

---

---

**GUIA TÉCNICA DE APLICACIÓN PARA  
INSTALACIONES DE ENERGÍAS  
RENOVABLES  
INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS**

---

---



**GOBIERNO DE CANARIAS**

**CONSEJERIA DE INDUSTRIA, COMERCIO  
Y NUEVAS TECNOLOGÍAS**

**VICECONSEJERIA DE INDUSTRIA  
Y NUEVAS TECNOLOGÍAS**

**DIRECCION GENERAL DE INDUSTRIA Y ENERGÍA**





## INDICE

1. DESARROLLO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. _____	4
1.1. PREÁMBULO. _____	4
1.2. SITUACIÓN ACTUAL EN ESPAÑA. _____	4
2. COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA. _____	5
2.1. CÉLULAS Y PANELES FOTOVOLTAICOS. _____	5
2.1.1 Funcionamiento _____	5
2.1.2 Rendimiento. _____	8
2.1.3 Tipos _____	9
2.1.4 Parámetros de una célula solar _____	9
2.1.5 Proceso de fabricación de las células monocristalinas _____	10
2.1.6 El módulo fotovoltaico _____	12
2.2. ACUMULADORES. _____	14
2.2.1 Conceptos Generales _____	14
2.2.2 Carga del acumulador _____	15
2.2.3 Dimensionado _____	16
2.2.4 Acumuladores de gel _____	17
2.2.4 Acumuladores de níquel-cadmio _____	18
2.3. REGULADORES DE CARGA. _____	20
2.3.1 Conceptos generales _____	20
2.3.2 Regulador shunt _____	21
2.3.3 Regulador serie _____	22
2.3.4 Módulos fotovoltaicos autorregulados _____	23
2.4. OTROS EQUIPOS PARA USO EN LA INSTALACIÓN. _____	24
2.4.1 Sistemas de medida y control _____	24
2.4.2 Desconectores _____	25
2.4.3 Interruptores horarios _____	26
2.4.4 Temporizadores _____	26
2.4.5 Convertidores continua-continua _____	27
2.4.6 Convertidores de acoplamiento _____	29
2.4.7 Convertidores continua-alterna _____	31
2.5. ESTRUCTURAS SOPORTE PARA PANELES FOTOVOLTAICOS. _____	33
2.5.1 Conceptos generales _____	33
2.5.2 Tipos de estructura _____	35
2.5.3 Sombras entre filas de módulos fotovoltaicos _____	36



2.5.4 Efectos de los agentes atmosféricos	39
3. CÁLCULO DE INSTALACIONES.	40
3.1. INTERPRETACIÓN DE LAS TABLAS DE RADIACIÓN.	40
3.2. CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. FACTOR DE SEGURIDAD.	46
3.3. CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DE ACUMULACIÓN.	48
3.4. CÁLCULO DEL REGULADOR.	50
4. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA.	51
4.1. CONCEPTOS GENERALES.	51
4.2. DESCRIPCIÓN DE UN SISTEMA CONECTADO A RED.	53
5. RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LAS INSTALACIONES.	61
5.1. VENTA DE LA ENERGÍA PRODUCIDA EN INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED.	61
5.1.1 Instalaciones aisladas	63
5.1.2. Instalaciones conectadas a la red con potencia inferior a 5 kWp	64
5.1.3. Instalación conectada a la red de potencia superior a 5 kWp	66
5.1.4 Gastos fiscales y de mantenimiento de la instalación	68
6. CLASIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR FV.	73
6.1. CLASIFICACIÓN POR APLICACIÓN.	73
6.2. CLASIFICACIÓN SEGÚN SU UTILIZACIÓN.	74
7. EJEMPLOS DE CÁLCULO DE INSTALACIONES.	74
7.1. ELECTRIFICACIÓN DE UNA VIVIENDA RURAL.	74
7.2. BOMBEO DE AGUA.	76
7.3. ILUMINACIÓN DE UN PARQUE PÚBLICO.	79
8. LEGISLACIÓN APLICABLE EN EL ESTADO ESPAÑOL.	81
8.1. NORMATIVA DE CARÁCTER GENERAL.	81
8.2. NORMATIVA DE CARÁCTER ESPECÍFICO.	82
8.3. COMENTARIOS AL R.D. 2818/1998, DE 23 DE DICIEMBRE.	83
8.3.1. Introducción	83
8.3.2. Objetivos y ámbito del Real Decreto en lo relativo a la energía solar fotovoltaica.	83
8.3.3. Competencias	84
8.3.4. Procedimiento de presentación de solicitudes	84
8.3.5. Registro Administrativo	85
8.3.6. Condiciones de entrega de la energía eléctrica	87
8.3.7. Criterios	88
8.3.8. Régimen económico	89
8.4. COMENTARIOS AL R.D. 1663/2000, DE 29 DE SEPTIEMBRE.	90
8.5. COMENTARIOS A LA NORMATIVA TERRITORIAL EN LA COMUNIDAD AUTÓNOMA DE CANARIAS.	92
8.5.1. Decreto 196/2000, de 16 de octubre	92



8.5.2. Orden de 27 de mayo de 2002 .....	92
9. LEGALIZACIÓN DE UNA INSTALACIÓN EN LA COMUNIDAD AUTÓNOMA DE CANARIAS. ____	96
9.1. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA. ....	96
9.2. INCLUSIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL RÉGIMEN ESPECIAL. ....	99
9.3. PUESTA EN MARCHA E INSCRIPCIÓN DEFINITIVA EN EL REGISTRO. ....	100
9.4. CONDICIONES DE ENTREGA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA. ....	101
9.4.1. Punto de conexión a red .....	101
9.4.2. Contrato con Unelco-Endesa .....	102
9.4.3. Condiciones técnicas de conexión a la red .....	102
10. EMPRESAS DEL SECTOR FOTOVOLTAICO. ....	106



---

## **1. DESARROLLO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.**

---

### **1.1. PREÁMBULO.**

La energía solar eléctrica, o fotovoltaica, es una energía limpia y renovable, de fácil instalación y mantenimiento.

Aunque la energía solar fotovoltaica sólo representa el 0,001% del suministro de energía eléctrica que satisface las necesidades de consumo en todo el mundo, se prevé un rápido y significativo crecimiento de su implantación, basado en el actual desarrollo de la tecnología y el compromiso medioambiental de los países más desarrollados. El sector fotovoltaico se sustenta en una tecnología de vanguardia y una industria puntera que en los últimos años está teniendo un crecimiento anual medio superior al 30%.

En el medio plazo, se estima que habrá una reducción importante de costes debido a una mejora de la eficiencia de las tecnologías actuales, a la optimización de los procesos de fabricación, a la aplicación de economías de escala y al desarrollo de nuevas tecnologías. En el año 2010 se prevé que los costes serán menores en un 30% para instalaciones aisladas y un 40% en instalaciones conectadas a la red.

Aunque tradicionalmente el uso de la energía solar fotovoltaica ha sido en aplicaciones aisladas de la red eléctrica, desde hace unos años la incorporación de esta tecnología al entorno urbano está facilitando su difusión y desarrollo. Es necesario tener en cuenta que la generación eléctrica fotovoltaica es la única que puede producir, a partir de una fuente renovable, electricidad allí donde se consume.

### **1.2. SITUACIÓN ACTUAL EN ESPAÑA.**

Tanto la producción industrial como la investigación relacionada con la generación eléctrica fotovoltaica que se desarrolla en España ocupan un destacado lugar en el panorama mundial.

España hoy es el primer país europeo productor de células y paneles fotovoltaicos, con más del 10% de la producción mundial, contando con tres fabricantes: ATERSA, BP SOLAR e ISOFOTÓN.



La producción de paneles fotovoltaicos en España dispone de las más avanzadas tecnologías y los fabricantes españoles tienen instalaciones y procesos productivos que sitúan a nuestro país en el tercer puesto a escala mundial, después de Estados Unidos y Japón.

Para conseguir unas elevadas prestaciones en todo el sistema industrial fotovoltaico es necesaria una intensa y continuada actividad de IED, tanto en las propias industrias como en los centros de investigación.

La industria fotovoltaica está concentrando su actividad de IED en:

- El desarrollo de paneles fotovoltaicos con mayores niveles de eficiencia y menor coste de fabricación.
- La mejora de la eficiencia de los dispositivos de electrónica de potencia, de transformación y las protecciones.

Por otro lado, existen en España más de 25 centros de IED dedicados a la investigación en este campo. En el último Congreso Mundial Fotovoltaico de Viena (1998), después de los alemanes, estadounidenses y japoneses, los tecnólogos españoles fueron los que mayor número de ponencias presentaron.

Estos datos contrastan con el actual nivel de implantación de la Energía Solar Fotovoltaica en España, pues la potencia instalada en toda España hasta el año 2000 es poco más de 12 MWp (aproximadamente 2,8 MWp pertenecen a instalaciones conectadas a red y el resto a instalaciones aisladas), cuando en países como Alemania la potencia instalada es de cinco veces más elevada.

La industria fotovoltaica española proporciona empleo directo a más de 1.200 personas. De las cuales 700 tienen sus puestos de trabajo en procesos de fabricación (un 15% corresponden a titulados superiores) y 500 en las fases de comercialización y desarrollo de proyectos. A su vez, proporciona empleo indirecto a más de 5.000 personas.

