

Master en Energías Renovables y Mercado Energético 2006/2007

Módulo: Energía Solar Fotovoltaica

# EL GENERADOR FOTOVOLTAICO

AUTORA: M<sup>a</sup> DEL CARMEN ALONSO GARCÍA



## ÍNDICE

1.	Introducción .....	5
2.	Estructura del Módulo Fotovoltaico.....	5
3.	Curva Característica del Módulo Fotovoltaico .....	9
3.1.	Terminología .....	9
3.2.	Ecuación característica.....	10
3.3.	Factores que afectan la característica I-V del generador.....	12
3.4.	Condiciones de referencia .....	14
3.5.	Eficiencia del módulo fotovoltaico .....	15
4.	Interconexión de Células y Módulos Fotovoltaicos. El Campo Fotovoltaico.....	16
4.1.	Asociación de células solares no idénticas en serie .....	17
4.2.	Asociación de células solares no idénticas en paralelo .....	19
5.	Protecciones en los Generadores Fotovoltaicos. Diodos .....	21
5.1.	Diodos de paso .....	21
5.1.1	Ejemplo práctico del empleo de diodos de paso .....	23
5.1.2	Diodos de paso en campos de paneles fotovoltaicos.....	25
5.2.	Diodos de bloqueo.....	27
5.3.	Protecciones adicionales .....	28
6.	Estructuras de soporte .....	29
7.	Bibliografía.....	33



## 1. Introducción

Desde el punto de vista de la aplicación de los sistemas fotovoltaicos para la obtención de electricidad, es necesaria la asociación de células FV hasta obtener una potencia de generación deseada, que dependerá del tipo de instalación, las cargas que alimentará, y si dispone o no de sistemas de acumulación y adaptación de corriente. Esta asociación se materializa, en primer lugar, en el módulo fotovoltaico, que es el dispositivo comercial ya acabado consistente en una asociación de células fotovoltaicas siguiendo una configuración serie-paralelo determinada y preparado para su instalación exterior. De la misma manera que las células fotovoltaicas se asocian para formar el módulo FV, los módulos se asocian entre sí, en serie y en paralelo, hasta obtener la potencia deseada para el tipo de aplicación al que se vayan a destinar.

En este capítulo nos ocuparemos en primer lugar de recoger las características y aspectos más destacados del módulo fotovoltaico, para analizar después el sistema de generación de forma global, revisando los aspectos a tener en cuenta cuando un conjunto de módulos fotovoltaicos se asocia entre sí.

## 2. Estructura del Módulo Fotovoltaico

Como ya se ha mencionado el módulo fotovoltaico consiste en la conexión eléctrica de células FV en serie-paralelo hasta obtener los 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 aislándole 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, el tamaño y características de los módulos presenta una gran variación, pudiendo encontrarse desde el módulo convencional con cubierta frontal transparente, encapsulado en Tedlar y con 36 células conectadas en serie, hasta módulos semitransparentes coloreados especialmente diseñados 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.

En la figura 1 se ha querido mostrar algún ejemplo de la variedad existente hoy en el mercado. Por un lado se muestra la gama de módulos del fabricante Kyocera, donde se pueden apreciar distintos tamaños y formas de células. Además se presentan fotografías de algunos de los módulos fotovoltaicos “menos” convencionales, como los módulos flexibles de Uni-Solar, un módulo de ASE con células fabricadas con un proceso especial de crecimiento por el borde que permite tener más versatilidad en el tamaño y forma de la célula, las células y módulos transparentes de Sunways o una teja fotovoltaica de Isofotón. Es sólo un a pequeña representación, ya que en la actualidad existe un gran número de fabricantes de módulos y las posibilidades se amplían día a día.

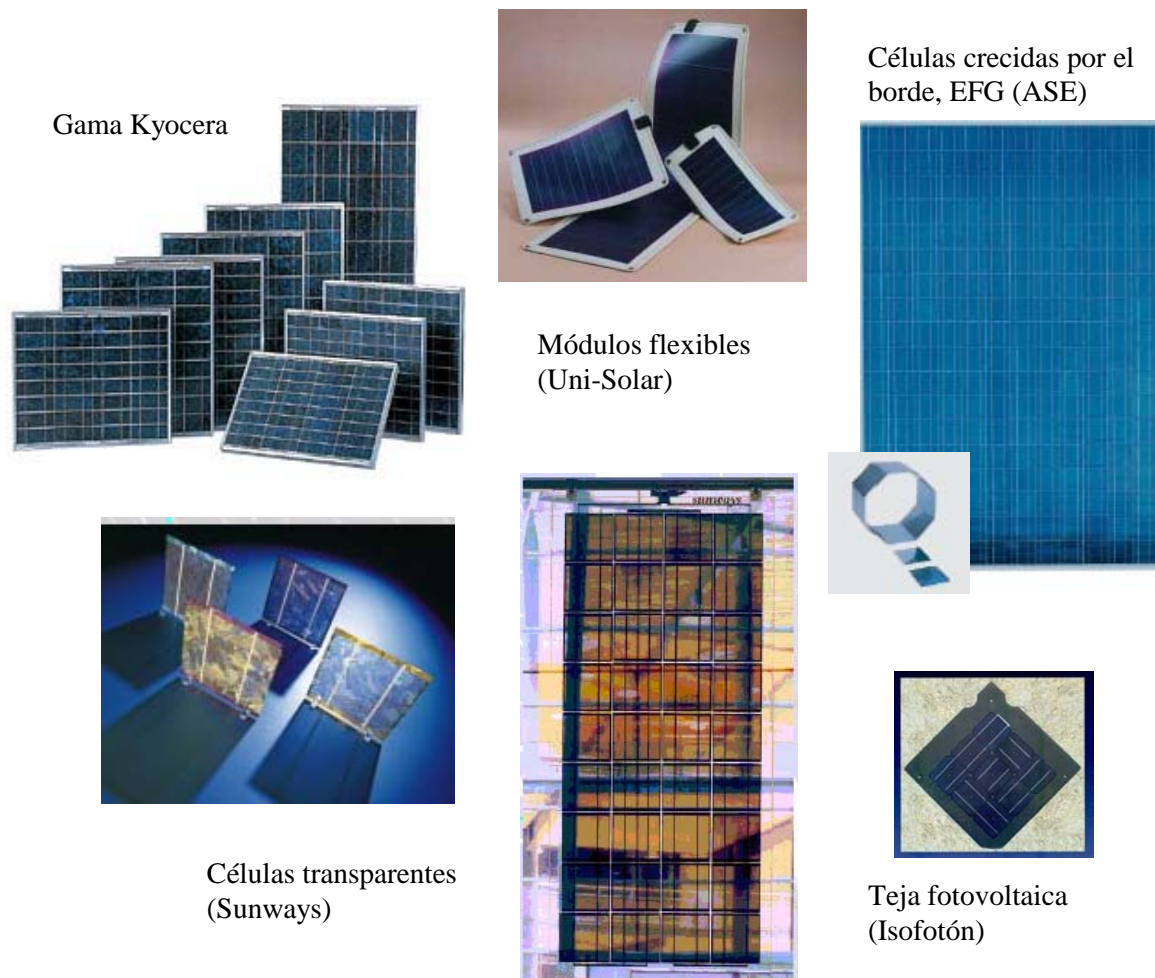


Figura 1. Algunos ejemplos de módulos fotovoltaicos poco convencionales.

Sería extremadamente largo y tedioso exponer aquí todos los tipos de módulos FV con sus diferentes configuraciones actualmente disponibles en el mercado, y es algo que se saldría del objeto de este capítulo. No obstante, en la figura 2 se presenta, de forma esquematizada, la estructura más convencional de un módulo fotovoltaico. La sección transversal muestra los siguientes elementos:

⇒ **Cubierta frontal:** Ha de poseer una elevada transmisión en el rango de longitudes de onda que pueden ser aprovechadas por una células solar fotovoltaica (350 a 1200 nm en el 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 auto-limpiado.

- ⇒ **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).
- ⇒ **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.
- ⇒ **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.

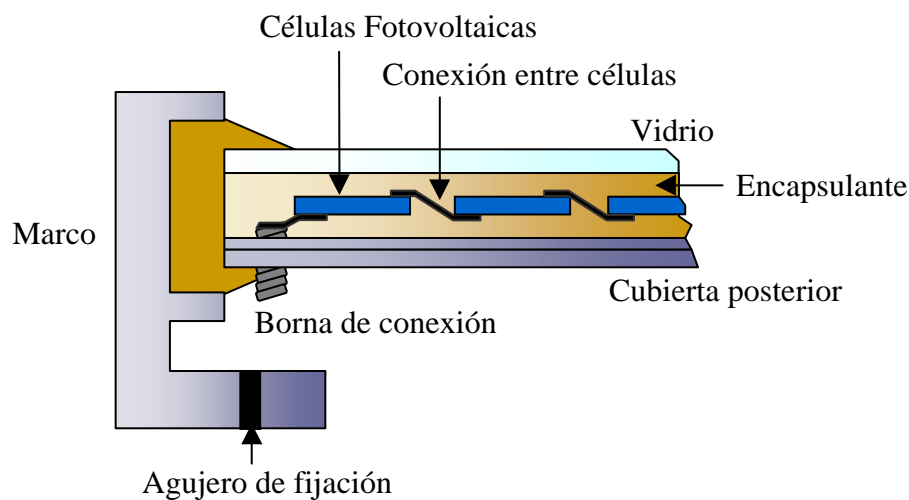


Figura 2. Sección transversal de un módulo fotovoltaico

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 en la parte posterior) que cuenta con dos bornes de salida, positiva y negativa, para permitir el conexionado de módulos. Ésta 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.

