada de rayos UV y contará con una baja resistividad térmica. Si se diera el caso de que penetrara agua en el interior del módulo, ésta corroería los contactos metálicos contribuyendo a reducir drásticamente la vida útil del módulo. En la mayoría de los módulos la superficie frontal se utiliza para dar rigidez y dureza mecánica al mismo.

Entre los materiales para la superficie frontal más empleados podemos encontrar acrílicos, polímeros y cristal. El más empleado suele ser el cristal templado con bajo contenido en hierro por sus características de bajo coste, elevada transparencia y estabilidad, impermeabilidad al agua y los gases y buenas propiedades de autolimpieza.

4.2.3 Encapsulante

Se utiliza para dar adhesión entre las células solares, la superficie frontal y la posterior del módulo. Deberá ser impermeable al agua y resistente a la fatiga térmica y la abrasión. El más utilizado es el EVA (etilen-vinil-acetato).

4.2.4 Cubierta posterior

Debe ser impermeable y con baja resistencia térmica. Normalmente se utiliza una película de Tedlar adosada en toda la superficie del módulo, aunque también existen modelos que emplean una nueva capa de Tedlar y un segundo vidrio.

4.2.5 Células solares y sus conectores

Las cintas de interconexión eléctrica suelen ser de aluminio o acero inoxidable, y se sueldan de forma redundante, con dos conductores paralelos para aumentar la recolección de portadores en ambas caras de la célula.

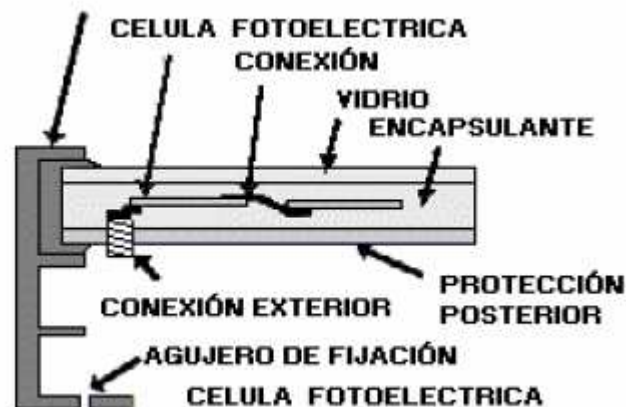


Figura 6 Sección transversal de un módulo fotovoltaico.

Los bordes del bloque así laminado se protegen de la posible exfoliación con una junta de neopreno, y todo el conjunto va incrustado en un marco de aluminio adherido normalmente con silicona, que le proporciona resistencia mecánica y está preparado para permitir su instalación y ensamblaje en cualquier estructura. Se incorpora también una caja de conexiones externa (normalmente adherida con silicona a la parte posterior) que cuenta con dos bornes de salida positiva y negativa, para permitir el conexionado de



Capítulo 4. Descripción general de una instalación fotovoltaica
módulos. Éste ha de ser de cierre hermético y resistente a la intemperie para proteger las conexiones del módulo, y en algunos casos lleva incorporados diodos de protección.

El tiempo de vida útil de los módulos debe ser superior a los 20 años, y el sistema ha de ser fiable incluso en las condiciones climatológicas más adversas. Para poder predecir esta fiabilidad a tan largo plazo, los módulos son sometidos a ensayos de cualificación de sus características eléctricas (como haremos en nuestro proyecto) y físicas. Algunos fabricantes poseen su propio Sistema de Aseguración de Calidad y realizan algunos de estos ensayos en muestras obtenidas de sus cadenas de producción, no obstante, existen normativas nacionales e internacionales de homologación de módulos fotovoltaicos que, si bien no son de obligado cumplimiento, son de una excelente garantía de durabilidad.



FACTORES DE PÉRDIDAS ENERGÉTICAS



5 FACTORES DE PÉRDIDAS ENERGÉTICAS

Al igual que en otros procesos de generación de potencia eléctrica, las pérdidas son un factor determinante y a tener presente en todo momento para poder posteriormente evaluar los rendimientos de los equipos.

A priori resulta muy fácil pensar que la energía producida por una instalación fotovoltaica es directamente proporcional a la irradiación incidente en el plano del generador fotovoltaico. Así por ejemplo un sistema con un generador fotovoltaico de potencia nominal 1 kWp instalado con unas condiciones meteorológicas tales que reciba una irradiación anual de 1800 kWh/m², dicho generador en ausencia de pérdidas produciría 1800 kWh.

Ahora bien, la experiencia y distintos estudios muestran que la energía producida por un módulo fotovoltaico es sensiblemente inferior. Esta disminución de la energía entregada por el generador respecto de la energía solar incidente puede ser explicada mediante una serie de pérdidas energéticas, cuyas principales fuentes se presentan a continuación:

5.1 Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal

Los módulos fotovoltaicos obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida, CEM (en inglés, STC), presenta una determinada dispersión. En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo fotovoltaico de potencia nominal, P^* , está dentro de una banda que oscila entre $P^* \pm 3\%$, $P^* \pm 5\%$ o $P^* \pm 10\%$. Lamentablemente en algunas ocasiones suele darse el caso de que la potencia de cada uno de los módulos fotovoltaicos se sitúa dentro de la banda inferior de potencias garantizadas por el fabricante.



Esto es, la potencia real suministrada por el fabricante, entendida como la suma de las potencias de cada uno de los módulos que componen el generador fotovoltaico, de una instalación de 1kWp nominal cuyo fabricante garantice el $\pm 10\%$ debería ser cualquier valor entre 0.9 kWp y 1.1 kWp. Sin embargo, en general, se sitúa entre 0.9 kWp y 1 kWp.

5.2 Pérdidas de mismatch o de conexionado

Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que si conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. Resultando que la potencia de un generador fotovoltaico es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos fotovoltaicos que lo componen. Las pérdidas de mismatch se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos fotovoltaicos, así como la utilización de diodos de “bypass”.

5.3 Pérdidas por polvo y suciedad

Tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador fotovoltaico por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos. Cabría destacar dos aspectos, por un lado la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador fotovoltaico y por otro lado la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes.



5.4 Pérdidas angulares y espectrales

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que, además de 1000 W/m^2 de irradiancia y 25°C de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar AM1.5G. No obstante en la operación habitual de un módulo fotovoltaico ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación. El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo FV con un ángulo diferente de 0° implica unas pérdidas adicionales (mayores pérdidas a mayores ángulos de incidencia). Las pérdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad. Por otro lado los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células fotovoltaicas dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.

5.5 Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado

Tanto en la parte DC como en la parte AC (desde la salida de los inversores hasta los contadores de energía) de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

5.6 Pérdidas por temperatura

Los módulos fotovoltaico presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4% por cada 10°C de aumento de su temperatura de operación (este porcentaje varía ligeramente en función de cada tecnología). La temperatura de operación de los



módulos fotovoltaico depende de los factores ambientales de irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior. Esto implica que por ejemplo a igualdad de irradiación solar incidente un mismo sistema fotovoltaico producirá menos energía en un lugar cálido que en un clima frío.

5.7 Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico

Los sistemas FV de conexión a red se suelen instalar en entornos urbanos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador FV que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de mismatch a las que puedan dar lugar. También pueden producirse sombras importantes de unos campos fotovoltaicos sobre otros.

Además de las pérdidas consideradas anteriormente puede haber otras específicas para cada instalación, como pueden ser: averías o mal funcionamiento, los efectos de la disminución del rendimiento de los módulos FV a bajas irradiancias, etc...

5.8 Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor

El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación.

Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y también es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador fotovoltaico (por ejemplo, la utilización de un inversor de una potencia excesiva en función de la potencia del generador fotovoltaico dará lugar a que el sistema opera una gran parte del tiempo en valores de rendimiento muy bajos, con las consecuentes pérdidas de generación).



CURVA CARACTERÍSTICA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

6 CURVA CARACTERÍSTICA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

6.1 Terminología

La representación estándar de un dispositivo fotovoltaico es la característica corriente-tensión (figura). La curva representa las posibles combinaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo unas condiciones ambientales determinadas (radiación solar incidente y temperatura ambiente). El punto en concreto de corriente y voltaje en el que el dispositivo fotovoltaico trabajará vendrá determinado por la carga a la que esté conectado.

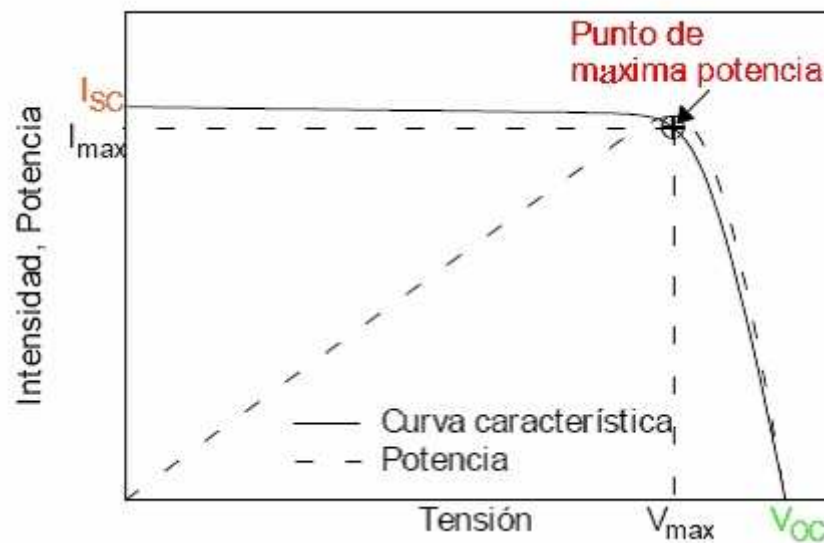


Figura 7 Curva característica, con sus principales elementos, de una célula fotovoltaica



Principales parámetros de la característica I-V

- **Corriente de cortocircuito (I_{cc} notación española, I_{sc} notación internacional):** es la máxima corriente que producirá el dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a un voltaje igual a cero.
- **Voltaje de circuito abierto (V_{ca} notación española, V_{oc} notación internacional):** Es el máximo voltaje del dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a una corriente igual a cero.
- **Potencia máxima (P_{max}):** Es la máxima potencia que producirá el dispositivo en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura, correspondiente al par máximo I-V.
- **Corriente en el punto de máxima potencia (I_{pmp}):** Es el valor de la corriente para P_{max} en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- **Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{pmp}):** Es el valor de voltaje para P_{max} en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- **Factor de forma (FF):** Es el valor correspondiente al cociente entre P_{max} y el producto de I_{sc} x V_{oc}. Puede venir expresado en tanto por ciento o tanto por 1, siendo el valor 100% el que corresponderá a un hipotético perfil de cuadrado, no real. Nos da una idea de la calidad del dispositivo fotovoltaico, siendo éste tanto mejor cuánto más alto sea su factor de forma.

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} \cdot I_{sc}}$$



Generalmente las células dentro del módulo fotovoltaico se asocian en serie, con el fin de obtener unos valores de voltaje más apropiados para su conexión a distintas cargas o a una batería (el voltaje de una célula estándar suele ser de unos 0.6V). El voltaje total del módulo dependerá, por tanto, del número de células asociadas en serie. Por el contrario, la corriente que podemos obtener del módulo fotovoltaico va a depender básicamente del tipo y tamaño de células (suponiendo que no haya células conectadas en paralelo en el interior del módulo).

6.2 Ecuación característica

La curva característica corriente tensión de una célula fotovoltaica puede describirse con suficiente precisión por la ecuación:

$$I = I_l - I_0 \left(\exp\left(\frac{V + IR_s}{mv_t}\right) - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (1)$$

Donde I_l es la corriente fotogenerada, I_0 es la corriente inversa de saturación del diodo, v_t es el voltaje térmico ($v_t = KT/e$, siendo K la constante de Boltzman, T la temperatura en grados Kelvin y e la carga del electrón), m es el factor de idealidad del diodo, R_s es la resistencia serie y R_p la resistencia paralelo. Para el caso de un módulo FV, su característica eléctrica dependerá del número de células en serie y paralelo que posea. Si suponemos que todas las células constituyentes de un módulo fueran iguales, la corriente generada por el módulo sería igual a la corriente de la célula multiplicada por el número de células en paralelo, y el voltaje sería igual al voltaje de la célula multiplicado por el número de células en serie:

$$I_{\text{mod}} = I_c * N_p \quad (2)$$

$$V_{\text{mod}} = V_c * N_s \quad (3)$$



Donde N_p y N_s son respectivamente el número de células en paralelo y en serie que contiene el módulo que empleamos como ejemplo en la siguiente figura.

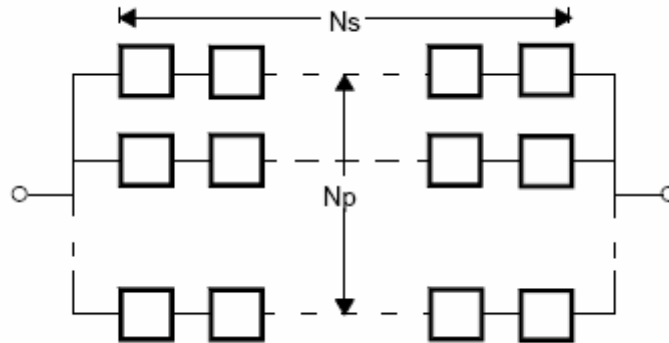


Figura 8 Esquema de conexionado eléctrico en un módulo fotovoltaico

Teniendo esto en cuenta, si combinamos las ecuaciones 1,2 y 3 se obtendría, para la curva característica de un módulo fotovoltaico formado por células iguales y con relación a los parámetros de la célula:

$$I = N_p * (I_l - I_0 (\exp(\frac{V/N_s + IR_s/N_p}{mv_t}) - 1) - \frac{V/N_s + IR_s/N_p}{R_p}) \quad (4)$$

Esta ecuación muestra el mismo comportamiento que la característica I-V de una célula, y de hecho en la práctica, cuando hablamos de la ecuación característica y los parámetros fundamentales de un módulo fotovoltaico, no se suele hacer referencia a su relación con la célula solar sino que se escribe la ecuación 1 con todos los parámetros característicos (I_l , I_0 , m , R_s , R_p) del módulo. La siguiente figura muestra un ejemplo de la curva característica de un módulo FV partiendo de la misma célula y con diferentes configuraciones serie paralelo. Los parámetros significativos de esta curva son los mismos que se empleaban para el caso de células, es decir, I_{sc} es la corriente de cortocircuito, V_{oc} es la tensión de circuito abierto, V_{pmp} e I_{pmp} son los valores de voltaje de y corriente correspondientes al punto de máxima potencia P_{max} , y FF es el “Fill factor” o “Factor de forma” ($FF = V_{pmp} \cdot I_{pmp} / V_{oc} \cdot I_{sc}$) que nos da una idea de la calidad de la curva.



Configuración	Isc (A)	Voc(V)	Pmax (W)	Vpmp (V)	Ipmp (A)
36s	2,8	21,6	46	17,7	2,6
18s x 2p	5,6	10,8	46	8,8	5,1
13s x 3p	8,5	7,2	46	5,9	7,7

Tabla 1 Parámetros característicos para las curvas de la Figura 5

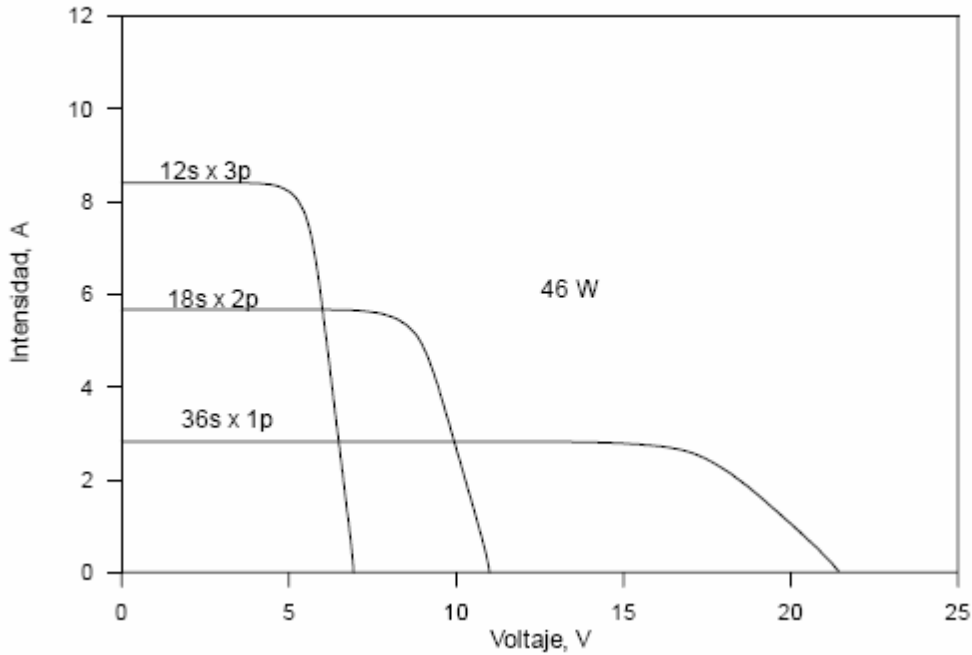


Figura 9. Curva característica del módulo fotovoltaico para diferentes combinaciones serie-paralelo de la célula solar.

6.3 Factores que afectan a la característica I-V del generador

La curva característica corriente tensión del generador fotovoltaico se ve afectada por factores ambientales tales como la intensidad de iluminación (irradiancia), la temperatura y la distribución espectral de la luz.



- **Efecto de la Intensidad de Iluminación (Irradiancia)**

En general la irradiancia afecta principalmente a la corriente, de forma que se puede considerar que la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es proporcional a la irradiancia:

$$I_{sc}(E_2) = I_{sc}(E_1) \cdot \frac{E_2}{E_1} \tag{5}$$

Donde: $I_{sc}(E_2)$ es la corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia E_2

$I_{sc}(E_1)$ es la corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia E_1

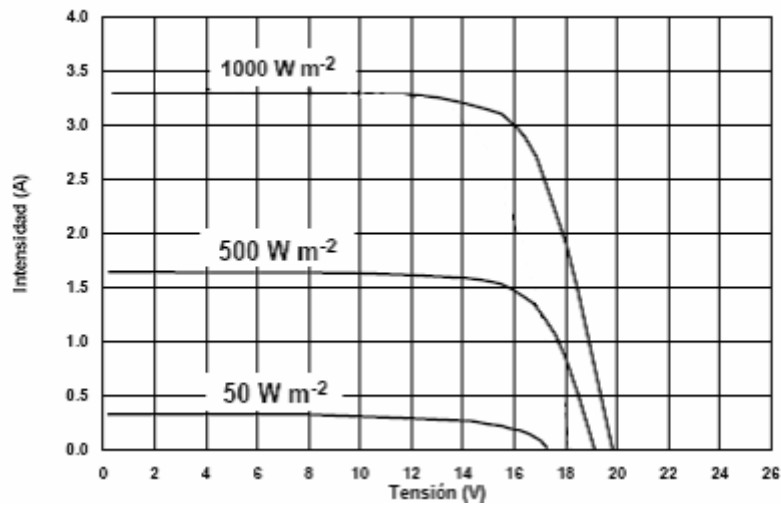


Figura 10. Efecto de la irradiancia sobre la característica I-V de un generador fotovoltaico

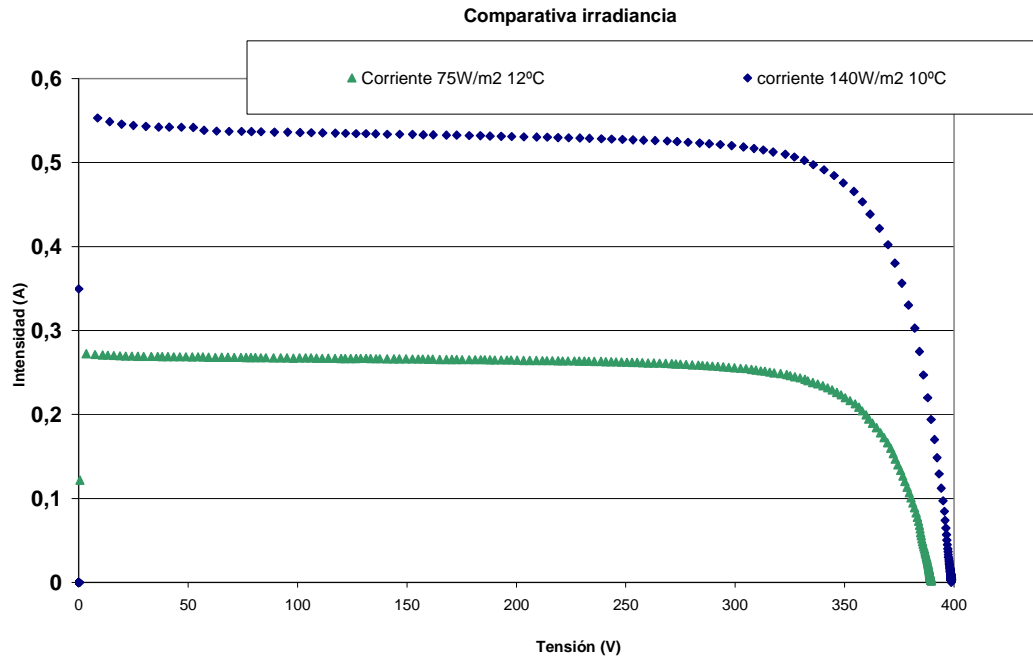


Figura 11. Efecto de la irradiancia sobre la característica I-V de un generador fotovoltaico, medido en módulos fotovoltaicos medidos con el dispositivo portátil de medidas.

Podemos comprobar con la gráfica obtenida en el laboratorio del departamento de Tecnología Electrónica que a mayor irradiancia obtenemos una mayor corriente de cortocircuito (ISC).

La ecuación EC es válida para variaciones de irradiancia a temperatura constante, y resulta una aproximación cuando ésta varía, ya que supone despreciar los efectos que la temperatura tiene sobre la corriente de cortocircuito. Sin embargo podemos considerarlo como una expresión adecuada para tener una idea de cuáles serían los valores de la I_{sc} a diferentes irradiancias ya que el error que se comete es inferior al 0.5%.

- **Efecto de la temperatura**

La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la característica I-V, y tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto (V_{oc}), aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de ISC (éste muy ligeramente). En la siguiente figura podemos observar la variación de la curva



característica I-V de un módulo instalado en la terraza de la universidad al variar la temperatura y con pequeñas variaciones de irradiancia, ya que ha sido imposible obtener los datos para distintas temperaturas y mismos valores de irradiancia.

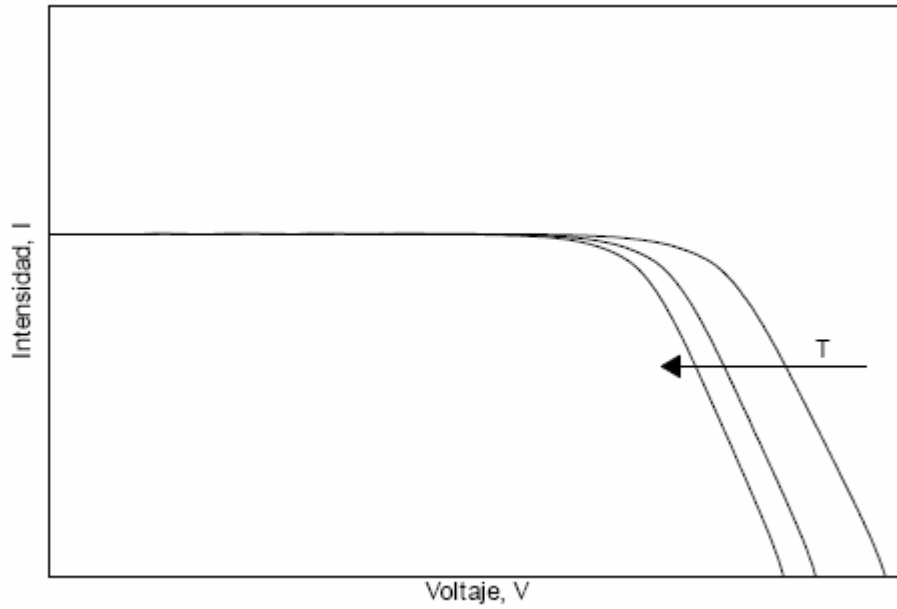


Figura 12. Ejemplo teórico de la variación de la característica I-V del generador FV al variar la temperatura manteniendo la irradiancia constante.

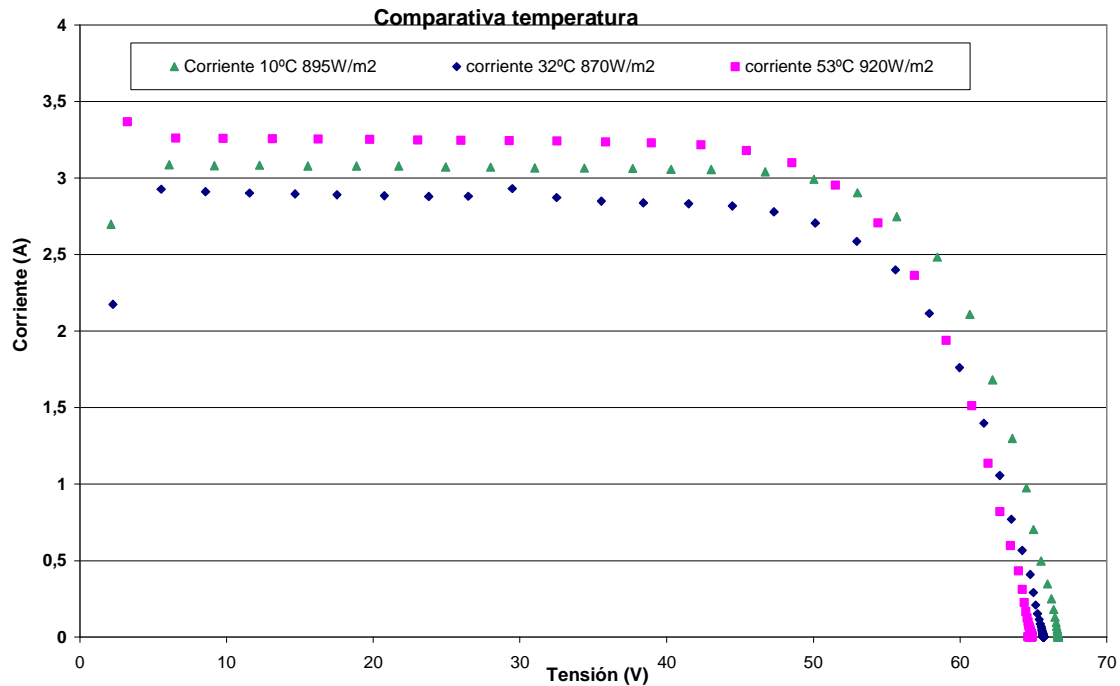


Figura 13. Efecto de la variación de la característica I-V del generador FV al variar la temperatura, en módulos fotovoltaicos medidos con el módulo portátil.

Existen tres coeficientes α , β y γ que representan la variación de los parámetros fundamentales de la característica I-V del generador fotovoltaico con la temperatura. Así, α expresa la variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura, β la variación del voltaje de circuito abierto y γ la variación de la potencia máxima. En general, los fabricantes de módulos FV incluyen en sus hojas de características técnicas los valores de estos tres coeficientes.

En caso de que se desconozcan los valores de los coeficientes, éstos se pueden calcular siguiendo los pasos indicados en la normativa UNE 60891, o se pueden tomar unos valores estándar para una célula de silicio de ~100 cm²:

$$\alpha \approx 1.5 \text{ mA/}^\circ\text{C}$$

$$\beta \approx -2.3 \text{ mV/}^\circ\text{C}$$

$$\frac{1}{P_{\max}} \gamma = -0.0044 \text{ } 1/^\circ\text{C}$$



- **Efecto del contenido espectral de la luz**

Dependiendo de la hora de medida y la época del año el espectro presenta pequeñas desviaciones respecto al espectro considerado estándar en la superficie terrestre. Si se realiza una medida del espectro en el momento de tomar la característica I-V puede realizarse una pequeña corrección multiplicando la corriente de cortocircuito por el “factor espectral”, obteniendo de la comparación del espectro estándar y el espectro en condiciones experimentales. Esta corrección suele ser muy pequeña y se utiliza cuando se requiere elevada precisión por tratarse de calibraciones de células o módulos fotovoltaicos

6.4 Condiciones de referencia

Dado que la curva característica del módulo fotovoltaico cambia con las condiciones ambientales, es necesario definir una serie de condiciones de operación para poder contrastar los valores de distintos fabricantes y extrapolar a partir de ellas a otras condiciones deseadas.

Condiciones Standard de Medida (CEM o STC)

Son en las de uso más generalizado y universal, y vienen definidas por:

Irradiancia = 1000W/m²

Distribución espectral = AM 1.5G

Incidencia Normal

Temperatura de la célula 25°C

Normalmente los parámetros característicos de los módulos o células incluidos en las hojas de especificaciones técnicas de los fabricantes vienen definidos en estas condiciones. Sin embargo la experiencia muestra que pocas veces los módulos fotovoltaicos alcanzan estas condiciones, ya que un nivel de irradiancia de 1000W/m² que puede alcanzarse al mediodía, los módulos adquieren temperaturas de más de 25°C, a no ser que sea un día claro de invierno. Es por esto por lo que se definen además, otras



condiciones que pretenden representar el comportamiento del módulo de manera más realista.