---

## **2. COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.**

---

### **2.1. CÉLULAS Y PANELES FOTOVOLTAICOS.**

#### **2.1.1 Funcionamiento**

Las células fotoeléctricas son dispositivos basados en la acción de radiaciones luminosas sobre ciertos materiales, normalmente metales. El efecto de esas radiaciones puede ser de tres tipos:

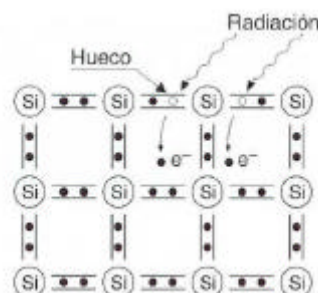
- Efecto fotoemisivo o fotoexterno: Provoca un arranque de electrones con liberación de los mismos.
- Efecto fotoconductor o fotointerno: Modifica la conductividad eléctrica del material.
- Efecto fotovoltaico: Crea una fuerza electromotriz en el material.

Precisamente en este último apartado es donde se integran las células fotovoltaicas, que generan un paso de corriente proporcional al flujo luminoso que reciben. Los materiales usados para las células fotovoltaicas son los semiconductores, ya que la energía que liga a los electrones de valencia con su núcleo es similar a la energía de los fotones que constituyen la luz solar. Al incidir ésta sobre semiconductor (normalmente silicio), sus fotones suministran la cantidad de energía necesaria a los electrones de valencia como para que se rompan los enlaces y queden libres para circular por el semiconductor.

Al lugar dejado por la ausencia del electrón liberado se le llama *hueco*, y dispone de carga eléctrica positiva. Estos huecos también se desplazan, ya que el electrón liberado es susceptible de caer en un hueco próximo, produciendo entonces un movimiento de estos huecos. Al hecho de que los electrones ocupen los huecos de otros electrones se le denomina *recombinación*.

Estos electrones libres y estos huecos creados en los puntos donde hay luz, tienden a difundirse hacia las zonas oscuras, con lo cual pierden su actividad. Sin embargo, al moverse ambas partículas en el mismo sentido, no producen corriente eléctrica, y antes o después se recombinan restableciendo el enlace roto. No obstante, si en algún lugar próximo a la región donde estas parejas de electrones y huecos han sido creados se formara un campo eléctrico en el interior del semiconductor, este campo separaría a los electrones de los huecos, haciendo que cada uno circule en dirección opuesta y, por consiguiente, dando lugar a una corriente eléctrica en el sentido del citado campo eléctrico.

Existen varias formas de crear un campo eléctrico de este tipo en el interior del semiconductor, pero todas ellas están basadas en el concepto de potencial de contacto y la afinidad que diferentes sólidos tienen por los electrones.





En las células solares convencionales este campo eléctrico se consigue mediante la unión de dos regiones de un cristal de silicio que han sido tratadas químicamente de modo diverso.

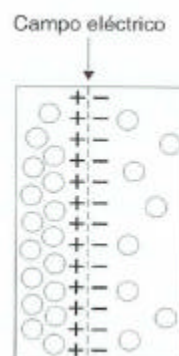
Una de las dos regiones, la denominada *n*, ha sido *dopada* (impurificada) con fósforo. El fósforo tiene cinco electrones de valencia, uno más que el silicio, de manera que la región dopada con fósforo muestra una afinidad por los electrones menor que el silicio puro.

La otra región, denominada *p*, ha sido dopada con boro. El boro tiene sólo tres electrones de valencia, uno menos que el silicio, y por ello el silicio dopado con boro tiene una afinidad por los electrones superior al silicio puro. De esta manera, la unión *p-n* así formada presenta una diferencia de potencial  $V_e$  que hace que los electrones tengan menos energía en la zona *n* que en la zona *p*. Consecuentemente, un campo eléctrico dirigido de la zona *n* hacia la *p* tiende a enviar los electrones hacia la zona *n* y los huecos hacia la zona *p*.

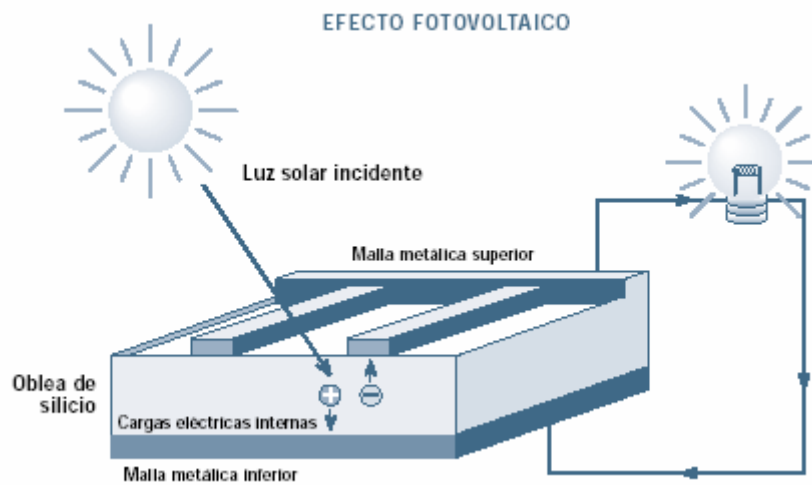
La constitución de una célula de silicio convencional parte de una barra cristalina de silicio dopado con boro, que se corta en discos de un espesor 0.3 mm. Una de sus caras se dopa fuertemente con fósforo, mediante difusión a alta temperatura en una atmósfera gaseosa rica en el mismo, de forma que este elemento penetre en el silicio más concentrado que el boro que éste contenía, hasta una profundidad aproximada de 0.3 micras. Encima de esta capa se deposita una rejilla metálica conductora, y en la parte posterior una capa continua. Ambas sirven para facilitar la toma de contactos eléctricos con las dos regiones.

Cuando inciden fotones sobre la capa superior de la célula, algunos enlaces se rompen, generándose entonces pares *electrón-hueco*.

Si esta generación se produce a una distancia de la unión menor que lo que se denomina *longitud de difusión*, antes o después estos portadores serán separados por el fuerte campo eléctrico que existe en la unión, moviéndose el electrón hacia la zona *n* y el hueco hacia la *p* y dando lugar, por consiguiente, a una corriente desde la zona *n* a la zona *p*.



Teniendo en cuenta lo anterior, para obtener un buen rendimiento en células solares, éstas deben estar constituidas por un material en el que la energía del enlace de sus electrones de valencia no sea ni muy baja, ya que se perdería buena parte de la energía del fotón, ni muy alta, pues entonces sólo los fotones más energéticos del espectro solar podrían romper los enlaces. El silicio, con 1.1 eV, es el material más usado. El arseniuro de galio, con 1.4 eV, tiene teóricamente mejores características pero es más caro. El sulfuro de cobre, con 1.2 eV, es un material prometedor.



### 2.1.2 Rendimiento.

El rendimiento se define como el cociente entre la potencia eléctrica máxima que puede suministrar una célula fotovoltaica y la potencia luminosa que incide sobre su superficie.

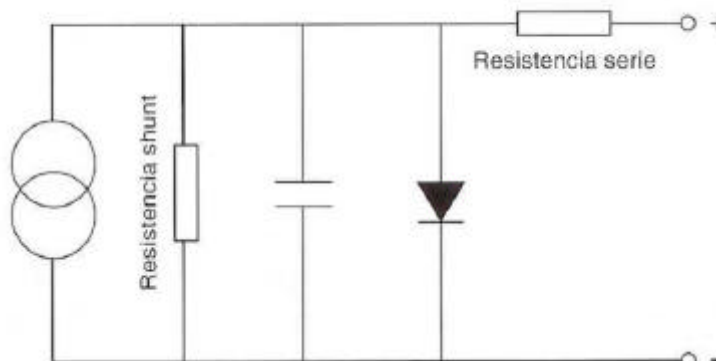
El rendimiento obtenido en laboratorio sobre células de silicio monocristalino es del 22% - 24%, pero una vez que se pasa a su fabricación masiva éste baja a un valor aproximado del 15%, lo que quiere decir que, de cada 100 vatios que recibimos del Sol, tan sólo 15 se aprovechan para nuestro uso.

El hecho de este rendimiento tan bajo se debe fundamentalmente a los siguientes factores:

- a) Energía insuficiente de los fotones incidentes.
- b) Pérdidas por recombinación.
- c) Pérdidas por reflexión.
- d) Pérdidas por los contactos eléctricos.
- e) Pérdidas por resistencia serie.