En la figura 3 se muestra la información dada por el fabricante para el módulo BP585, donde se especifican los tamaños, anchura del marco, tipo de cables a emplear, tipo de caja de conexiones, etc.

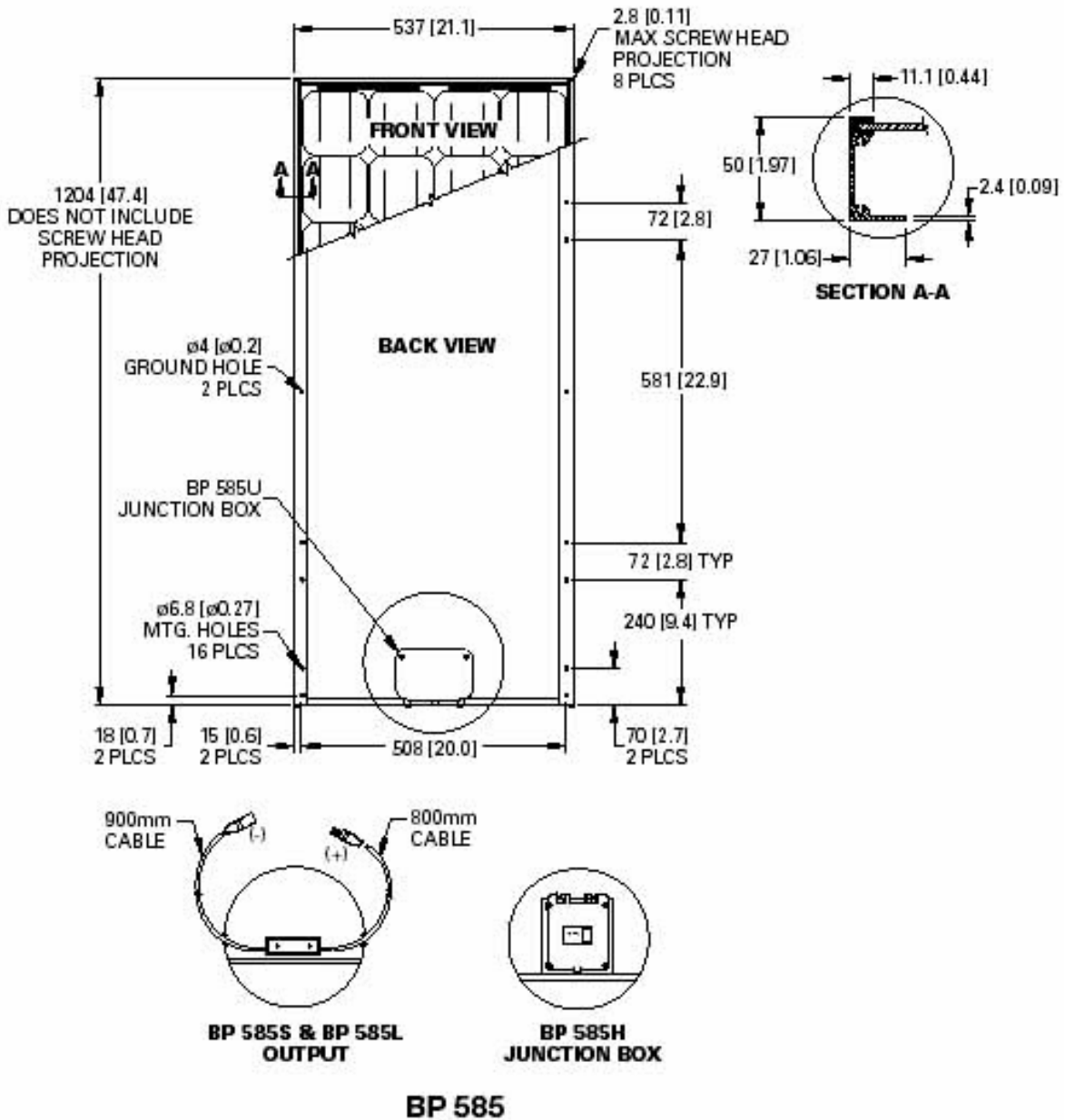


Figura 3. Esquema del módulo BP 585 con dimensiones frontales, posteriores y sección, indicando las principales características. ( Datos de catálogo de BP solar).

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 y físicas. Algunos fabricantes poseen su propio Sistema de Aseguración de Calidad y realizan algunos 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 una excelente garantía de durabilidad [1],[2].



### 3. Curva Característica del Módulo Fotovoltaico

#### 3.1. Terminología

La representación estándar de un dispositivo fotovoltaico es la característica corriente-tensión (figura 4). La curva representa las posibles combinaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo unas condiciones ambientales determinadas. 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.

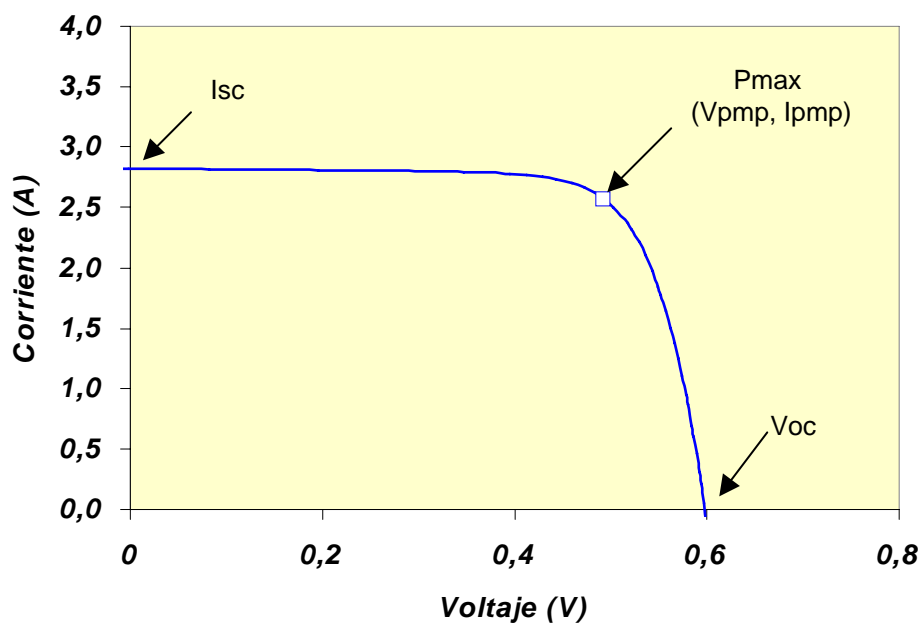


Figura 4. Curva característica, con sus principales elementos, de una célula fotovoltaica.

Los principales parámetros de la característica V-I del dispositivo fotovoltaico, según se señalan en la figura 2, son:

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

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 0.6 V). El voltaje total del módulo dependerá, por tanto, del número de células asociadas en serie. Por el contrario, la corriente que podremos 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). Una célula clásica de silicio cristalino de 100 cm<sup>2</sup> de área suele ofrecer unos 3 A, aunque actualmente se están produciendo células de tamaños mucho más grandes, pudiendo rendir hasta 5 ó 7 A.

### 3.2. Ecuación característica

Una de las formas más universales de representar la curva característica corriente tensión de una célula fotovoltaica es utilizando la ecuación:

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp \left( \frac{V + IR_s}{m v_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (1)$$

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, sus característica eléctrica dependerá fundamentalmente 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:

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

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

donde  $N_p$  y  $N_s$  son respectivamente el número de células en paralelo y en serie que contiene el módulo según se muestra en la figura 5.

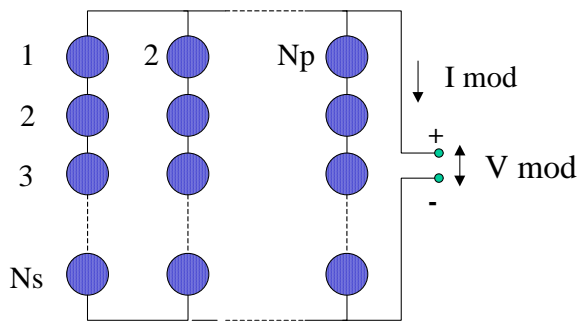


Figura 5. Esquema de conexión eléctrica en un módulo fotovoltaico

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:

$$I = N_p \left( I_L - I_0 \left[ \exp \left( \frac{V / N_s + I R_s / N_p}{m v_t} \right) - 1 \right] - \frac{V / N_s + I R_s / N_p}{R_p} \right) \quad (4)$$

Esta ecuación muestra el mismo comportamiento que la característica V-I de una célula, y de hecho en la práctica, cuando se habla 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 ( $I_L$ ,  $I_0$ ,  $m$ ,  $R_s$  y  $R_p$ ) del módulo. En otras secciones de este tema del generador fotovoltaico se explicará en detalle las distintas variaciones de la característica I-V del generador fotovoltaico, junto con los principales modelos y la manera de calcular los parámetros.