Extrapolación a condiciones estándar de medida (CEM)

El método consiste en corregir los valores de I_{sc} y V_{oc} a los niveles de irradiancia y temperatura de la célula deseados, y posteriormente trasladar toda la curva I-V hasta la I_{sc} y V_{oc} corregidas. Los valores de I_{sc} y V_{oc} en las condiciones deseadas se obtienen según las ecuaciones:

$$I_{sc,2} = I_{sc,1} \frac{E_2}{E_1} + \alpha \cdot (T_2 - T_1) \quad (6)$$

$$V_{oc,2} = V_{oc,1} \cdot m \cdot \frac{k \cdot T}{e} \cdot \ln\left(\frac{E_2}{E_1}\right) + \beta \cdot (T_2 - T_1) \quad (7)$$

donde $I_{sc,1}$, $V_{oc,1}$, T_1 y E_1 son la corriente de cortocircuito, voltaje de circuito abierto, temperatura e irradiancia respectivamente en las condiciones experimentales, $I_{sc,2}$, $V_{oc,2}$, T_2 y E_2 son estos mismos parámetros en las condiciones a las que se desea corregir la curva.

m es el factor de idealidad del diodo

α y β son los coeficientes de temperatura

k es la constante de Boltzman ($1.38 \cdot 10^{-23} \text{J/K}$) y e la carga del electrón ($1.602 \cdot 10^{-19} \text{C}$).

Una vez corregidos los valores de I_{sc} y V_{oc} cada punto de la curva I-V se traslada la cantidad necesaria hasta alcanzar los valores corregidos de I_{sc} y V_{oc} , es decir:

$$I_2 = I_1 + \Delta I_{sc}$$

$$V_2 = V_1 + \Delta V_{oc}$$

$$\Delta I_{sc} = I_{sc,2} - I_{sc,1}$$

$$\Delta V_{oc} = V_{oc,2} - V_{oc,1}$$

Los coeficientes de temperatura α y β los proporcionan los fabricantes de los módulos. El valor de m se puede fijar entre 1 y 1.2 que es un valor típico para células de Silicio cristalino.



Capítulo 6. Curva característica del módulo FV.

Las condiciones estándar de medida vienen definidas por los siguientes valores

de irradiancia y temperatura:

$$E_2 = 1000 \text{ W/m}^2$$

$$T_2 = 25^\circ\text{C}$$



Condiciones Nominales de Operación (CON)

Irradiancia = 800W/m²

Velocidad del viento 1 m/s

Temperatura de la célula – Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)

Temperatura ambiente = 20°C

Donde TONC es lo que se define como la temperatura nominal de operación de la célula, y representa la temperatura que alcanzarían las células solares para un nivel de irradiancia de 800W/m², temperatura ambiente de 20°C, velocidad del viento 1m/s e incidencia normal. El valor de TONC también viene incluido en las hojas de características técnicas de los módulos, y para un módulo de silicio monocristalino suele estar en torno a los 47°C. Además, existen normas internacionales que indican la forma de calcular esta temperatura.

Dado que las condiciones nominales de operación hacen referencia a la temperatura ambiente, y no a la temperatura del módulo, se hace necesario una expresión que relacione ambas. Se puede considerar una buena aproximación:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot E \quad (8)$$

Donde: T_c es la temperatura de la célula o módulo

T_a es la temperatura ambiente

NOCT es la Temperatura de Operación Nominal de la Célula

E es la irradiancia

6.5 Eficiencia del módulo fotovoltaico

La eficiencia de un dispositivo es la manera común de definir la calidad del mismo. Para el caso de un generador fotovoltaico, esta sería el cociente entre la energía producida por el dispositivo y la energía incidente. Sin embargo, existen varias maneras de definir la eficiencia del generador fotovoltaico, dependiendo del área del mismo que



se tenga en cuenta. Así, en los catálogos de fabricantes y en bibliografías de referencia podemos encontrar:

Eficiencia con respecto al área total:

Esta definición implica la relación entre la máxima potencia generada por el dispositivo y la cantidad de radiación solar incidente en el dispositivo completo. Por dispositivo completo se entiende el área total del módulo, incluyendo células, espacio intercelular, contactos y marco del mismo.

$$\eta_{\text{Áreatotal}} = \frac{P_{\text{max}}}{A_T \cdot E_T} \quad (9)$$

Donde $\eta_{\text{areatotal}}$ es la eficiencia con respecto al área total, P_{max} es la potencia máxima que puede generar el dispositivo, A_t es el área total del mismo y E_t es la radiación solar incidente total.

Eficiencia con respecto al área de célula:

Es una versión modificada de la anterior, en la que sólo se considera el área cubierta por las células dentro del módulo ignorando el espacio entre células y el marco del módulo. De esta manera se evita el efecto de marcos muy grandes, que en realidad no afectan a la calidad de la célula FV.

La expresión sería la misma que la de la ecuación (10), sustituyendo el área total por el área de células A_c .

Eficiencia con respecto al área activa de célula:

Esta definición implica el cálculo de la eficiencia basada solamente en el área del dispositivo que está expuesta a la luz solar incidente. Las áreas sombreadas por los contactos o las rejillas de las células no estarían incluidas. Esta es la eficiencia que nos



ofrece siempre un valor mayor, aunque normalmente sólo se utiliza para células individuales y en resultados de laboratorio, y no en dispositivos comerciales acabados.

6.6 Parámetros de rendimiento de Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a la red

El uso de los parámetros adecuados de rendimiento nos facilita la comparación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en los que pueden variar sus valores de V_{oc} e I_{sc} con respecto a los ofrecidos por el fabricante. Tres parámetros de rendimiento que definen el sistema global de rendimiento con respecto a la energía producida, energía solar recibida y todos los efectos sobre el sistema como las pérdidas globales son: productividad final, referencia de productividad y performance ratio. Estos parámetros son discutidos por su idoneidad para el diseño de sistemas fotovoltaicos y su evaluación de rendimiento.

Las medidas de rendimiento precisas y coherentes son necesarias para el continuo desarrollo de la industria fotovoltaica. Para los fabricantes de componentes las evaluaciones de rendimiento son referencias de la calidad de los productos existentes. Para los equipos de investigación y desarrollo las medidas son un instrumento para identificar las necesidades futuras de los equipos.

Debido al crecimiento de la industria, ha surgido una clara necesidad de desarrollar un análisis estándar de medidas de rendimiento para sistemas fotovoltaicos. Estos parámetros de rendimiento permiten la detección de problemas de funcionamiento, facilita la comparación de sistemas que pueden diferir con los parámetros facilitados por el fabricante, validación de modelos para estimar el rendimiento del sistema en la fase de diseño.

Los parámetros que describen las cantidades de energía para los sistemas fotovoltaicos y sus componentes son establecidos por la Agencia Internacional de Energía (IEA) y por el Programa de Sistemas Fotovoltaicos de Potencia descrito en el



IEC estándar 61724 (Monitorización de sistemas fotovoltaicos - Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis).

Tres de los parámetros de rendimiento del IEC estándar 61724 deben usarse para definir un sistema global con respecto a la producción de energía, radiación solar incidente y todas las pérdidas registradas en el sistema. Estos parámetros son “Final Yield”, Y_f (kWh/kWp, horas equivalentes de sol, HES), productividad de referencia “Referente Yield”, Y_r y “Performance Ratio”.

- **Y_f , Productividad final**

Es la potencia neta de salida dividida por la potencia nominal (dc) que viene reflejada en la placa de características del módulo fotovoltaico solar. Representa el número de horas que debería de funcionar a esa potencia para proporcionar dicha potencia de salida. La Productividad Final o Final Yield, YF, definida como la energía útil anual producida por el sistema en un cierto período de tiempo, EDC, por unidad de potencia instalada, expresada en kWh/kWp.

$$Y_f = \frac{E}{P_0} \quad (\text{kWh/kWp}) \text{ ó (horas)} \quad (10)$$

- **Y_r Productividad de referencia**

La productividad de referencia Y_r definido como la irradiación solar anual incidente en el plano del generador fotovoltaico, G_a (α , β), expresada en kWh/m², respecto de radiación nominal G^* de 1 kW/m². Representa un número equivalente de horas a la irradiancia estándar de medida (1000 W/m²).

$$Y_r = \frac{G_a}{G^*} \quad (\text{horas}) \quad (11)$$

Es una función de la localización, orientación del módulo fotovoltaico, y mes a mes y año a año la variabilidad de las condiciones meteorológicas.



- **PR Performande Ratio**

Finalmente el Rendimiento Global del sistema, PR, o Perfomance Ratio, se define como un factor de rendimiento que considera las pérdidas energéticas asociadas a los rendimientos de conversión DC/AC y de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor y al hecho de que el rendimiento de las células solares en la realidad es inferior al que indica el valor de su potencia nominal, debido a que la temperatura de operación suele ser notablemente superior a 25 °C; y es el cociente entre la productividad final o “Final Yield”, y la productividad de referencia o “Referente Yield”.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (\text{adimensional}) \quad (12)$$



INTERCONEXIONADO DE CÉLULAS Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



7 INTERCONEXIONADO DE CÉLULAS Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. EL CAMPO FOTOVOLTAICO

7.1 *El campo fotovoltaico*

En las instalaciones fotovoltaicas normalmente se requiere el empleo de más de un módulo para satisfacer las demandas energéticas de las mismas, por este motivo se asocian en serie o en paralelo hasta que se adquieren los valores de intensidad y voltaje deseados. El conjunto de todos los módulos que constituyen el sistema de generación recibe el nombre de *campo fotovoltaico* o *array* (del inglés, array = tabla, matriz, formación). Por lo general los módulos se interconexionan entre si formando unidades que se suelen denominar Grupos. Los grupos se unen para formar el campo de módulos fotovoltaicos.

Para mayor simplicidad se supone que el módulo está constituido por células idénticas, con lo cual los valores de voltaje aparecen multiplicados por el número de células en serie, y los de corriente por el número de células en paralelo. En la práctica, debido a la dispersión de los parámetros de las células en el proceso de fabricación, y a la posibilidad de que no todas ellas trabajen en las mismas condiciones. Un ejemplo claro sería el caso en que, un campo de módulos fotovoltaicos de gran área, una parte del mismo estuviese afectado por una nube y otra no, o el caso de un sistema integrado en un edificio en el cual una parte del mismo estuviera sombreado por edificios colindantes y el resto no. Algunos de estos efectos son evitables poniendo especial cuidado en el diseño del sistema, pero otros resultan impredecibles e inevitables, por lo que se ha de recurrir a protecciones en el sistema. Los dos efectos principales que produce esta dispersión de parámetros son:

- Reducción de la potencia máxima del campo.
- Algunas células pueden convertirse en cargas, disipando parte de la energía producida por las demás.



El primer efecto, el de dispersión de los parámetros se conoce también con el nombre de pérdidas por desacoplo (en inglés, mismatch losses), ya estudiado en el capítulo 5.

Los fabricantes de módulos suelen clasificar las células por categorías de forma que las que componen un mismo módulo no tengan una dispersión grande en sus valores de I_{sc} , para minimizar estas pérdidas. De la misma manera operan con los módulos, los clasifican de acuerdo con la corriente en el punto de máxima potencia, para luego asociar en serie sólo módulos que estarían dentro de la misma categoría, supone una considerable reducción de las pérdidas por desacoplo. En general estos factores están muy estudiados en base a los datos de producción de muchos lotes de módulos fotovoltaicos, existiendo expresiones que relacionan los parámetros principales de los módulos con distribuciones estadísticas.

El efecto de sombreado parcial es en muchos casos inevitable, y es que puede provocar que una célula sombreada invierta su polaridad convirtiéndose por lo tanto en una carga que disipará toda la energía producida por el resto de las células. Si la potencia disipada tiene un valor elevado la célula elevará su temperatura pudiendo llegar a su destrucción. Este fenómeno se conoce con el nombre de *punto caliente*, y para evitarlo de recurre a la inserción de protecciones (diodos).

7.1.1 Asociación de células solares no idénticas en serie

La figura 14. muestra un ejemplo de la curva resultante de asociar dos células no iguales en serie. El comportamiento de la curva resultante es el siguiente:

- 1) En el punto correspondiente al voltaje en circuito abierto, la corriente total del generador es igual a cero, y el voltaje resultante V_g es igual a la suma de los dos voltajes en circuito abierto

$$V_g = V_{OCA} + V_{OCB} \quad (13)$$



2) En el punto 1, o en cualquier otro punto situado entre P y el voltaje en circuito abierto, las dos células operan como generadores, con una corriente I_{g1} y un voltaje total del generador

$$V_g = V_{A1} + V_{A2} \tag{14}$$

3) El punto P que corresponde al límite de la corriente de cortocircuito de la célula de menor eficiencia o sombreada. El voltaje resultante en ese punto será sólo el voltaje de la curva A.

4) El punto 2 correspondería a la operación en el voltaje de circuito abierto del generador, donde $I_g = I_{sc}$ y $V_{g2} = V_{A2} + V_{B2} = 0$. Para que esto se cumpla, es decir, que el voltaje sea cero, la célula B se polarizará inversamente hasta que $V_{B2} = -V_{A2}$ actuando consiguientemente como un receptor.

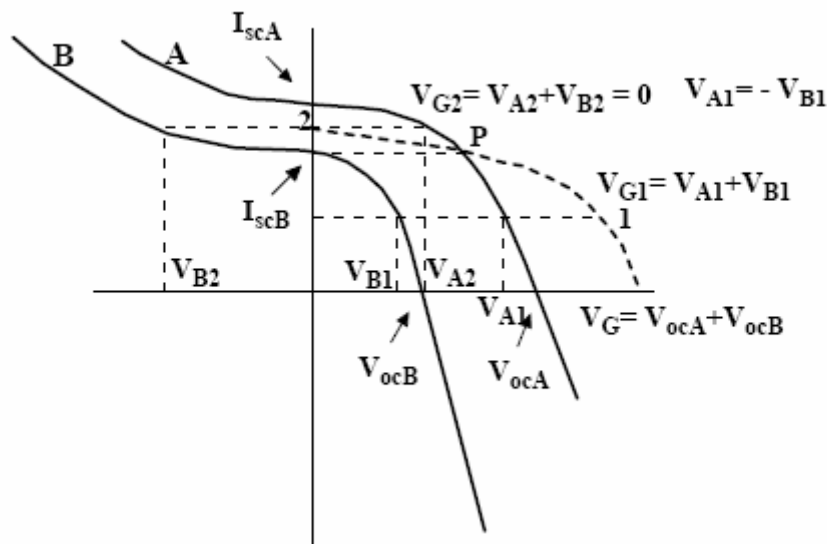


Figura 14. Curva resultante (línea de trazo discontinuo) de dos células no iguales A y B asociadas en serie.

El mismo razonamiento se puede hacer para un mayor número de células o módulos conectados en serie con una célula o módulo con menor eficiencia que el resto o parcialmente sombreado. El voltaje del sistema completo puede llegar a aplicarse



sobre éste si las condiciones de operación son próximas a las condiciones de corriente de cortocircuito. Esto haría disipar al elemento una potencia elevada, calentándose y produciendo el efecto del punto caliente. En la figura 15 se muestra esquemáticamente este caso, donde la célula 2 se situaría a un voltaje igual a la suma de todos los voltajes del resto de los elementos pero con signo opuesto. Para evitar este fenómeno se recurre a los diodos de paso en paralelo en una rama de las células conectadas en serie.

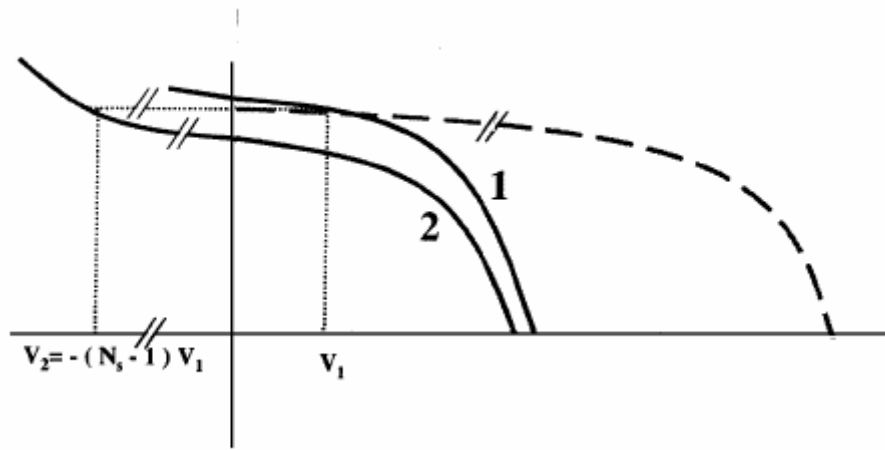


Figura 15. Ejemplo de la curva resultante (línea de trazo discontinuo) de un módulo con N_s células asociadas en serie ($N_s - 1$ iguales y una célula de menor eficiencia).

7.1.2 Asociación de células solares no idénticas en paralelo.

Para el caso de una asociación en paralelo de células no iguales la curva resultante es equivalente al caso anterior, solo que en este caso se sumarán las corrientes individuales para obtener una curva global de corriente en paralelo. En la práctica la dispersión de voltajes de circuito abierto de los módulos es bastante pequeña y no es probable que estos trabajen a temperaturas tan desiguales como para producir diferencias significativas en los valores de V_{oc} . La figura 16 muestra un ejemplo de dos células en paralelo que trabajan en distintas condiciones, mostrando los puntos más significativos de operación:

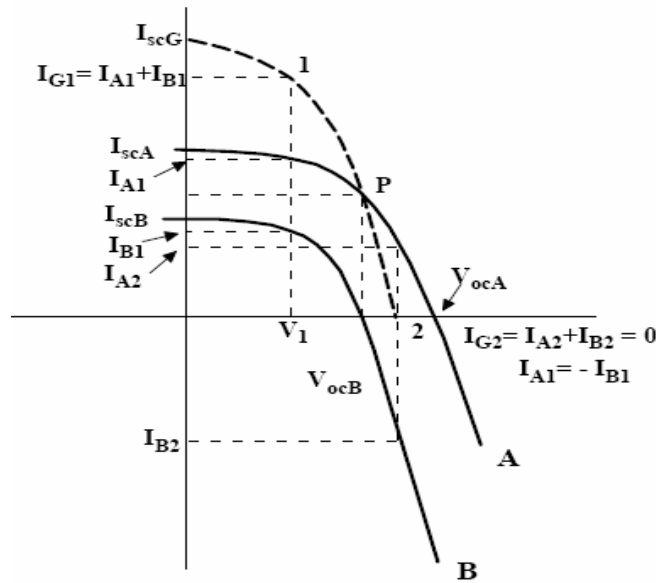


Figura 16. Curva resultante (línea de trazo discontinuo) de asociar dos células no iguales en paralelo.

1) En el punto correspondiente a la corriente en cortocircuito de la curva global el voltaje es cero, el valor de I_{SCG} será la suma de las corrientes en cortocircuito de las células individuales

$$I_{SCG} = I_{SCA} + I_{SCB} \quad (15)$$

2) En un punto genérico tal como el 1, entre I_{SCG} y el punto P el voltaje resultante es V_1 y la corriente es suma de las corrientes individuales las dos células operan como generadores de corriente.

$$I_{G1} = I_{A1} + I_{B1} \quad (16)$$

3) El punto crítico es el P, que corresponde al voltaje en circuito abierto de la célula de menor eficiencia, $V_{GP} = V_{OCB}$ y la corriente del generador es igual a la corriente en ese punto de la célula A, ya que la célula B no genera ni disipa energía.

4) El punto 2 corresponde al punto de circuito abierto del conjunto, entonces:

$$I_{G2} = I_{A2} + I_{B2} = 0 \rightarrow I_{A2} = I_{B2} \quad (17)$$



Y la célula de menor eficiencia trabaja como receptor.

Siguiendo el mismo razonamiento para una asociación más grande de células en paralelo, con una de ellas de menor eficiencia obtendríamos la curva mostrada en la figura 17. En este caso la célula de menor eficiencia absorbería la corriente del resto de las células aumentando su temperatura. Para que este fenómeno no tenga lugar se recurre a la inserción de diodos de bloqueo en serie de cada una de las ramas en paralelo.

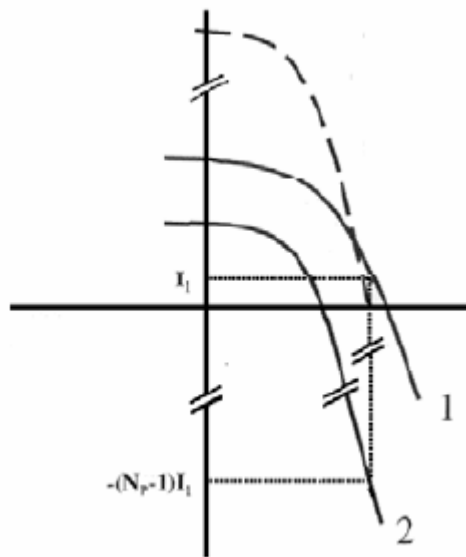


Figura 17. Curva resultante (línea de trazo discontinuo) de asociar en paralelo N_p-1 células iguales y una célula de menor eficiencia.



PROTECCIONES EN LOS GENERADORES FOTOVOLTAICOS



8 PROTECCIONES EN LOS GENERADORES FOTVOLTAICOS. DIODOS

8.1 Diodos de paso

Para evitar los problemas que puede ocasionar una iluminación no uniforme, la presencia de sombras u otros factores que pueden hacer que una parte del generador fotovoltaico trabaje en distintas condiciones que el resto se recurre al empleo de protecciones. Los diodos de paso se colocan en paralelo en asociaciones de células FV en serie, para impedir que todos los elementos de la serie se descarguen sobre una célula que resulte sombreada.

La figura 18. muestra esquemáticamente el modo de funcionamiento de un diodo de paso. Aquí se han colocado diodos sobre cuatro ramas de células conectadas en serie, el diodo se conecta con polaridad opuesta a la de las células, de manera que si éstas trabajan correctamente, por el diodo no pasa corriente. Si una de las tiras en serie resulta severamente sombreada de forma que invierte su polaridad, la polaridad del diodo cambiará, con lo que puede conducir ofreciendo un camino fácil para que pase la corriente generada por el resto de los grupos de células. Además, en el caso de que se sombrease una célula sólo se descargarían sobre ella el resto de las células que están en la misma rama, con lo que dependiendo del número de células que se pongan por diodo se puede limitar la cantidad de potencia a disipar por una célula, y por tanto su temperatura.

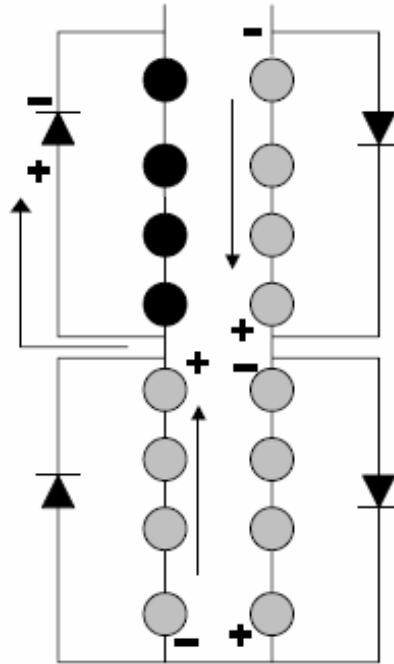


Figura 18 Esquema del modo de funcionamiento de un diodo de paso

La mayoría de los fabricantes de módulos incorporan diodos de paso en tomas intermedias en las cajas de conexiones de sus módulos, siendo las configuraciones más usuales las mostradas en las siguientes figuras para un módulo de 36 células conectadas en serie. La figura 19. muestra una configuración típica para un módulo con dos cajas de conexiones, una para el terminal positivo y otra para el negativo, y donde se ha instalado un diodo en cada una de las cajas de conexión. En caso de sombreado severo, la corriente circulará por un grupo de 12 células y luego a través del diodo, es decir, 2/3 del módulo son puenteados.

La figura 20. muestra otro diseño posible, donde se introducen dos diodos en la caja de conexiones, uno sobre cada 18 células. En caso de que una rama se deteriorase o fuera severamente sombreada, la corriente pasaría por el otro grupo de 18 células trabajando correctamente. Por el contrario, si solamente fuera una célula la deteriorada o sombreada, ésta sólo disiparía la potencia de las otras 17 células que están en la misma rama, limitándose así la cantidad de potencia disipada y por tanto la elevación de la temperatura.

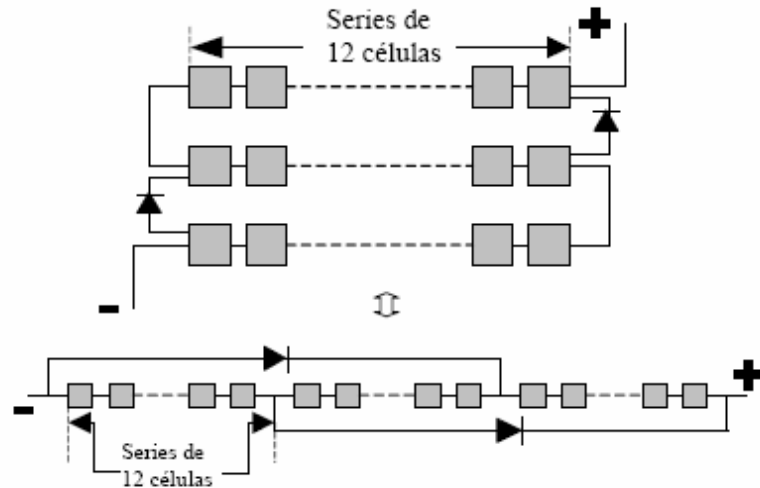


Figura 19 Esquema de diodos de paso en un módulo FV de 36 células

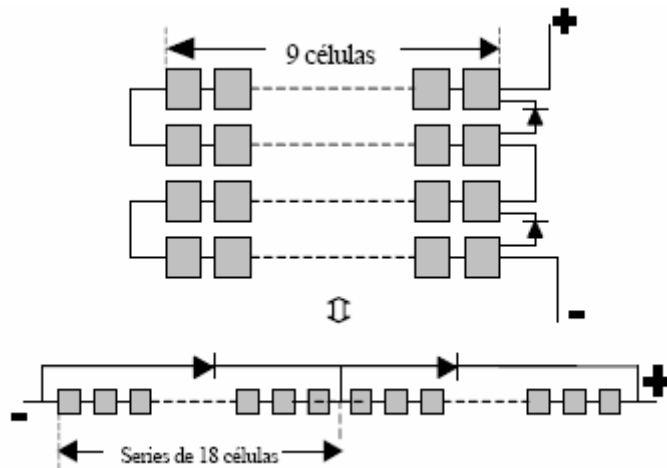


Figura 20 Esquema de diodos de paso en un módulo FV de 36 células.

Por último, los diodos de paso que se conecten en las ramas en serie han de ser capaces de soportar los valores de corriente y voltaje que ocasionalmente pudieran circular por ellos sin elevar su temperatura excesivamente ni deteriorarse. Como norma general se toma que el diodo sea capaz de soportar dos veces la I_{sc} de la rama sobre la que estén colocados, es decir como los valores de I_{sc} de las células comerciales suelen estar comprendidos entre 3 y 7 A, habrán de soportar unos 6-14A lo que es un valor relativamente pequeño. Para el caso del voltaje se toma el doble de la V_{oc} del voltaje final del campo fotovoltaico, pero como esto no lo puede conocer el fabricante a priori, se suelen emplear diodos con valores lo suficientemente altos en torno a unos 600V.



8.2 Diodos de paso en campos de módulos fotovoltaicos

Cuando se trata de un campo de módulos fotovoltaicos, hay dos maneras de efectuar la conexión entre los distintos módulos FV. Se pueden conectar los módulos primero en paralelo, para luego asociar los grupos en paralelo en serie, o primero conectar los módulos en serie, para luego conectar los grupos en serie en paralelo. La práctica recomendada es ésta última, ya que si se conectan primero los grupos en paralelo será necesario insertar diodos de paso de gran potencia que soporten toda la corriente que podría pasar sobre ellos en caso de sombreadamiento.

8.3 Grupos conectados en paralelo

En la figura 21 tenemos un ejemplo de grupos de generadores fotovoltaicos conectados en paralelo. Si alguno de los módulos del grupo en paralelo es sombreado, entonces ese grupo no será capaz de producir el voltaje de los otros grupos en serie con él. Los módulos no sombreados en el grupo intentarán compensar esto produciendo más corriente, para lo cual operan a menor voltaje, moviendo el punto de operación en la curva I-V hacia voltajes cada vez más pequeños. Si el sombreado es severo, es posible que el grupo pase por cero voltios y opere en la región de voltajes negativos para tratar de alcanzar el nivel de corriente de los otros grupos no sombreados en serie con él. Si esto ocurre, todos los diodos de paso de los módulos individuales comenzarán a conducir corriente, pero la corriente que conducirán en este caso ya no es la de un único módulo, sino que podría ser la del sistema entero. Los diodos individuales de cada módulo se sobrecargarían y fallarían.

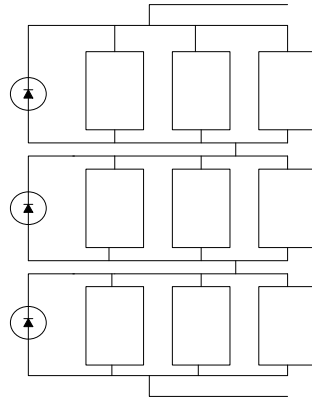


Figura 21. Diodos de paso en grupos conectados en paralelo. El diodo ha de ser capaz de soportar la corriente de todo el campo.