### 2.1.3 Tipos

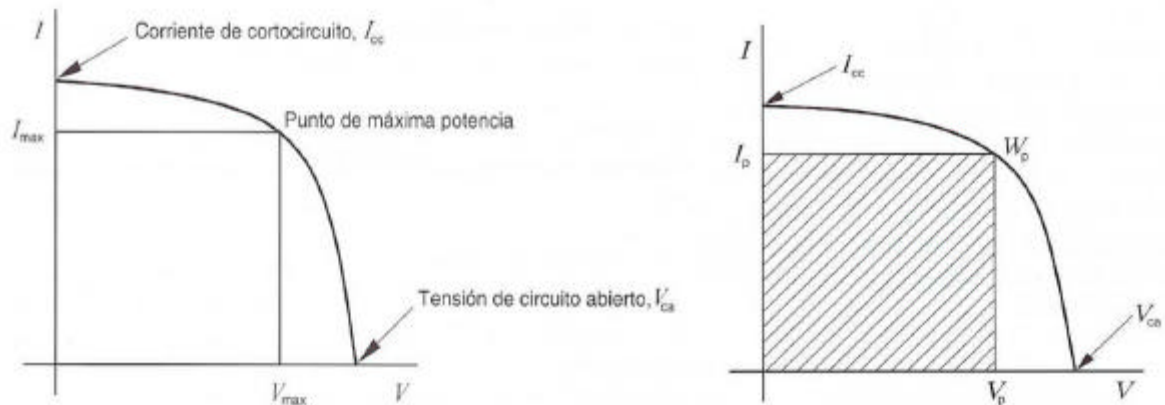
- a) Células de arseniuro de galio.  
Rendimiento cercano al 27% - 28%, tecnología poco avanzada y costes elevados.
- b) Células de sulfuro de cadmio y sulfuro de azufre.  
Bajos rendimientos. Posible alternativa de bajo coste en el futuro.
- c) Células bifaciales.  
Células activas en sus dos caras. Rendimiento cercano al 30% pero muy caras y complejidad en la instalación.
- d) Células de silicio amorfo.  
Posee la ventaja de que su espesor llega a ser 50 veces más fino que el equivalente en células de silicio monocristalino. Eficiencia en torno al 9%, pudiendo aumentar en las versiones multicapa. Costes muy económicos.
- e) Células de silicio policristalino.  
Rendimiento de hasta el 14%. Posibilidad de producirlas directamente en forma cuadrada, por lo que no es necesario el posterior mecanizado.
- f) Células de silicio monocristalino.  
Son las más empleadas en la actualidad. No olvidemos que el silicio es el material más abundante en la Tierra después del oxígeno.



### 2.1.4 Parámetros de una célula solar

- Intensidad de cortocircuito ( $I_{cc}$ ): Es aquella que se produce a tensión cero.
- Tensión de circuito abierto ( $C_{ca}$ ): Representa la tensión máxima que puede dar una célula.

- Potencia pico ( $W_p$ ): Es la potencia eléctrica máxima que puede suministrar una célula.
- Factor de forma (FF): Nos da la calidad de la célula.  $FF = (I_p \cdot V_p) / (I_{cc} \cdot W_{cc})$
- Rendimiento ( $\eta$ ): Cociente entre la potencia pico y la potencia de radiación incidente.



### 2.1.5 Proceso de fabricación de las células monocristalinas

Se distinguen dos pasos: Elaboración y purificación del silicio y la propia fabricación de la célula.

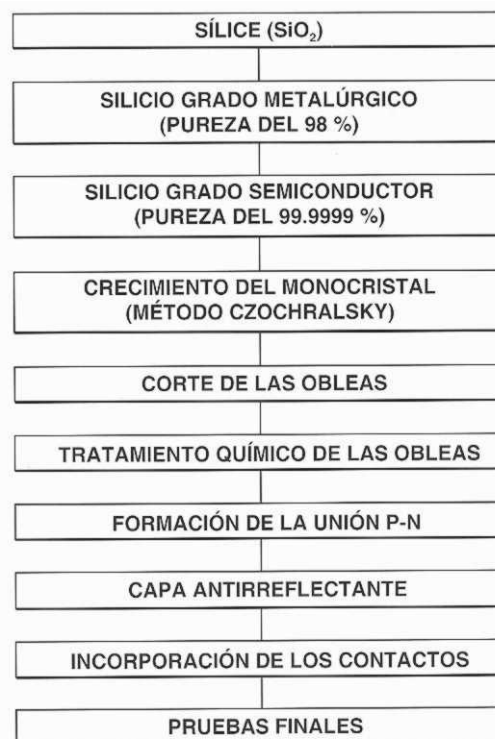
El silicio se obtiene principalmente de la sílice (óxido de silicio), de la que, por el método de reducción, se extrae el silicio llamado de grado metalúrgico, que dispone de una pureza del 98%, que al no ser suficiente ha de volver a purificarse hasta llegar a un grado de 99'9999%, obteniéndose el silicio de grado electrónico.

Una vez obtenido el material adecuado por su pureza, comienza propiamente el proceso de fabricación, que consiste en introducir el silicio al 99'9999 % en un crisol junto con impurezas de boro, para formar una masa fundida, llevando el conjunto a una temperatura de 1400°C aproximadamente. Una vez que todo el material se encuentra en estado líquido, se dispone de una varilla cuyo extremo tiene un germen de silicio que, al ponerse en contacto con la masa, da comienzo al proceso de solidificación del material. Esta varilla tiene un movimiento rotativo y lentamente ascendente, de tal forma que va solidificando un tocho metálico de un diámetro que corresponde a la velocidad de ascenso y giro que se ha imprimido a la varilla. Ésta es la razón por la cual la mayoría de las células solares tienen forma circular. En el caso de querer hacerlas cuadradas, tendríamos que cortar los cuatro trozos laterales hasta dejar el cuadrado inscrito en dicho círculo.



Una vez que se dispone del tocho de silicio monocristalino, se trocea en finas obleas que posteriormente se convertirán en células solares. El corte se realiza mediante sierras extremadamente precisas, obteniendo obleas de un espesor orden de 0'3 milímetros. En esta etapa se llega a desperdiciar en polvo hasta un 40 % del material, que puede ser nuevamente reciclado aunque con evidentes pérdidas económicas para el producto final.

La siguiente fase consiste en restablecer los efectos perniciosos que se han producido por el efecto del corte. Esto se realiza introduciendo las obleas en baños químicos que restauran la capa superficial dañada, preparándola para posteriores pasos.



Los lingotes producidos por el método descrito anteriormente, denominado método Czochralsky, suelen tener una longitud de un metro, y diámetros comprendidos entre 20 mm y 200 mm. El tiempo invertido en la producción de uno de estos lingotes s puede llegar a ser de 8 horas.

Disponemos hasta ahora de una fina superficie de silicio dopado con una pequeña cantidad de boro. El siguiente proceso consiste en la propia creación de la célula, mejor dicho, de la unión *p-n* que formará la célula solar tal y cómo la podemos observar en la realidad. Para ello, se la introduce en hornos especiales a una temperatura entre 800°C y 1000°C durante un tiempo prefijado, y en una atmósfera que se encuentra cargada de átomos de fósforo y que se va difundiendo sobre la cara de la



oblea que se quiere dopar con material  $n$ . La profundidad que alcanza la penetración de fósforo está en función de la temperatura del horno y de la duración del proceso. De esta forma, disponemos de una unión  $p-n$  creada en el interior de la oblea, que será capaz de producir corriente eléctrica al incidir radiación.

Después de los procesos descritos anteriormente, la célula presenta una superficie que rechaza aproximadamente el 33 % de la radiación que pueda llegarle, dado su aspecto metálico. Por este motivo se procede a la aplicación de una capa antirreflectante que disminuya el valor rechazado a tan sólo un 10 % - 12 %, aumentando de esta manera la eficiencia de la célula.

Para poder hacer útil la energía que proporciona la célula solar una vez que se ilumina, se la debe proveer de contactos eléctricos capaces de recolectar los electrones que se liberan por acción de los fotones que contiene la luz. El diseño del dibujo sobre la superficie de la célula es muy importante, ya que cuantos más contactos se pongan, mayor cantidad de electrones serán capturados pero, en contrapartida, menor iluminación llegará a la superficie activa, debido a que estos contactos no son transparentes. Por tanto, se debe llegar a un compromiso entre las dos exigencias.

#### **2.1.6 El módulo fotovoltaico**

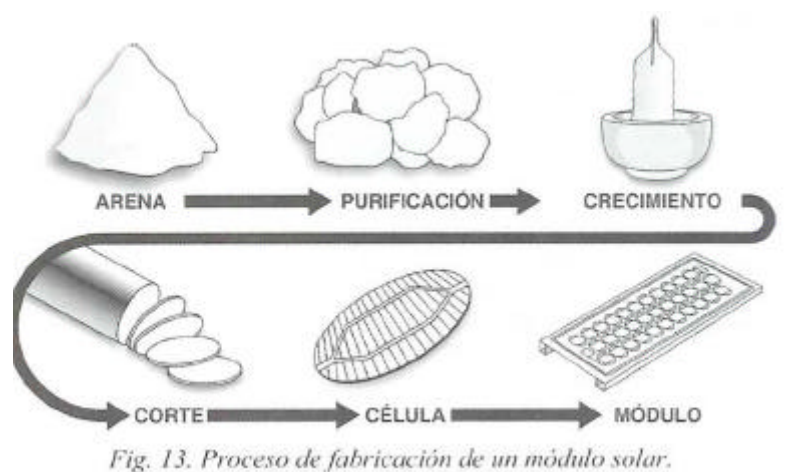
Las células se agrupan en lo que se denomina módulo o panel fotovoltaico, que no es otra cosa que un conjunto de células conectadas convenientemente, de tal forma que reúnan unas condiciones óptimas para su integración en sistemas de generación de energía, siendo compatibles (tanto en tensión como en potencia) con las necesidades y equipos estándares existentes en el mercado. Normalmente, se habla de paneles de 6 V, 12 V Y 24 V, si bien es cierto que su tensión está por encima de las mencionadas, oscilando las potencias producidas entre los 2.5 W y los 180 W.

Las células que integran un panel fotovoltaico deben estar comprendidas en un rango muy estrecho en cuanto a sus parámetros eléctricos, para evitar las descompensaciones que se producirían en el interior del módulo si unas generaran más corriente que las vecinas. Precisamente por este motivo son de suma importancia las pruebas finales de las células, dentro de su proceso de fabricación.