La figura 6 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 el voltaje de circuito abierto,  $V_{pmp}$  e  $I_{pmp}$  son los valores de voltaje y corriente correspondientes al punto de máxima potencia  $P_{max}$ , y FF es el “Fill Factor” o “Factor de llenado” ( $FF = V_{pmp} \cdot I_{pmp} / V_{oc} \cdot I_{sc}$ ) que nos da una idea de la calidad de la curva. Los valores fundamentales de estos parámetros para la figura 6 aparecen en la tabla 1.

<b>Configuración</b>	<b>Isc (A)</b>	<b>Voc (V)</b>	<b>Pmax (W)</b>	<b>Vpmp (V)</b>	<b>Ipmp (A)</b>
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 4.

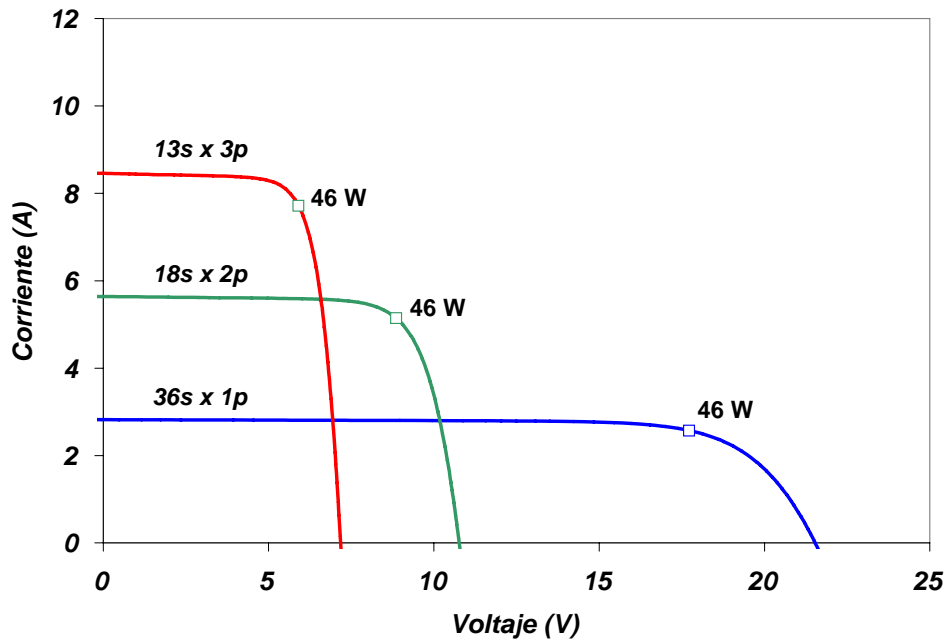


Figura 6. Curva característica del módulo fotovoltaico para diferentes combinaciones serie-paralelo de la célula solar.

### 3.3. Factores que afectan 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, la temperatura y la distribución espectral de la luz solar.

#### 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:

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

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  $E_1$ .

Esta ecuación 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%. En el capítulo de modelado de componentes de sistemas fotovoltaicos autónomos se introducen expresiones más precisas para la variación de los parámetros fundamentales de la característica V-I con la irradiancia y la temperatura.

La figura 7 muestra un ejemplo de la influencia de la intensidad de iluminación sobre una curva I-V medida en laboratorio desde 120 W/m<sup>2</sup> hasta 1180 W/m<sup>2</sup> y temperatura constante.

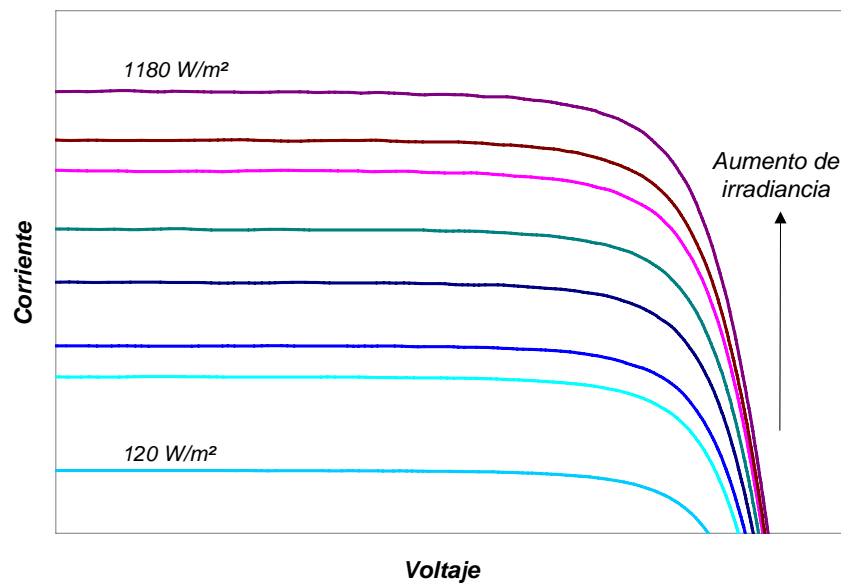


Figura 7. Efecto de la irradiancia sobre la característica I-V de un generador fotovoltaico.

### 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, aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de  $I_{sc}$  (éste muy ligeramente). En la figura 8 puede verse un ejemplo de la variación de la curva característica I-V de un generador fotovoltaico al variar la temperatura manteniendo la irradiancia constante.

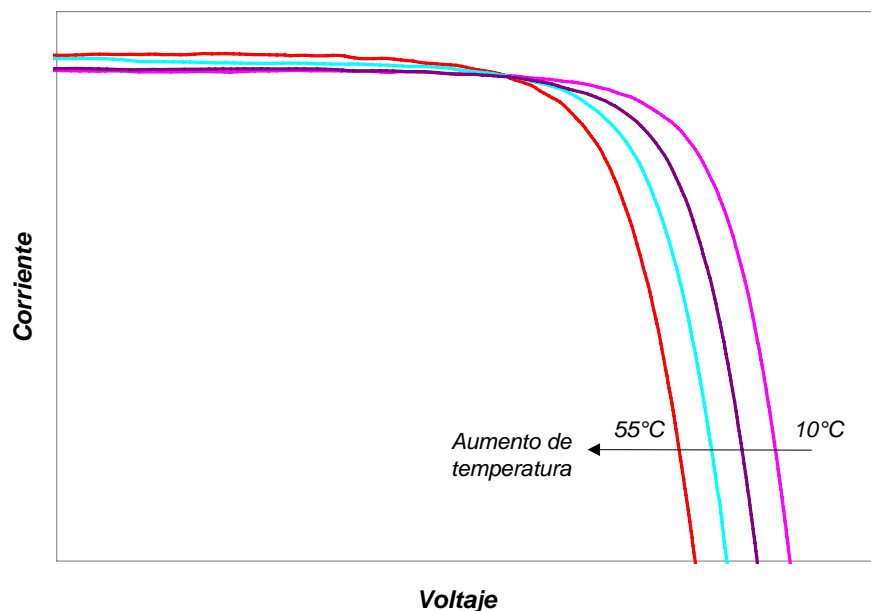


Figura 8. Ejemplo de la variación de la característica I-V del generador FV al variar la temperatura manteniendo la irradiancia constante.

Existen tres coeficientes  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$  que representan la variación de los parámetros fundamentales de la característica V-I del generador fotovoltaico con la temperatura. Así,  $\alpha$  expresa la variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura,  $\beta$  la variación del voltaje de circuito abierto y  $\gamma$  la variación de la potencia máxima. En general, los fabricantes de módulos FV incluyen en sus hojas de características técnicas los valores estos tres coeficientes, cuyos valores más comunes pueden ser:

$$\alpha = \frac{\partial I_{sc}}{\partial T} \approx +0.04 \% \quad (6)$$

$$\beta = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \approx -0.37 \% \quad (7)$$

$$\gamma = \frac{\partial P_{max}}{\partial T} \approx -0.44\% \quad (8)$$

Los valores presentados en las ecuaciones 6, 7 y 8 son valores típicos para dispositivos de silicio monocristalino expresados en porcentaje, sin embargo es más común encontrarse estos valores como referencia a los de una célula constituyente del módulo fotovoltaico con valores típicos, para el caso de una célula de  $\sim 100 \text{ cm}^2$ :

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

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

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

### **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 V-I puede realizarse una pequeña corrección multiplicando la corriente de cortocircuito por el "factor espectral", obtenido 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.

### **3.4. 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. Las condiciones más empleadas son:

#### **Condiciones Standard de Medida**

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

Irradiancia	1000 W/m <sup>2</sup>
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. Si embargo la experiencia muestra que pocas veces los módulos fotovoltaicos alcanzan estas condiciones, ya que con un nivel de irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> 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 ésto por lo que se definen además, otras condiciones que pretenden representar el comportamiento del módulo de manera más realista.