Para evitar esto la solución es instalar un diodo de paso externo, lo suficientemente grande como para que pueda soportar la corriente del sistema completo. Si un grupo sombreado necesita compensar la corriente alcanzando voltajes negativos, entonces la corriente de los otros grupos puenteará el grupo defectuoso completo a través del diodo externo. Esto puede implicar cableado y coste extra, por lo que no es la práctica habitual.

8.4 Grupos conectados en serie

En el caso de que los módulos se conecten primero en serie, los diodos de paso instalados en los módulos individuales son suficientes y no hacen falta diodos de protección extra. En este caso la corriente que puede pasar a través del diodo es solamente la de un módulo, ya que la corriente que pasa por cada una de las ramas es únicamente la de un módulo. Si un módulo es sombreado, este será puentado pasando la corriente a través del diodo de paso y luego hacia los otros módulos.

8.5 Diodos de bloqueo.

Cualquier sistema fotovoltaico aislado debería tener un sistema para controlar los flujos de corriente con el fin de prevenir las corrientes inversas desde la batería hasta el campo de módulos fotovoltaicos y/o proteger las ramas débiles o deterioradas. Los diodos de bloqueo se utilizan para realizar esta función. Las dos funciones principales de los diodos de bloqueo son:

1. Prevenir que la batería se descargue sobre el módulo por la noche.
2. Bloquear los flujos de corriente inversos de ramas en paralelo deterioradas-sombreadas durante el día.

Diodos de bloqueo para prevenir descargas nocturnas de la batería

En los sistemas FV que emplean baterías, sería posible que la batería se descargase durante toda la noche a través del módulo si no se empleasen protecciones. Este efecto no sería muy pernicioso para el módulo pero ocasionaría una pérdida preciosa de energía del banco de baterías.

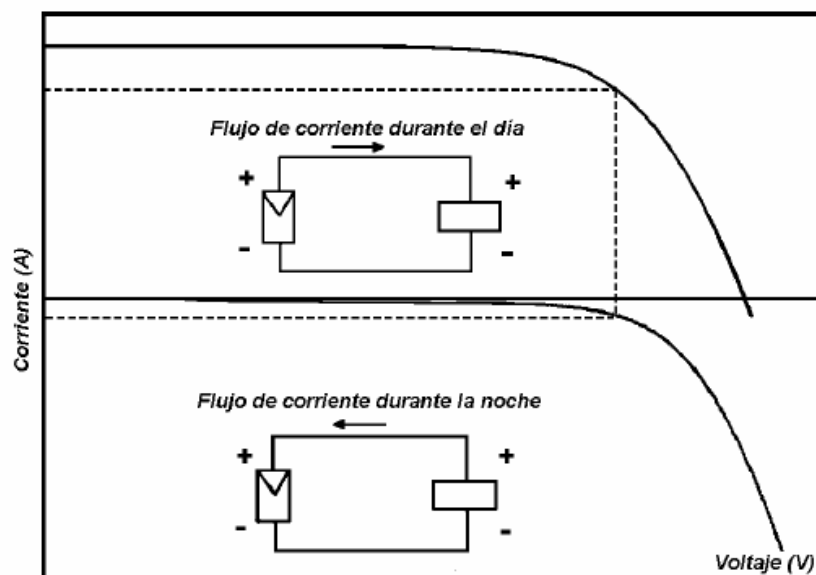


Figura 22. Curva de iluminación y de oscuridad de un generador fotovoltaico indicando los flujos de corriente durante el día y la noche.



La figura 22 muestra un ejemplo de la curva de iluminación y de oscuridad de un generador fotovoltaico, donde se han indicado los flujos de corriente. Durante la noche la batería mantiene su voltaje de operación, y la corriente que pasa por el módulo va en sentido opuesto. La cantidad de energía que se pierde depende en primer lugar del voltaje del voltaje de circuito abierto del generador y del punto de operación de la batería, y además de la forma de la curva de oscuridad del módulo. Para evitar esas pérdidas de energía se recurre a la inserción de diodos de bloqueo conectados en serie entre el generador fotovoltaico y la batería. Estos diodos permiten el flujo de corriente desde el módulo hasta la batería durante el día, pero bloquean el paso inverso de corriente de la batería al campo fotovoltaico. No obstante hay que tener en cuenta que el paso de corriente a través del diodo durante el día produce una caída de tensión que puede variar entre 0.4 a 0.7 V dependiendo del diodo. Esta caída puede representar un 6% en un sistema de 12V, si bien en sistemas de 24V es menos importante, y ha de hacerse un estudio previo para saber que tipo de diodos y en qué cantidad ha de llevar un sistema fotovoltaico.

Diodos de bloqueo para impedir flujos de corriente en ramas paralelo durante el día

Cuando se conectan en paralelo varias ramas de módulos fotovoltaicos, puede darse el caso que una de ellas resulte severamente sombreada o deteriorada, y que la corriente de otra rama se derive hacia ésta. El empleo de diodos de bloqueo conectados en serie en cada una de las ramas en paralelo evita el paso de corriente en sentido inverso, “aislando” las ramas defectuosas. Normalmente en este tipo de configuraciones, como la que se muestra en la figura 21, los diodos de bloqueo se sitúan todos ellos en una caja de conexión externa, donde llegan los cables positivos procedentes de cada uno de los grupos del campo separadamente, y un cable de mayor grosor en el que se agrupan los terminales negativos.

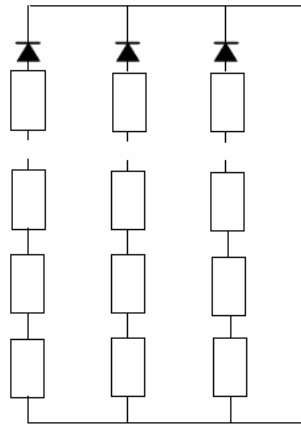


Figura 23 Diodos de paso en grupos conectados en serie

Aquí, como en el caso anterior, los diodos también suponen una caída de tensión en torno a los 0.6-0.7V, y deben ser capaces de soportar la corriente de cortocircuito y el voltaje de circuito abierto del campo fotovoltaico completo. Como norma general se toma que puedan soportar dos veces la I_{sc} y la V_{oc} del campo fotovoltaico.

8.6 Protecciones adicionales

Cableado

La correcta selección del tipo y calibre del cableado aumentará el rendimiento y la fiabilidad del sistema fotovoltaico, evitando situaciones de riesgo. El tipo de cable dependerá de las conexiones que va a realizar, pero en general deben cumplir:

- Estar aislados de la intemperie y ser resistentes a la humedad
- Los cables utilizados para interconectar módulos deben estar especificados como resistentes a la luz solar.
- Los cables que vayan a ser enterrados se colocarán en una zanja de al menos 40 cm de profundidad, y llevarán un revestimiento de combustión lenta, resistente a la humedad, corrosión y formación fúngica.



Además, la sección del cable ha de ser tal que asegure que la caída de tensión en el generador y entre éste y el resto de los componentes del sistema no supere el 1% de la tensión nominal.

Protecciones contra sobretensiones

Se utilizarán interruptores y fusibles para proteger los equipos y el personal. Los interruptores permiten cortar manualmente el flujo de corriente en caso de una emergencia o para un mantenimiento programado, mientras que el fusible proporciona una protección contra sobrecorrientes en caso de un cortocircuito del sistema o de una falta a tierra.

Conexión a tierra

Todas las superficies metálicas y el armazón del conjunto, que pudieran ser tocadas por el personal deben estar conectadas a tierra, y además es recomendable el uso de dispositivos adicionales de protección como varistores, etc.



INSTALACIÓN DE LOS MÓDULOS



9 INSTALACIÓN DE LOS MÓDULOS

9.1 Orientación de los paneles

La orientación óptima sería que los módulos fotovoltaicos estuvieran en todo momento perpendiculares a la “línea imaginaria” que una el sol con la instalación fotovoltaica. Eso es lo que sucede en las instalaciones con seguidor de dos ejes, en ese caso la instalación se mueve siguiendo el movimiento del sol a lo largo del día. Pero las instalaciones fijas deben orientarse para tratar de aprovechar al máximo la energía recibida del sol. La instalación de los módulos fotovoltaicos está determinada por dos ángulos, el acimut “ α ” (ángulo que mide la desviación respecto al ecuador) y la inclinación o elevación “ β ” (ángulo formado por la superficie del módulo y el plano horizontal).

Acimut (α)

La posición idónea es con $\alpha = 0^\circ$, es decir, orientado hacia el ecuador, ya que el sol sale por el Este y se pone por el Oeste, para que durante el día el panel capte la mayor cantidad de radiación posible.

Un factor importante que ya hemos estudiado en el apartado 5 es el de las sombras, hay que tener cuidado para que no se produzcan sombras sobre los paneles o parte de ellos, para lo cual es preciso estudiar los elementos que rodean al campo de paneles (árboles, edificios, muros, etcétera), y las sombras que una fila de paneles puede producir sobre las otras.

Inclinación (β)

Una vez fijado el acimut, el parámetro que es determinante, y que hay que introducir en la tabla de cálculos, es la inclinación del panel, que se expresa como el ángulo beta (β). Debido a que la máxima altura que alcanza el sol cada día varía según las estaciones, teniendo su máximo en el día del solsticio de verano y su mínimo en el solsticio de invierno, lo ideal sería que el panel siguiese esta variación, pero esto no es



posible por razones de coste. Se pueden dar a los paneles dos inclinaciones, una para los meses de verano y otra para los meses de invierno, pero en ese caso también se complican las estructuras soporte, por lo que sólo tiene sentido si hay un incremento considerable del consumo durante el verano.

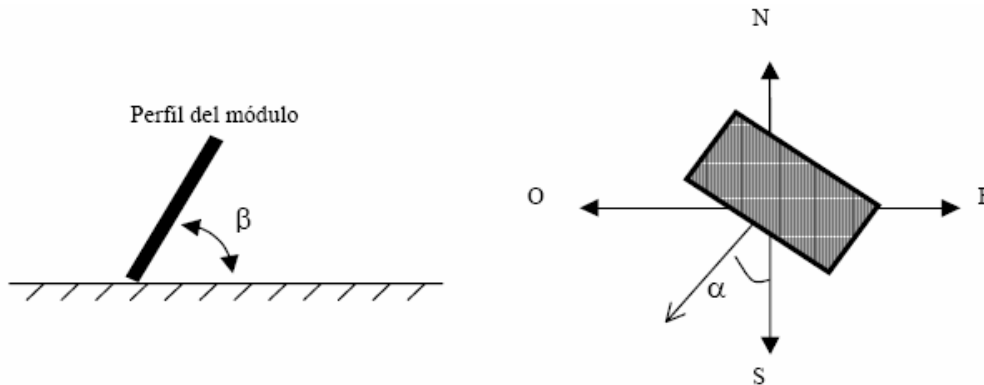


Figura 24 Orientación e inclinación de los módulos

Según los objetivos para los que se haya realizado la instalación, la orientación e inclinación varía. Los distintos objetivos pueden ser instalaciones dedicadas a la producción todo el año, o sólo para una determinada época.

Como veremos más adelante para una instalación en Madrid la orientación e inclinación óptima son $\alpha = 0^\circ$ y $\beta = 30^\circ$, esto suponiendo que la instalación esté enfocada a la producción anual.

En cualquier caso, se recomienda que la inclinación del panel nunca sea menor que 15° debido a que acumulan polvo y/o humedad.

Todos los módulos fotovoltaicos examinados en este proyecto que son fijos, es decir, que no están instalados en un seguidor solar, tienen una inclinación de 30° y se encuentran orientados 0° al sur, para aprovechar al máximo las horas de sol durante todo el año.

Para comprobar que la orientación e inclinación es la óptima, hemos empleado un programa informático llamado PVSYST4, en el que podemos simular cualquier instalación de módulos fotovoltaicos, y nos proporciona datos como las posibles pérdidas que podríamos tener debido a una mala orientación. En el programa se



introducen los datos de la ciudad en la que va a estar instalado el sistema fotovoltaico y el programa te proporciona los valores de energía total recibida en el módulo inclinado

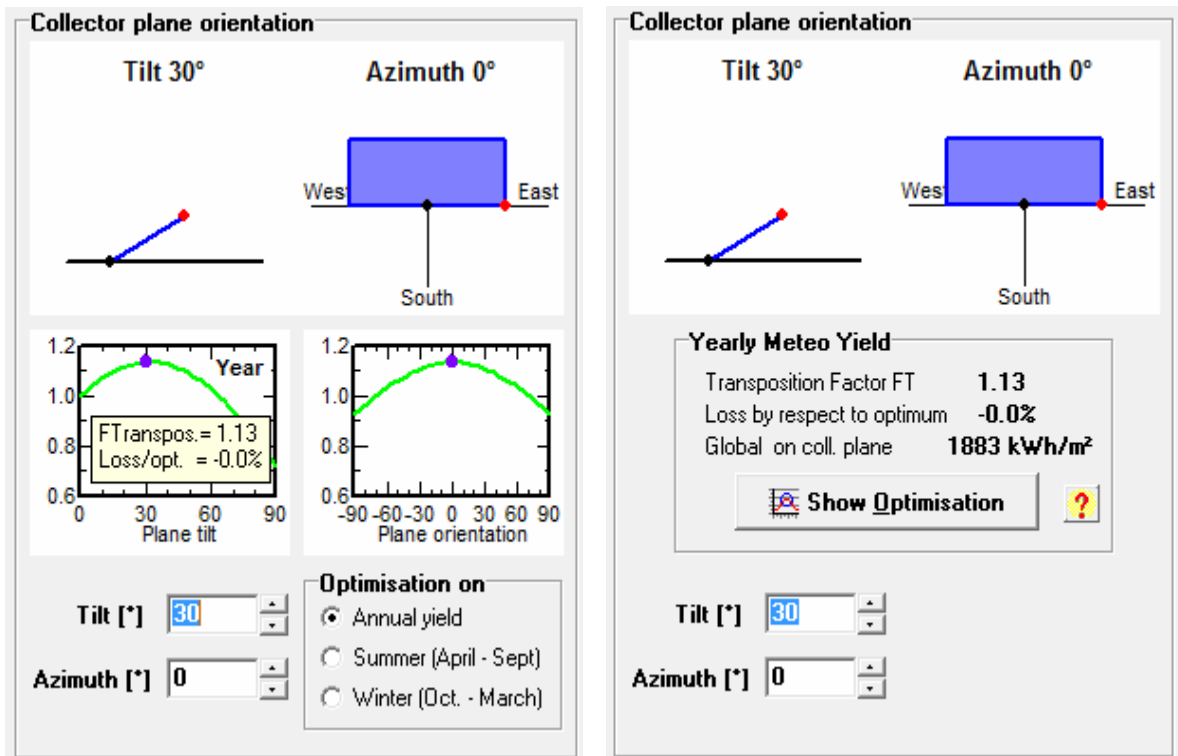


Figura 25. Capturación de la pantalla del programa en el que se muestra la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos.

El programa además de valores de energía recibida en el módulo fotovoltaico, en la siguiente figura se muestra la banda de trayectorias del sol a lo largo de todo el año, para una instalación situada en Madrid y con la orientación e inclinación elegidas anteriormente. Como se puede observar en la figura 25, la orientación y la inclinación aplicadas a los módulos fotovoltaicos proporcionan el máximo posible de horas de insolación posibles, ya que sólo estaríamos recibiendo radiación solar por la parte posterior del módulo unos pocos minutos y a unas horas en las que el nivel de irradiancia son mínimos (salida y puesta del sol).

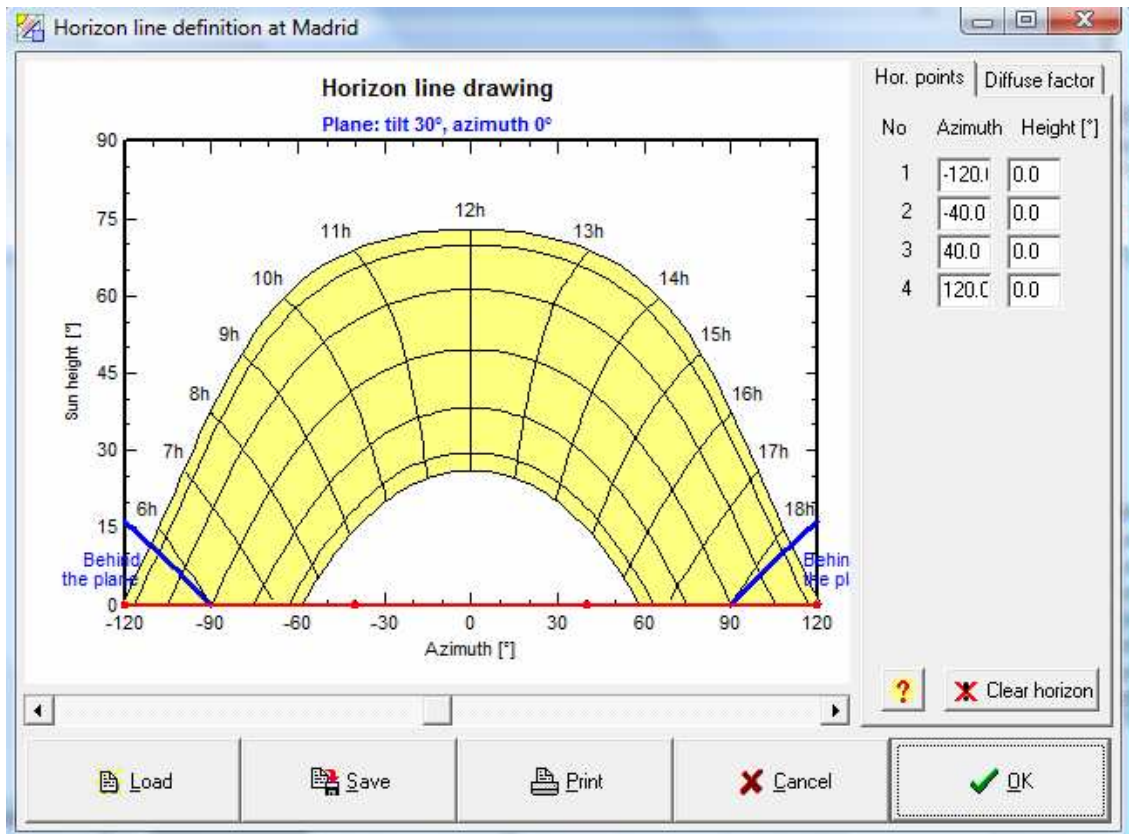


Figura 26. Ventana del programa PVSYST4 en el que muestra la línea del horizonte para la orientación que tienen los módulos fotovoltaicos.



NORMATIVA



10 NORMATIVA

10.1 Normativa de las instalaciones fotovoltaicas

REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre

Desde el año 2000 en el que el Gobierno introdujo el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010. El panorama de energías renovables en España ha evolucionado de manera muy rápida en el caso de la energía solar fotovoltaica. Dicho plan establecía un objetivo de 150MW de potencia fotovoltaica instalada.

En el año 2005, se realizó una revisión del Plan de 2000 y fue aprobado el Plan de Energías Renovables 2005-2010, con el que el gobierno tenía el propósito de reforzar los objetivos prioritarios de la política energética, aumentar la seguridad y calidad del suministro eléctrico y mejorar el respeto al medio ambiente, además de los compromisos internacionales como el Protocolo de Kyoto y la pertenencia de España a la Unión Europea. Todo esto con el objetivo de alcanzar los objetivos del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012. En el Plan de 2005 el objetivo de potencia fotovoltaica se amplió a 400MW.

El crecimiento de la potencia instalada experimentado por la tecnología solar fotovoltaica ha sido muy superior al esperado. Según la información publicada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en relación al cumplimiento de los objetivos de las instalaciones del régimen especial, determinado de acuerdo con los artículos 21 y 22 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en agosto de 2007 se superó el 85 por ciento del objetivo de potencia instalada fotovoltaica para 2010 y en el mes de mayo de 2008, se han alcanzado ya los 1.000 MW de potencia instalada.

Esta rápida evolución ha supuesto numerosas inversiones industriales relacionadas con la tecnología solar fotovoltaica, hasta tal punto, que actualmente en España se pueden producir todos los elementos de la cadena que interviene en una instalación solar fotovoltaica.



Debido a este crecimiento tan rápido y para dar continuidad y expectativas a estas inversiones, como también definir una pauta progresiva de implantación de este tipo de tecnología, se propone un objetivo anual de potencia que evolucionará al alza de manera coordinada con las mejoras tecnológicas, en lugar de utilizar la potencia total acumulada para fijar los límites del mercado de esta tecnología. Esto debe ir acompañado de un nuevo régimen económico que estimule la evolución tecnológica y la competitividad de las instalaciones fotovoltaicas en España a medio y largo plazo.

Este Real Decreto establece un nuevo régimen económico a la baja con respecto al de 2005 para regular la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, con el objetivo de que la evolución tecnológica y la instalación de nuevos generadores tengan un desarrollo sostenible y a la par con una perspectiva a largo plazo.

10.2 Normativa de los módulos fotovoltaicos

UNE-60891

Esta norma indica los procedimientos que deberían seguirse para realizar las correcciones con la temperatura y la irradiancia de las curvas I-V medidas, de dispositivos con células de silicio cristalino.

La norma incluye los procedimientos para determinar los coeficientes de temperatura, resistencia serie interna y factor de corrección de la curva. Al no disponer de un laboratorio en el que poder realizar los experimentos necesarios, tomaremos los valores proporcionados por los fabricantes para α y β , como hemos indicado en el Capítulo 6, o en su defecto emplearemos unos valores estándar.

UNE-61215

Todo módulo fotovoltaico debe pasar unas pruebas antes de ser puesto a la venta, de ello se encarga, en España, el CENER (Centro nacional de energías renovables), que realiza los distintos análisis establecidos por las normas IEC en los que examinan de



manera exhaustiva los módulos para determinar sus características y verificar su correcto funcionamiento.

Para la realización de los ensayos se sigue la norma UNE-EN 61215 en la que se realizan las siguientes pruebas mostradas en la siguiente tabla:

Ensayo	Título	Condiciones de ensayo
1	Inspección visual	Iluminación > 1000 luxes
2	Funcionamiento en CEM	Temperatura de célula 25°C, Irradiancia 1000W/m ²
3	Ensayo de aislamiento	1000V corriente continua + 2 veces la tensión de circuito abierto
4	Medida de los coeficientes de temperatura	Variación controlada de la temperatura del dispositivo ensayado
5	Medida de la TONC	800W/m ² , temperatura ambiente de 20°C
6	Funcionamiento a la TONC	Irradiancia 800W/m ²
7	Funcionamiento a baja irradiancia	Temperatura de célula 25°C, Irradiancia 200W/m ²
8	Ensayo de exposición en el exterior	60 kWh/m ² de irradiación solar total
9	Ensayo de resistencia a la formación de puntos calientes	5 exposiciones de una hora con 1000W/m ² en el perímetro de los casos de condición de ensayo de punto caliente
10	Ensayo UV	En consideración
11	Ensayo de ciclos térmicos	50 y 200 ciclos desde -40°C hasta 85°C
12	Ensayo de humedad-congelación	10 ciclos desde 85, 85% HR hasta -40°C
13	Ensayo continuo de calor húmedo	1000 horas 85°C 85%HR
14	Ensayo de robustez de los terminales	Según IEC 60068
15	Ensayo de torsión	Angulo de deformación 1,2°
16	Ensayo de carga mecánica	Dos ciclos de carga uniforme de 2400Pa, durante 1 hora.
17	Ensayo de granizo	Bola de hielo de 25mm de diámetro a 23 m/s dirigida sobre 11 puntos de impact

Tabla 2 Tabla de ensayos



DISEÑO DEL DISPOSITIVO PORTÁTIL DE MEDIDAS



11 DISEÑO DEL DISPOSITIVO PORTÁTIL DE MEDIDAS

11.1 Introducción

En este capítulo se va a explicar el diseño de un sistema portátil de medida que permite caracterizar módulos fotovoltaicos. El circuito de potencia del sistema portátil está formado por un conjunto de condensadores que desempeñarán la función de carga para el módulo fotovoltaico, paralelamente a los condensadores se encuentra una resistencia de potencia mediante la cual se descargarán los condensadores. Tanto la conexión del circuito a los módulos fotovoltaicos a medir, como la resistencia de potencia destinada a la descarga de los condensadores se realizarán mediante interruptores. Para la obtención de los datos de las medidas realizadas, emplearemos un osciloscopio portátil, del cual, posteriormente se extraerán los datos y serán tratados en una hoja de Excel diseñada para este proyecto.

La característica fundamental del sistema, es que a través del circuito de carga capacitiva, el módulo fotovoltaico pasa por todos los estados posibles de carga y lo hace en un tiempo relativamente corto de tal forma que con esto se logra que no haya cambios significativos en las condiciones externas (irradiancia y temperatura) a las que el módulo fotovoltaico se encuentra sometido.

Como ya hemos mencionado anteriormente, la caracterización de módulos fotovoltaicos es importante tanto para la investigación, como para el diseño y control de calidad de una instalación. Por lo tanto un sistema como el diseñado para este proyecto, permite disponer de una herramienta tremendamente útil e importante por su confiabilidad y simplicidad de funcionamiento.

Para poder realizar la caracterización de un módulo fotovoltaico, se deben medir tensión corriente para diferentes estados de carga del módulo, arrancando desde el estado de mínima tensión y máxima corriente (I_{sc}), pasando por diversos estados de carga hasta alcanzar el estado de máxima tensión y mínima corriente (V_{oc}) del módulo fotovoltaico. Normalmente el ensayo, según normas, se debe realizar bajo condiciones normalizadas, es decir con una radiación de 1000 W/m^2 y una temperatura de célula de



25°C, como ya hemos comentado con anterioridad esto es prácticamente imposible, ya que al aire libre donde realizamos las medidas, para “encontrar” esas condiciones de irradiancia y temperatura del módulo fotovoltaico tendría que ser un día tremendamente claro y soleado y probablemente de invierno para que la temperatura del módulo no superara los 25°C. Como hemos visto en el apartado 6.4, emplearemos las ecuaciones mostradas para corregir las diferencias entre las condiciones de medida reales y las estándar.

La ventaja de este sistema frente a otros capaces de caracterizar módulos fotovoltaicos, como pueden ser un PVE o empleando una carga electrónica, es la simplicidad con la que se realizan las medidas, la precisión obtenida en las mismas y una muy importante a la hora de realizar medidas en huertas solares o instalaciones que se encuentren aisladas o lejos de poder conectarse a la red normal, es el funcionamiento sin alimentación necesaria.

Los interruptores son de accionamiento manual, y los demás equipos que se necesitan tienen su propia alimentación.

11.2 Carga capacitiva

Para poder medir la curva I-V de un módulo fotovoltaico es necesario conectarle en paralelo algún tipo de carga, para poder medir los valores de corriente y tensión. Decidimos conectar una carga capacitiva ya que el comportamiento de un módulo fotovoltaico es similar al de una fuente de corriente continua, y como podemos comprobar en la figura siguiente, en el proceso de carga de un condensador, a través de un módulo fotovoltaico, éste pasa por todos sus posibles estados de carga. Comenzando por la corriente de cortocircuito, pasando por el punto de máxima potencia, hasta llegar al circuito abierto en el que la corriente es cero.

Se debe determinar el valor de la capacidad para disminuir el tiempo de medida de forma que las condiciones meteorológicas que rodean el módulo fotovoltaico no cambien sus valores (temperatura e irradiancia).

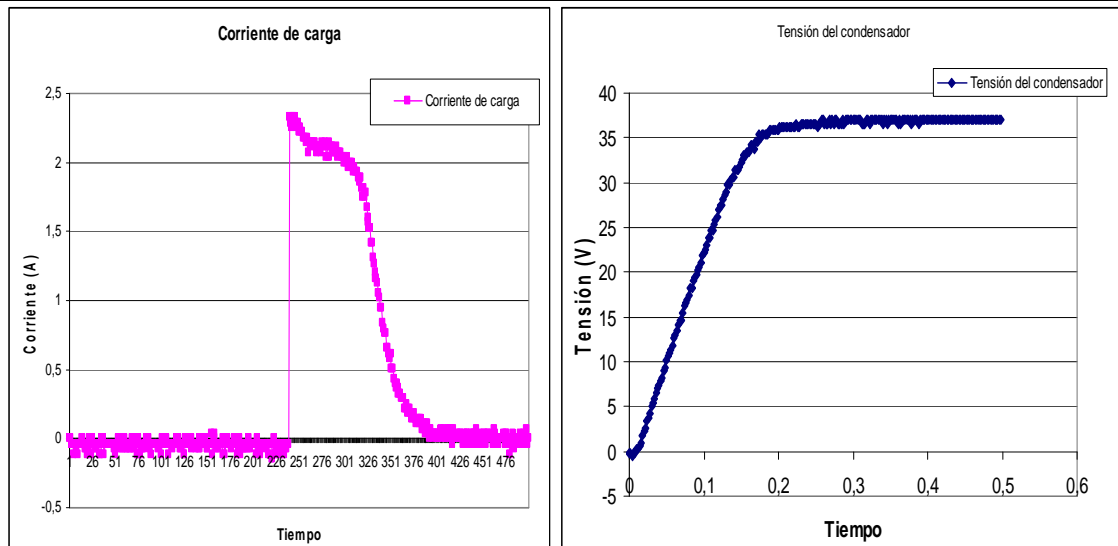


Figura 27 Curvas de corriente y de tensión para el proceso de carga de un condensador

La ecuación característica de un condensador es:

$$I_c(t) = C \frac{dV}{dT} \tag{18}$$

Considerando que la corriente es constante desarrollamos la siguiente ecuación:

$$\int I_c \cdot dT = \int C \cdot dV \tag{19}$$

Lo que da lugar a:

$$I_c \cdot T = C \cdot V \tag{20}$$

Despejando se obtiene:

$$V = \frac{I_c \cdot T}{C} \tag{21}$$



En donde:

V: tensión del módulo fotovoltaico a circuito abierto

T: tiempo de carga del condensador

C: capacidad

I_c: Corriente de carga

De la ecuación (19) se obtiene que la capacidad será:

$$C = \frac{I_c \times T}{V} \quad (22)$$

Para el cálculo del valor de C suponemos un tiempo de carga que entre dentro del rango de tiempos que tiene el osciloscopio que vamos a utilizar para tomar los datos de las medidas, dicho rango va de 100µs/div a 2s/div.