El módulo fotovoltaico consta de diversas capas que re cubren a las células por arriba y por abajo, con el fin de darles una protección mecánica, a la vez que además las protegen contra los agentes atmosféricos, especialmente el agua, que puede llegar a ser causante de la oxidación de los contactos, con lo cual las células quedarían inservibles para la producción de energía.

Los módulos fotovoltaicos tienen estructuras y formas muy variadas. Podríamos hacer una división general diciendo que un módulo puede estar formado por:

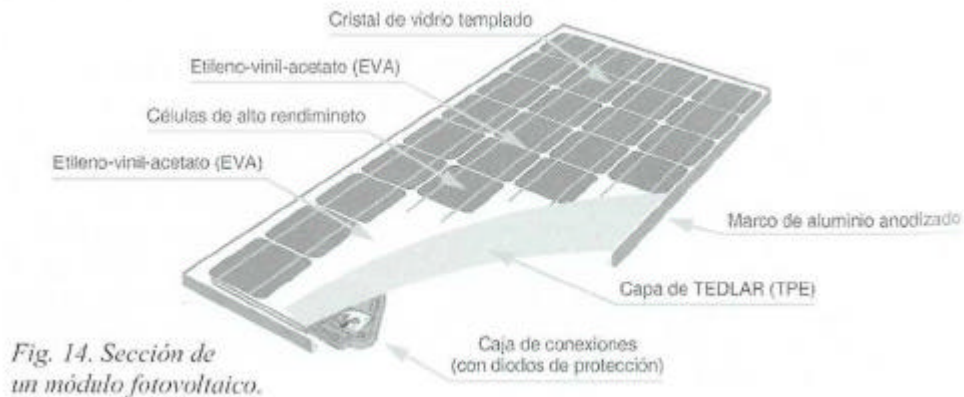
- Cubierta exterior
- Capa encapsulante anterior
- Células fotovoltaicas
- Capa encapsulante posterior
- Protección posterior
- Marco soporte
- Contactos eléctricos de salida



Una vez que se dispone de las células solares debidamente seleccionadas y agrupadas, se interconexionan en serie para conseguir una tensión normalizada y, por tanto, fácil de trabajar con ella. Generalmente se dispone de un total de 30 a 36 células, número que variará en función del tipo y tensión de cada una.

Dispuesto el circuito eléctrico se depositan, por una parte, el cristal y una capa de encapsulante, y por la contraria, otra capa de encapsulante y la de protección posterior. Este conjunto es introducido en un horno especial para su laminación, donde se realizará el vacío para hacer desaparecer toda bolsa de aire que pueda quedar en el interior. Seguidamente se va aumentando la temperatura, de tal forma que el encapsulante empieza a fundirse (ya que su punto de fusión es más bajo que el del resto de los materiales), rodeando totalmente a células y contactos, a la vez que hace de adhesivo con el cristal y la capa posterior, quedando el conjunto totalmente estanco. Una vez que todas estas capas han formado un bloque compacto, se aplica el marco soporte mediante goma butílica o silicona, para permitir sin problemas las dilataciones del conjunto por efecto del calor.

El proceso siguiente consiste en incorporar las bornas de conexión y realizar las pruebas finales del módulo, que permitirán clasificarlos por potencias para que, mediante algún código, puedan ser identificadas a la hora de su instalación y, al igual que las células, el conjunto de módulos presente características comunes que no permitan descompensaciones entre los grupos serie-paralelo.



En cuanto a la vida útil de los módulos, la frontera de los 30 años es hoy en día una realidad.

## 2.2. ACUMULADORES.

### 2.2.1 Conceptos Generales

La misión principal del acumulador dentro de un sistema solar fotovoltaico consiste en suministrar energía tal y como es demandada por la carga, independientemente de la producción eléctrica del panel en ese preciso momento.

Cumple, por otra parte, una misión de fiabilidad, ya que también tiene la función de poder alimentar a la carga durante varios días, cuando la producción del panel es baja debido a las condiciones meteorológicas adversas.

El acumulador o batería es un dispositivo capaz de transformar una energía potencial química en energía eléctrica. Se compone esencialmente de dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se producen las reacciones químicas en los procesos de carga o descarga.

La capacidad de un acumulador se mide en amperios-hora (Ah), para un determinado tiempo de descarga, y se define como la cantidad de electricidad que puede obtenerse durante una descarga





completa del acumulador plenamente cargado, siendo el producto de la intensidad de descarga por el tiempo que ésta actúa.

Al acumulador que ha de ser usado para aplicaciones solares se le debe exigir el cumplimiento de unas condiciones básicas, como son:

- Aceptar todas las corrientes de carga que suministre el panel solar.
- Mantenimiento nulo o mínimo.
- Fácil transporte e instalación.
- Baja autodescarga.
- Rendimiento elevado.
- Larga vida.

Se encuentran diferentes tipos de baterías en el mercado, pero fundamentalmente se pueden hacer dos grandes grupos: las de níquel-cadmio (Ni-Cd) y las de plomo-ácido. Las primeras presentan unas cualidades excepcionales, pero debido a su elevado precio se usan con menos frecuencia.

Por el contrario, las baterías de plomo-ácido en sus diferentes versiones son las más usadas para las aplicaciones solares, adaptándose a cualquier corriente de carga, y teniendo un precio razonable.

### 2.2.2 Carga del acumulador

Todas las baterías están compuestas por elementos de 2 V nominales y una capacidad que dependerá del modelo y tipo de placas utilizadas. Después de su fabricación se venderán comercialmente como elementos sueltos para interconexionar entre sí, o bien ya conectados y presentados como un bloque, en tensiones de 12 ó 24 V normalmente.

En un elemento de plomo-ácido la tensión varía según el estado de carga, el peso específico del electrolito y, desde luego, según esté sufriendo una carga o una descarga. El voltaje de circuito abierto en una batería cargada es de 2.14 V a 25°C y el peso específico de electrolito, de 1300.

Dado que todas las baterías sufren una autodescarga, necesitan una pequeña corriente de mantenimiento para conservarlas completamente cargadas incluso cuando no están trabajando. En la práctica esta corriente es suministrada por el panel, siendo el voltaje de alimentación de unos 0'2 V por encima del voltaje de circuito abierto del elemento acumulador. En definitiva, se necesita una *tensión de flotación* de 2.34 V para mantenerla completamente cargada.

Un elemento que ha sido descargado puede llegar a un estado de plena carga con la tensión mencionada anteriormente, pero tardaría bastante tiempo. Por lo tanto, para hacer que una batería



cargue más rápidamente se necesitará un voltaje de carga mayor, que oscilará entre los 2.60 y 2.65 V/elemento, siendo el tiempo empleado función de la intensidad que se le pueda proporcionar.

Se ha de tener en cuenta que, aproximadamente entre los 2.35 V y los 2.40 V, el elemento acumulador empieza a gasificar. Este hecho no es demasiado perjudicial en las baterías de placas tubulares (ya que, de lo contrario, podría estratificarse el electrolito y dañar las placas), pero representa una pérdida de agua que debemos compensar realizando un mantenimiento periódico.

También es cierto que no podemos permitir una sobrecarga fuerte en el acumulador, ya que nos llevaría a una disminución de la vida útil del mismo, siendo por este motivo por el que se usan diversos dispositivos que anulan o limitan la corriente de carga del panel fotovoltaico, evitando así una sobrecarga en el acumulador. A estos dispositivos se les denomina reguladores de carga.

### 2.2.3 Dimensionado

Dado que en la mayoría de las aplicaciones fotovoltaicas va a ser preciso la utilización del acumulador, éste deberá cumplir unos requisitos básicos que aseguren el correcto funcionamiento del sistema. Éstos son:

- Garantizar el suministro en las horas en que no existe insolación.
- Asegurar la estabilidad de la tensión para el buen funcionamiento de los equipos que alimenta el grupo solar.
- Proveer de energía a la carga cuando se presentan días con bajo nivel de radiación.

El acumulador solar difiere de otros tipos de acumuladores básicamente por las bajas intensidades de descarga. Es normal especificar la capacidad de un acumulador solar en un tiempo de 100 horas, dado que en muchos casos se habla de autonomías de cinco o más días. Por tanto, la descarga se produciría en  $24 \times 5 = 120$  h. Por este motivo precisamente los acumuladores *de arranque* no prestan buenos servicios en aplicaciones fotovoltaicas, ya que su diseño se ha previsto para unas descargas fuertes durante corto tiempo y no para descargas pequeñas en un largo plazo.

Fundamentalmente, existen dos tipos de acumuladores idóneos para aplicaciones solares: los *estacionarios* de plomo-antimonio (Pb-Sb) y los de plomo-calcio (Pb-Ca). Los primeros se encuadran dentro del tipo de ciclo profundo, por lo que deben ser usados en aquellas aplicaciones en que la descarga pueda llegar a límites bajos de una forma obligatoria y, en general, donde el ciclo diario supere el 15% de la capacidad de la batería. No obstante, ofrecen un buen funcionamiento en todos los casos, presentan una vida elevada y en algunos modelos se incorpora una gran reserva de electrolito que hace su mantenimiento menos constante.