### **Condiciones Nominales de Operación (CNO)**

Irradiancia	800 W/m <sup>2</sup>
Temperatura	Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)
Velocidad del viento	1 m/s
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 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 20°C, velocidad del viento de 1m/s e incidencia normal. El valor de la 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 ([1], [2]) 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 modulo, se hace necesario una expresión que relacione ambas. Se puede considerar una buena aproximación:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot E \quad (9)$$

donde

- T<sub>c</sub> es la temperatura de la célula o módulo
- T<sub>a</sub> es la temperatura ambiente
- NOCT es la Temperatura de Operación Nominal de la Célula
- E es la irradiancia

### **3.5. 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 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.

$$\eta_{\text{Áreatotal}} = \frac{P_{\text{max}}}{A_T \times E_T} \quad (10)$$

Donde  $\eta_{\text{Áreatotal}}$  es la eficiencia con respecto al área total,  $P_{\text{max}}$  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 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 células 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 la 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.

## **4. Interconexión de Células y Módulos Fotovoltaicos. El Campo Fotovoltaico**

En las instalaciones fotovoltaicas normalmente se requiere el empleo de más de un módulo para satisfacer las demandas energéticas de la misma, por lo que se recurre a la asociación de módulos en serie y paralelo hasta obtener los valores de voltaje y corriente deseados. El conjunto de todos los módulos FV que constituyen el sistema de generación de la instalación recibe el nombre de *Campo de Paneles*. Normalmente los módulos fotovoltaicos se interconectan entre sí formando unidades que se suelen denominar *Grupos*, las cuales a su vez se conectan para formar el Campo de paneles fotovoltaico.

En el punto 3, al hablar de la curva característica del generador fotovoltaico, se ha supuesto para mayor simplicidad 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 de irradiancia y temperatura, es frecuente que las células o módulos que constituyen un generador fotovoltaico no operen en las mismas condiciones. Un ejemplo claro sería el caso en que, en un campo de paneles fotovoltaico de gran área, una parte del mismo estuviese afectada 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:

- Una reducción de la potencia máxima del generador fotovoltaico
- Algunas células pueden llegar a convertirse en cargas, disipando la energía producida por las demás.

El primer efecto, cuando es debido a la propia dispersión de los parámetros de las células en el proceso de fabricación, es lo que se conoce como *pérdidas por desacoplo o dispersión de parámetros (mismatch losses* en inglés). Los fabricantes de módulos fotovoltaicos clasifican las células 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, una clasificación de los módulos que componen un campo de paneles fotovoltaicos por categorías en función de su 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 del sombreado parcial, por el contrario, es en muchos casos inevitable, y es el que puede hacer 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 que tenga asociadas en serie. Si la potencia disipada tiene un valor elevado la célula aumentará considerablemente su temperatura, pudiendo llegar a su destrucción total. Éste fenómeno es el que se conoce con el nombre de *Punto Caliente*. La temperatura que alcanza una célula cuando está sombreada está relacionada con la potencia disipada en la misma y puede calcularse de manera aproximada según:

$$T_c = T_{amb} + \xi_m P_{dis} \quad (11)$$

donde  $T_c$  es la temperatura de la células,  $T_{amb}$  la temperatura ambiente,  $P_{dis}$  la potencia disipada y  $\xi_m$  una constante relacionada con la conductividad térmica del módulo que puede calcularse en función de la superficie de la célula  $S$  y la Temperatura de Operación Nominal de la Célula TONC como:

$$\xi_m \text{ (}^\circ\text{C / W / m}^2\text{)} \approx \frac{\text{TONC(}^\circ\text{C)} - 20}{S \cdot 800 \text{ (W / m}^2\text{)}} \quad (12)$$

#### 4.1. Asociación de células solares no idénticas en serie

La figura 9 muestra un ejemplo de la curva resultante de asociar dos células no iguales A y B en serie. El comportamiento de la curva resultante es el siguiente:

- 1) En el punto correspondiente al voltaje de 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 de circuito abierto  $V_{ocA} + V_{ocB}$ .
- 2) En el punto 1, o en cualquier punto situado entre P y el voltaje de circuito abierto, las dos células operan como generadores, con una corriente  $I_{G1}$  y un voltaje total del generador  $V_G = V_{A1} + V_{A2}$ .
- 3) El punto P corresponde al límite de la corriente de cortocircuito de la célula de menor eficiencia o sombreada, y el voltaje resultante en este punto será el voltaje de la curva A, ya que la curva B en este punto tiene  $V=0$ .
- 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 del generador sea igual a cero, la célula B se polarizará inversamente hasta adquirir un voltaje  $V_{B2} = -V_{A2}$  actuando consiguientemente como un receptor.

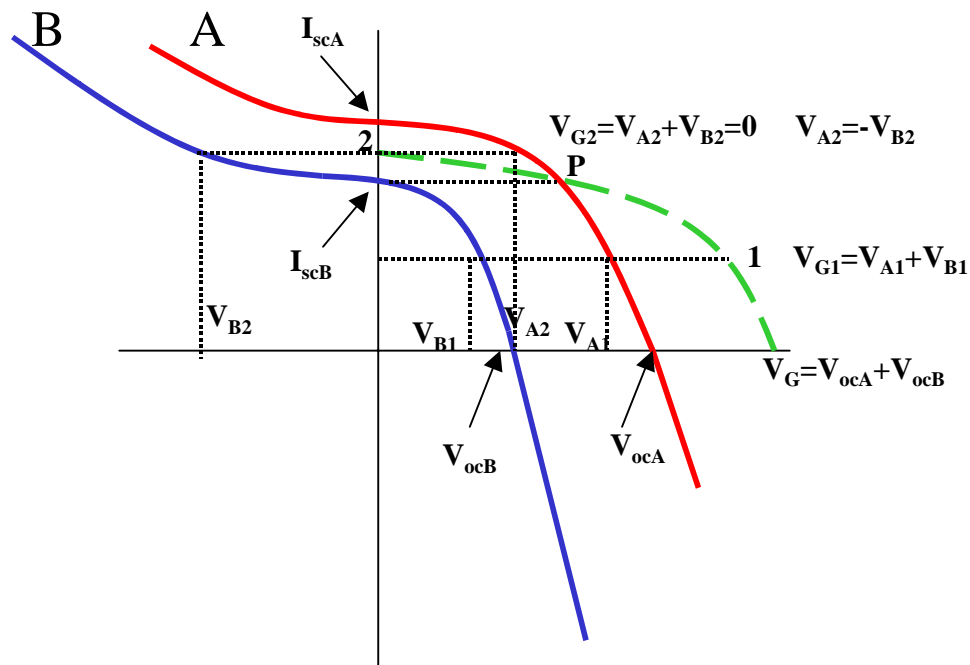


Figura 9. Curva resultante (línea de trazo discontinuo) de dos células no iguales A y B asociadas en serie.

Este mismo razonamiento puede hacerse para el caso de una asociación más numerosa de células o módulos conectados en serie con una célula o módulo de menor eficiencia que el resto o parcialmente sombreado. Como la corriente ha de ser la misma sobre todas las células, podría llegar a aplicarse el voltaje del sistema completo excepto el elemento de menor eficiencia. Esto haría que este elemento tuviera que disipar una potencia elevada, calentándose y produciéndose sobre él el fenómeno del punto caliente. La figura 10 muestra esquemáticamente este caso, donde la célula 2 se situaría a un voltaje negativo que podría ser igual a la suma de todos los voltajes del resto de los elementos pero con signo opuesto. Dependiendo del tipo de curva inversa de la célula fotovoltaica, el voltaje negativo puede ser mayor o menor. La figura 11 muestra un ejemplo de curvas de células fotovoltaicas del mismo tipo en polarización inversa. Puede observarse como a pesar de ser el mismo tipo de células, existe gran disparidad entre el perfil de las distintas curvas, encontrando desde

aquellas que tienen pendientes muy elevadas y que no llegarían a voltajes muy negativos al polarizarse inversamente, hasta aquellas con perfiles muy planos.

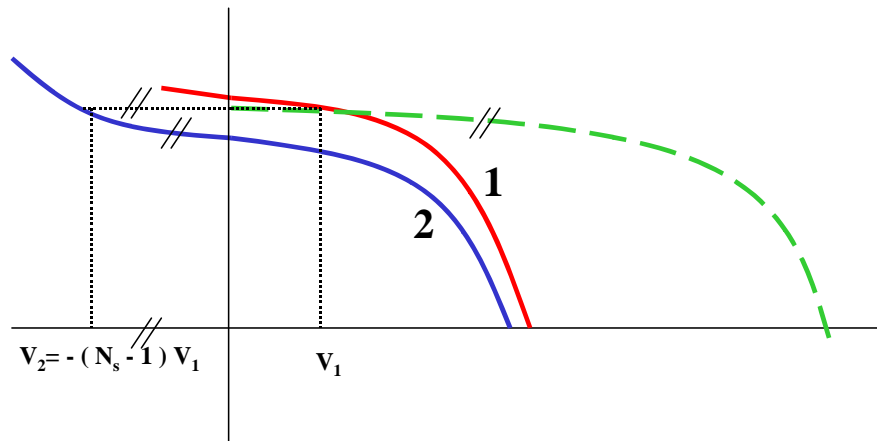


Figura 10. Ejemplo de la curva resultante (línea de trazo discontinuo) de un módulo con  $N_s$  células asociadas en serie ( $N_s - 1$  iguales y una célula de menor eficiencia).