11.3 Descripción general

En un principio nuestro objetivo era diseñar un dispositivo portátil para caracterizar módulos fotovoltaicos en instalaciones del orden de los 100kW_p, el problema que se encontró, no era de diseño, sino económico. Lo que limita nuestro alcance en tensión y corriente son los interruptores que empleamos para conectar tanto los módulos fotovoltaicos como la resistencia de descarga. Y el precio de dichos interruptores aumenta con el nivel de tensión y corriente. Una instalación de 100kW_p tiene unos valores aproximados de tensión del orden de 900V y una corriente de 250A. Comenzamos la búsqueda de posibles interruptores en el mercado que cumplieran con los requisitos, y tanto interruptores-fusible, de accionamiento manual, como IGBT controlados por drivers tenían un precio elevado. Para los IGBT, sólo el módulo IGBT, su precio era superior a los 150€, lo que ya encarecía nuestro dispositivo. Por lo tanto, decidimos tratar de conseguir el mayor alcance posible con los medios disponibles en el laboratorio. Y con dichos medios hemos desarrollado dos estaciones, una para medir módulos fotovoltaicos de hasta 65V de tensión de circuito abierto y la segunda, portátil, de hasta 400V y 20A.



Capítulo 11. Diseño del dispositivo portátil de medidas.

Estos dispositivos nos permiten caracterizar los generadores fotovoltaicos, verificando la concordancia entre el comportamiento real de los equipos y lo establecido por el fabricante.

Para realizar el análisis de los generadores fotovoltaicos, que consiste en la medida de su curva I-V (relación entre la corriente y la tensión) con una carga capacitiva y un osciloscopio de alta precisión. Este dispositivo permite medir generadores con configuraciones que generen hasta 20A de corriente de cortocircuito, lo que nos limita dicha corriente son los interruptores empleados en la conexión del módulo portátil con el módulo fotovoltaico.

Para realizar la medida de corriente, en un principio se iba a emplear una sonda de corriente, la cual descartamos rápidamente debido al error que se produce al medir. La solución al problema de la medida de la corriente, fue optar por emplear una pequeña resistencia “shunt” y con otra sonda del osciloscopio medir la caída de tensión en dicha resistencia y luego con ayuda de la ley de Ohm, obtener el valor de corriente.

En los esquemas eléctricos de cada dispositivo de medidas fabricados en el laboratorio, la disposición en la que se encuentran las sondas y la referencia del osciloscopio es la óptima para minimizar el error cometido en las medidas. Para que la evitar que la medida de la corriente afectara de manera significativa en el proceso de carga de los condensadores, empleamos una resistencia de el valor mínimo posible y sobre esa resistencia medimos la caída de tensión, la resistencia es de valor 0.022Ω .

Un dato importante a tener en cuenta a la hora de medir es la resistencia interna de los condensadores, al comprobar en la hoja de características (AnexoI), el valor máximo del valor de ESR es de $75m\Omega$, la cual consideramos despreciable, ya que ese valor de impedancia no se puede considerar como una carga a un módulo fotovoltaico.

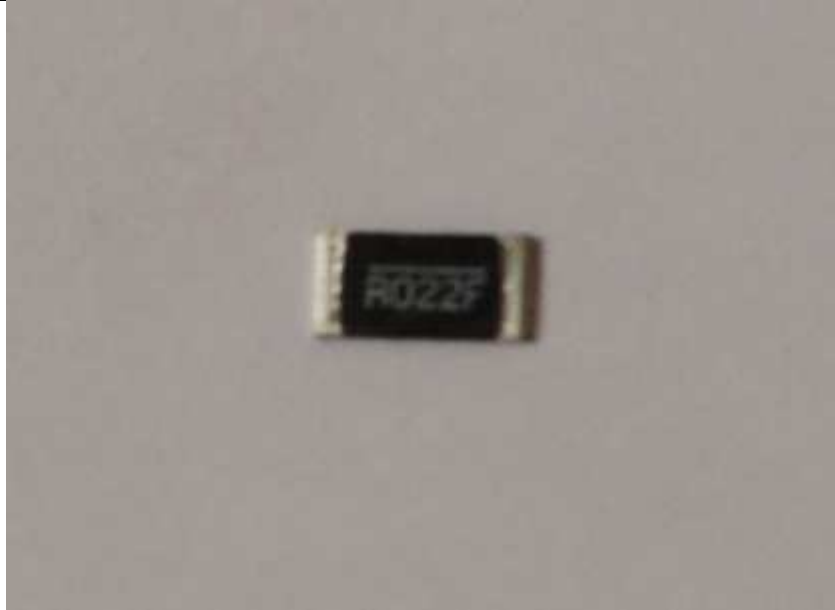


Figura 28 Fotografía de la resistencia de 0.022 Ω

Una vez finalizado el ensayo, para descargar los condensadores y evitar posibles cortos o chispazos peligrosos, se procede a la descarga de los mismos a través de una resistencia de potencia. Cuando el proceso de descarga termina se puede proceder a la toma de la siguiente medida.

Para todos los ensayos hemos empleado un osciloscopio del laboratorio de electrónica de la marca Tektronix modelo THS4200, con disquetera para poder extraer los datos de las medidas en forma de archivo de Excel “*.csv”.

Para las medidas a realizar fuera de la Universidad se empleará un osciloscopio portátil de la marca Tektronix modelo THS-720A. Este osciloscopio almacena las medidas en archivos “*.csv”, y posteriormente se conecta a un ordenador para extraer los datos través de un cable RS-232 y así poder sacar las curvas I-V.

11.4 Dispositivo de medidas de 65V dc

Partiendo de la teoría que ya hemos visto, nos adentramos en el diseño de un dispositivo con el que poder alcanzar a los objetivos marcados, medir la curva I-V de un módulo fotovoltaico. Para ello recurrimos a los medios de que disponemos en el laboratorio.

11.4.1 Elementos empleados:

- Interruptores automáticos estándar
- 2 Condensadores electrolíticos de 4700 μ F
- Resistencia de 22 Ω
- Resistencia (shunt) de 0.022 Ω
- Sondas del osciloscopio
- Cable de 6mm² de sección.

La carga empleada para estas medidas consta de 2 condensadores de 4700 μ F y 65V (Figura 22.) conectados en paralelo para alcanzar los 9000 μ F que previamente hemos calculado empleando las ecuaciones 19 y 20.



Figura 29 Imagen del modelo de condensador empleado en el módulo de 65V

Una vez conocidos los elementos a emplear nos disponemos a montar el circuito, y a medir módulos fotovoltaicos.



Como podemos comprobar en la figura 22. el circuito empleado es muy simple, con los interruptores conectamos los condensadores al módulo fotovoltaico por un lado, y a la resistencia de descarga por el otro. Y colocando las sondas del osciloscopio en las posiciones indicadas obtenemos las medidas de corriente y tensión para trazar la curva I-V.

11.4.2 Circuito eléctrico

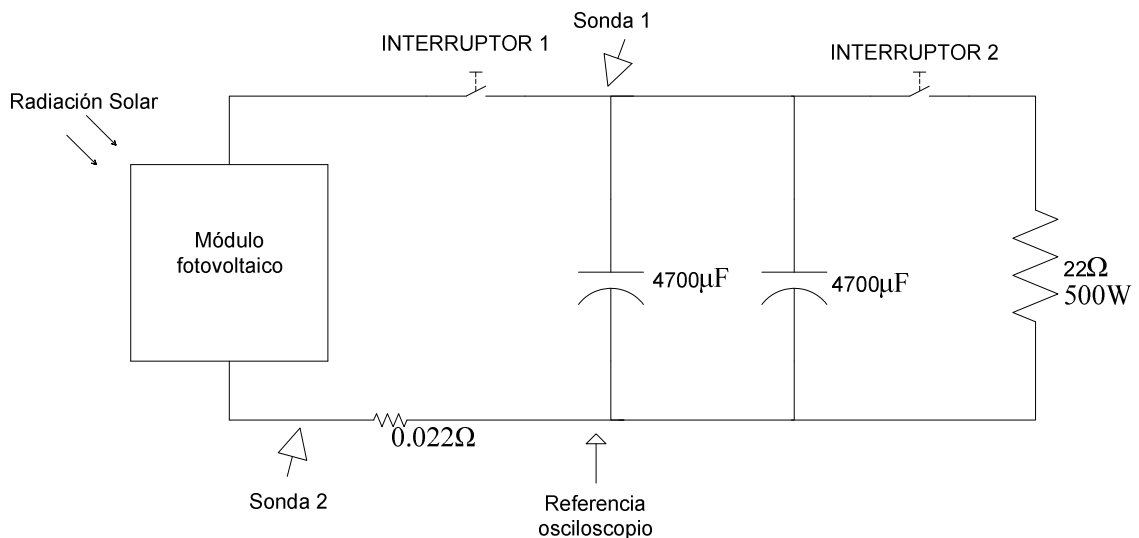


Figura 30 Circuito eléctrico del dispositivo de medidas de 65V

Con este dispositivo analizamos todos los módulos fotovoltaicos instalados en la terraza de la universidad disponemos de varios tipos de módulos fotovoltaicos planos y de concentración cuyas tensiones de circuito abierto no superan los 65V. Para estas primeras medidas comenzaremos por el módulo fotovoltaico más pequeño, en términos de potencia, instalado en la universidad. Dicho módulo fotovoltaico, de la marca Siemems, de el cual se muestran a continuación sus características, tiene una tensión en circuito abierto de 21,5V. Lo que haremos será conectar los 2 módulos idénticos en serie para llegar a los 40 V de tensión de circuito abierto.

Al ser las medidas en un espacio de tiempo muy corto, quisimos estar seguros de que no afectaba a la medida la velocidad de accionar el interruptor. Para ello comparamos las curvas obtenidas con los interruptores normales, y con un MOSFET como interruptor



Siendo un MOSFET un tipo de transistor que controlábamos su estado de conducción y corte empleando un generador de funciones. Para que el MOSFET se mantuviera en el estado de conducción el tiempo suficiente y que se cargaran los condensadores, configuramos el generador de funciones con una señal cuadrada de frecuencia de conmutación de muy baja, lo que permitía el proceso de carga.

Después de estas comprobaciones y al no encontrar diferencias (figura 32 y figura 33, salvo las introducidas por las diferentes condiciones de temperatura del módulo e irradiancia en el momento de la medida) optamos por emplear los interruptores normales y así hacer el circuito más simple posible. Las medidas mostradas en las Figuras 32 y 33 son medidas en condiciones reales. En capítulo 12 se procederá a caracterizar los módulos fotovoltaicos extrapolando las medidas a condiciones estándar de medida.

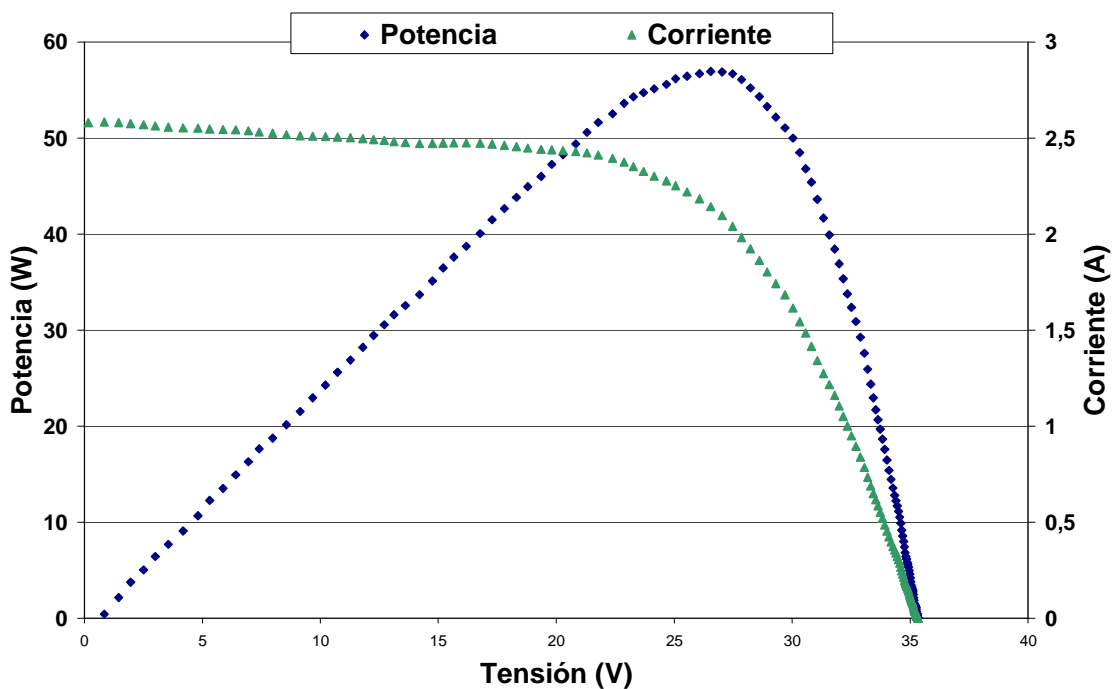


Figura 31 Curva medida empleando interruptor normal

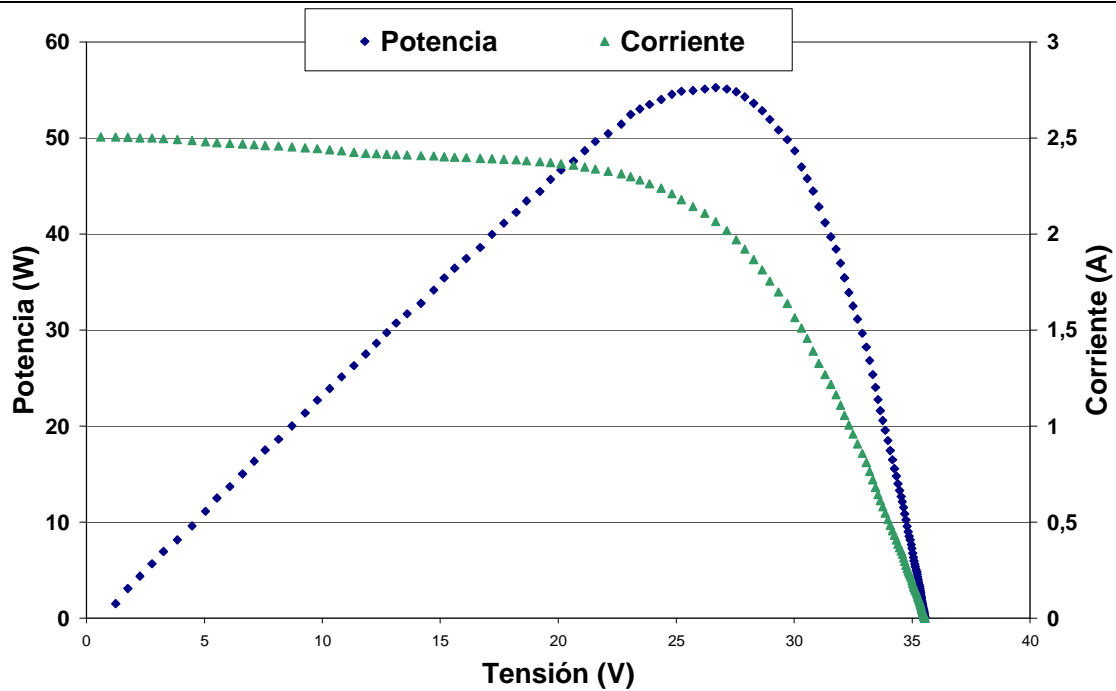


Figura 32 Curva medida empleando MOSFET

El último paso antes de instalar el dispositivo en una caja acondicionada para ello, sustituimos los interruptores automáticos por unos interruptores pequeños que tienen un poder de corte de 250V y 16A. En la siguiente figura se muestra la caja ya terminada con todo preparado para realizar medidas.

El interruptor verde es el que conecta el o los módulos fotovoltaicos a los condensadores, y el rojo es que conecta los condensadores a la resistencia de potencia.

De las cinco bornas que hay instaladas en la caja, dos, son para conectar el positivo y el negativo del módulo a medir, y las otras tres, son para conectar las sondas y la referencia del osciloscopio. Todas las conexiones se encuentran debidamente indicadas, como se puede comprobar en la siguiente figura.

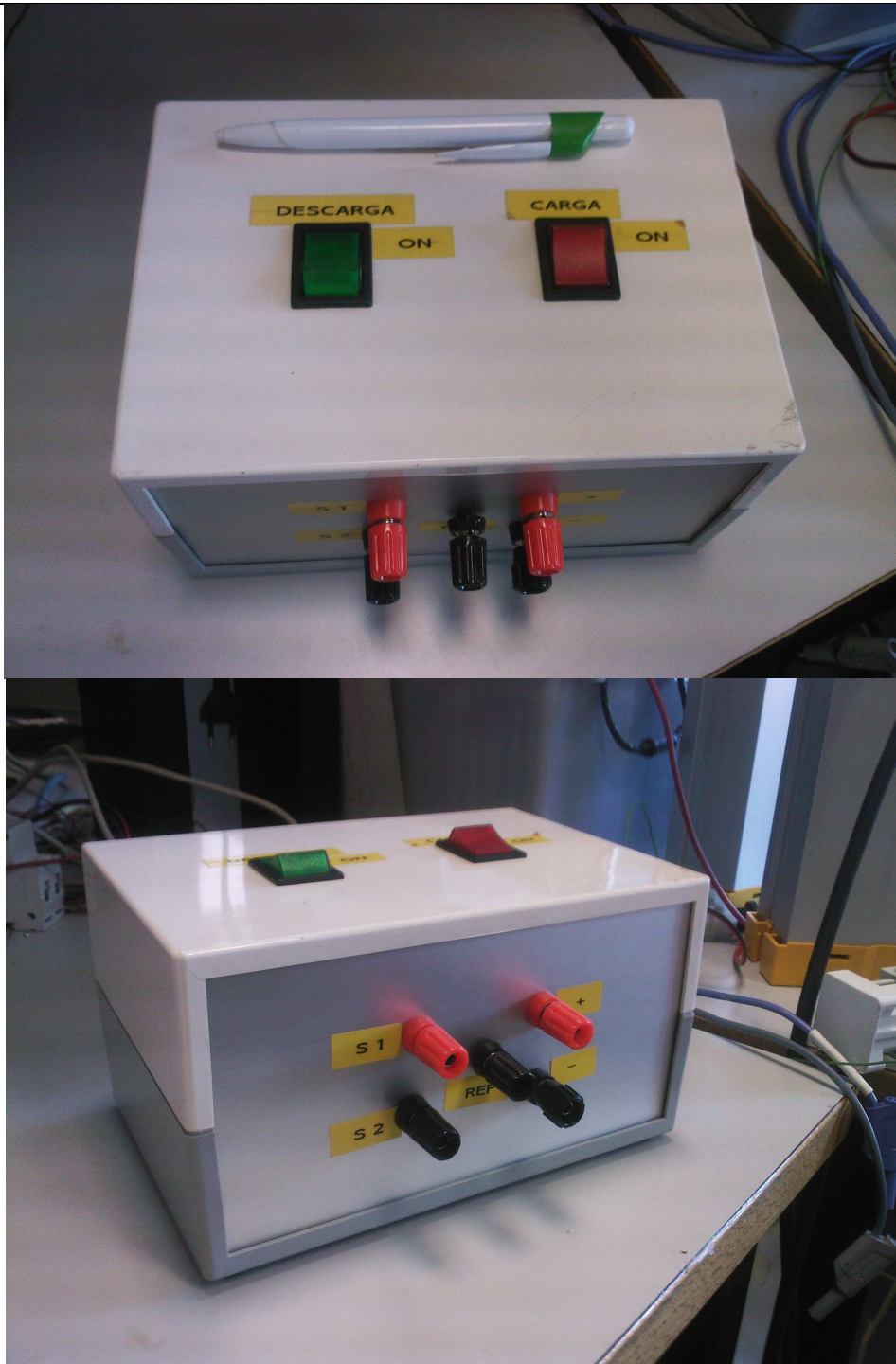


Figura 33 Dispositivo de medidas de 65V

11.5 Dispositivo portátil de medidas de 400V dc.

Una vez comprobado el buen funcionamiento del dispositivo de medidas de 65V, nos disponemos a dimensionar el módulo para poder medir todos los módulos fotovoltaicos instalados en la universidad. La potencia máxima que hay instalada en la azotea la proporcionan 6 módulos fotovoltaicos iguales de la marca Sanyo, que al conectarlos en serie alcanzan una tensión de 400V dc, proporcionando una corriente de 3.5A aproximadamente, según condiciones de temperatura e irradiancia.



Figura 34 Fotografía del dispositivo portátil de medida de 400V

11.5.1 Carga capacitiva

Para el cálculo del valor de C se supuso el caso de máxima potencia que tendríamos en la universidad, 400V y 3,5A. Suponiendo el tiempo de carga de los condensadores en 0.5s, se determinó que la capacidad debe ser de aproximadamente 4700 μ F. En el mercado encontramos dos condensadores de 2200 μ F que soportan una tensión de hasta 450V dc, conectándolos en paralelo alcanzamos la capacidad requerida.

11.5.2 Elementos empleados:

- Interruptores automáticos de 400V y 20A
- 2 Condensadores electrolíticos de 2200 μ F y 450V
- Resistencia de potencia de valor 22 Ω
- Resistencia (shunt) de 0.022 Ω
- Sensor de temperatura LM 335
- Voltímetro alcance 500V
- Sondas del osciloscopio
- Célula de irradiancia
- Conductores de 6mm² de sección.



Figura 35 Imagen de la resistencia de potencia empleada y de uno de los condensadores



11.5.3 Temperatura del módulo fotovoltaico:

Como hemos visto en los apartados anteriores conocer la temperatura del módulo fotovoltaico es fundamental. Para ello utilizamos un sensor de temperatura LM 335.

Para calibrar dicho sensor, acoplamos el Lm335 a una placa pequeña metálica, bastó con mantener la placa en la mano y con un termómetro de precisión, controlar que llegamos a los 25°C. Ajustamos el potenciómetro para el nivel de tensión requerido a esa temperatura. Posteriormente comprobamos con un polímetro de alta precisión que incorpora una sonda de temperatura que la calibración del LM335 había sido correcta.

Una vez calibrado el sensor lo instalamos en la parte posterior de uno de los módulos fotovoltaicos como se puede comprobar en las siguientes figuras donde se muestra el circuito de calibración para el LM 335 y su colocación en la parte posterior de un módulo fotovoltaico.

Para facilitar la medida de temperatura, en el interior de la caja del dispositivo portátil de medidas instalaremos el circuito que requiere el LM 335, y a través de bornas conectaremos el sensor al circuito. Para alimentar al LM 335 instalaremos una pila de 9V, que alimentará el sensor cuando éste se conecte a las bornas.

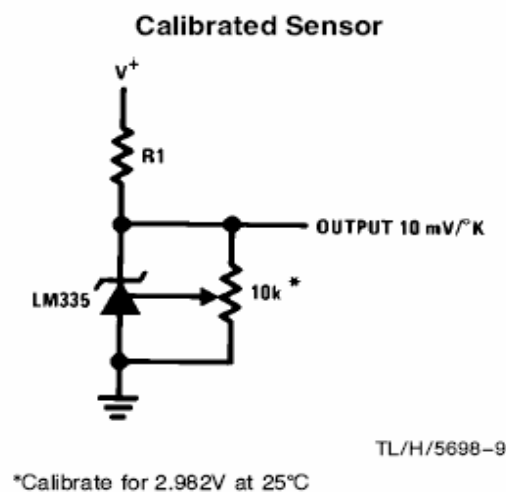


Figura 36 Esquema del circuito de calibración del LM 335

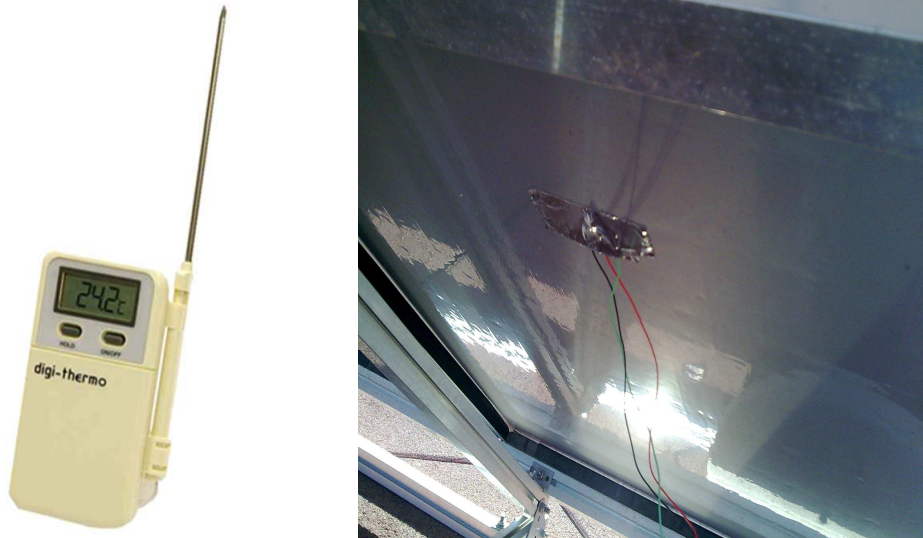


Figura 37. Termómetro de precisión, en la parte derecha ubicación del sensor LM335 en la parte posterior de un módulo fotovoltaico fotovoltaico.

11.5.4 Medida de Irradiancia



Figura 38. Fotografías de la célula que mide la irradiancia y del tipo de interruptor automático empleado en el módulo medidor de 400V.

Para medir la irradiancia acoplamos al módulo fotovoltaico, con la misma inclinación y orientación una célula solar, de la que salen dos terminales que nos



Capítulo 11. Diseño del dispositivo portátil de medidas.
proporcionan un valor de tensión, el cual, mediante la transformación mostrada a continuación nos proporciona el valor de irradiancia en W/m^2 .

$65mV \rightarrow 1000W/m^2$.

11.5.5 Circuito eléctrico

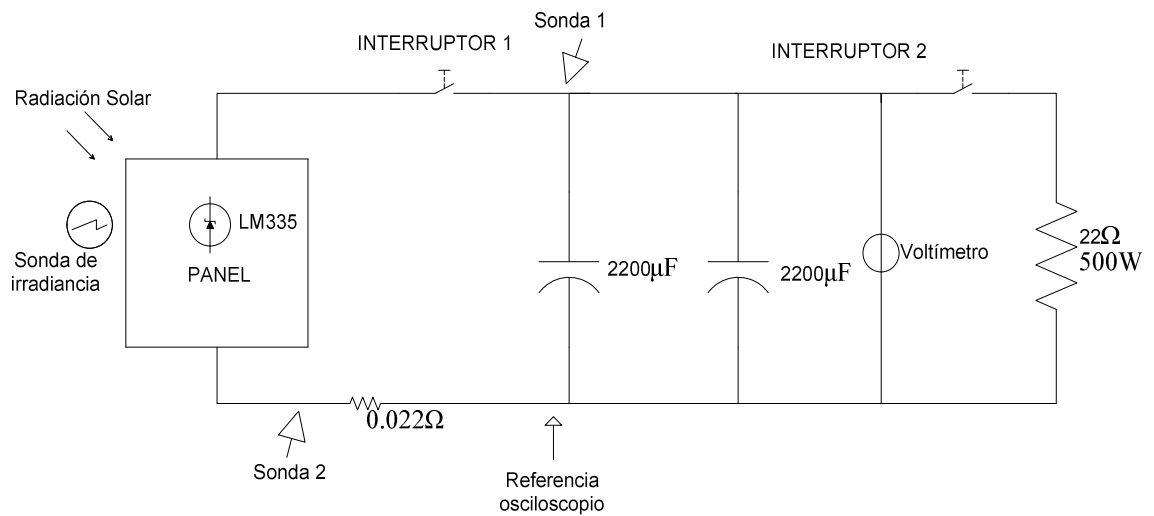


Figura 39 Circuito eléctrico del módulo portátil de 400V

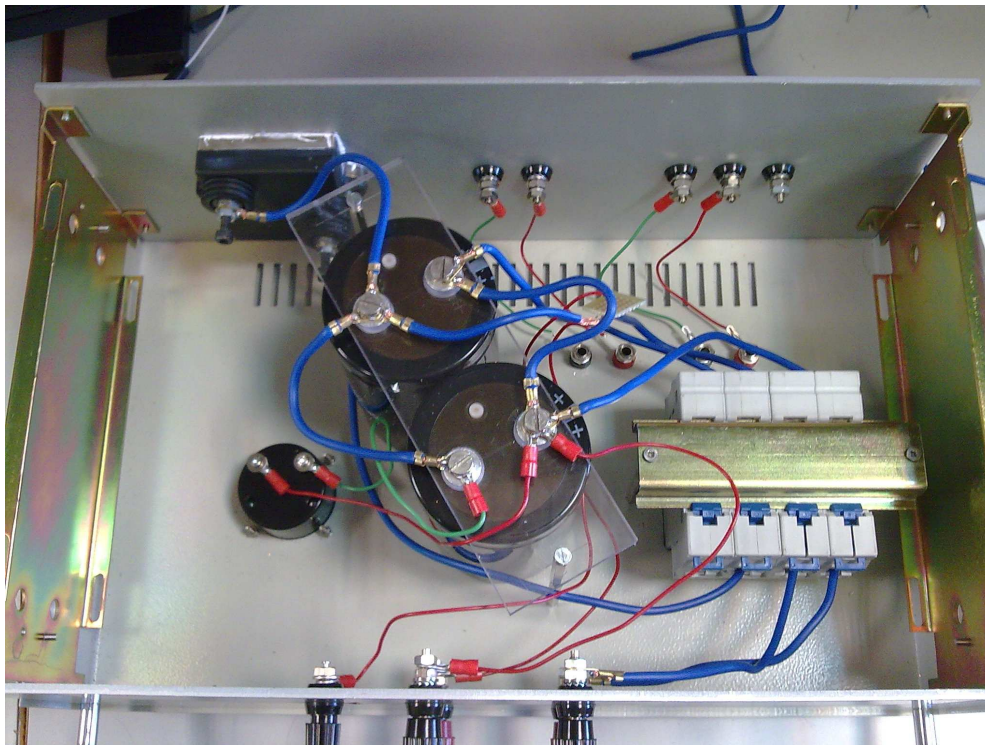


Figura 40 Fotografía del interior del dispositivo portátil de medidas



El módulo portátil cuenta con un voltímetro, que nos indica la tensión en los condensadores, para asegurarnos de que una vez terminadas nuestras medidas, los condensadores quedan descargados y evitamos posibles cortocircuitos.