Otro tipo de acumulador solar es el constituido por una aleación en las placas de Pb-Ca. Estos acumuladores presentan en algunos de sus modelos la ventaja de no tener mantenimiento, hecho que es particularmente importante en aquellas instalaciones remotas o de difícil acceso. A diferencia de los estacionarios, que se presentan generalmente en elementos de 2 V, los de Pb-Ca suelen construirse en tipo monobloc de 12 V y con unas capacidades máximas de 150 Ah (a 100 h), lo que los hacen interesantes para pequeñas instalaciones donde el ciclo de descarga diario no supere el 10% y, en emergencias, el 50% como máximo.

Resumiendo, se puede decir que las baterías fotovoltaicas cuya aplicación se destine a descargas profundas deben ser, sin lugar a dudas, del tipo estacionario, al igual que en aquellos otros casos donde la capacidad sea elevada, pues si dispusiéramos una gran cantidad de pequeñas baterías disminuiríamos excesivamente la fiabilidad del conjunto. Por el contrario, si la instalación fotovoltaica es de pequeña dimensión o bien el mantenimiento es muy difícil, no sólo en el coste sino en facilidades de acceso, la decisión se decantaría hacia las baterías sin mantenimiento, cuidando siempre de que las descargas no sean excesivamente profundas para evitar el envejecimiento prematuro del acumulador.

Los datos necesarios para un diseño adecuado del acumulador integrado en un sistema fotovoltaico serían los siguientes:

- Tensión de funcionamiento.
- Descarga máxima al final de los días de autonomía.
- Temperatura media de funcionamiento.
- Temperatura mínima.
- Días consecutivos en los que se pueden producir bajas temperaturas.
- Tipo de regulador usado.
- Facilidad de acceso de montaje y mantenimiento del acumulador en el lugar de la instalación.

#### **2.2.4 Acumuladores de gel**

##### *Funcionamiento:*

A diferencia de las baterías de plomo-ácido, en las que se produce una pérdida de agua durante el ciclo de carga, en las baterías de gel se recombina el oxígeno liberado por las placas positivas con el hidrógeno, a través del electrolito, y por reacción electroquímica se convierte en agua. De esta manera se hace innecesaria la adición de agua durante toda la vida de la batería.

##### *Componentes:*



- *Placas positivas*  
Constituidas por una serie de tubos de poliéster, material resistente al ácido y de alta porosidad, que sirven de soporte a una gran cantidad de materia activa formada por óxido de plomo de esmerada elaboración.
- *Placas negativas*  
Son del tipo empastado, formadas por una rejilla de aleación de plomo que sirve de soporte eficaz a la materia activa por su especial diseño. Su rendimiento es equivalente al de las placas positivas a las que acompaña.
- *Separadores*  
Son de plástico microporoso inalterable a la acción del ácido sulfúrico y de una elevada porosidad.
- *Terminales*  
Por su diseño deben de eliminar toda posibilidad de corrosión y garantizar la absoluta estanqueidad entre el interior y exterior del elemento.
- *Recipiente y tapa*  
De plástico de alta resistencia a impactos e inalterables al ácido. Deberían incorporar válvulas de seguridad para facilitar la salida de gases al exterior en caso de sobrepresión producida por una carga incorrecta.
- *Electrolito*  
Constituido por una solución de ácido sulfúrico que se presenta en forma de gel debido a la adición de una sílice especial.

#### **2.2.4 Acumuladores de níquel-cadmio**

Los acumuladores de níquel-cadmio (Ni-Cd) o alcalinos se diferencian de los de plomo fundamentalmente por los cuatro motivos siguientes:

- a) Puesto que el acumulador de Ni-Cd tiene una resistencia interna más baja, presenta una disponibilidad muy grande para soportar descargas elevadas y esto hace que su capacidad pueda ser menor para realizar el mismo trabajo que un acumulador de plomo. Si en una determinada aplicación fotovoltaica se necesitase, con batería de plomo, una capacidad de 200 Ah, de los cuales se descargarían 120 Ah (60 %), su equivalente en Ni-Cd necesitaría una capacidad total de unos 140 Ah, puesto que podría soportar descargas de hasta el 85 % - 90 % de su capacidad total.



- b) La tensión por elemento en descarga se mantiene mucho más estable, y tan sólo al final de la descarga (85 % - 90 %) cae hacia valores más bajos que el nominal.
- c) El acumulador de Ni-Cd presenta una vida mucho más larga que los de plomo, a igualdad de ciclos de trabajo.
- d) Puede resistir temperaturas más bajas que el de plomo e incluso la congelación de su electrolito, ya que una vez que éste se deshiele, la batería podrá trabajar otra vez con normalidad. Como ejemplo, se puede decir que a una temperatura de  $-20^{\circ}\text{C}$ , la capacidad disponible es de 175 %, comparada con el 50 % de una de plomo.

La batería de Ni-Cd presenta, además, otras características: Puede soportar el cortocircuito sin que la batería se deteriore. También puede soportar la falta de agua de su electrolito, dejando tan sólo de funcionar temporalmente hasta que se le añada. En un acumulador alcalino el mantenimiento puede llegar a espaciarse hasta diez años si su construcción y características son las adecuadas. Este hecho, unas incalculables ventajas para la aplicación fotovoltaica en lugares remotos o difícilmente accesibles.

La autodescarga se sitúa entre el 0'1 % y 0'2 % diario, lo que representa del 3 % al 6 % mensual.

Otra característica importante es la ausencia de gases corrosivos en la carga de los acumuladores, hecho que beneficia la inclusión de los mismos en el armario donde están los equipos electrónicos a los cuales puede alimentar.

La gran **desventaja** es su precio, que puede suponer hasta tres veces más que su equivalente en plomo.

#### *Composición y funcionamiento de un acumulador de Ni-Cd:*

La tensión de cada elemento de una batería de Ni-Cd es de 1.2 V nominales, en vez de los 2 V por elemento de plomo. Según esto, una batería de 12 V nominales tendrá que estar formada por diez elementos unidos en serie. El proceso electroquímico de un acumulador de Ni-Cd se basa en la construcción de una placa positiva, formada por hidróxido de níquel, y una negativa de óxido o hidróxido de cadmio. Estas dos placas se encuentran inmersas en un electrolito que forma parte del proceso químico como conductor, y que suele ser una disolución acuosa al 20 % de hidróxido de potasio con otros elementos.

Durante la descarga el oxígeno pasa de la placa positiva a la negativa, dando lugar a óxido de cadmio. Es durante la carga cuando el oxígeno vuelve a pasar de la placa negativa a la positiva.



El electrolito juega un papel de mero conductor, motivo por el que el electrolito apenas sufre, todo lo contrario que en las baterías de plomo, no siendo peligroso, ya que no es ácido y además no produce el típico fenómeno de la sulfatación.

Las materias activas se encuentran en las placas en forma de polvo, contenidas en bolsas de fleje de acero perforado. Las placas positivas y negativas están separadas de tal forma, que las burbujas de gas que se desprenden al final de la descarga ascienden libremente a lo largo de la placa ejerciendo una libre circulación del electrolito, lo que evita la formación de puentes entre las placas, que son la causa de su cortocircuito.

## **2.3. REGULADORES DE CARGA.**

### **2.3.1 Conceptos generales**

Los módulos fotovoltaicos tienen una tensión nominal superior a la tensión nominal de las baterías o acumuladores usados en las instalaciones. Esto se debe a dos causas:

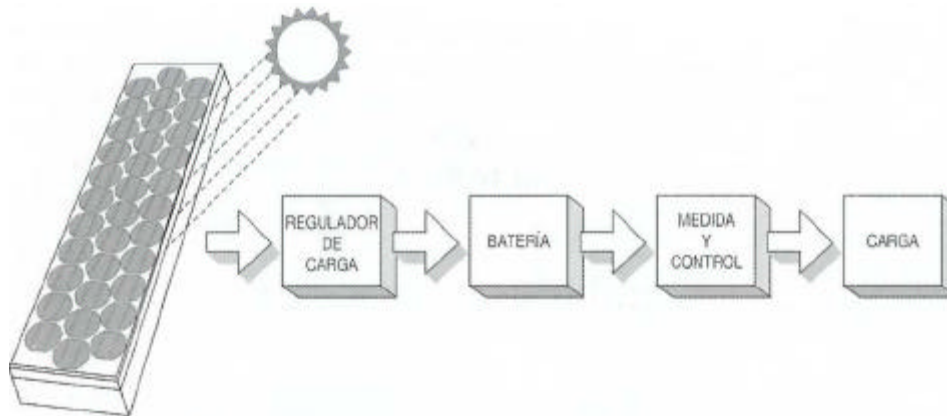
- La tensión nominal del panel debe ser más elevada, para paliar la disminución que se puede producir debido al aumento de temperatura.
- La tensión a circuito abierto del panel fotovoltaico debe ser siempre mayor que la tensión máxima de batería, para poder cargada adecuadamente. pues para alcanzar un pleno estado de carga en una batería de 12 V nominales, necesitamos una tensión mínima de 14 V (2.34 V por elemento de batería).

La misión del regulador se centra, pues, en evitar que, debido a una sobrecarga excesiva proporcionada por el panel, éste pueda en algún momento causar perjuicios al acumulador, acortando la vida del mismo.

En definitiva, el regulador de carga es un equipo capaz de evitar la sobrecarga del acumulador a la vez que limita la tensión de la batería a unos valores adecuados para el mantenimiento, en estado de flotación, del grupo de baterías.