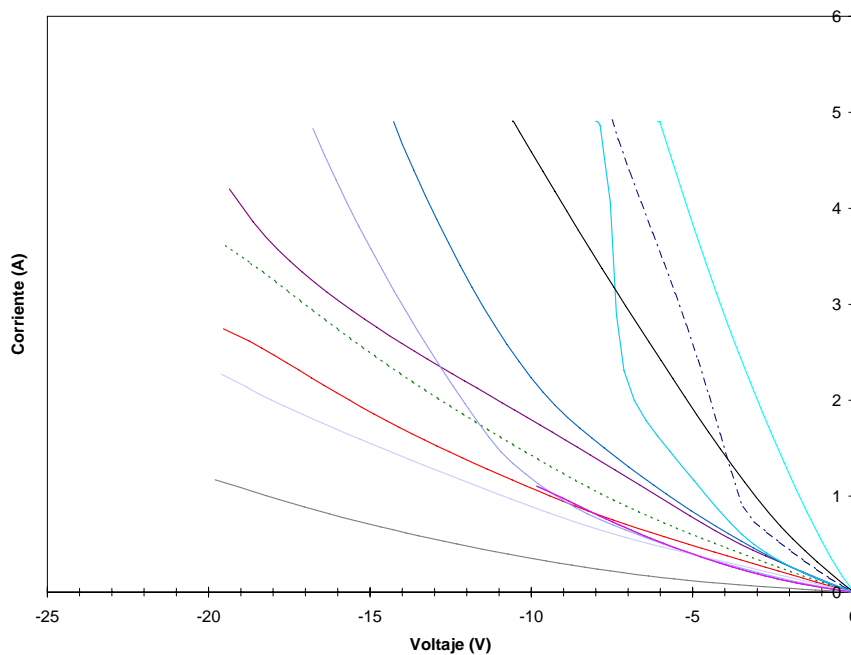


Figura 11. Curvas  $V-I$  en polarización inversa para células de Si-cristalino del mismo tipo.

Para evitar una disipación de potencia que pudiera elevar la temperatura hasta el punto de deteriorar la célula se recurre a la inserción de *diodos de paso* en paralelo en una rama de células conectadas en serie.

#### 4.2. Asociación de células solares no idénticas en paralelo

Para el caso de una asociación de células no iguales en paralelo, el razonamiento para obtener la curva resultante es equivalente al mostrado en el punto 4.1, sólo que en este caso se

sumarán las corrientes de las células individuales a voltajes iguales para obtener la curva global de la asociación en paralelo. En la práctica la dispersión en los voltajes de circuito abierto de los módulos es bastante pequeña, y no es muy probable que éstos trabajen a temperaturas tan significativamente diferentes como para producir un cambio grande en los valores de  $V_{oc}$ . La parte izquierda de la figura 12 muestra un ejemplo de la curva resultante al unir dos células diferentes en paralelo, señalando los puntos significativos de operación:

- 1) En el punto correspondiente a la corriente de cortocircuito de la curva global el voltaje es igual a cero, y por tanto la  $I_{sc}$  del generador ( $I_{scG}$ ) será igual a la suma de las corrientes de cortocircuito de las células individuales:  $I_{scG} = I_{scA} + I_{scB}$ .
- 2) En el punto 1, o para cualquier punto de la curva global situado entre  $I_{scG}$  y P el voltaje resultante es  $V_1$  y la corriente es la suma de las corrientes individuales:  $I_{G1} = I_{A1} + I_{B1}$ . Las dos células operan como generadores de corriente.
- 3) El punto P es el punto crítico que corresponde al voltaje de 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 en este punto ni genera ni disipa energía.
- 4) El punto 2 corresponde al circuito abierto de la curva global. Como la corriente ha de ser igual a cero entonces:

$$I_{G2} = I_{A2} + I_{B2} = 0 \quad \rightarrow \quad I_{A2} = -I_{B2}$$

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 parte derecha de la figura 12. En este caso la célula de menor eficiencia absorbería la corriente del resto de las células aumentando su temperatura. Para prevenir este efecto se recurre a la inserción de *diodos de bloqueo* en serie en cada una de las ramas en paralelo.

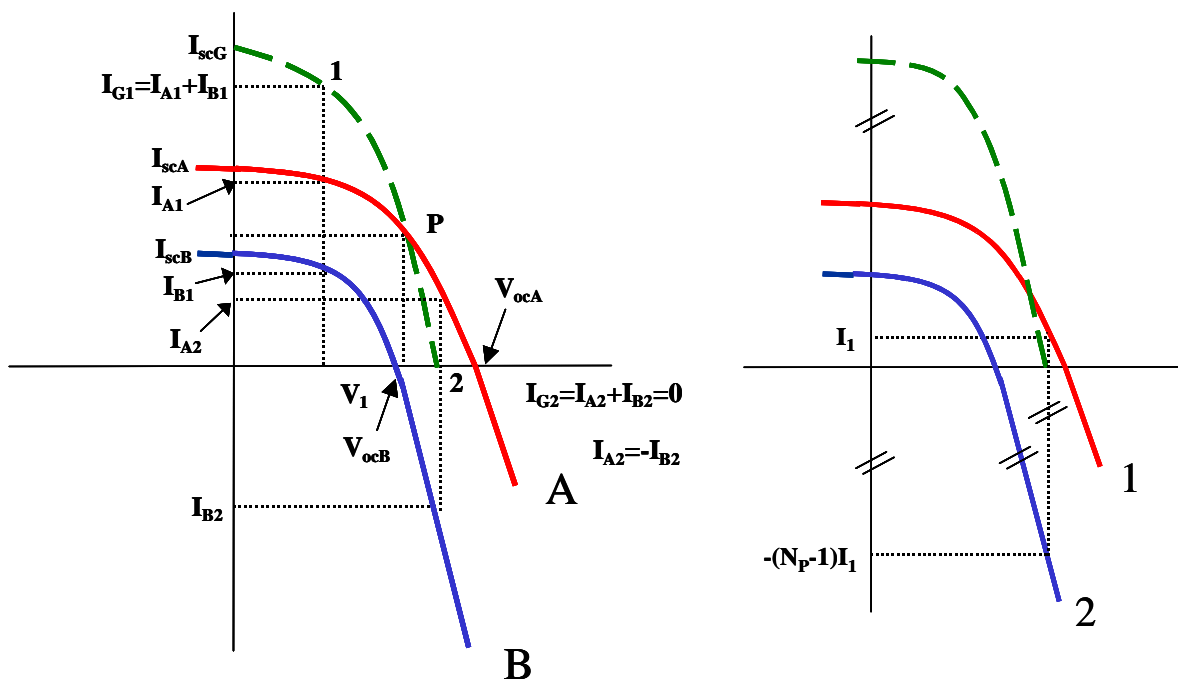


Figura 12. Curva resultante (línea de trazo discontinuo) de asociar dos células no iguales en paralelo (izquierda) y al asociar en paralelo  $N_p - 1$  células iguales y una célula de menor eficiencia.

## 5. Protecciones en los Generadores Fotovoltaicos. Diodos

### 5.1. Diodos de paso

Como se ha comentado anteriormente, 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 le 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 13 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 estas 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 una 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 lo tanto su temperatura.

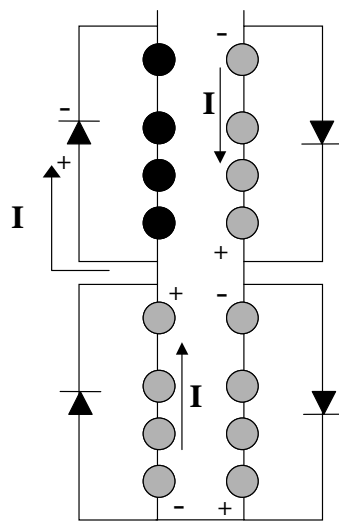


Figura 13. Esquema del modo de funcionamiento de un diodo de paso.

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 figuras 14 a-b para un módulo de 36 células conectadas en serie. La figura 14.a 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 14.b 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 temperatura.