Las conexiones a realizar para proceder a las medidas son muy simples, ya que todas las conexiones están indicadas con rótulos en el dispositivo portátil.

Para simplificar el procedimiento de medidas todos los equipos externos como son el LM335 o la célula de irradiancia, se conectan al dispositivo portátil y a través de unas bornas se realizan las medidas con el polímetro.

11.5.6 Presupuesto

A continuación detallamos los elementos adquiridos y sus precios, el resto de equipos y elementos empleados para el desarrollo de este proyecto están disponibles en el laboratorio del departamento de Electrónica.

Equipo	Unidades	Precio (€)	Total (€)
Condensadores electrolíticos 2200 μ F, 450V	2	88,47	176,94
Interruptores automáticos 400V/20A	2	20	40
Voltímetro analógico	1	30	30
Caja	1	50	50
TOTAL			296,94

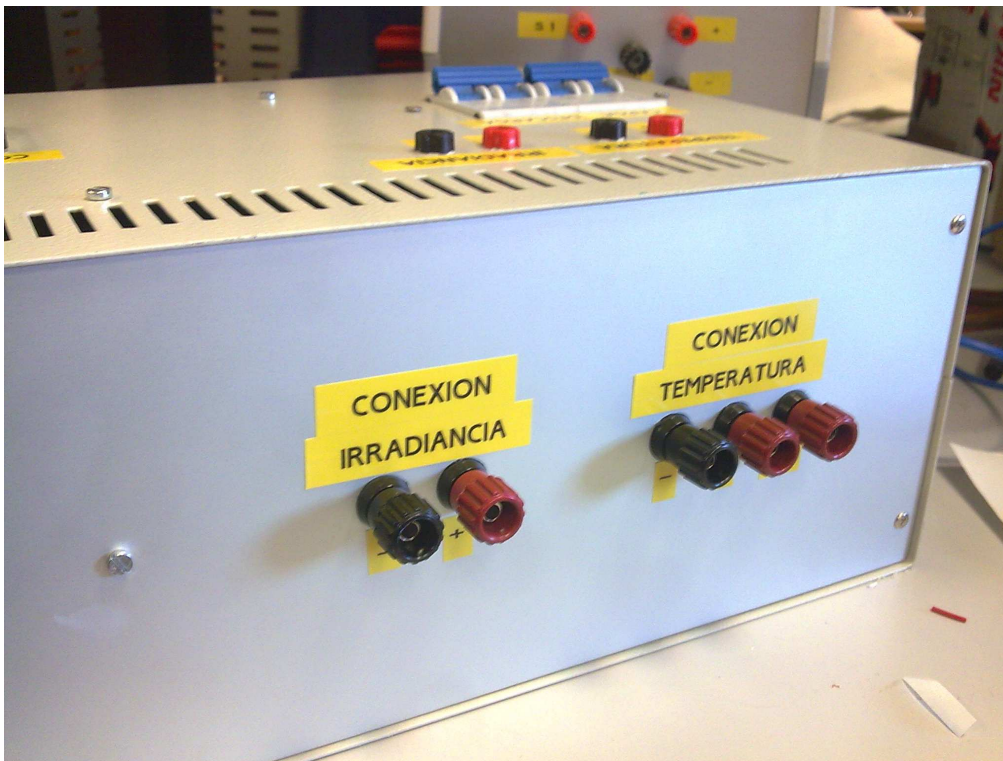


Figura 41. Imagen de la parte posterior del dispositivo de medidas, con las conexiones de la célula de irradiancia y el LM335.



Figura 42 Imagen de la parte superior del dispositivo portátil de medidas



11.6 Protocolo de medidas

Para realizar las medidas, hemos seguido siempre el mismo procedimiento, que se detalla a continuación, para facilitar los procesos de medida y evitar posibles errores o conexiones indebidas de los equipos.

Los equipos necesarios para realizar las medidas son:

- Dispositivo portátil de medidas
- Osciloscopio portátil
- Polímetro
- LM335
- Célula de irradiancia

NOTA: Antes de realizar cualquier conexión, asegurarse de que los interruptores están abiertos (Posición OFF).

- 1. Conexión de la célula solar para medir irradiancia.**
- 2. Conexión de LM335 en parte posterior del módulo fotovoltaico.**
- 3. Comprobación con polímetro de la polaridad de los módulos fotovoltaicos.**
- 4. Conexión de módulos fotovoltaicos en el módulo.**
- 5. Comprobación con polímetro de los voltajes de condensadores y de los módulos fotovoltaicos a medir**
- 6. . Conexión de sondas del osciloscopio en las bornas indicadas.**
- 7. Encendido del osciloscopio portátil.**

8. Cierre del interruptor 1
9. Capturar el proceso de carga con el osciloscopio.
10. Apertura del interruptor 1, y cierre del interruptor 2.
11. Anotación de las medidas de voltaje del LM335 y de la célula de irradiancia.
12. Comprobar lectura del voltímetro de los condensadores. Una vez descargados se procede a la siguiente medida.

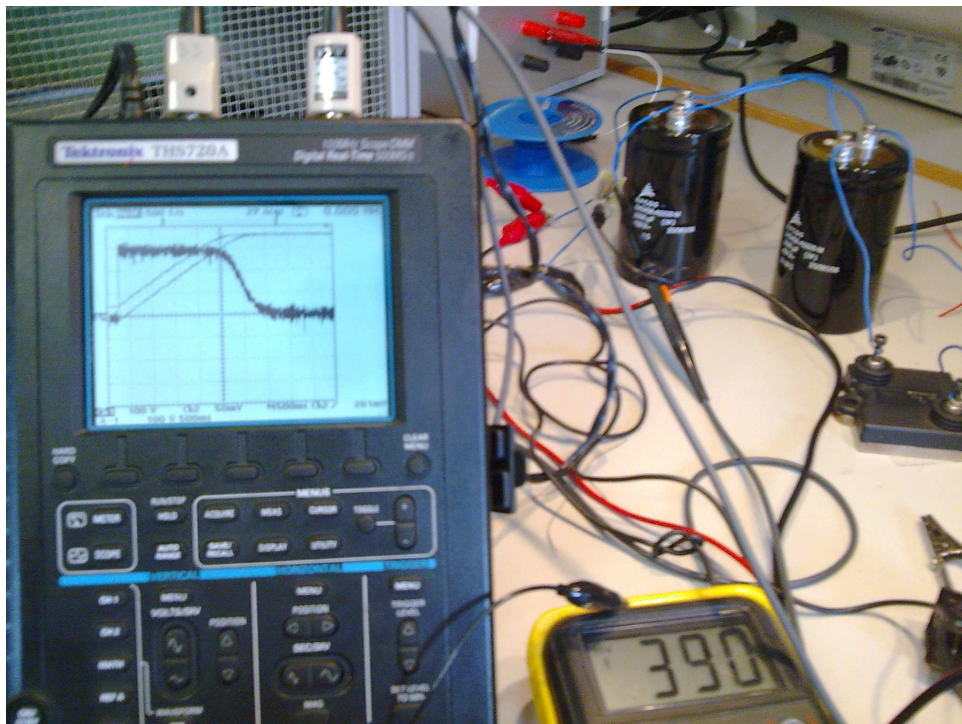


Figura 43 Fotografía tomada en el laboratorio, realizando ensayos con osciloscopio portátil



CARACTERIZACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



12 CARACTERIZACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

De todos los módulos analizados con el dispositivo de medidas seleccionamos los mostrados en este capítulo por sus peculiaridades, empezando por los módulos Siemens que presentan la mayor desviación con respecto a la potencia que deberían entregar, pasando por los módulos de concentración de Solfocus y Concentrixsolar, el módulo de Sunlink que presenta problemas de puntos calientes, y finalizando con los módulos Sanyo, los cuales cumplen a la perfección con lo reflejado en sus hojas de características.

Para la caracterización de módulos emplearemos las ecuaciones 6 y 7 mostradas en el apartado 6.4 en el que se muestran dichas ecuaciones que nos permiten extrapolar las curvas I-V tomadas con el dispositivo portátil de medidas, a condiciones estándar de medida para poder comparar los resultados obtenidos con los facilitados por los fabricantes de los módulos examinados en la Universidad.

Para extrapolar las curvas a CEM, emplearemos los valores de α y β que nos proporcione la hoja de características de cada fabricante, en su defecto emplearemos los valores estándar citados en el apartado 6.3. los cuales mostramos a continuación.

$$\alpha \approx 1.5 \text{ mA/}^\circ\text{C}$$

$$\beta \approx -2.3 \text{ mV/}^\circ\text{C}$$

Todas las curvas I-V mostradas en los análisis de cada módulo se muestran en CEM. En la siguiente figura se muestra la comparación de curvas en condiciones reales y en CEM. Como ya hemos comentado anteriormente es casi imposible realizar las medidas en las condiciones estándar, en dicha comparación comprobamos que los valores de las medidas en condiciones reales no nos proporcionan la información necesaria para poder determinar si el funcionamiento de los módulos es correcto, ya que los valores son muy inferiores a los extrapolados a CEM.

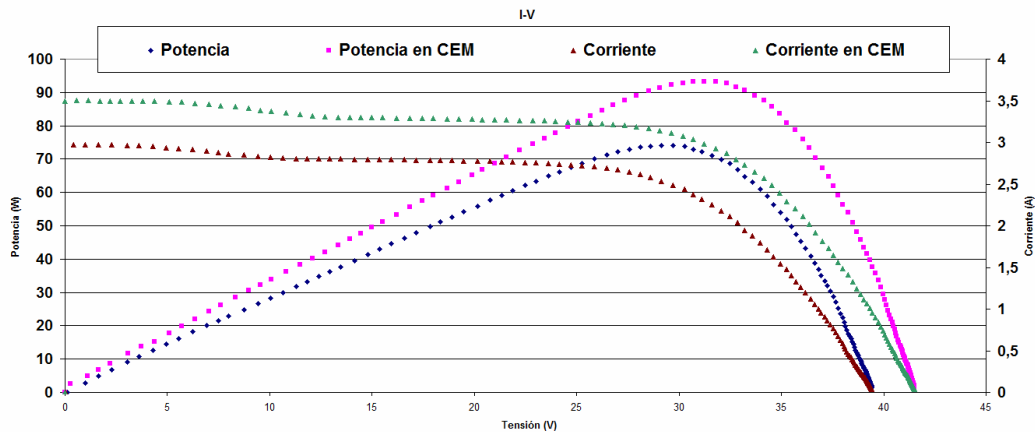


Figura 44 Comparación de curvas en condiciones reales de medida y en CEM

Gracias al programa PVSYST, que cuenta con una amplia base de datos de módulos fotovoltaicos disponibles en el mercado, analizaremos de manera más exhaustiva los módulos disponibles en la universidad y en la base de datos del programa. Permitténdonos realizar un análisis completo y extraer unas conclusiones coherentes, para ello, es necesario que establezcamos unos valores de pérdidas introduciendo los datos de temperatura, irradancia, cableado empleado y potencia medida con nuestro módulo portátil de medida. Una vez introducidos los datos podremos realizar un análisis completo del funcionamiento de los módulos fotovoltaicos sometidos a examen.

12.1 PVSYST

Este programa nos permite simular cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya que cuenta con una extensa base de datos de módulos fotovoltaicos en el mercado, pudiendo introducir valores de pérdidas en el sistema, para que la simulación sea lo más próxima a la realidad. Por lo que podremos comparar lo proporcionado por el fabricante, con lo que nos facilite el programa y con las medidas realizadas en el laboratorio con el módulo portátil de medida.

Para averiguar las pérdidas que presentan nuestros módulos, como se muestra en las siguientes figuras, introduciremos en el programa los datos del cableado,



Capítulo 12. Caracterización de módulos fotovoltaicos.
temperaturas (ambiente y del módulo fotovoltaico), porcentaje de desviación con respecto a la potencia nominal, posibles sombras y efecto del ángulo de incidencia.

12.1.1 Pérdidas

Como podemos ver en la Figura 44 y siguientes, tenemos 5 pestañas en las que pinchar, para ir introduciendo los valores de pérdidas en nuestra instalación.

Para las dos últimas pestañas, que son las correspondientes a las pérdidas por polvo o suciedad (Soiling) y por efecto del ángulo de incidencia (IAM) se tomarán los valores que el programa facilita por defecto, ya que no es imposible estimar dichos valores.

Una vez introducidos todos los valores de pérdidas, el programa nos proporciona la curva I-V resultante en dichas condiciones, y que compararemos con la obtenida por nosotros en condiciones reales, que debería de ser prácticamente idéntica y así analizar las pérdidas que tiene nuestro sistema.

12.1.1.1 Pérdidas por temperatura

El comportamiento térmico es caracterizado por el factor de pérdidas térmicas, “k”, tiene una gran influencia en el rendimiento eléctrico del mismo. Es definido por un equilibrio térmico entre la temperatura ambiente y el calentamiento del módulo debido a la radiación solar incidente, que definimos a continuación:

$$k \cdot (T_{\text{cell}} - T_{\text{amb}}) = \alpha \cdot G_{\text{inc}} \cdot (1 - \eta_{\text{Áreatotal}}) \quad (30)$$

Donde α es el coeficiente de absorción de irradiación solar y $\eta_{\text{Áreatotal}}$ es el coeficiente de rendimiento del módulo respecto de su área y G_{inc} es la radiación incidente en el módulo fotovoltaico.

Los valores estándar para ambos coeficientes son: $\alpha = 0.9$ y $\eta_{\text{Áreatotal}} = 10\%$.



“k”, que a su vez puede ser dividido en una componente constante “kc” y un factor proporcional a la velocidad del viento “kv”.

$$k = k_c + k_v \cdot v \quad (k \text{ [W/m}^2\cdot\text{k]}, \quad v = \text{velocidad del viento [m/s]}).$$

Estos factores dependen de la ubicación de la instalación, si es interior o exterior, si es en un tejado inclinado o llano, etc....

Ya que no es el objeto de este proyecto, se tomarán los valores estándar proporcionados por el programa, que son:

$$k_c = 20 \text{ W/m}^2\cdot\text{k}, \quad k_v = 6 \text{ W/m}^2\cdot\text{k} / \text{m/s}$$

Estos valores que se han extraído de muchas medidas realizadas en instalaciones, con módulos montados al aire libre, con libre circulación de aire alrededor.

Para el Standard NOCT factor emplearemos los valores de temperatura nominal de operación facilitados por los fabricantes de los módulos.

Éste valor de temperatura nominal de operación es calculado con unas determinadas condiciones:

$$G_{\text{incid}} = 800 \text{ W/m}^2, \quad T_{\text{amb}} = 20^\circ\text{C}, \quad \text{Velocidad del viento} = 1 \text{ m/s},$$

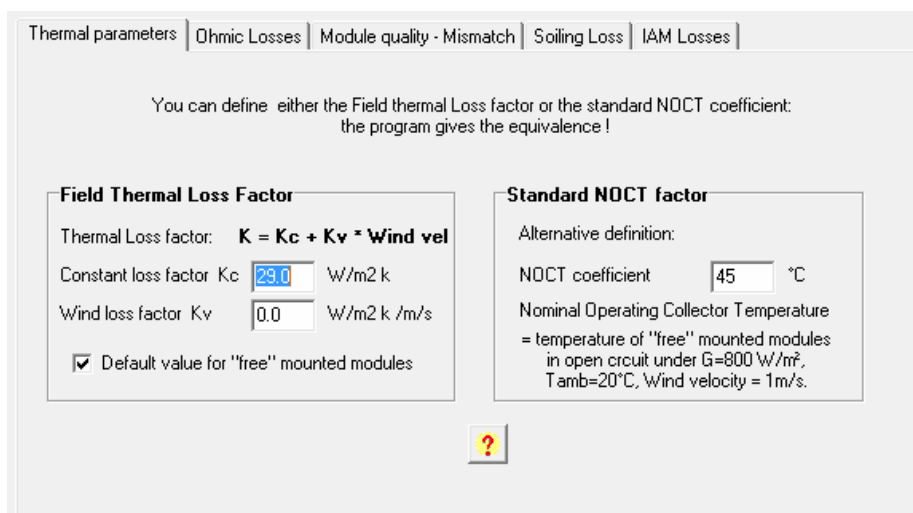


Figura 45 Imagen de la pantalla de introducción de pérdidas térmicas



12.1.1.2 Pérdidas en el cableado

El programa te da la opción de calcular la sección necesaria para tu instalación, o que introduzcas los valores de longitud y sección del cableado empleado. Nosotros introduciremos los valores del cableado existente en nuestra instalación y seguiremos la norma HE-5 del Código Técnico de la Edificación que especifica que la caída máxima de tensión permitida entre los módulos fotovoltaicos y el inversor, en nuestro caso, el laboratorio donde realizamos el análisis, no debe ser superior al 1%.

En el apartado siguiente en el que caracterizaremos los módulos instalados en la Universidad, en dicho análisis tendremos en cuenta estos factores y así de paso comprobaremos que la instalación cumple con la normativa vigente.

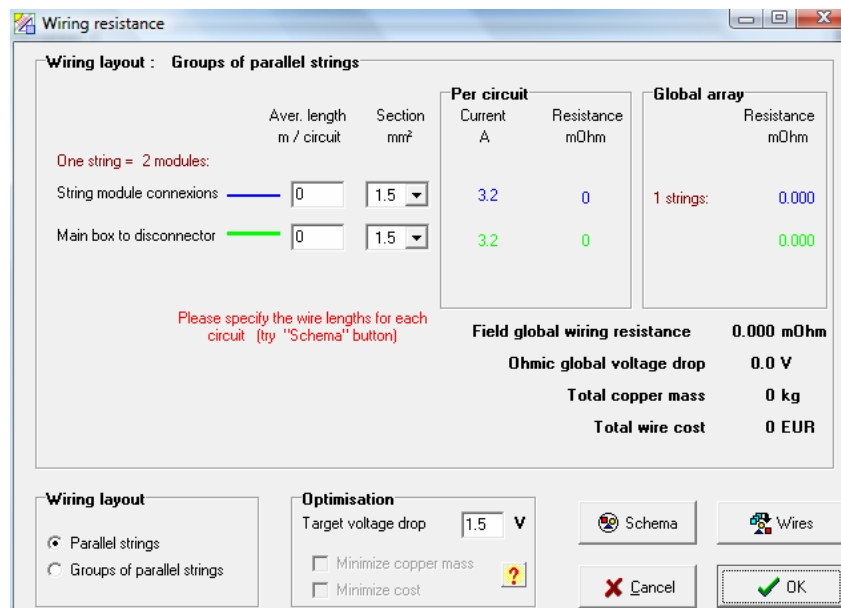


Figura 46 Pantalla de introducción de pérdidas en el cableado



12.1.1.3 Pérdidas por calidad del módulo y mismatch.

Como podemos comprobar en las Figuras 46 y 47, podemos introducir unos valores de pérdidas para la pérdida de eficiencia (Diferencia entre la potencia entregada con la proporcionada por el fabricante) y las pérdidas por mismatch.

Para el factor de pérdida de efectividad tomaremos la relación entre la potencia entregada según el fabricante y la medida por nosotros en CEM.

Para el factor de pérdidas por mismatch (Figura 47), introducimos las condiciones de temperatura e irradiancia en las que realizamos nuestra medida, y el número de módulos conectados en serie.

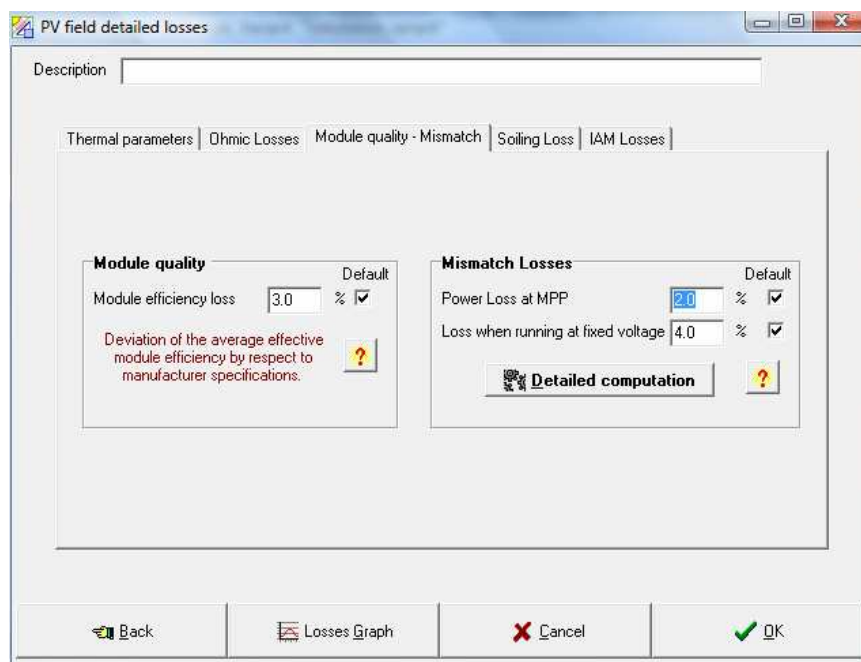


Figura 47 Pantalla de introducción de pérdidas por mismatch y calidad del módulo FV

Mismatch

Graphical tool for determining the effect of parameter mismatch, for the cells in a module, or the modules in an array.

Basic PV module **Siemens Solar SM55 Manufacturer** Open

Group of

Cells Units in series

Modules Chains in parallel

Cells/modules in series sorted according to ISC

External conditions

Irradiation W/m²

Cell temperature °C

Mismatched modules parameter distribution

RMS value

Short circuit current **ISC = 2.97 A** A %

Open circuit voltage **Voc = 20.0 V** V %

Random distribution type

"Normal" (Gaussian) distribution

Square distribution

Graph Close

Figura 48 Pantalla de introducción de los valores de condiciones externas

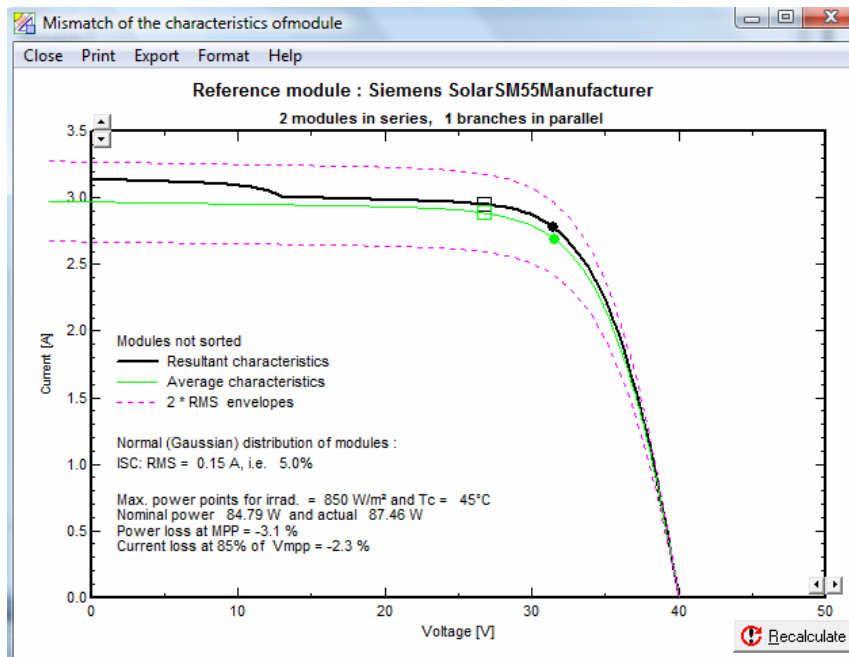


Figura 49 Curva I-V calculada para las condiciones reales de medida

El programa nos permite simular el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos en las mismas condiciones en las que hemos realizado las pruebas, y también en condiciones estándar de medida.



Puesto que ninguno de nuestros sistemas está conectado a un inversor, nos es imposible calcular el valor de rendimiento global PR. Utilizando el PVSYST4 podemos simular que nuestra instalación se conecta a la red mediante un inversor, pudiendo así realizar el estudio completo de una instalación solar fotovoltaica, introduciendo todos los valores de pérdidas posibles en la instalación. Para ello simularemos las conexiones a la Red, de aquellos módulos instalados en la universidad que cumplan con los requisitos de niveles de tensión y corriente que exigen los tres modelos de inversores disponibles en el laboratorio.

12.2 Siemens SM-55

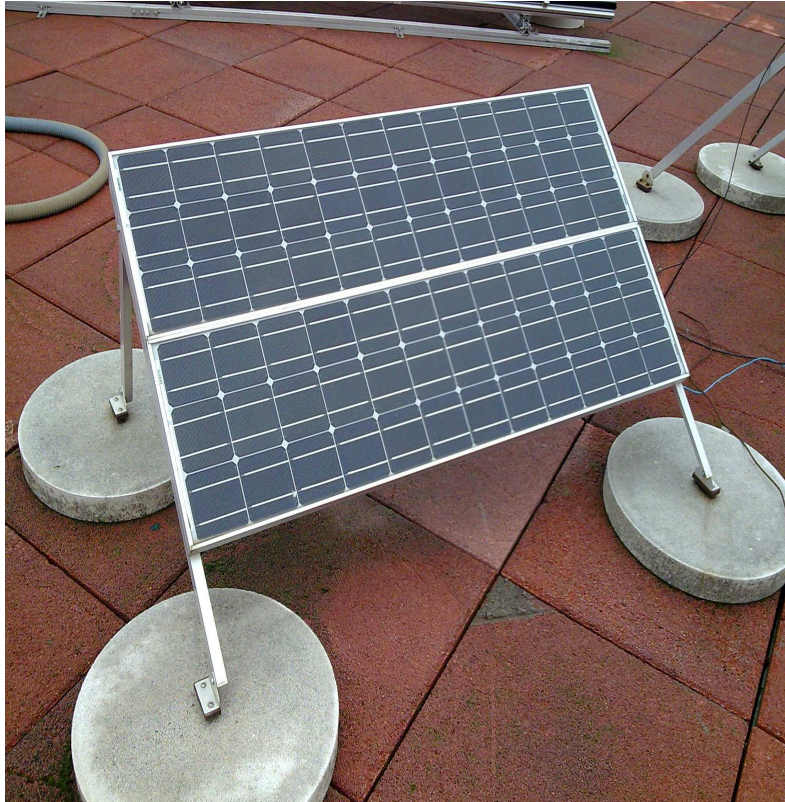


Figura 50 Fotografía de los módulos solares Siemens SM-55

A continuación analizaremos los módulos fotovoltaicos de la marca Siemens, modelo SM-55, instalados en la Universidad (Figura 51).

Dicho módulo de la marca Siemens es un módulo fotovoltaico plano formado por 36 células de silicio monocristalino, que se encuentra instalado en la terraza de la Universidad y que su orientación es de 0° Acimut y una inclinación de 30° sobre el plano horizontal.

Representaremos las curvas I-V obtenidas en el laboratorio con el dispositivo portátil de medidas, dichas curvas serán extrapoladas a condiciones estándar de medida, posteriormente se compararán con los proporcionados por el fabricante que representaremos con ayuda del programa PVSYST4.