Esta misión es sumamente importante, ya que trabajamos con una fuente de energía variable y estacional. Supongamos, por ejemplo, un consumo fijo durante todos los días del año. Si calculamos el número de módulos solares necesarios, lógicamente deberemos tomar como base la radiación invernal para asegurar el correcto funcionamiento del sistema en la peor época. Sin embargo, esto nos da pie para pensar que, cuando llegue el verano, el valor de la radiación pueda duplicarse, por lo que la producción sería el doble a la calculada para la estación invernal y, por el contrario, el consumo sería

el mismo. De no existir un sistema regulador, se produciría un exceso de corriente que sería capaz de hacer hervir el electrolito, con la consiguiente pérdida de agua y deterioro del grupo acumulador, al no estar limitada la tensión.

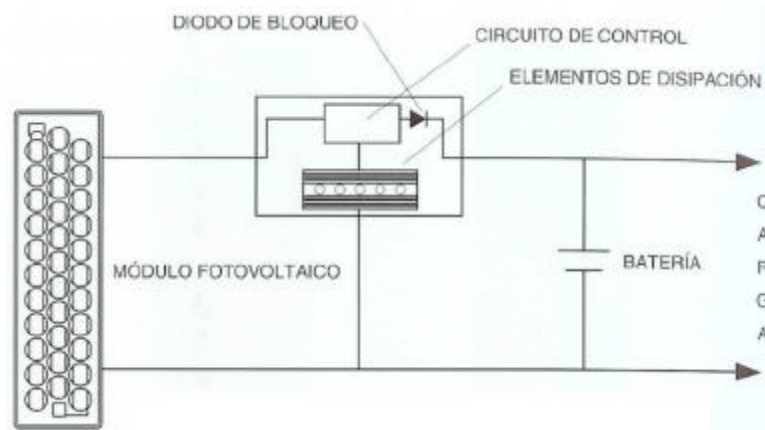


Habitualmente, el control del estado de carga de las baterías se realiza mediante la medida de la tensión en bornas, usando los datos proporcionados por los diferentes fabricantes, ya que existe una relación entre estos dos parámetros. Así, el circuito de control del regulador de carga sabe cuándo éste debe empezar a actuar limitando la corriente proporcionada por el grupo fotovoltaico.

### 2.3.2 Regulador shunt

Los dispositivos de este tipo, colocados en paralelo con el grupo solar y el sistema de baterías, detectan la tensión de los bornes de la batería, y cuando ese potencial alcanza un valor establecido de antemano, crean una vía de baja resistencia a través del grupo solar, derivando con ello la corriente y apartándola de las baterías.

Un diodo en serie, situado entre el regulador en derivación y la batería, impide que la corriente del acumulador retorne a través del regulador o del grupo solar. Como el sistema al que se está dando energía toma corriente de la batería, su tensión en los bornes descenderá hasta que se desconecte el regulador en derivación y se reanude la carga.



Los reguladores del tipo shunt han de disipar toda la corriente de salida del grupo solar cuando el sistema de baterías alcanza el estado de plena carga. Esto resulta una tarea razonable cuando los sistemas eléctricos solares son pequeños, pero con los grandes sistemas se requieren disipadores térmicos de grandes dimensiones o disipadores menores múltiples, lo que conduce a problemas de fiabilidad y de coste elevado

Este tipo de reguladores, está hoy día en desuso, ya que el avance en los microprocesadores y la electrónica en general ha facilitado el diseño de equipos más compactos y con más prestaciones que las que ofrecían aquéllos, con un coste mucho más contenido y la posibilidad de alojarlos en cajas estancas, cosa que no se podía hacer en el caso de los reguladores shunt, puesto que disipan calor y en consecuencia debe dejarse una salida para su evacuación.

### 2.3.3 Regulador serie

Se basan en el concepto de regulación en serie, en la que el grupo solar se desconecta del sistema de baterías cuando se logra un estado de plena carga, por lo que es equivalente a un interruptor conectado en serie que proporciona una vía de baja resistencia desde el grupo solar al sistema de baterías durante la carga, y un circuito abierto entre el grupo y la batería cuando ésta se encuentra plenamente cargada.

En el regulador serie que utilice relé electromecánico no se disipa nada de energía en ninguno de los estados, porque cuando está en la posición *cerrado* no hay caída de tensión en el interruptor y cuando se encuentra en posición *abierto* no hay paso de corriente. La única potencia consumida es la requerida para el propio funcionamiento de los circuitos de control y, en su caso, la producida por la caída de tensión en el diodo de bloqueo, si se le dota de este elemento al regulador.



Hoy en día se emplean relés de estado sólido, que evitan los considerables tamaños y consumos de las bobinas que necesitaban para su funcionamiento los relés tradicionales, así como la destrucción prematura de sus contactos, especialmente en tensiones de trabajo de más de 24 V, debido a los arcos voltaicos que es capaz de producir la corriente continua en estos valores.

Se deduce, pues, que la calidad de un regulador serie está ligada a la calidad del relé que utiliza, que es lo que dará una vida prolongada a este equipo. Hoy en día, las prestaciones mínimas exigibles a un regulador de carga tipo serie, con uso en sistemas fotovoltaicos, son:

- *Relé de estado sólido*, de elevada fiabilidad de funcionamiento en el tiempo.
- *Selección automática de la tensión de entrada*, como mínimo en valores estándar de 12 V Y 24 V nominales.
- *Sistema de regulación en fases diferenciadas*, que nos proporcionen una carga adecuada de los acumuladores, evitando el "todo" o "nada" de los primeros reguladores serie.
- *Variación de los niveles de carga con la temperatura*, mediante un sensor externo o interno que modifique dichos niveles en función de la temperatura ambiente a que se encuentre el acumulador, asegurando de esta forma una carga adecuada a la batería y evitando la falta de carga o la sobrecarga por variaciones de la temperatura. Esta función es especialmente importante en países donde la diferencia de temperatura entre el invierno y el verano es considerable.

En resumen, los reguladores serie utilizados hoy en día para el control de carga de la batería de acumuladores nos aseguran un eficaz trabajo y una mayor vida de los sistemas fotovoltaicos. En la medida que el sistema de regulación realice fases de carga diferenciadas, podremos asegurar un mayor y mejor nivel de carga.

#### **2.3.4 Módulos fotovoltaicos autorregulados**

También existen en el mercado fotovoltaico paneles solares que no necesitan usar regulador de carga. Este hecho proporciona múltiples ventajas en coste y fiabilidad, ya que tan sólo trabajan los dos elementos más robustos: el panel y la batería.

La curva de carga de un módulo fotovoltaico autorregulado tiene que cumplir el requisito básico de lograr un grado elevado de carga en la batería, disminuyendo entonces la corriente producida hasta un mínimo de mantenimiento. De esta forma, se consigue una carga adecuada sin producir evaporación de electrolito.

Para ello es necesario que la relación voltaje-corriente sea inversa, es decir, que una demanda de tensión en la batería que se produzca entre el 90% y el 100% de su estado de carga, haga



trasladar el punto de trabajo del panel solar fuera del codo de su curva característica y, en consecuencia, se genere una corriente eléctrica cada vez menor que haga mantener automáticamente el nivel de carga idóneo. Si en ese momento conectáramos algún consumo a la batería, éste haría bajar su voltaje, con lo cual, el punto de trabajo volvería a desplazarse a lo largo de la curva hasta dar la máxima intensidad posible en función de la radiación solar en ese momento y la tensión a la que quedase la batería.

Habitualmente, el número de células que incorpora un módulo autorregulado se sitúa entre las 30 y las 32, dependiendo de la tensión generada por célula y tipo de curva.

Debemos de tener en cuenta, a la hora de utilizar un sistema fotovoltaico autorregulado, que la capacidad del acumulador ha de estar en proporción con la potencia pico que sea utilizada en el sistema. Según esto, una proporción de 100 Ah de batería por cada 40 Wp de panel sería idónea. Como ejemplo práctico, podríamos suponer que en el caso de tener una potencia total en módulos de 120 Wp a 12 voltios, la capacidad debería rondar los 300 Ah.

Existen determinados casos donde el panel autorregulado no es apropiado, como por ejemplo grandes instalaciones, lugares donde la temperatura pueda ser excesivamente alta y mantenida o, por el contrario, excesivamente fría y con elevada radiación, aplicaciones donde la capacidad de la batería sea muy pequeña, etc. Pero en definitiva, podemos afirmar que el panel autorregulado presenta unas notables ventajas en pequeñas instalaciones remotas donde el mantenimiento sea costoso, o en instalaciones de tipo doméstico, donde habitualmente el número de paneles solares utilizados no es excesivo.

## **2.4. OTROS EQUIPOS PARA USO EN LA INSTALACIÓN.**

### **2.4.1 Sistemas de medida y control**

Son aquellos que nos dan una idea de las magnitudes eléctricas que rigen el sistema fotovoltaico. En general, si sólo disponemos de módulo solar, regulador de carga y acumulador, el sistema funcionará perfectamente, pero no podremos tener "noticia" de lo que ocurre con él. Por el contrario, con tan sólo un amperímetro y un voltímetro, empezaremos a hacernos una idea de a qué régimen carga el panel fotovoltaico, la tensión de la batería, la corriente consumida por los diferentes equipos conexiónados, etc. En definitiva, una información de cómo se encuentra el sistema.