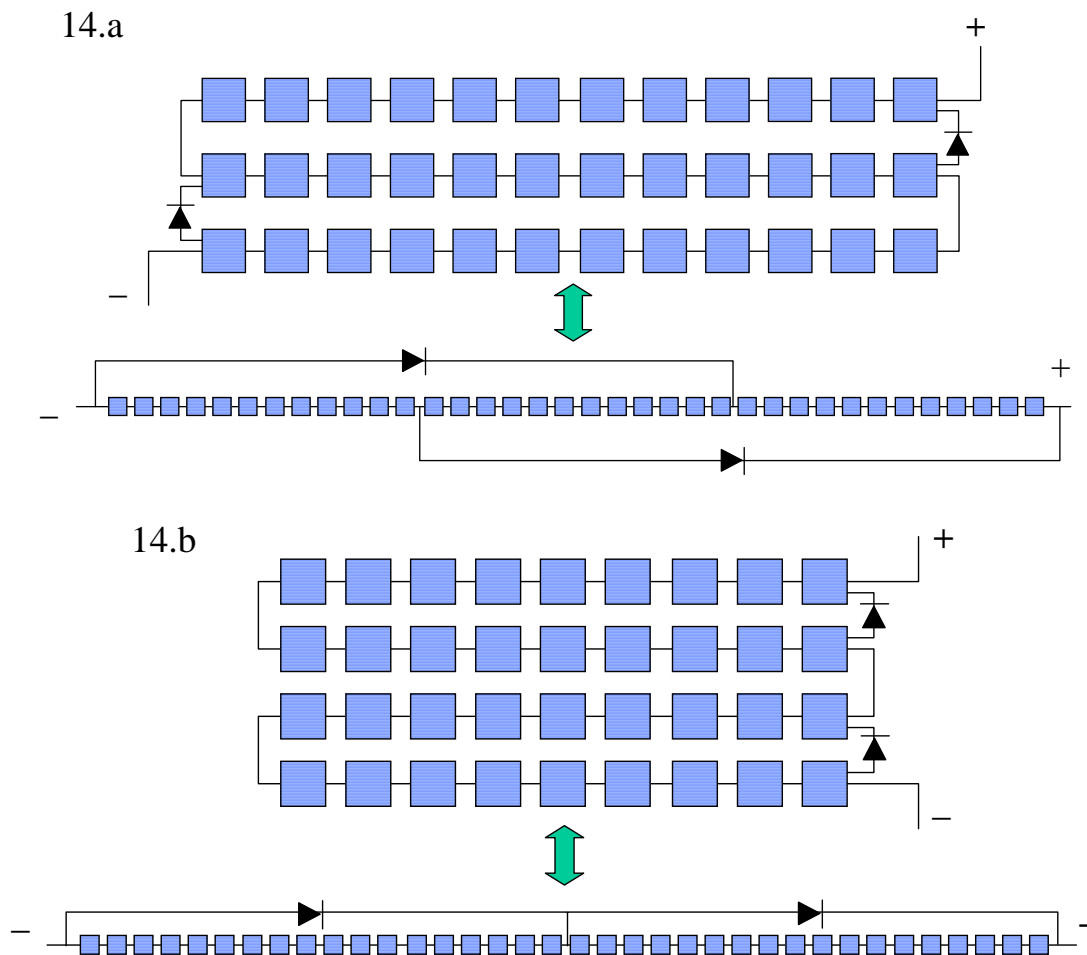


Figura 14 a-b. Ejemplo de dos esquemas típicos de conexionado de diodos de paso en un módulo FV de 36 células. En ambos casos se ha añadido un esquema del módulo con todas las células en línea para mayor comprensión.

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 poder soportar unos 6-14 A, lo que es un valor relativamente pequeño. Para el caso del voltaje también 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.

### 5.1.1 Ejemplo práctico del empleo de diodos de paso

Vamos a considerar un caso práctico para ilustrar el funcionamiento de los diodos de paso evitando disipaciones de potencia elevadas en el módulo parcialmente sombreado y reduciendo las pérdidas de potencia por sombras. Para ello nos imaginamos un sistema formado por 6 módulos en serie con valores nominales de  $I_{sc}=2.6$  A,  $V_{oc}=18$  V y  $P_{max}=30$  W. El sistema está conectado a una batería que trabaja a 72.5 V, la cual determinará la corriente del sistema a 2.4 A aproximadamente. Esto puede observarse en la figura 15, donde se ha representado la curva característica del módulo individual y del conjunto de los 6 módulos asociados en serie.

Supongamos ahora que uno de los módulos es severamente sombreado, modificándose su curva según se aprecia en la figura 16, y no utilizamos diodos de paso. La curva total del módulo es desplazada hacia abajo, cambiando su perfil y obteniéndose potencias menores. Como la batería sigue imponiendo el mismo voltaje de 72.5 V, la corriente del sistema será en este caso de 1 A aproximadamente, según se aprecia en la figura 16. En este caso, el módulo sombreado es forzado a trabajar a un voltaje negativo de unos 10V según se ve en la misma figura. La potencia neta disipada por el módulo sombreado será entonces de:

$$-10 \text{ V} \times 1 \text{ A} = -10 \text{ W}$$

que se disipará en forma de calor. Si tenemos en cuenta que el módulo produce unos 30 W de potencia pico, esta cantidad es bastante considerable.

Supongamos ahora que en el mismo módulo, con el mismo perfil de sombras, se ha instalado un diodo de paso con voltaje de -0.7V (figura 17). En este caso, para valores de corriente por debajo de la  $I_{sc}$  del módulo sombreado el resultado es el mismo que en el caso anterior. Sin embargo, por encima de la  $I_{sc}$  el módulo sombreado no puede operar por encima de -0.7V, que es el máximo voltaje negativo permitido por el diodo, y la curva resultante del conjunto no resulta tan perjudicada como en el caso anterior. Para corrientes por encima de la  $I_{sc}$  del módulo sombreado éste es completamente puenteado, y la curva global pertenece sólo a 5 módulos sin sombrear.

La batería sigue operando al mismo voltaje de 72.5V, pero en este caso la corriente del sistema es de unos 2 A aproximadamente. La pérdida de potencia en el módulo sombreado será entonces de:

$$2 \text{ A} \times -0.7 \text{ V} = -1.4 \text{ W}$$

bastante menor de los 10 W si no insertábamos el diodo. Esta es la potencia total disipada en el módulo y el diodo de paso. Podemos separar la potencia disipada en la célula sombreada y en el diodo de paso. Por el módulo solo pasará algo más que su  $I_{sc}$ , que es unos 0.9 A, por lo tanto la potencia disipada será:

$$-0.7 \text{ V} \times 0.9 \text{ A} = 0.54 \text{ W}$$

y la corriente a través del diodo será la diferencia entre la corriente del sistema y la del módulo sombreado, es decir,  $2 \text{ A} - 0.9 \text{ A} = 1.1 \text{ A}$ . Con un voltaje de 0.7 V a través del diodo, la pérdida de potencia en el diodo será de:

$$-0.7 \text{ V} \times 1.1 \text{ A} = 0.77 \text{ W}$$

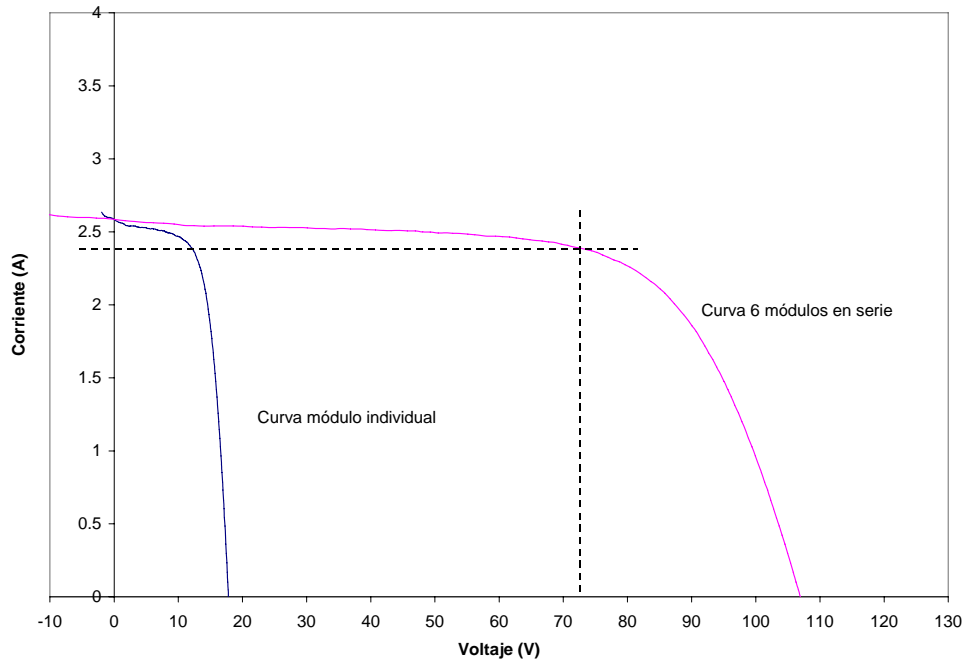


Figura 15. Curva del módulo individual y de 6 módulos asociados en serie.