12.2.1 Características según fabricante

SM-55					
Tensión nominal	12V	Tensión máxima (salida abierta)	21,7		1000V (ISPRA)
Potencia máxima (1)	55W	Temperatura nominal de trabajo	45°C	Tensión máxima del sistema	600V (UL1703)
Potencia mínima (2)	50W	Variación de intensidad con la temperatura	+1.2mA/°C	Distorsión máxima (3)	1.2 grados
Corriente en el punto de máxima potencia	3,15A	Variación de tensión con la temperatura	-0.077 Volts/°C	Resistencia al granizo (25 mm de diámetro)	23m/s
Tensión en el punto de máxima potencia	17,4V	Rango de variación de temperatura	-40 a 85°C	Células en serie	36
Corriente máxima (salida en cortocircuito)	3,45A	Humedad relativa	85%	Dimensiones	1293 x 329 x 34 mm
				Peso	5,5 kg

Tabla 3 Valores característicos de un módulo Siemens SM-55

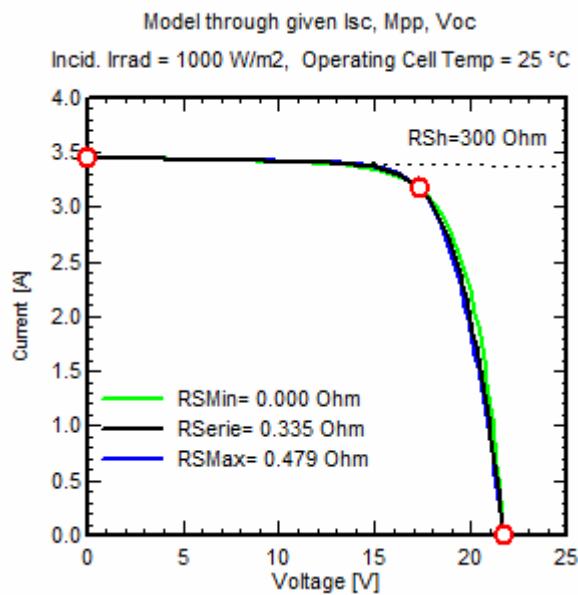


Figura 51 Curva I-V proporcionada por el fabricante Siemens, para el módulo SM-55



Como podemos comprobar comparando los valores de la Tabla 3 y la Figura 52, al conectar los módulos en serie deberíamos de obtener el doble de potencia y el doble de tensión de cortocircuito, pero como ya hemos estudiado en el Capítulo 5 tenemos pérdidas, debido a los distintos factores que afectan al rendimiento de nuestros módulos fotovoltaicos.

Introduciendo los valores que hemos visto en el apartado anterior en el programa PVSYST4 calcularemos las posibles pérdidas existentes en nuestro sistema.

12.2.2 Análisis

- Condiciones estándar de medida CEM

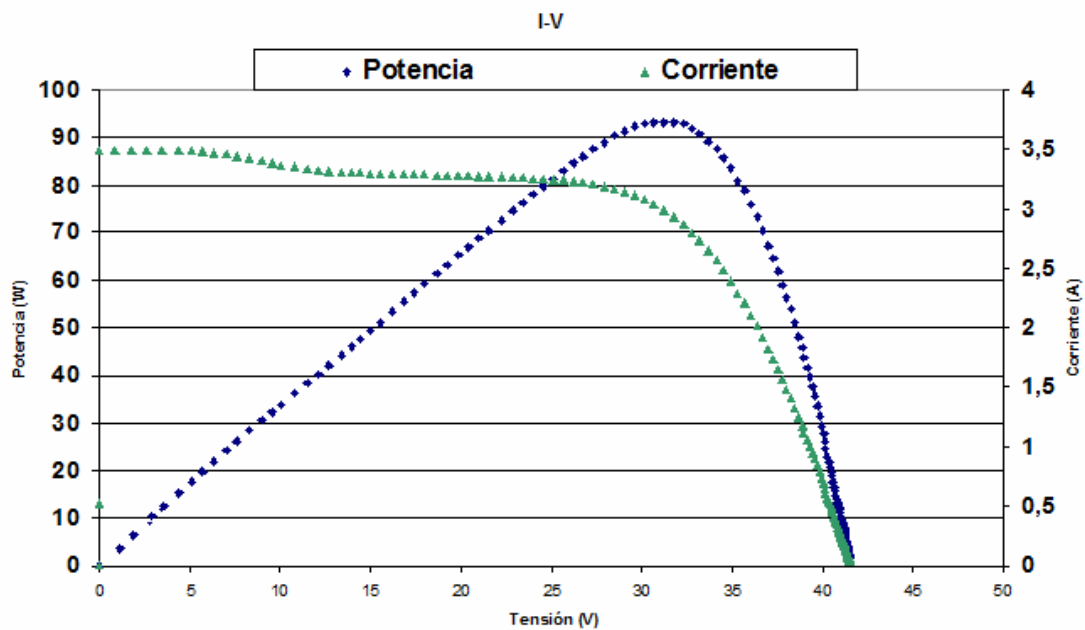


Figura 52 Curva I-V para los módulos Siemens medida en el laboratorio y extrapolada a CEM

En la Figura 53 se representa la curva característica de los dos módulos Siemens SM-55 conectados en serie. La curva ha sido extrapolada a condiciones estándar de medida para su análisis. Observamos que la curva de corriente (Verde), no permanece constante sino que presenta una disminución que es debida a las pérdidas por mismatch, uno de los módulos conectados limita la corriente haciéndola disminuir. En la siguiente figura se representa con PVSYST la curva en ausencia de pérdidas para estos módulos.

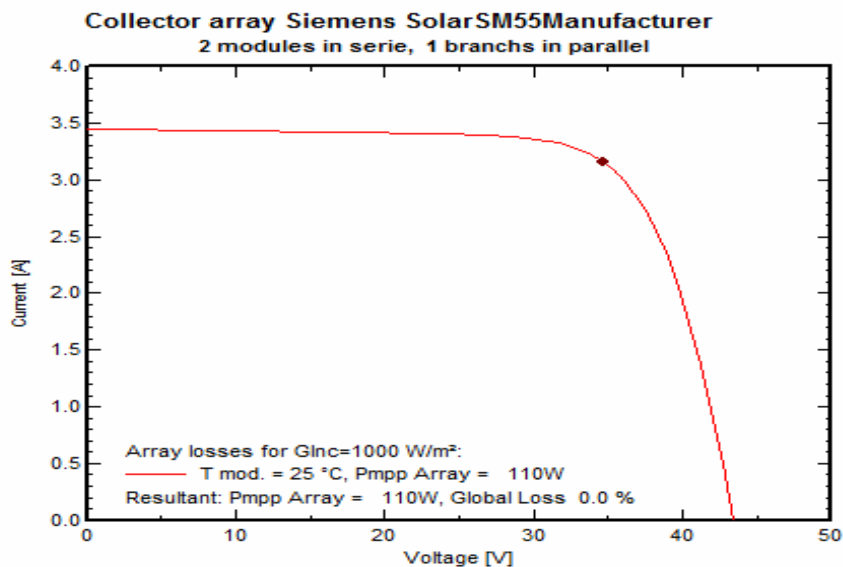


Figura 53 Curva I-V para dos módulos Siemens SM-55 en conectados en serie en CEM

Comprobamos que en efecto, nuestra instalación tiene pérdidas, ya que su potencia máxima es inferior a los 110W que nos indica el fabricante. Otro dato importantísimo es que el valor de tensión de circuito abierto es inferior, y como ya hemos visto en el apartado 6.3., la influencia de la temperatura hace, que la curva se desplace hacia la izquierda obteniendo unos valores inferiores de tensión de circuito abierto (V_{oc}).

A continuación introducimos en PVSYST los valores reales de las condiciones en las que hemos realizado la medida, para poder estimar unos valores de pérdidas en el sistema analizado. Para ello como hemos visto en el apartado anterior se introducen los datos del cableado existente en la instalación, temperatura de la célula, diferencia de potencia máxima con respecto a la proporcionada por el fabricante, etc....

Una vez que se introducen los datos, el programa nos proporciona la curva resultante de sumar todas las pérdidas que hay en el sistema (Figura 55).

El programa nos proporciona las curvas asociadas a cada pérdida, y la resultante de la suma de todas (Curva de color negro). La curva sin pérdidas sería la de color rojo.

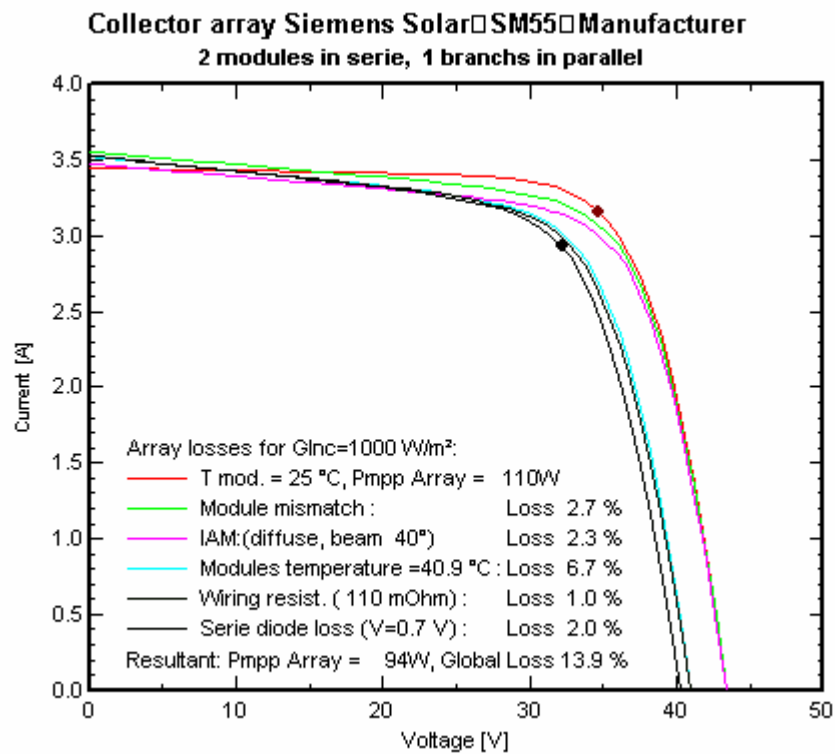


Figura 54 Curvas de pérdidas facilitadas por PVSYST

Por lo tanto, gracias al programa, podemos estimar que tenemos unas pérdidas globales del 13,9%.

Al comparar la curva I-V facilitada por el programa y la medida con el módulo portátil de medida y posteriormente extrapolada a CEM, comprobamos la gran semejanza entre ambas en cuanto a los valores característicos (**Isc**, **Voc** y **Pmp**). Por lo que podríamos tomar ésta estimación de pérdidas como correcta, ya que el valor de la potencia máxima entregada por el módulo difiere en 1W con el medido con el dispositivo portátil de medidas.



12.2.3 Resumen

Parámetros del sistema	
Instalación de los módulos	
Inclinación 30°	Acimut 0°
Características del módulo fotovoltaico	
Células Si-mono	Modelo SM-55 Fabricante Siemens
Parámetros de fábrica	
Número de módulos en serie	2
Potencia nominal de cada módulo	55Wp
Potencia total instalada	110Wp
Tensión en el punto de máxima potencia	34,8V
Corriente en el punto de máxima potencia	3,15A
Corriente de cortocircuito (Isc)	3,45A
Tensión de circuito abierto (Voc)	43,4V
Parámetros medidos extrapolados a CEM	
Tensión en el punto de máxima potencia	31,223V
Corriente en el punto de máxima potencia	2,985A
Corriente de cortocircuito (Isc)	3,496A
Tensión de circuito abierto (Voc)	41,495V
Potencia máxima	93,21W
Potencia normalizada= Potencia nominal/potencia máxima medida	0,847363636
Factor de forma	0,6436
Rendimiento módulos%	10,95582877
Pérdidas calculadas por PVSYST	
Mismatch	2,70%
IAM	2,30%
Temperatura del módulo	6,70%
Cableado	2,70%
Diodo	2%
Pérdidas globales	13,90%

Tabla 4 Valores de los módulos Siemens SM-55

12.3 Solfocus CPV-16-205

El módulo fotovoltaico Solfocus se trata de un módulo fotovoltaico que emplea la tecnología de concentración, la cual mediante espejos concentra la energía solar recibida por el módulo hasta 500 veces más que si no se emplearan los espejos.

El módulo se encontraba instalado en el seguidor también instalado en la terraza de la Universidad mostrado en la **Figura 4**.

12.3.1 Características según fabricante

	Sol Focus
Potencia máxima (1)	205W
I_{pmp}	5,1A
V_{pmp}	40V
I_{sc}	5,4A
V_{oc}	46V



Figura 55 Módulo fotovoltaico de concentración. Solfocus

La tecnología CFV de Solfocus combina su diseño óptico registrado con compuesto reflejante de alta concentración, con células solares multi-unión. Cada panel de Solfocus incorpora unidades de energía que consisten de espejos primarios y secundarios, un elemento óptico sin imágenes y una célula solar de triple unión. Los espejos primario y secundario enfocan la energía del sol 500 veces en el receptor óptico, el cuál dirige la luz a la célula solar de alta eficiencia que tiene más del doble de la eficiencia de las células de silicio normales.

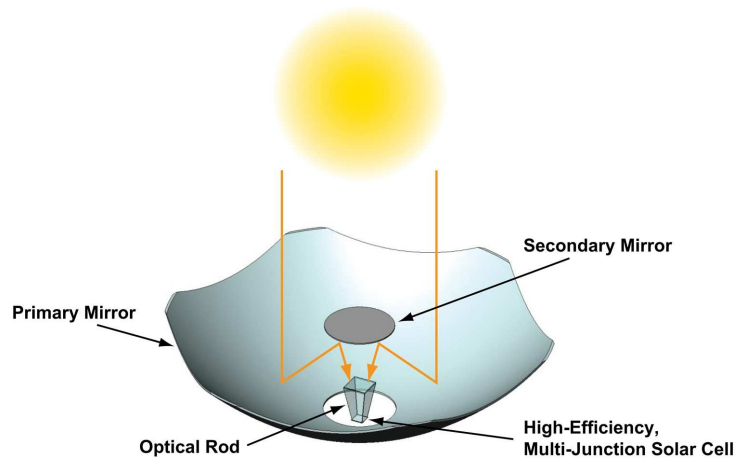


Figura 56 Imagen de la tecnología de espejos empleada en el módulo de Solfocus.

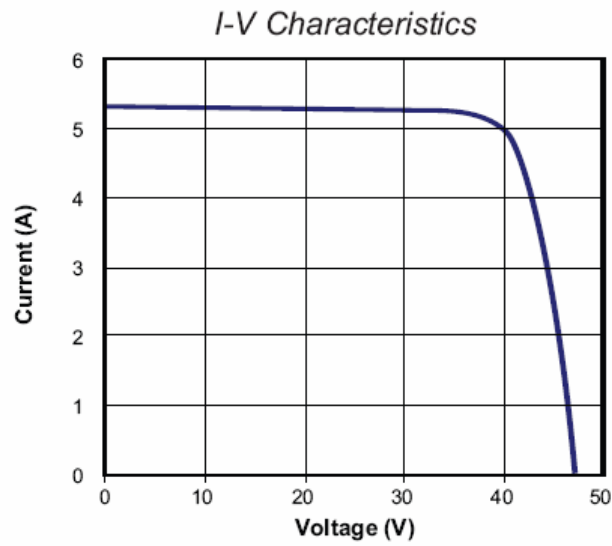


Figura 57 Curva I-V según fabricante

12.3.2 Análisis

A continuación se muestra la curva I-V medida con el dispositivo portátil de medidas, en ella podemos observar variaciones en la curva de corriente (Verde), lo que afecta a la curva de potencia (Azul). Dichas variaciones pueden ser producidas por posibles suciedades en el módulo, como por ejemplo, excrementos de aves, o por la mala conexión interna entre células. Un factor a tener en cuenta en los módulos de concentración, es que con altas irradiancias se produce un aumento del valor de la resistencia interna del módulo fotovoltaico, lo que hace disminuir la potencia entregada y hace que el factor de forma sea inferior. Las pérdidas producidas por suciedad puede que produzcan que unas células trabajen a distintas condiciones que las demás (Temperatura e irradiancia), lo que produce un aumento de temperatura de las células con la consecuente disminución de sus propiedades y por consiguiente que la corriente que producen es menor que la del resto de células.

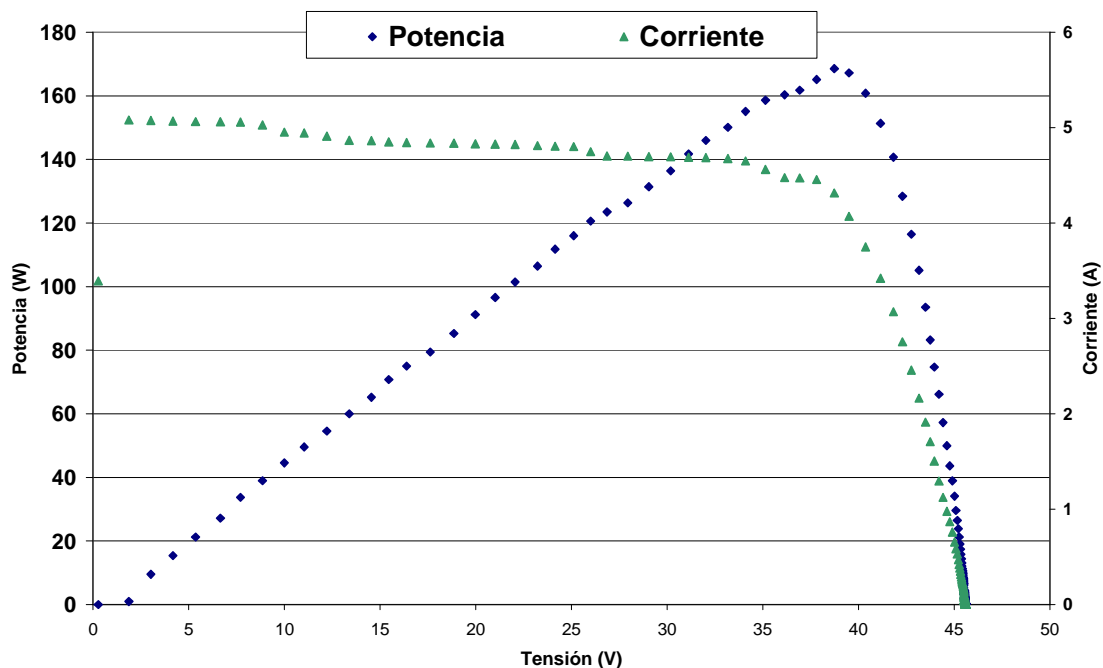


Figura 58 Caracterización módulo fotovoltaico de concentración 45V de Voc

Comparamos la curva obtenida en el laboratorio (Figura 59) con la proporcionada por el fabricante (Figura 58), y comprobamos que obtenemos un valor



considerablemente inferior de potencia máxima, que puede ser ocasionado por lo comentado anteriormente.

Los valores de tensión de circuito abierto (**Voc**) y corriente de cortocircuito (**Isc**) se encuentran muy próximos, o incluso como el de tensión de circuito abierto, que es el mismo que el proporcionado por el fabricante.

El valor de **Isc** puede verse afectado por la suciedad del módulo antes comentada, ya que dicho módulo fotovoltaico al estar instalado en el seguidor solar, la energía solar incidente es la máxima en todo momento.

El valor de **Voc** es el proporcionado por el fabricante, debido a que su tecnología le permite que las pérdidas a altas temperaturas sean mínimas.

12.3.3 Resumen

Parámetros del sistema	
Instalación de los módulos	
Sobre seguidor solar	
Características del módulo fotovoltaico	
Células	triple unión
Modelo	CPV-16-205
Fabricante	Solfocus
Parámetros de fábrica	
Número de módulos en serie	1
Potencia nominal de cada módulo	205Wp
Potencia total instalada	205Wp
Tensión en el punto de máxima potencia	40,0V
Corriente en el punto de máxima potencia	5,1A
Corriente de cortocircuito (Isc)	5,4A
Tensión de circuito abierto (Voc)	46V
Parámetros medidos extrapolados a CEM	
Tensión en el punto de máxima potencia	38,515V
Corriente en el punto de máxima potencia	4,4583A
Corriente de cortocircuito (Isc)	5,0886A
Tensión de circuito abierto (Voc)	46,301V
Potencia máxima	171,564W
Potencia normalizada= Potencia nominal/potencia máxima medida	0,836897561
Factor de forma	0,7281

Tabla 5 Valores del módulo de concentración Solfocus

12.4 Concentrix-Solar

Éste módulo fotovoltaico emplea la tecnología de concentración, no disponemos de las características según su fabricante, ya que es un módulo que no está disponible a la venta. La empresa Concentrix Solar ofrece plantas de concentración completas, llave en mano.

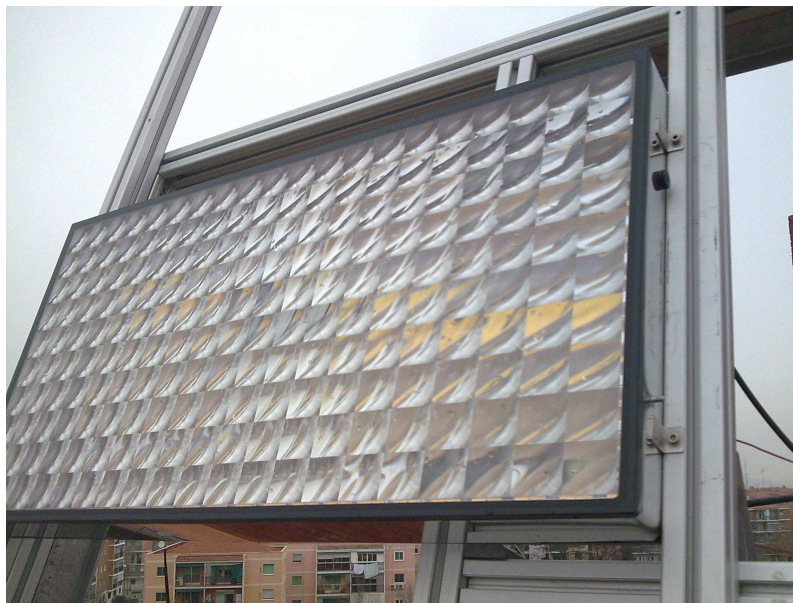


Figura 59 Imagen del módulo fotovoltaico de Concentrix solar

12.4.1 Características según fabricante

La tecnología empleada por los módulos de Concentrix Solar es de las más modernas existentes en instalaciones fotovoltaicas de concentración. Bajo la denominación FLATCON® comercializa sus plantas de concentración llave en mano.

Las plantas energéticas FLATCON® son apropiadas para ser introducidas en países con irradiación solar alta y directa, donde representan una excelente alternativa a las instalaciones fotovoltaicas convencionales con módulos planos de silicio y a las plantas termosolares centrales. Las ventajas son numerosas:



- 10-20% menos de costes de producción de energía en comparación con las instalaciones fotovoltaicas convencionales
- funcionamiento rentable con un gran espectro de potencia de 1-10 MW
- alto grado de eficiencia de módulos y sistemas, y por ende menor necesidad de superficie

Para sus innovadores sistemas de concentración Concentrix Solar utiliza la tecnología de alta potencia FLATCON®. La misma fue desarrollada durante años de investigación por el Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energía Solar y fue preparada para la producción en serie por Concentrix Solar. Este innovador sistema está caracterizado por su fuerza y sus altos grados de eficiencia.

Los módulos FLATCON constan de una placa lente (lente Fresnel) y de una placa de base, donde se encuentran montadas las células solares de alta potencia. Las lentes Fresnel concentran la luz solar irradiada multiplicada por 500 en las células solares que se encuentran debajo.

La precisión con la cual las células solares están montadas en la placa de base es con 25 μm extraordinariamente alta. El punto focal de la luz solar enfocada se encuentra exactamente localizado en la célula solar de un diámetro de sólo 2 mm.

Para la construcción de sus módulos Concentrix Solar utiliza elementos de la tecnología de circuitos impresos y vidrio aislante, de bajo coste y que han dado buenos resultados durante años. La precisión y calidad en la fabricación de los módulos tienen como consecuencia un extremadamente alto grado de eficiencia de los mismos de más del 27%.

12.4.2 Análisis

Al no tener las características de fábrica, nos limitaremos a caracterizar dicho panel y extrapolar las medidas a CEM, y de este modo definir sus características.

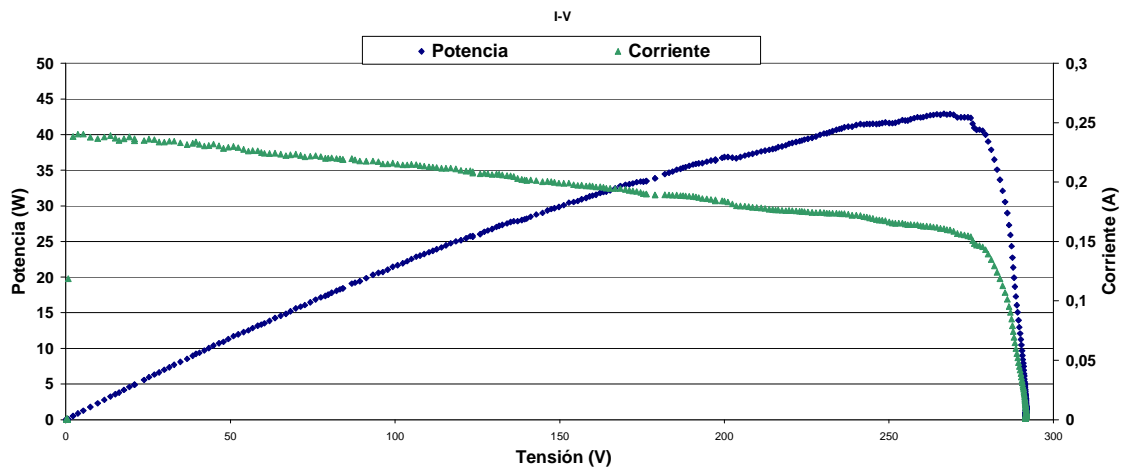


Figura 60 Caracterización de módulo fotovoltaico nuevo de concentración. 300V de Voc

Observamos que la curva de corriente disminuye de forma uniforme, como ya hemos estudiado antes lo ideal sería que permaneciera constante hasta que empezara a decrecer al aproximarse al punto de máxima potencia.

Como hemos estudiado en el análisis del módulo de concentración de Solfocus, esta caída del nivel de corriente se puede deber a la suciedad sobre el módulo fotovoltaico o a fallos de conexión interna, o al aumento del valor de la resistencia interna debida a una alta irradiancia.



12.4.3 Resumen

Parámetros del sistema			
Instalación de los módulos			
Instalado sobre seguidor solar			
Características del módulo fotovoltaico			
Células	Si-mono	Modelo	Desconocido
			Concentrix
		Fabricante	Solar
Parámetros medidos extrapolados a CEM			
Tensión en el punto de máxima potencia		264,547V	
Corriente en el punto de máxima potencia		0,16179A	
Corriente de cortocircuito (Isc)		0,23569A	
Tensión de circuito abierto (Voc)		291,548V	
Potencia máxima		42,925W	
Potencia normalizada= Potencia nominal/potencia máxima medida		Desconocida	

Tabla 6 Valores característicos del módulo Concentrix solar.

12.5 Sunlink SL-160-24

La empresa Sunlik es uno de los líderes mundiales en fabricación de módulos fotovoltaicos, empleando células de silicio mono y policristalino. Cuenta con más de 30MW de potencia instalada alrededor del mundo.

El análisis de este módulo fotovoltaico es especial, ya que tras las primeras medidas. Comprobamos que obteníamos unos datos de temperaturas fuera de lo normal, por lo que decidimos analizar el módulo con una cámara termográfica. Con la cámara termográfica analizamos el módulo y comprobamos que la temperatura de sus células no era uniforme, como podemos comprobar en la figura 65.

Para completar el análisis medimos su curva característica, y determinamos los valores de potencia, corriente y tensión proporcionados por el módulo fotovoltaico.



Figura 61 Imagen de cámara termográfica empleada



Figura 62 Imagen de los módulos Sunlink

12.5.1 Características según fabricante

El módulo fotovoltaico modelo SLI 160-24, es un módulo plano formado por células de silicio monocristalino (**Figura 63**)

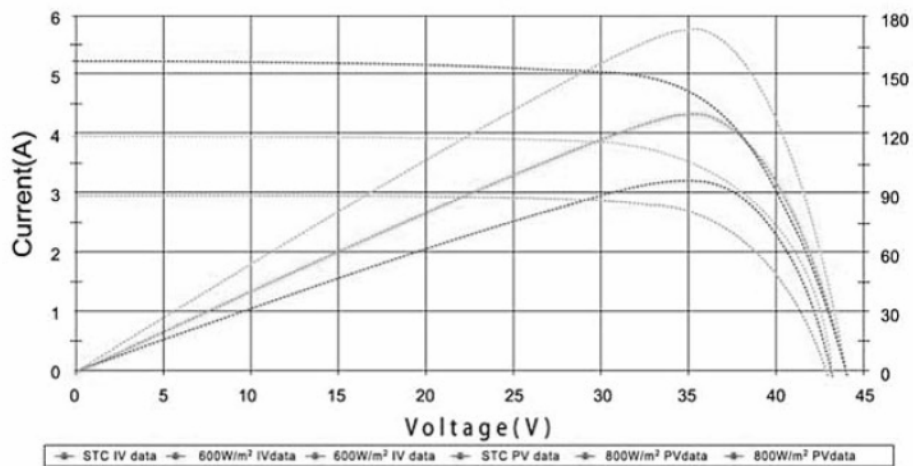


Figura 63 Curvas I-V para el módulo Sunlink a distintos valores de irradiancia



Características	
Potencia nominal	175Wp
Tensión en el punto de máxima potencia	36,00V
Corriente en el punto de máxima potencia	4,86A
Corriente de cortocircuito (Isc)	5,17A
Tensión de circuito abierto (Voc)	44,8V
Características físicas	
Dimensiones del módulo (mm)	1580x808x35
Peso	15.5kg
Número de células y conexiones	72(6x12)
Margen de temperatura	-40 a +85°C

Tabla 7 Valores característicos de la curva I-V del módulo de Sunlink

12.5.2 Análisis

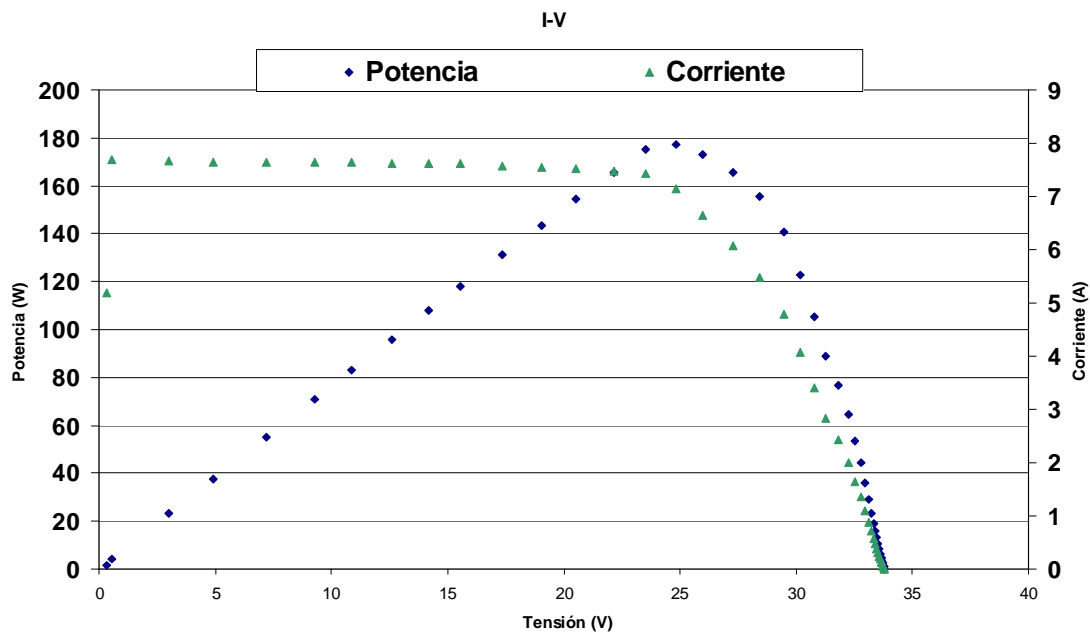


Figura 64 Curva I-V medida con el módulo portátil de medida

Gracias a la cámara termográfica (**Figura 62**) conocemos que el módulo tiene puntos calientes, es decir, células que se trabajando con temperaturas superiores hasta en 20°C con respecto al resto de células. Como hemos estudiado el efecto de la temperatura repercute en una menor tensión de cortocircuito.