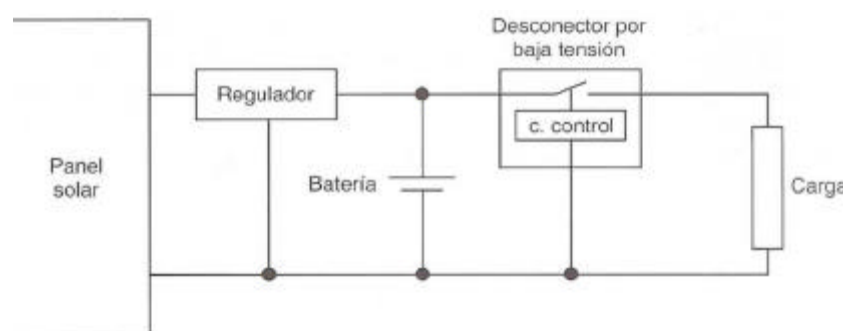
Son muchos los equipos del mercado que incluyen estas funciones, pero en la mayoría de los casos se encuentran incorporados al propio regulador.

Muchos de estos sistemas de medida llevan incorporada una alarma acústica, que nos avisa en el caso de producirse una descarga importante, indicándonos con antelación de un posible deterioro del subsistema de almacenamiento.

Otro tipo de alarmas son las que trabajan por alta y baja tensión de batería mediante relé libre de potencial. Este tipo de señales son introducidas en las instalaciones de telecomunicación a los sistemas de transmisión para dar señal de fallo en el centro de recepción de señales remotas, y de esta forma detectar posibles averías con anterioridad a que se produzcan. Una señal de alarma por alta tensión de batería, significa casi con toda seguridad un fallo en los sistemas de regulación, y la alarma por baja tensión de batería sería equivalente a lo comentado respecto a la alarma acústica. En ciertos equipos, además, en paralelo con la alarma de baja tensión, se suele añadir otro relé adicional que puede arrancar un equipo auxiliar de carga, como pudiera ser un grupo electrógeno, para recargar la batería o hacerse cargo de los consumos, con el fin de evitar la parada de la instalación.

#### 2.4.2 Desconectores

Existen muchos casos donde los sistemas fotovoltaicos están totalmente desatendidos, como pueden ser: repetidores de TV, equipos de toma de datos, sistemas de riego automático, etc. En todas estas utilizaciones no se usa un sistema acústico o visual de alarma por baja tensión, ya que nadie podría verlo ni escucharlo, y en algunos casos tampoco pueden acoplarse los sistemas con relé libre de potencial, pues se necesitaría un equipo transmisor independiente que podría ser costoso. Para este caso se han diseñado unos aparatos que en el momento que la tensión de batería se iguala a una tensión de referencia (previamente ajustada), hacen que se abra un relé que interrumpe la alimentación de la carga conectada a la batería. Cuando la batería se ha recuperado, este contacto de relé vuelve a cerrarse, reanudándose la alimentación.



### 2.4.3 Interruptores horarios

Estos aparatos son muy utilizados en aquellos casos donde necesitamos una serie de maniobras (conexiones y desconexiones) de una forma automática, dado que la instalación está normalmente desatendida, como p.ej. alumbrado público.

La gran ventaja de este tipo de interruptores horarios es que se encuentran en versiones de 12 V<sub>cc</sub>, 24 V<sub>cc</sub> y 48 V<sub>cc</sub> y la cadencia de tiempo entre maniobra y maniobra es de media hora, lo que da como resultado 48 maniobras diarias máximas.

Algunos de estos modelos tienen la posibilidad de que al abrir un circuito se cierre otro, lo cual les confiere todavía más utilidad a estos equipos.

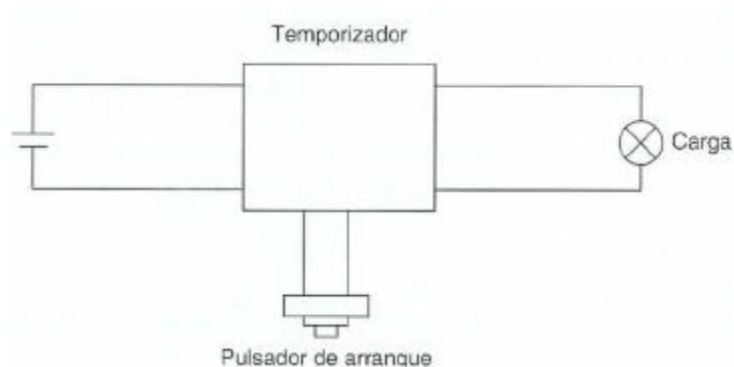
Existen en el mercado interruptores electrónicos que incorporan un sinnúmero de posibilidades de maniobras y selección de actuaciones, pudiendo accionar los circuitos por días, semanas o meses, de forma conjunta o independiente.

### 2.4.4 Temporizadores

Existen muchas instalaciones fotovoltaicas donde es preciso temporizar una carga durante un tiempo determinado. Generalmente son utilizados en la práctica dos tipos de temporizadores, uno que limita siempre el mismo tiempo de uso y otro en el que este tiempo puede ser variado a voluntad.

*Temporizador a tiempo fijo.*

Es un pequeño circuito, alimentado habitualmente a 12 V, 24 V o 48 V, que es actuado mediante un pulsador, dando en ese momento alimentación a la carga y temporizando su funcionamiento durante un tiempo, determinado en su diseño, pero siempre fijo para cada actuación.

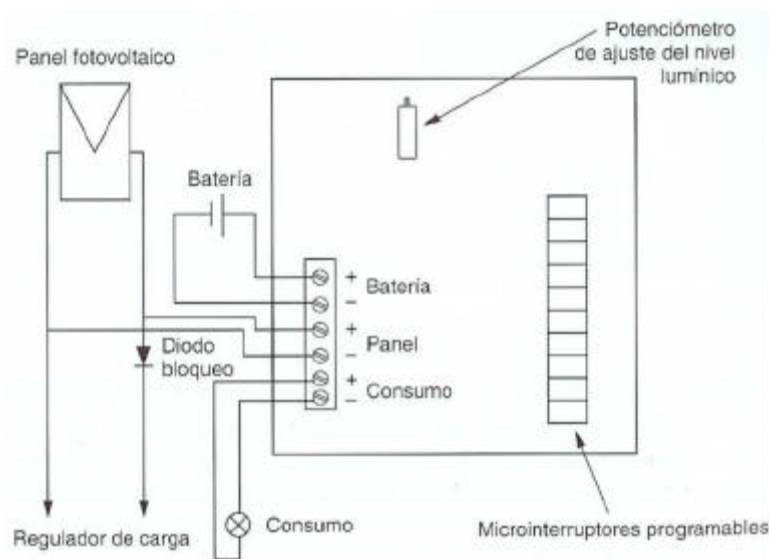


### *Temporizador a tiempo variable*

En el temporizador a tiempo variable, el circuito ha sido diseñado para que los valores de tiempo se puedan modificar cómodamente. Estos cambios pueden ser accesibles mediante microinterruptores, puentes, potenciómetros, por programación con pulsadores o mezcla de estos sistemas.

Una de las aplicaciones del sistema de temporización a tiempo variable, son los controles de encendido y apagado de farolas fotovoltaicas. En estos sistemas el encendido de la luz se realiza usualmente cuando el Sol se oculta, y para ello se dispone de una fotocélula o un circuito adicional de detección de baja tensión del propio módulo fotovoltaico, que da la orden de cierre del circuito, empezando entonces la temporización del elemento lumínico empleado (generalmente lámparas de ahorro de energía tipo PL o lámparas de sodio a baja presión SOX).

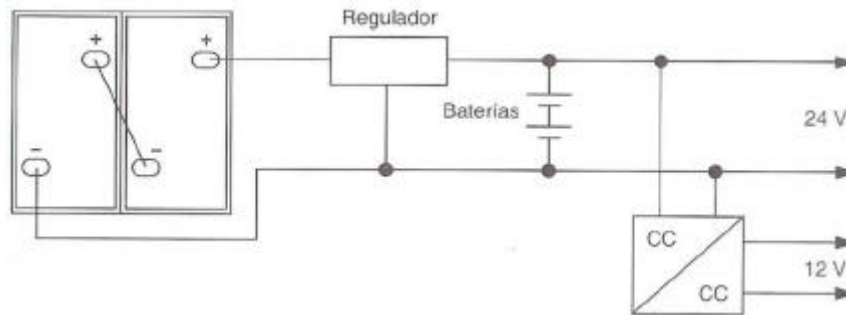
Hoy en día la industria fotovoltaica ofrece este tipo de temporizadores programables después de la puesta de sol con regulador incorporado, de tal forma que sólo necesitaríamos conectar el panel solar, la batería y el consumo, procediendo posteriormente al ajuste de la temporización deseada, así como al del nivel umbral al cual queremos que comience la temporización.



### **2.4.5 Convertidores continua-continua**

Existen algunas aplicaciones en las que es preciso alimentar eléctricamente varios equipos, dándose el caso de no poder hacer coincidir las tensiones de funcionamiento. Para esos casos el uso de un convertidor continua-continua (cc/cc) se hace totalmente imprescindible, ya que sería una mala

solución el tomar tensiones parciales del grupo de baterías, pues generaría pasos de corriente entre elementos que no favorecerían la vida de éstos. En la figura vemos un caso típico de grupo solar a 24 V con una salida de 12 V.



Mediante el uso de convertidores cc/cc la descarga de la batería se hace por igual, a la vez que se consigue, en el equipo que usa el convertidor, una tensión totalmente estable que favorecerá el perfecto funcionamiento de éste.