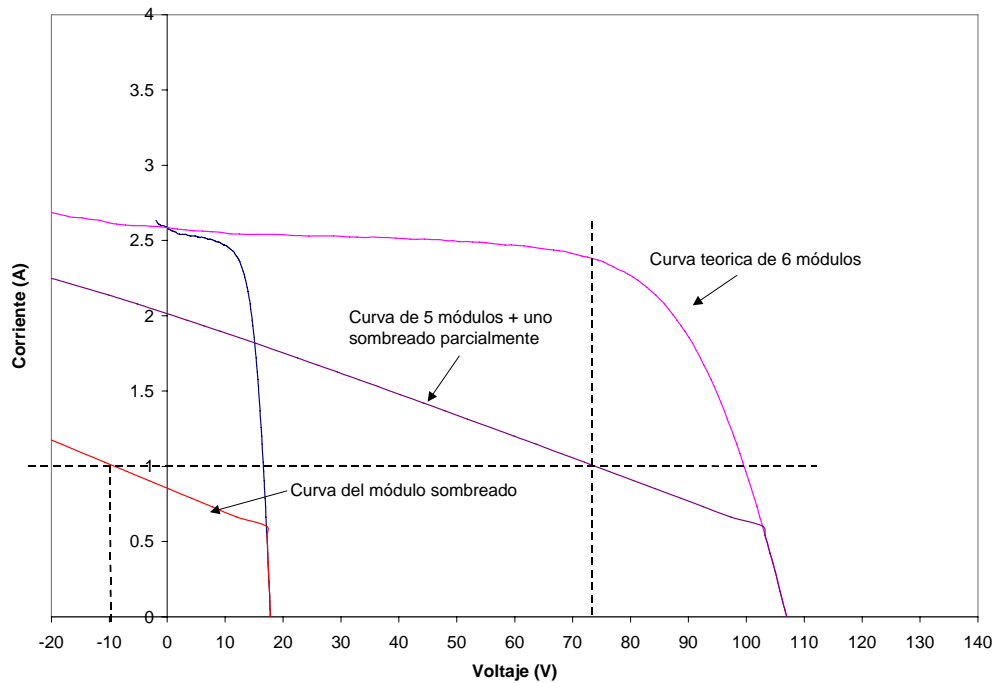


Figura 16. Curva resultante de asociar 5 módulos iguales sin sombreado y uno parcialmente sombreado. Se presentan también las curvas individuales del mudo correcto y el sombreado y la curva resultante teórica si todos fueran iguales.



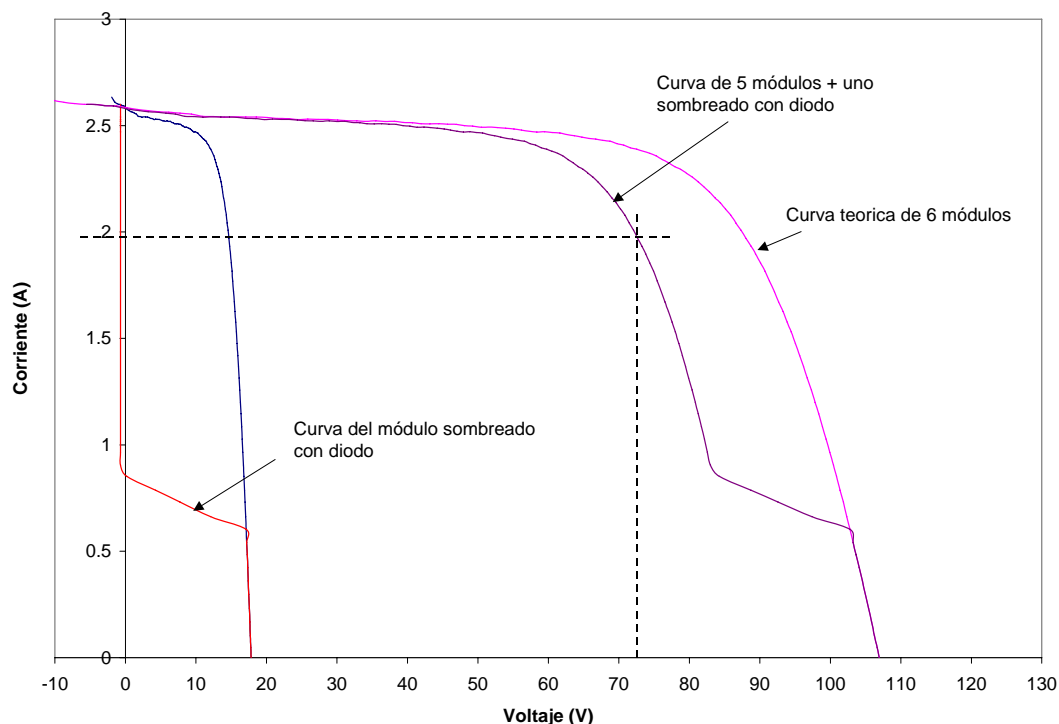


Figura 17. Caso similar al de la figura 15 pero con diodos de paso en cada módulo

### 5.1.2 Diodos de paso en campos de paneles fotovoltaicos

Cuando se trata de un campo de paneles fotovoltaico, 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 conectar primero 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 ello en caso de sombreado.

#### Grupos conectados en paralelo

En la figura 18 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 operarán a menor voltaje, moviendo el punto de operación en la curva V-I 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.

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.

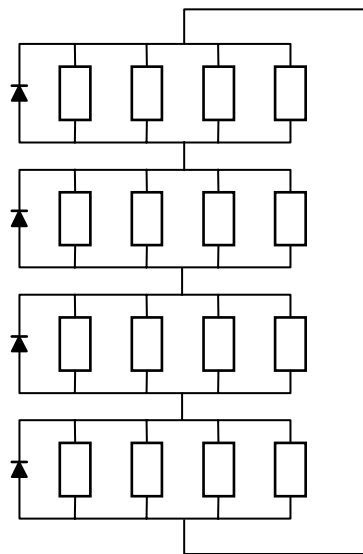


Figura 18. Diodos de paso en grupos conectados en paralelo. El diodo ha de ser capaz de soportar la corriente de todo el campo.

### Grupos conectados en serie

En el caso en 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. El ejemplo puede verse en la figura 19, aquí 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.

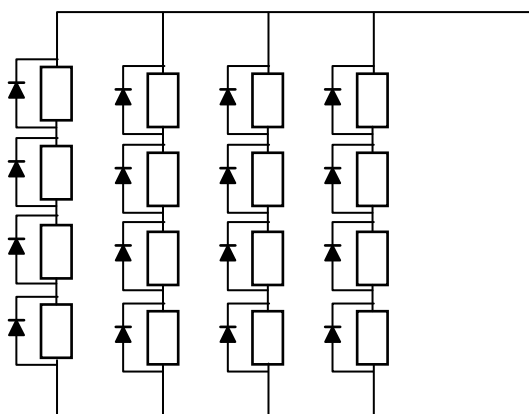


Figura 19. Diodos de paso en grupos conectados en serie

## 5.2. Diodos de bloqueo

Cualquier sistema fotovoltaico aislado deberá tener un sistema para controlar los flujos de corriente con el fin de prevenir las corrientes inversas desde la batería hasta el campo de paneles 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.

### 1. 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 emplean protecciones. Este efecto no sería muy pernicioso para el módulo, pero ocasionaría una pérdida preciosa de energía del banco de baterías.

La figura 20 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 de circuito abierto del generador y el punto de operación de la batería, y además de la forma de la curva de oscuridad del módulo. Para evitar estas 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 12 V, si bien en sistemas de 24V es menos importante, y ha de hacerse un estudio previo para saber que tipo de diodos y en que cantidad ha de llevar un sistema fotovoltaico.

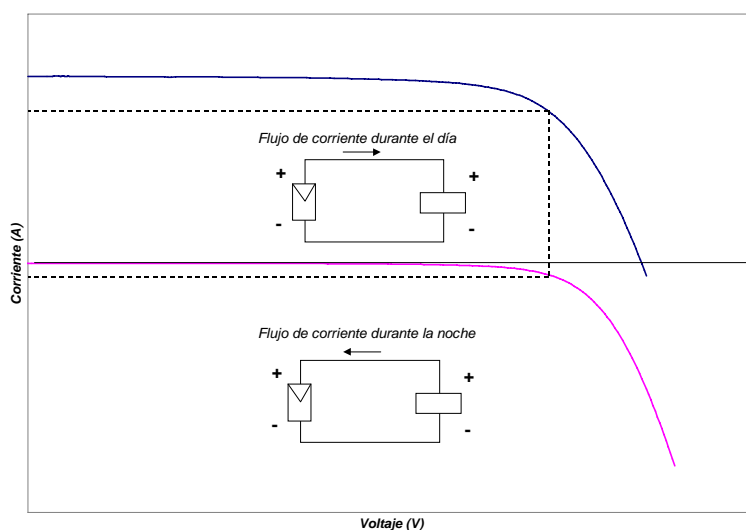


Figura 20. Curva de iluminación y de oscuridad de un generador fotovoltaico indicando los flujos de corriente durante el día y la noche.

## 2 Diodos de bloqueo para impedir flujos de corriente de ramas en 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 (véase figura 21). Normalmente en este tipo de configuraciones, como la que se muestra en la figura 19, los diodos de bloqueo se sitúan todos ellos en una caja de conexiones 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.

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  $V_{oc}$  del campo fotovoltaico.