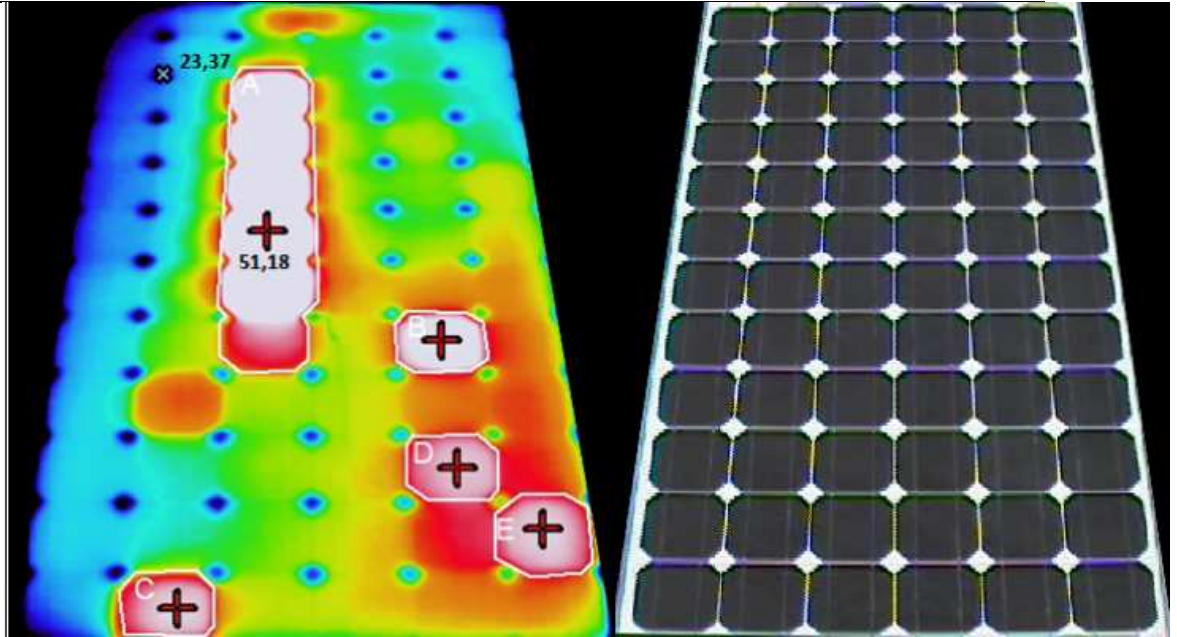


Figura 65 Imagen tomada con la cámara termográfica del módulo Sunlink

Observamos en la curva I-V dicho valor inferior de V_{oc} , y un valor superior de I_{sc} e I_{pmp} .

Los fabricantes de módulos aseguran que la potencia entregada por el módulo se encuentra en un rango de $\pm 10\%$, en este caso la potencia máxima obtenida es considerablemente menor que la que debería ser según el fabricante, en torno a un 15% menos de potencia.

La existencia de puntos calientes puede deberse a defectos de fabricación o de conexión entre células. Dicho aumento de temperatura en esas células puede provocar que toda la potencia generada por las células que se encuentren en serie con la afectada, se disipe en forma de calor en dicha célula. Para evitarlo los diodos de protección actúan limitando la corriente por cada grupo de células conectadas en serie.

Éstas medidas han sido realizadas en un día soleado de Febrero, en el que la temperatura ambiente era de 15°C , y como podemos observar en la imagen tomada con la cámara termográfica, hay células que se encuentran próximas a los 50° . En un día de verano en el que la temperatura ambiente se encuentre en torno a los 30°C dichas



Capítulo 12. Caracterización de módulos fotovoltaicos.
 células podrían superar los 85°C que el fabricante nos indica como límite de temperatura de trabajo, por lo que dichas células podrían destruirse.

12.5.3 Resumen

Parámetros del sistema	
Instalación de los módulos	
Inclinación 30°	Acimut 0°
Características del módulo fotovoltaico	
Células Si-mono	Modelo SLI-160-24 Fabricante Sunlink
Parámetros de fábrica	
Número de módulos en serie	1
Potencia nominal de cada módulo	175Wp
Potencia total instalada	175Wp
Tensión en el punto de máxima potencia	36,00V
Corriente en el punto de máxima potencia	4,86A
Corriente de cortocircuito (Isc)	5,17A
Tensión de circuito abierto (Voc)	44,8V
Parámetros medidos extrapolados a CEM	
Tensión en el punto de máxima potencia	30,520V
Corriente en el punto de máxima potencia	4,94A
Corriente de cortocircuito (Isc)	5,354A
Tensión de circuito abierto (Voc)	39,15V
Potencia máxima	150,877W
Potencia normalizada= Potencia nominal/potencia máxima medida	0,862154286
Factor de forma	0,720339934
Rendimiento módulo%	11,8242163

Tabla 8 Valores característicos del módulo Sunlink 160-24

12.6 Sanyo 180 BE



Figura 66 Fotografía de los 6 módulos fotovoltaicos Sanyo

12.6.1 Características según fabricante

Los módulos fotovoltaicos Sanyo, son planos y sus células están formadas por finas obleas de silicio monocristalino rodeadas a su vez por capas ultra finas de silicio amorfo. Las cuales convierten a estos módulos en un referente mundial de eficiencia. Las células alcanzan unos rendimientos del 17% y el módulo fotovoltaico alcanza un rendimiento del 15%.

La estructura de sus células solares le permite obtener unos altos valores de eficiencia con respecto a módulos fotovoltaicos de similares características. El rendimiento total del módulo está estimado en el 15,3%, siendo el módulo fotovoltaico plano con mayor rendimiento analizado en este proyecto.



Características	
Potencia nominal	180Wp
Tensión en el punto de máxima potencia	54,0V
Corriente en el punto de máxima potencia	3,33A
Corriente de cortocircuito (Isc)	3,65A
Tensión de circuito abierto (Voc)	66,4V

Tabla 9 Valores característicos del módulo Sanyo

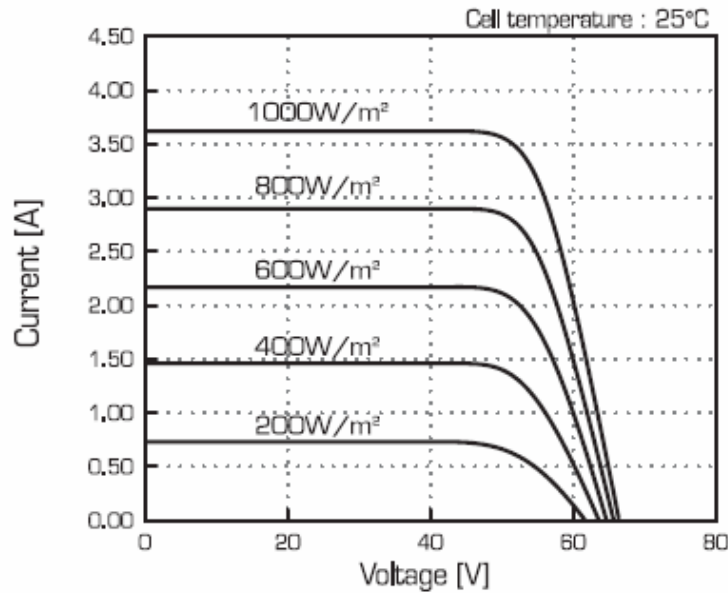


Figura 67 Curvas I-V a distintas irradiancias según fabricante

12.6.2 Análisis de un módulo fotovoltaico

A continuación analizaremos los módulos Sanyo, para ello realizamos el estudio a cada uno y posteriormente se conectarán en serie y se analizarán los valores característicos para cada configuración. Desde un único módulo, hasta los seis módulos conectados en serie, analizando así los módulos de máxima potencia disponibles en la Universidad.

Con ayuda del programa PVSYST simularemos toda la instalación, además de un estudio de la posible conexión a la red empleando un inversor disponible en el laboratorio.



A continuación mostramos sólo la curva I-V de un módulo Sanyo, después de haber analizado cada uno por separado y encontrar que las diferencias entre ellos son mínimas, sólo mostramos una para evitar repetiros en exceso.

Como podemos observar comparando la **Figura 68** y **Figura 69** y la **Tabla 9** mostrada a continuación, el módulo Sanyo apenas difiere con las características proporcionadas por el fabricante.

Tras introducir los datos en el programa PVSYST, encontramos que las únicas pérdidas que sufre nuestra instalación, son las correspondientes a las pérdidas introducidas por los diodos de protección instalados en el módulo.

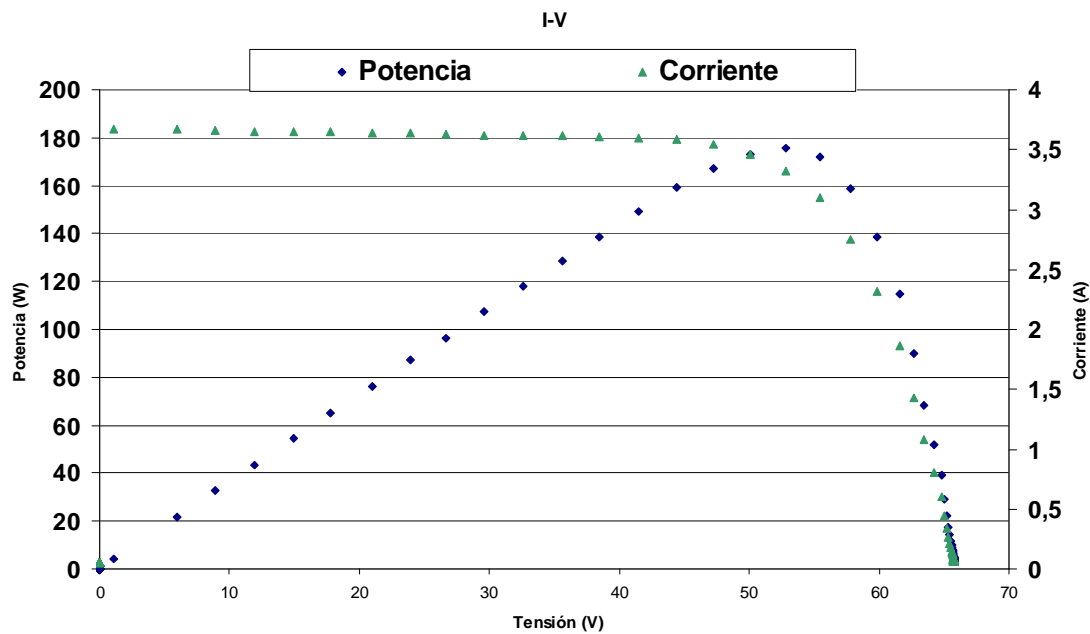


Figura 68 Caracterización de un módulo fotovoltaico Sanyo de 65V de Voc

	Pmax (W)	Ipmp (A)	Vpmp (V)	Voc (V)	Isc (A)	Pnormalizada
Medidos	177,249588	3,324	53,31	66,3156	3,67086148	0,984719933
Fabricante	180	3,33	54	66,4	3,65	

Tabla 10 Valores medidos para un módulo Sanyo

12.6.3 Análisis de los módulos Sanyo conectados en serie.

A continuación analizaremos los 6 módulos Sanyo conectados en serie y estudiaremos los valores característicos y las posibles pérdidas que pudiera haber en el sistema.

Comenzamos mostrando las curvas I-V para las distintas configuraciones, desde un módulo solo, hasta los seis módulos conectados en serie.

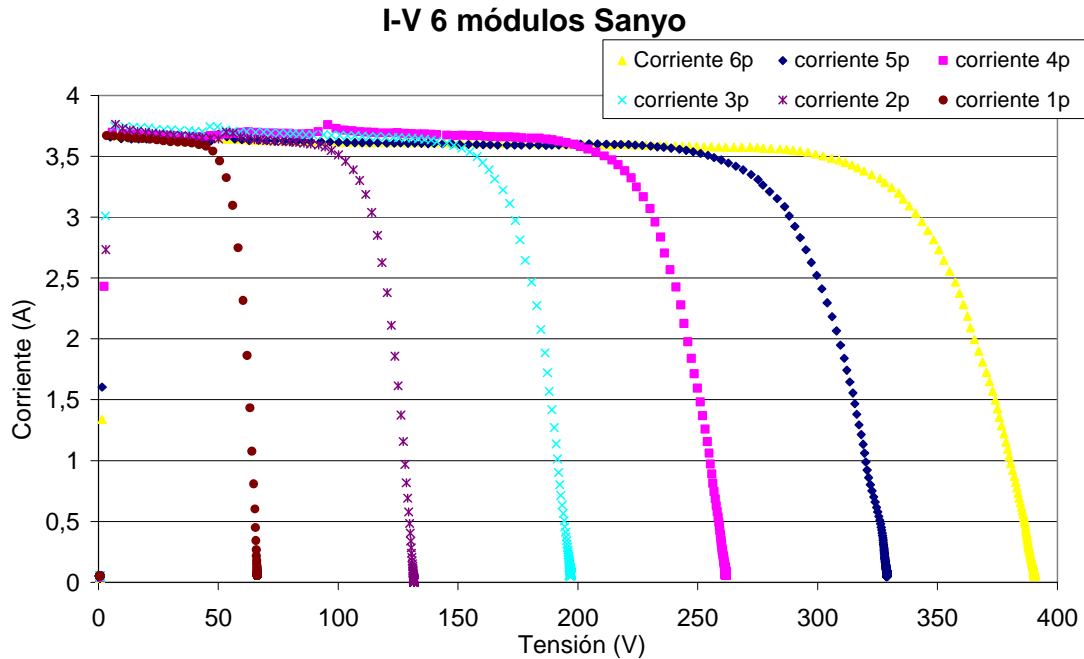


Figura 69. Comparación de los 6 módulos fotovoltaicos Sanyo conectados en serie. Curvas extrapoladas a CEM.

	Pmax (W)	Ipmp (A)	Vpmp (V)	Voc (V)	Isc (A)	Pnormalizada	FF	Rendimiento
Medidas 1 módulo	177,249588	3,324	53,31	66,3156	3,67086148			
Fabricante	180	3,33	54	66,4	3,65	0,984719933	0,72811761	15,0325672
Medidas 2 módulos	360,351732	3,39	106,29	131,6388	3,76281977			
Fabricante	360	3,33	108	132,8	3,65	1,000977033	0,72749378	15,2807226
Medidas 3 módulos	552,972014	3,44	160,23	197,1052	3,74800664			
Fabricante	540	3,33	162	199,2	3,65	1,024022249	0,74852226	15,6325446
Medidas 4 módulos	743,505604	3,4303	216,745	261,9326	3,75991792			
Fabricante	720	3,33	216	265,6	3,65	1,032646673	0,75494676	15,7642482
Medidas 5 módulos	912,312134	3,35	272,28	329,0846	3,68053293			
Fabricante	900	3,33	270	332	3,65	1,013680149	0,75322579	15,474718
Medidas 6 módulos	1082,19907	3,3818	326,126	390,6266	3,68956131			
Fabricante	1080	3,33	324	398,4	3,65	1,002036172	0,75088013	15,2941509

Tabla 11 Valores de los módulos Sanyo conectados en serie

En la **Tabla 11** (Valores característicos de las **Figuras 70 y 71**) se muestra la comparación entre los valores medidos, con los valores según el fabricante y comprobamos que los módulos proporcionan potencias superiores a las descritas en las hojas de características.

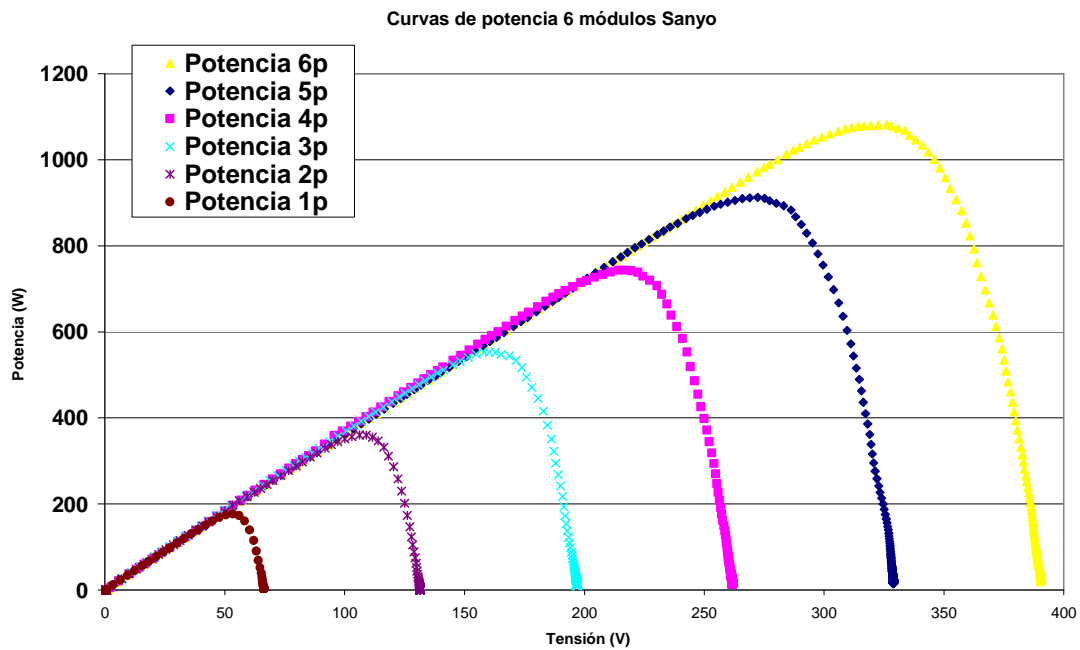


Figura 70 Curva potencias para los 6 módulos fotovoltaicos conectados en serie

A continuación introducimos los parámetros de nuestro sistema en PVSYST y obtenemos la siguiente curva I-V (**Figura 72**) para los 6 módulos conectados en serie. En dicha curva se detalla que el sistema tiene unas pérdidas de -0,6%, lo que indica que nuestro sistema trabaja por encima de las características indicadas por el fabricante.

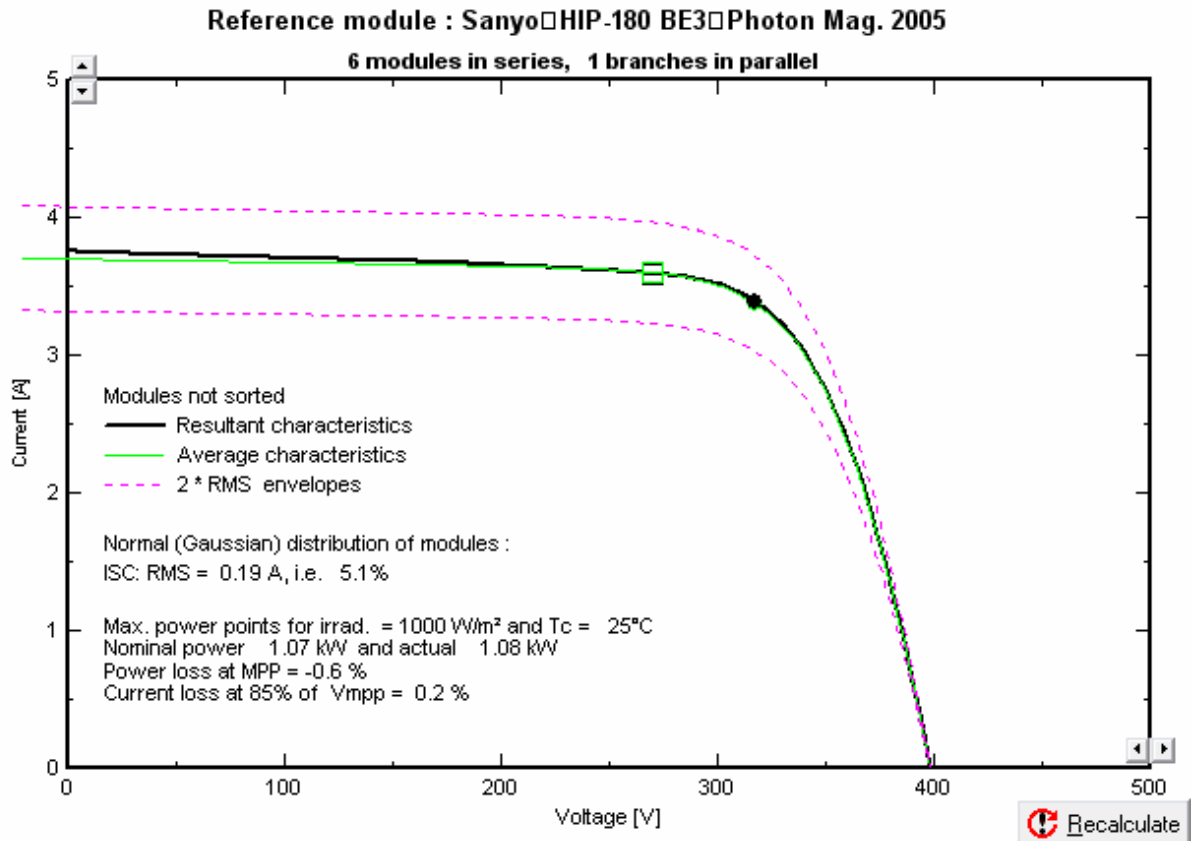


Figura 71 Cálculos realizados por PVSYST

12.6.4 Conexión a la Red

Simularemos la conexión a la Red de los 6 módulos fotovoltaicos Sanyo conectados en serie, a través del inversor de la marca SMA, modelo Sunny Boy 1000E, instalado en la universidad.



Capítulo 12. Caracterización de módulos fotovoltaicos.

La simulación corresponde a un año completo del sistema conectado a la Red

Simulation input					
Project	DC Grid Project at Madrid	PV modules	HIP-180 BE3	Inverter:	Sunny Boy SWR 1100E
Site	Madrid	Nominal Power	1.08 kWp	Inv. unit power	1.0 kW
System type	Grid-Connected	MPP Voltage	290 V	Inv. Number	1
		MPP Current	3.4 A		
Simulation from 01/01 to 31/12 (Generic meteo data)					
Main results					
System Production	1570 kWh/yr	Normalized Prod.	3.98 kWh/kWp/day		
Performance Ratio	0.783	Array losses	0.78 kWh/kWp/day		
		System losses	0.33 kWh/kWp/day		

Figura 72. Imagen del programa PVSYST en la que se muestran los resultados de la conexión a la Red del sistema formado por 6 módulos fotovoltaicos Sanyo.

Como podemos observar obtenemos un valor de PR (Performance Ratio, apartado 6.6), realmente bueno, ya que este valor es el indicador de rendimiento global de la instalación. Por supuesto, esto es una simulación que habría que contrastar con un estudio exhaustivo de la instalación.

A continuación se muestran los valores de PR para cada mes, así como la producción de energía y para finalizar un esquema con las pérdidas de energía.

Main simulation results

System Production

Produced Energy **1570 kWh/year**
Performance Ratio PR **78.3 %**

Specific **1454 kWh/kWp/year**

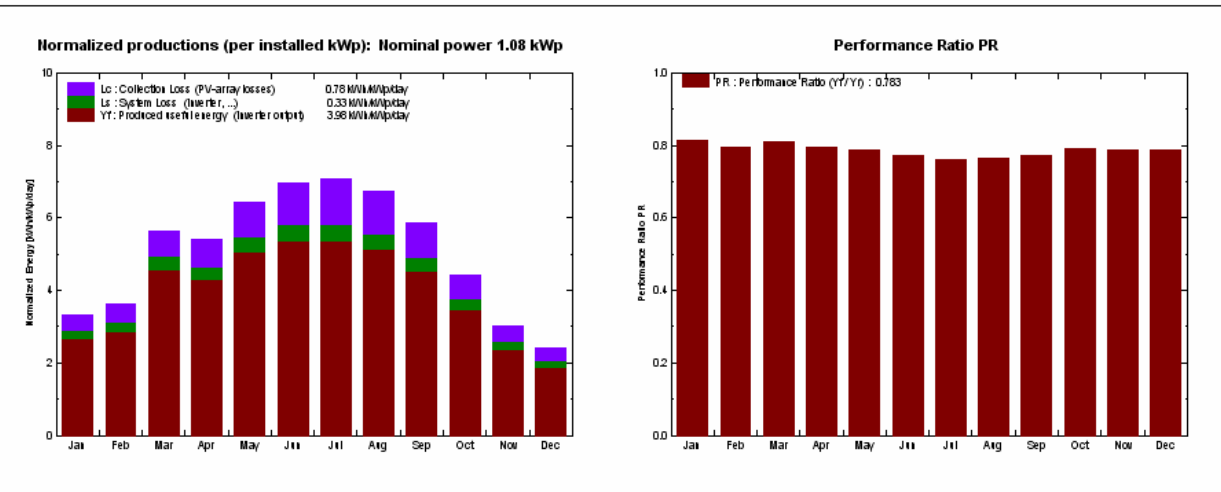


Figura 73. Imagen de los datos de producción de energía y Performance Ratio, para los 6 módulos Sanyo



Loss diagram over the whole year

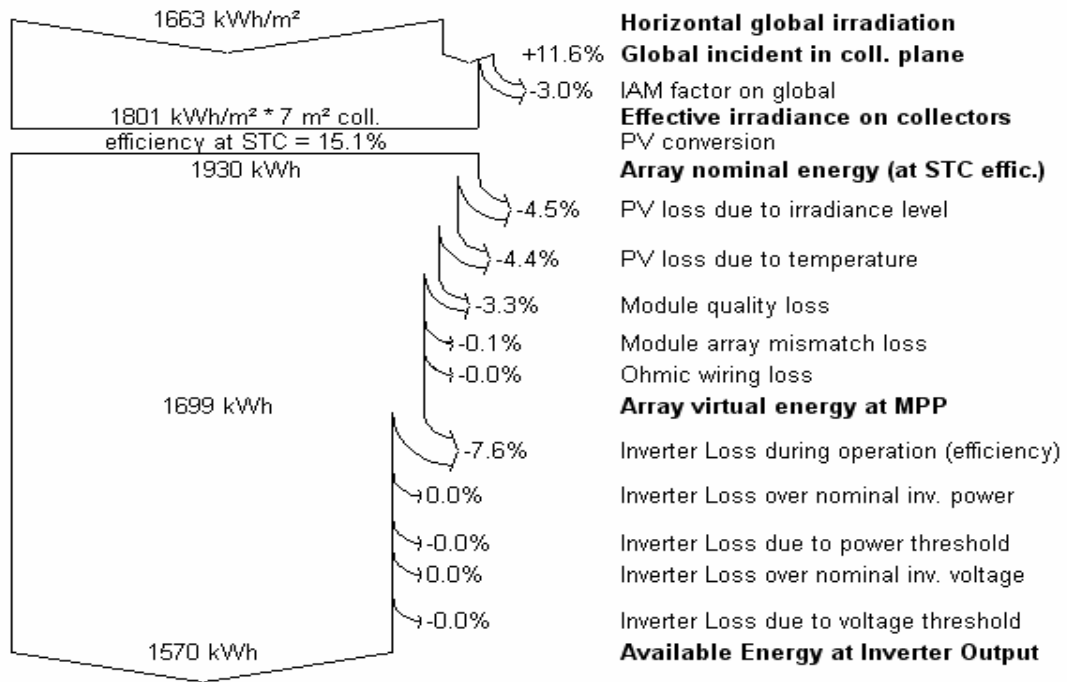


Figura 74 Esquema de pérdidas de energía para los 6 módulos conectados a la Red



TRABAJOS FUTUROS

13 TRABAJOS FUTUROS

La evolución natural del dispositivo portátil de medidas sería el empleo de interruptores de mayor potencia, ya sean IGBT o interruptores de accionamiento manual. Como ya hemos comentado eso implica una inversión considerable de dinero ya que el valor de los IGBT e interruptores para valores de 1000V y 250A es del orden de los 250€/unidad.



Figura 75 Imagen de un módulo IGBT de capacidad 1000V y 250A

Otra evolución posible sería insertar una tarjeta de adquisición de datos, así se elimina el uso del osciloscopio, ya que la tarjeta almacenaría los valores de tensión, corriente, temperatura e irradiancia medidos y posteriormente se procedería a exportar dichos valores a un ordenador mediante un puerto serie, donde podrían ser tratados para extraer las curvas.

Actualmente en el mercado no existen dispositivos a la venta con capacidades de medida de 100kWp, lo más parecido es un dispositivo llamado PVE con capacidades de 1000V y 40A máximo. Estos dispositivos son capaces de realizar medidas cada ciertos segundos de forma automática según se configuren. Posteriormente se extraen los datos mediante un puerto serie

Combinando las evoluciones anteriormente citadas obtendríamos un dispositivo de gran capacidad de medida, ya que se podrían medir instalaciones de hasta 100kWp, y con la simplicidad de un PVE, que es capaz de almacenar las medidas realizadas.



CONCLUSIONES

14 CONCLUSIONES

Lo primero, objetivo cumplido, hemos sido capaces de diseñar con los elementos disponibles en la Universidad un dispositivo portátil para caracterizar módulos fotovoltaicos, e instalaciones fotovoltaicas de hasta 9 kW.

Todo análisis que se realice a una instalación fotovoltaica debe comenzar por su curva I-V, ya que define todos sus puntos característicos. Con este dispositivo hemos creado la base de cualquier análisis que se realice a cualquier módulo fotovoltaico.



Figura 76. Fotografía de la mesa donde compañeros ya trabajan con los dispositivos de medida en la Universidad.

El dispositivo es tremendamente útil y fácil de utilizar, ya que sólo hay que accionar dos interruptores. El único elemento que puede introducir dificultad al proceso de análisis de módulos fotovoltaicos, aunque para la mayoría de alumnos no debería ser difícil, es el osciloscopio, ya que hay que configurarlo de tal manera que las ondas se vean de manera precisa y correcta. En nuestro caso el botón AUTOSSET, al que siempre hemos recurrido en las infinitas prácticas realizadas durante la carrera no nos proporciona la configuración deseada. Pero una vez ajustado el osciloscopio a los valores deseados, el tiempo de medida no es superior a un minuto.



Varios alumnos ya están utilizando los módulos portátiles de medida para analizar nuevos módulos fotovoltaicos disponibles en la Universidad, y si las evoluciones indicadas en el capítulo de trabajos futuros se llegan a realizar, se podrán medir grandes instalaciones fuera de la Universidad, como huertas solares, o instalaciones en edificios.

Ahora que estamos en tiempos de crisis, el aspecto económico es más importante que nunca, y por ello hemos tratado de construir nuestro dispositivo con los máximos posibles elementos disponibles en la Universidad, los únicos equipos adquiridos han sido los condensadores, ya que sin ellos no podríamos haber medido todos los módulos instalados en la Universidad, la caja en la que hemos instalado todos los componentes, y los que han limitado nuestro alcance, los interruptores. El precio de los interruptores crece exponencialmente con su alcance, haciendo de ellos el elemento más determinante, ya que instalando los condensadores en serie podríamos haber medido instalaciones de hasta 900V.

Desde aquí animo a la Universidad Carlos III de Madrid a realizar esa inversión en interruptores y a los alumnos a desarrollar las evoluciones de mi proyecto, ya que para mí ha sido muy gratificante.

A continuación se muestra el análisis de las potencias normalizadas de los módulos analizados con el dispositivo portátil de medida.

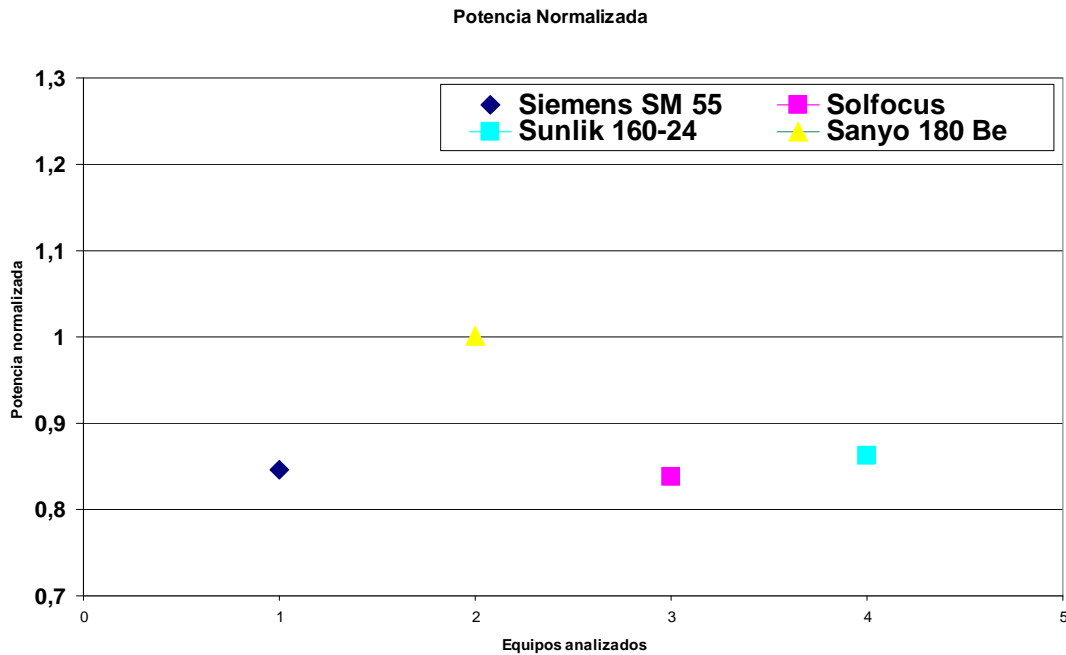


Figura 77 Gráfica con las potencias normalizadas de los módulos analizados

En la **Figura 78** observamos el valor de la potencia normalizada de los módulos analizados en este proyecto. La potencia normalizada, es la relación entre la potencia medida y extrapolada a CEM, y la potencia nominal del módulo.

Como hemos estudiado en el **Capítulo 5**, la potencia de los módulos debería estar entre un 3 y un 10% del valor nominal de fábrica, como podemos comprobar, sólo los módulos Sanyo se encuentran dentro de dicho rango, inclusive ligeramente superior al valor de potencia nominal.



ANEXOS

15 ANEXOS

15.1 Anexo I: Hojas de características

15.1.1 Sanyo

HIT PHOTOVOLTAIC MODULE HIP-180BE3

The SANYO HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) solar cell is made of a thin mono crystalline silicon wafer surrounded by ultra-thin amorphous silicon layers. This product provides the industry's leading performance and value using state-of-the-art manufacturing techniques.

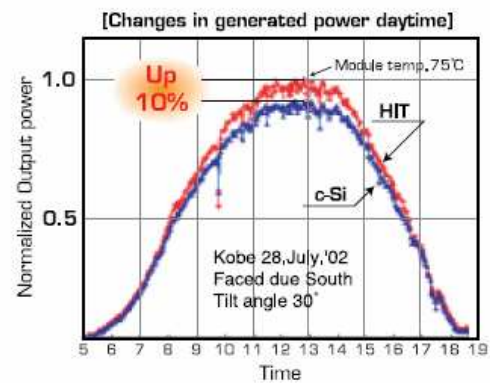


Benefit in Terms of Performance High efficiency cell: 17.3%, Module: 15.3%

The HIT cell and module have the world's top-level efficiency in mass production.

High performance at high temperatures

Even at high temperatures, the HIT solar cell can maintain higher efficiency than a conventional crystalline silicon solar cell.

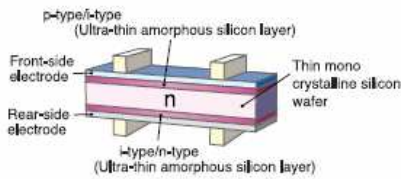


Environmental Friendly Solar Cell

More Clean Energy

HIT can generate more clean Energy than other conventional crystalline solar cells.

HIT Solar Cell Structure



Development of HIT solar cell was supported in part by the New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO).

Special Features

SANYO HIT solar modules are 100% emission free, have no moving parts and produce no noise. The dimensions of the HIT modules allow space-saving installation and achievement of maximum output power possible on given roof area.

Benefit in Terms of Quality

High quality in accordance with ISO 9001 and 14001 standards

HIT solar cell and modules are subject to strict inspections and measurements to ensure compliance with electrical, mechanical and visual criteria.

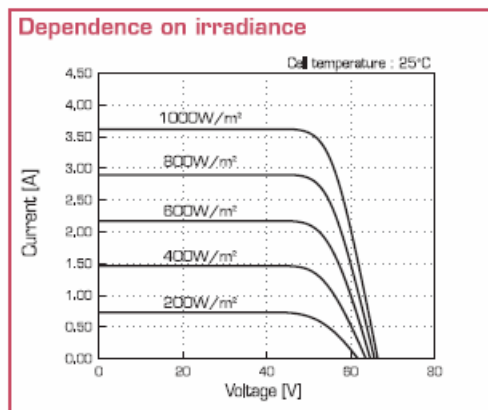


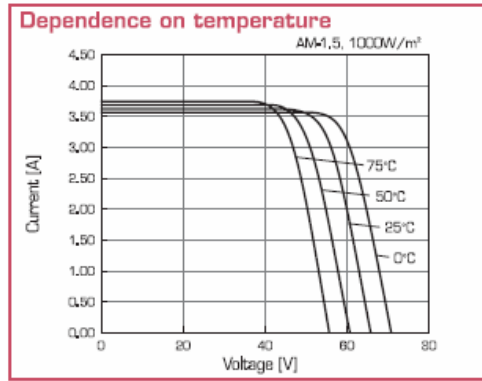
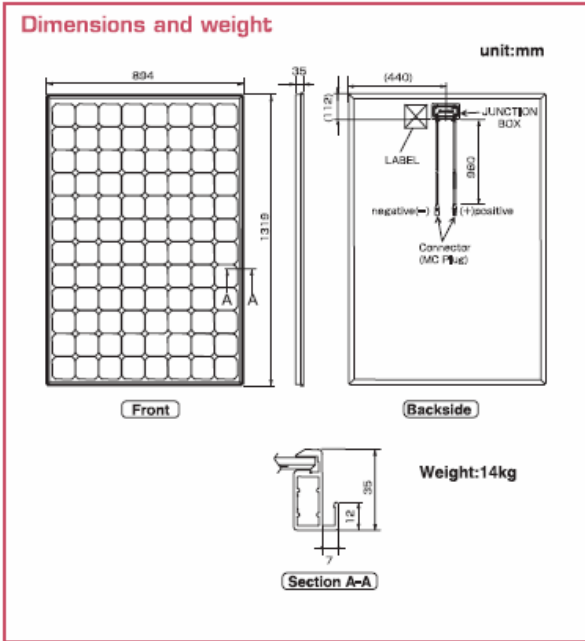
Electrical and Mechanical Characteristics

HIP-180BE3

Electrical data		
Maximum power (Pmax)	[W]	180
Max. power voltage (Vmp)	[V]	54,0
Max. power current (Imp)	[A]	3.33
Open circuit voltage (Voc)	[V]	66.4
Short circuit current (Isc)	[A]	3.65
Warranty minimum power (Pmin)	[W]	171
Output tolerance	[%]	+10/-5
Maximum system voltage	[V]	760
Temperature coefficient of Pmax	[%/°C]	-0.33
Voc	[V/°C]	-0.173
Isc	[mA/°C]	1.10

Note1: Standard Test Conditions: Air mass 1.5, Irradiance = 1000W/m², Cell temperature = 25°C
 Note2: The values in the above table are nominal.





Certificates



Warranty

Power output: 20 years (80% of minimum output power)
 Product workmanship : 2 years
 (Based on contact terms.)

CAUTION! Please read the operating instructions carefully before using the products.

Owing to our policy of continual improvement the products covered by this brochure may be changed without notice.

SANYO Component Europe GmbH
 Clean Energy Division
 Stahlgruberring 4 D-81829 Munich, Germany
 Tel. +49(0)89-460095-0
 Fax. +49(0)89-460095-170
 http://www.sanyo-component.com
 email: info_solar@sanyo-component.com



SANYO Electric Co., Ltd
 Clean Energy Company

5-5 Keihan-Hondori 2, Moriguchi,
 Osaka 570-8677, Japan
 Tel. +81(0)6-69 94-7282
 Fax. +81(0)6-69 94-7289
 http://www.sanyo.co.jp/clean/solar/hit_e/index_e.html
 email: h_solar.1008413@sanyo.co.jp

20050707

15.1.2 Sunlink



Polgo Industrial Villapark, Nave 6. Calle de la Florida 3,
Villaviciosa de Odón, Madrid, 28670, España.
Tel.: +34 91 636 27 13 - Fax: +34 91 616 56 25
e-mail: info@solemesl.com - web: www.solemesl.com

Sunlink PV - SL160 24



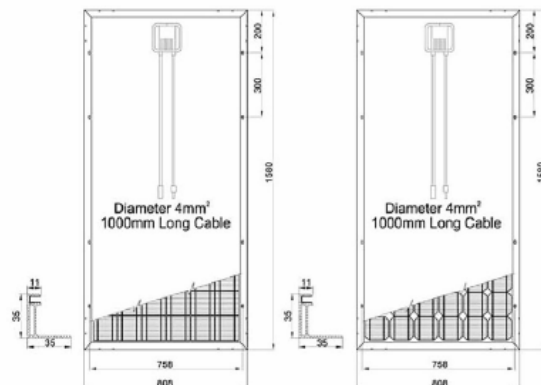
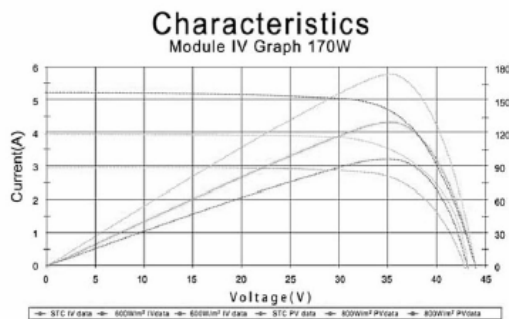
Ref. art.: sl160-24

Sunlink PV es uno de los líderes mundiales en fabricación de módulos de 5 a 270W con tecnología monocristalina y policristalina.

Con una gran capacidad de producción aseguran el suministro tanto en la actualidad como en el futuro de sus módulos Standard.

La excelente calidad de sus módulos se ve contrastada por innumerables instalaciones en funcionamiento así como por sus certificaciones.

Sunlink PV lleva varios años trabajando en Europa, donde ha destinado gran parte de su producción los últimos años.





Polígono Industrial Villapark, Nave 6. Calle de la Florida 3,
Villaviciosa de Odón, Madrid, 28670, España.
Tel.: +34 91 636 27 13 - Fax: +34 91 616 56 25
e-mail: info@solemesl.com - web: www.solemesl.com

Sunlink PV - SL160 24



Ref. art.: sl160-24

Modelo	SL160-24 (180)	SL160-24 (175)	SL160-24 (170)	SL160-24 (165)
Características Eléctricas				
Potencia pico	180Wp	175Wp	170Wp	165Wp
Voltaje en circuito abierto (Voc)	45.0V	44.8V	44.5V	44.0v
Voltaje en el punto de máxima potencia Vmp	36.0V	36.0V	35.9V	35.8V
Corriente de cortocircuito (Isc)	5.20A	5.17A	5.12A	5.10A
Corriente nominal Imp	5.00A	4.86A	4.74A	4.61A
Sistema de Voltage Máximo	1000VDC	1000VDC	1000VDC	1000VDC
Rendimiento del módulo	14,4%	14,0%	13,6%	13,2%
Coefficiente de temperatura (Voc)	-0,33% /°C	-0,33% /°C	-0,33% /°C	-0,33% /°C
Coefficiente de temperatura Isc	0.05% A/°C	0.05% A/°C	0.05% A/°C	0.05% A/°C
Coefficiente de temperatura (Pmax)	-0,23% /°C	-0,23% /°C	-0,23% /°C	-0,23% /°C
Características Físicas				
Dimensiones del módulo (mm)	1580x808x35	1580x808x35	1580x808x35	1580x808x35
Peso	15.5kg	15.5kg	15.5kg	15.5kg
Número de células y conexiones	72(6x12)	72(6x12)	72(6x12)	72(6x12)
Margen de temperatura	-40 a +85°C	-40 a +85°C	-40 a +85°C	-40 a +85°C
Otros				
Garantía	25 años al 80% de potencia	25 años al 80% de potencia	25 años al 80% de potencia	25 años al 80% de potencia
Certificaciones	IEC 61215, Safety Class II y Garantía Fabricante			

15.1.3 Solfocus



SolFocus™

Data Sheet

Innovation Inspired by Nature

SF-CPV-205 High Efficiency Concentrator PV Panel



The panel incorporates 16 individual power units and achieves an acceptance angle of ± 1 degree which is the widest among CPV designs, lowering tracker and balance of systems costs. Reliability is achieved with fully-enclosed design and minimal components such as passive cooling.



Features and Benefits

SolFocus' CPV technology combines multi-junction solar cells into a high-concentration reflector panel design. At over 500 suns the panel achieves greater than 17% conversion efficiency using a 10cm depth, establishing a new benchmark for compactness for CPV systems.

High Performance

- Enabled by highest-efficiency cells available – triple-junction cells
- Less than half the temperature degradation of Si panels
- Employs reflective, non-imaging optics which avoids chromatic aberration

Reliable & Safe

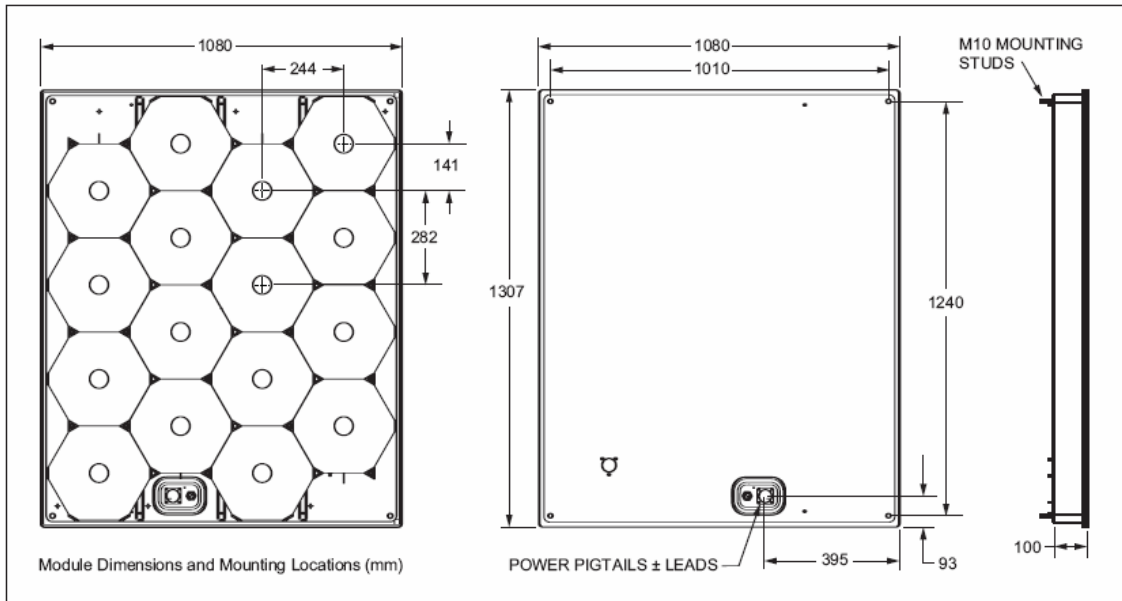
- Enclosed optical assembly – no exposed mirrors or open fire hazards
- No moving parts in panels – avoids mechanical failure in panel
- Glass-based collector – immune to UV degradation
- Purely passive cooling – no liquids or fans

Low Cost

- Uses minimal components – includes a number of dual-use materials
- Wide acceptance angle – relaxes component and tracker tolerances



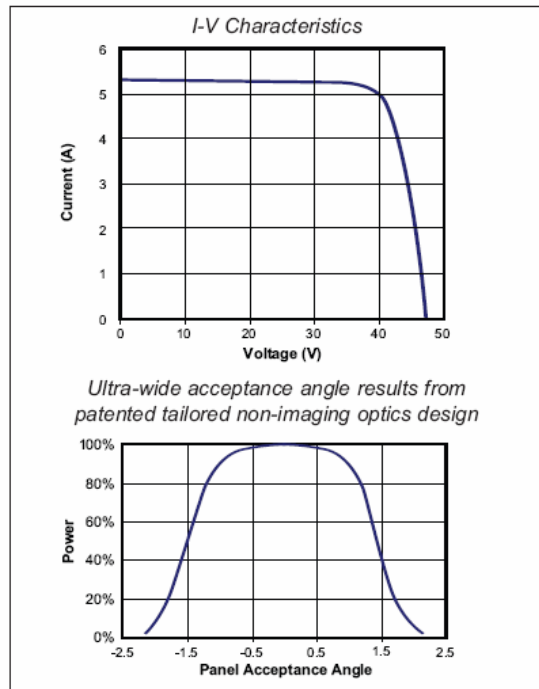
Data Sheet



Performance Characteristics at 850 W/m ² DNI	
Maximum Power (P _{max})*	205 W
Acceptance Angle	±1°
Max Power Voltage (V _{mp})	40 V
Max Power Current (I _{mp})	5.2 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	46 V
Short Circuit Current (I _{sc})	5.4 A
Panel Efficiency (%)	17%
Series Fuse Rating	10 A
Max System Voltage	1000 V
Temperature Coefficients	
Power	-0.16%/°C
Voltage	-0.07 V/°C
Current	+8 μA/°C
Mechanical Specifications	
Dimensions (L x W x D)	1.3m x 1.1m x 0.1m
Weight	42 kg
Connector Terminations	MC-type, 4mm plug connector
Certifications	
Qualification	IEC 62108**
Safety	UL Certification**
Electrical	TUV Safety Class II**

* ASTM WK6450 Standard Concentrator Conditions: 850 W/m² DNI, 20°C ambient temperature, 4 m/s wind speed
 ** In process

Design and specifications are subject to change without notice.



© Sol Focus, Inc. 2007, Patents Pending, All Rights Reserved, SF-V4-07-07-DS

15.1.4 Condensadores Epcos



Capacitors with screw terminals

B43456, B43458

Extremely compact – 85 °C

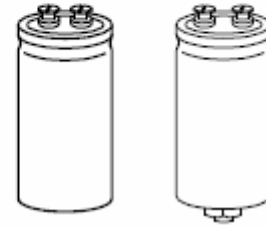
Long-life grade capacitors

Applications

- Frequency converters
- Professional power supplies
- Uninterruptible power supplies

Features

- High CV product, i.e. extremely compact
- High reliability and high ripple current capability
- All-welded constructions ensures reliable electrical contact
- Version with optimized construction for base cooling (heat sink mounting) available
- Version with low-inductance design available
- RoHS-compatible



B43456

B43458

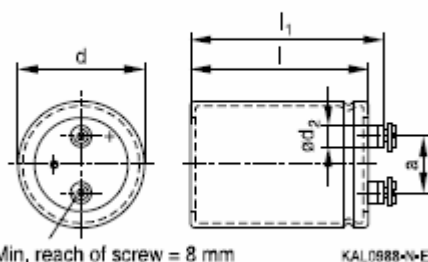
Construction

- Charge-discharge proof, polar
- Aluminum case with insulating sleeve
- Poles with screw terminal connections
- Mounting with ring clips, clamps or threaded stud
- The bases of types with threaded stud and $d \leq 76.9$ mm are not insulated, types with $d = 91$ mm have fully insulated bases

Dimensional drawings

B43456

Ring clip/clamp mounting

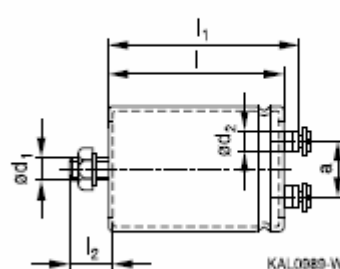


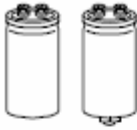
M5: Min. reach of screw = 8 mm
 M6: Min. reach of screw = 12 mm ^{*)}
^{*)} 9.5 mm for low-inductance design

Positive pole marking: +

B43458

Threaded stud mounting




B43456, B43458
Extremely compact – 85 °C
Technical data and ordering codes

C_R 100 Hz 20 °C μF	Case dimensions $d \times l$ mm	ESR_{typ} 100 Hz 20 °C m Ω	ESR_{max} 100 Hz 20 °C m Ω	Z_{max} 10 kHz 20 °C m Ω	$I_{\text{AC,max}}$ 100 Hz 40 °C A	$I_{\text{AC,R}}$ 100 Hz 85 °C A	$I_{\text{AC,R(B)}}$ 100 Hz 85 °C A	Ordering code (composition see below)
$V_R = 450 \text{ V DC}$								
1000	51.6 × 80.7	120	180	150	13	4.8	9.6	B4345*A5108M00#
1500	51.6 × 105.7	80	120	105	18	6.5	12	B4345*A5158M00#
2200	64.3 × 105.7	50	75	60	24	8.4	15	B4345*A5228M00#
2700	64.3 × 105.7	42	63	50	26	9.4	17	B4345*A5278M00#
3300	76.9 × 105.7	35	52	40	32	12	23	B4345*A5338M00#
4700	64.3 × 143.2	25	38	30	40	14	24	B4345*A5478M00#
4700	76.9 × 118.2	25	38	30	40	15	27	B4345*B5478M00#
5600	76.9 × 143.2	23	34	31	49	17	31	B4345*A5568M00#
6800	76.9 × 168.7	18	27	21	54	19	31	B4345*B5688M00#
6800	91.0 × 144.5	17	26	22	57	20	38	B4345*A5688M00#
8200	76.9 × 220.7	15	23	20	57	24	36	B4345*A5828M00#
10000	76.9 × 220.7	13	20	15	57	27	40	B4345*A5109M00#
10000	91.0 × 170.0	12	18	14	74	26	46	B4345*B5109M00#
12000	91.0 × 221.0	9	13	12	80	32	53	B4345*A5129M00#

Composition of ordering code

* = Mounting style

- 6 = for capacitors with ring clip/clamp mounting
- 8 = for capacitors with threaded stud

= Design

- 0 = for capacitors with standard inductance
- 3 = for capacitors with low inductance (13 nH) - only capacitors with diameter $d \geq 64.3 \text{ mm}$
- 7 = for heat sink mounting - only capacitors with diameter $d \geq 64.3 \text{ mm}$ and without threaded stud



15.2 ANEXO II

15.2.1 Programación de la hoja Excel para el tratamiento de datos

Datos Macro

' Macro grabada el 15/01/2009 por Julio Fernandez Ferichola

'

' Acceso directo: CTRL+d

'

```
Range("A1").Select
```

```
Range(Selection, Selection.End(xIDown)).Select
```

```
Application.CutCopyMode = False
```

```
Selection.TextToColumns Destination:=Range("A1"), DataType:=xlDelimited, _
```

```
TextQualifier:=xlDoubleQuote, ConsecutiveDelimiter:=False, Tab:=False, _
```

```
Semicolon:=False, Comma:=True, Space:=False, Other:=False, FieldInfo _
```

```
:=Array(Array(1, 1), Array(2, 1)), DecimalSeparator:= ".", ThousandsSeparator _
```

```
:=",",TrailingMinusNumbers:=TrueEndSub
```

Anexo



BIBLIOGRAFÍA



16 BIBLIOGRAFÍA

- Engineering of photovoltaic systems. Eduardo Lorenzo IES-UPM
- Fundamentos dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica. CIEMAT.
- Energía solar fotovoltaica en la Comunidad de Madrid. CIEMAT
- Capacitive loads based on IGBTs for on-site characterization of PV arrays. J. Muñoz, E. Lorenzo
- Curso provincial de energías renovables, Energía solar fotovoltaica. Universidad de Valladolid.
- Retratos de la conexión fotovoltaica a la Red. Eduardo Lorenzo IES-UPM
- Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a la Red. Miguel Alonso y Faustino Chenlo CIEMAT.
- Performance parameters for Grid connected PV systems. B. Marion. National Renewable Energy Laboratory
- Ensayos de grandes generadores fotovoltaicos instalados en España. Muñoz J., Lorenzo E. IES Universidad Politécnica de Madrid.
- Enlaces de internet:
- www.sciencedirect.com
- www.technosun.com/es/principal/productos
- <http://www.solarweb.net/forosolar/aspectos-tecnicos/10763-medidor-curvas-v-i.html>
- <http://www.pv-engineering.de/en/pvpm.htm>
- http://www.boe.es/aeboe/consultas/bases_datos/doc.php?coleccion=iberlex&id=2008/15595
- <http://www.sanyo-solar.eu/>
- <http://www.solfocus.com/en/index.php>
- <http://www.isofoton.com/>
- <http://www.tynsolar.com.tw/product.htm>



- <http://www.concentrix-solar.de/tecnologia/?L=2>
- <http://www.sunlink.com/>
- <http://www.energiasrenovables.cimat.es/>