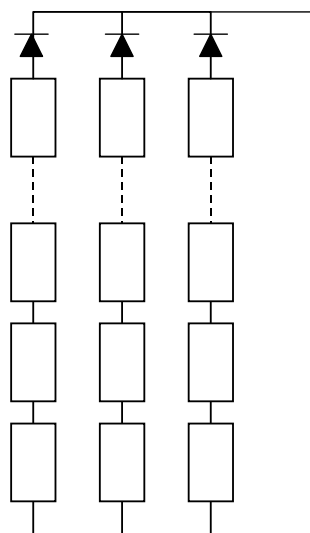


Figura 21. Ejemplo de un campo fotovoltaico con ramas en paralelo y diodos de bloqueo

### 5.3. Protecciones adicionales

El tema de las protecciones, sobre todo si tenemos en cuenta las centrales fotovoltaicas, es un tema sumamente amplio que se saldría del ámbito de este capítulo, por lo que solamente se van a mencionar de forma breve las protecciones adicionales a los diodos de paso y de bloqueo que debe tener un generador fotovoltaico.

## **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 los fusible proporcionan protección contra sobrecorrientes en caso de un cortocircuito del sistema o de una falla a tierra.

## **Conexión a 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.

## **6. Estructuras de soporte**

Son uno de los elementos auxiliares del generador fotovoltaico importantes. Han de proporcionar una buena resistencia a los agentes atmosféricos y disponer de una orientación e inclinación adecuadas para proporcionar el máximo de energía posible a lo largo de todo el año. Los materiales de que están construidas han de ser resistentes a la corrosión, empleándose comúnmente aluminio anodizado y acero galvanizado en caliente. Los módulos FV se fijan sobre ellas con tornillería de aluminio anodizado o acero inoxidable para evitar pares galvánicos y corrosiones. Además, debe garantizarse un buen aislamiento eléctrico.

En cuanto a la inclinación, en muchas instalaciones se optimiza el diseño para obtener los valores máximos de salida del campo fotovoltaico durante los peores meses del año, que es cuando la radiación es más débil y la producción de energía mucho menor. En nuestro país, este valor de inclinación oscila entre los 40° y los 60° respecto al suelo y orientados hacia el sur. Existen modelos de estructuras de soporte que cuentan con dos o tres posiciones, permitiendo al usuario variar la inclinación del generador según la estación, pero ésta no es la práctica más empleada, bien porque la estructura no es fácilmente accesible o porque el usuario prefiere realizar el mínimo número de operaciones posible.

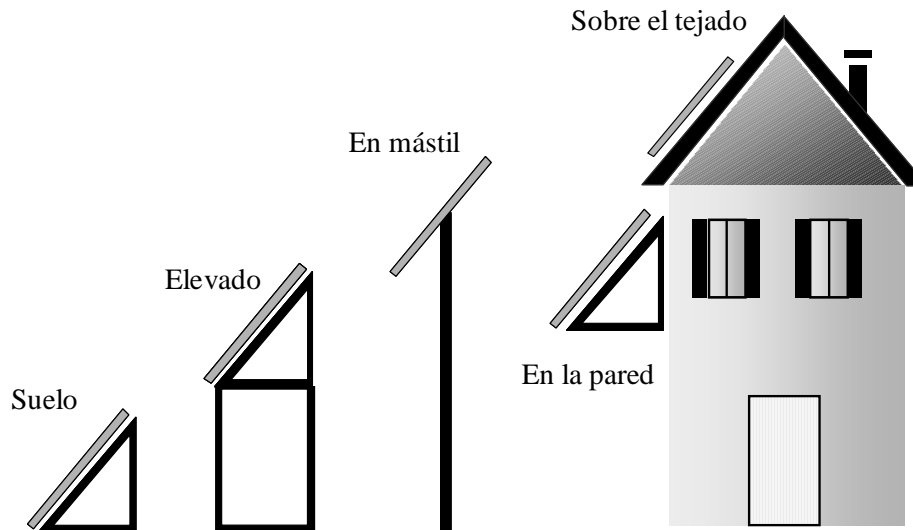


Figura 22. Distintos tipos de colocaciones de los módulos fotovoltaicos

La colocación de los paneles fotovoltaicos depende del número de módulos, el espacio disponible, la posible integración en elementos ya construidos, etc., pero podemos comentar de forma general las siguientes posibilidades (figura 22):

- Suelo. Es la forma más usual y presenta las ventajas de accesibilidad, facilidad de montaje y área opuesta al viento, aunque es susceptible de quedar enterrada o ser objeto de rotura por animales o personas.
- Poste. Usual en instalaciones de pequeña dimensión, como farolas o equipos de comunicaciones.
- Pared. Presenta la ventaja de que no requiere un espacio adicional, sin embargo puede presentar los inconvenientes de no tener una orientación adecuada o estar sometida a sombras parciales.
- Tejado. Es una de las más usuales, ya que no requiere ni espacio ni estructuras adicionales, pero al igual que en el caso anterior puede resultar más difícil encontrar la orientación adecuada y es frecuente la aparición de sombras parciales.

Para instalaciones de mayor tamaño, en las que el generador fotovoltaico está constituido por diversos grupos, se requieren instalaciones más robustas cimentadas adecuadamente. Además en estos casos hay que poner especial cuidado en que una hilera de módulos no sombree a la otra inmediatamente posterior, teniendo en cuenta las primeras y últimas horas del día en que la sombra proyectada es más alargada, y las diferentes trayectorias del sol a lo largo del año.

Según el documento editado por el IDAE sobre las condiciones técnicas para instalaciones conectadas a red [3] la distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre una filas de módulos obstáculo, de altura  $h$ , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol entorno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia  $d$  será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h/\operatorname{tg}(61^\circ - \text{latitud}) \quad \text{donde}$$

$1/\operatorname{tg}(61^\circ - \text{latitud})$  es un coeficiente adimensional denominado  $k$ .

Algunos valores significativos de  $k$  se incluyen en el mencionado documento, y pueden observarse en la tabla II.

Latitud	29	37	39	41	43	45
K	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Tabla II. Valores del coeficiente  $k$  en función de la latitud.

La figura 23 esquematiza lo que correspondería a la altura  $h$  y distancia  $d$  para distintos tipos de obstáculos o superficies.

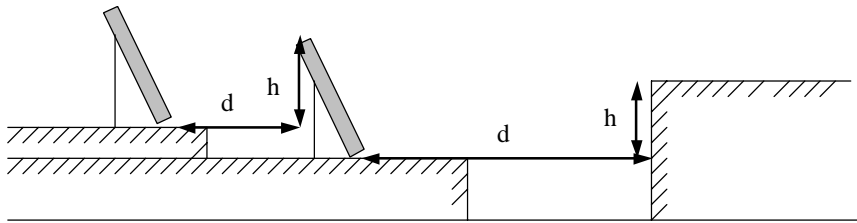


Figura 23. Separación entre filas de módulos ( $d$ ) o entre módulos y obstáculos de altura  $h$  que puedan causar sombras al sistema.

En la figura 24 se muestran algunos ejemplos de diversas estructuras de soporte disponibles comercialmente para la colocación de módulos en poste y en el suelo (ofertadas por la empresa Southwest PV Systems, INC),



Figura 24. Algunos ejemplos de estructuras de soporte comerciales (empresa Southwest Photovoltaics Systems, Inc)

### **Sistemas con seguimiento**

Estos sistemas son sistemas móviles que siguen la trayectoria del sol en uno o dos ejes, y se plantearon para aprovechar al máximo la radiación solar incidente. Las técnicas empleadas se basan en el desplazamiento de un fotosensor que busca cada cierto tiempo la mejor orientación, donde la corriente producida es mayor, o en sistemas de coordenadas calculadas, donde la posición del campo fotovoltaico a lo largo del día está previamente calculada y almacenada.

En este caso la distancia entre filas consecutivas de hileras de paneles fotovoltaicos habrá de incrementarse de acuerdo con la máxima altura que alcancen los paneles a lo largo del día. Lo que implica una mayor superficie. Si bien estos sistemas ofrecen un mayor rendimiento energético, tienen la desventaja de su elevado precio, por lo que deberá estudiarse para cada localización concreta la relación beneficio-coste de este tipo de estructuras.

Como ejemplo se muestra en la figura 25 una fotografía de uno de los seguidores de la central fotovoltaica Montes del Cierzo en Tudela.





Figura 25. Seguidor de la zona distribuida de la planta fotovoltaica Montes del Cierzo en Tudela.

## 7. Bibliografía

- S.R. Wenham, M. A. Green, M. E. Watt. *Applied Photovoltaics*. Centre for Photovoltaic Devices and Systems.
- F. Lasnier, T. Gan Ang. *Photovoltaic Engineering Handbook*. Adam Hilger, Bristol and New York.
- *Stand Alone Photovoltaic Systems: A Handbook of Recommended Design Practices*. Sandia National Laboratories.
- *Photovoltaic in Buildings. A design Handbook for Architects and Engineers*. International Energy Agency, Task 16.
- E. Lorenzo. *Electricidad Solar. Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos*. Instituto de Energía Solar. Artes Gráficas Gala S.L. 1994.

## REFERENCIAS

- [1] Norma Europea EN 61215, 1995. Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules. Design qualification and type approval. 1995 (Equivalente a la CEI 1215:1993, y a la norma Española UNE-EN 61215 de 1997).
- [2] European Solar Test Installation, Ispra. Specification N. 503. Qualification test procedures for crystalline silicon photovoltaic modules. 1991.
- [3] Pliego de condiciones técnicas para instalaciones conectadas a la red. PCT-C. IDAE Febrero 2002.