En un convertidor cc/cc la corriente continua es transformada a corriente alterna mediante el uso de un inversor, y una vez que este cambio está realizado, elevamos o reducimos su voltaje mediante un transformador hasta el valor adecuado, para volver a convertir a corriente continua. De esta forma conseguimos la tensión adecuada, con la ventaja del aislamiento galvánico que nos produce el transformador.



Hemos de tener en cuenta que en todo cálculo que realicemos con convertidores cc/cc, hay que aumentar las pérdidas por rendimiento del propio equipo convertidor para evitar quedarnos cortos en el cálculo del consumo.

Existen otro tipo de aparatos que cumplen la misión de disminuir la tensión de línea: *los estabilizadores*. Estos equipos electrónicos presentan una buena fiabilidad, tensión estable de salida y bajo precio respecto a los convertidores cc/cc descritos anteriormente, pero presentan el inconveniente de que el consumo en amperios del receptor es el mismo que el que se produce en la fuente primaria, y por lo tanto, el consumo real es elevado.



Así, si disponemos de una fuente de 24 V y deseamos alimentar una carga de 1 A a 12 V, tenemos dos opciones: utilizar un convertidor cc/cc o emplear un estabilizador electrónico. Si usamos el convertidor, el consumo será de 12 W más el debido al rendimiento de éste, que si suponemos del 80 %, nos daría un consumo en la línea de 15 W ( $12 \text{ W}/0.8 = 15 \text{ W}$ ). Ahora bien, si utilizamos el estabilizador, el consumo sería de 24 W más el propio consumo interno del equipo, ya que lo único que hace es reducir la tensión, pero la intensidad consumida a 12 V es absorbida íntegramente de la línea de  $24 \text{ V} \times 1 \text{ A} = 24 \text{ W}$ . Vemos entonces la diferencia entre uno y otro equipo, que será sustancialmente más grande cuanto mayor sea el número de amperios consumidos por la carga.

#### 2.4.6 Convertidores de acoplamiento

Estos dispositivos consiguen aumentar de forma apreciable la intensidad eléctrica suministrada por el generador solar a la batería. Para comprender cómo se producen estos amperios adicionales es necesario realizar algunas consideraciones previas sobre los módulos fotovoltaicos y su funcionamiento directo sobre los acumuladores.

En sistemas autónomos con batería, hay una gran diferencia entre la potencia nominal del módulo y la potencia útil que realmente se aprovecha, ya que el módulo fotovoltaico, cuando trabaja a tensiones inferiores a su punto de máxima potencia, proporciona una intensidad prácticamente constante.

Tomemos como ejemplo un módulo cuyos datos en el punto de máxima potencia de su curva típica fueran: 53 W a 17.4 V y 3.05 A. Cuando lo conectáramos directamente a un acumulador cuya tensión entre bornas en ese momento fuera de 12 V, el módulo tendría que trabajar a 12 V. En estas condiciones, si dispusiéramos de radiación solar pico, el módulo fotovoltaico generaría una intensidad de 3.05 A. Si calculamos ahora la potencia que el módulo está entregando realmente en esta situación, nos daría:  $3.05 \text{ A} \times 12 \text{ V} = 36.6 \text{ W}$

Es decir, de los 53 W disponibles teóricamente del módulo, cuando se carga directamente una batería que tiene 12 V de tensión en sus bornas, la potencia aprovechada es de tan sólo 36.6 W, lo que supone casi un 31 % menos de lo que se podría esperar.

¿Dónde están los 16.4 W que faltan hasta completar los 53 W máximos que puede dar este módulo a  $100 \text{ mW/cm}^2$ . Esta potencia no ha sido generada, ya que la curva característica de funcionamiento del módulo a 12 V proporciona los mismos 3.05 A que si se trabaja a 17.4 V.

Este exceso de tensión en los módulos es absolutamente necesario, ya que permite su funcionamiento en situaciones particulares, como:

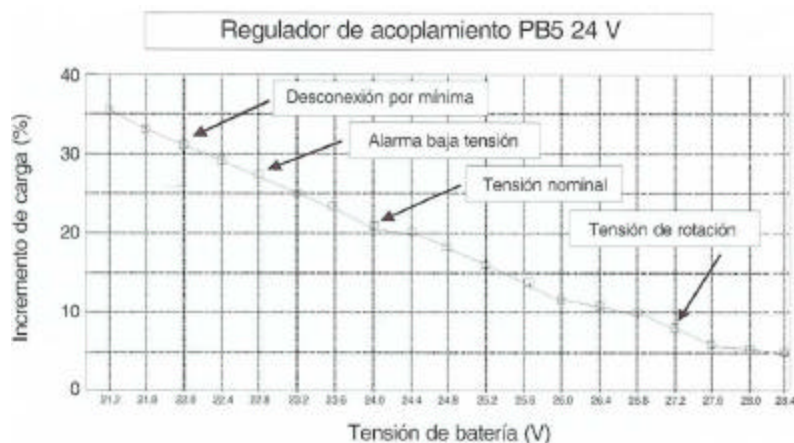
- Si la temperatura ambiente a que está sometido el módulo es muy elevada, la tensión del mismo desciende.
- Si la tensión en bornas de la batería es alta el módulo debe continuar la carga, por lo que la corriente correspondiente al punto de trabajo del módulo debe ser suficiente.
- Las características del módulo deben ser tales que se puedan absorber con comodidad las posibles caídas que se produzcan hasta el acumulador debido a diodos de bloqueo, relés de los elementos de regulación, etc.

Por tanto, los módulos fotovoltaicos necesitan unas características  $I-V$  en exceso, que garanticen la carga en situaciones como las expuestas, aunque este exceso no sea aprovechado normalmente.

La instalación de un convertidor de acoplamiento permite el trabajo del módulo fotovoltaico a una tensión superior a la del acumulador, convirtiendo el exceso de tensión del panel en potencia disponible para contribuir a una mayor carga en amperios del acumulador, recibiendo este efecto el nombre de *ganancia*. Aprovecha, pues, la diferencia de tensiones de trabajo entre el módulo y el acumulador. Cuando la tensión de la batería es baja, dicha diferencia es mayor, y por lo tanto la ganancia aumenta. En cambio, a medida que el acumulador aumenta de tensión, se reduce la diferencia, y por lo tanto también la ganancia, si bien es cierto que en ese momento el aprovechamiento de los recursos del módulo es óptimo.

En términos generales, la ganancia de un convertidor de acoplamiento es tanto mayor cuanto más se necesita de su trabajo.

Estos equipos, dentro de una instalación solar, son intercalados entre el panel solar y el equipo de regulación, no necesitando ningún ajuste ni cuidado especial.





### 2.4.7 Convertidores continua-alterna

Los convertidores continua-alterna, llamados *inversores u onduladores*, son dispositivos que convierten la corriente continua de una batería en corriente alterna.

Un convertidor cc/ca consta de un circuito electrónico, realizado con transistores o tiristores, que trocea la corriente continua, alternándola y creando una onda de forma cuadrada. Este tipo de onda puede ser ya utilizada después de haberla hecho pasar por un transformador que la eleve de tensión, obteniendo entonces los denominados convertidores de onda cuadrada, o bien, si se filtra, obtener una forma de onda sinusoidal igual a la de la red eléctrica.



Para muchas aplicaciones en energía solar, es suficiente utilizar convertidores de onda cuadrada, pues las cargas no son especialmente sofisticadas (luces incandescentes, pequeños motores, etc.) y presentan habitualmente un rendimiento más elevado, ya que al no existir filtro, las pérdidas son más pequeñas.

Si utilizamos convertidores cc/ca, debemos reflejar en los cálculos el rendimiento de este equipo y tener además muy en cuenta que el mismo puede disminuir a medida que utilizamos menos potencia de la nominal del equipo inversor. Por ejemplo, un convertidor de 1000 W que tenga un rendimiento ( $\eta$ ) del 90% significa que, si nosotros sacamos de ese equipo los 1000 W, él absorberá a la batería 1111 W, pues:

$$\eta = \text{Potencia de salida} / \text{Potencia de entrada}$$

luego:

$$\text{Potencia de entrada} = \text{Potencia de salida} / \eta = 1000 \text{ W} / 0.9 = 1111 \text{ W}$$

Ahora bien, si no exigimos del convertidor los 1000 W, sino que nuestra utilización se limita a 500 W, el rendimiento puede ser más bajo, ya que el consumo interior del equipo sería prácticamente el mismo. El valor de este rendimiento se debe buscar en los datos proporcionados por el fabricante, pues en muchas de las aplicaciones el consumo nominal del equipo será variable, por lo que tendremos que promediar este valor aproximándonos al rendimiento medio de las diferentes potencias consumidas.



La gama de convertidores en el mercado es amplia, tanto en onda cuadrada como en onda senoidal, y la decisión de utilizar uno u otro se deberá tomar en función del tipo de carga que se le conecte, aunque lógicamente, el que siempre alimentará correctamente la carga será el de onda senoidal que, en contrapartida, presenta un coste más alto.

Otra posibilidad de elección en los convertidores es el arranque automático, que consiste en un circuito adicional que al detectar la conexión de una carga, automáticamente da orden a la etapa de potencia del convertidor para su puesta en marcha. Una vez que la carga deja de consumir, el convertidor se para y tan sólo queda en funcionamiento el equipo detector, con un bajo consumo. Es muy interesante usar estos convertidores cuando los consumos se conectan y desconectan varias veces al día. Si, por el contrario, el uso fuera esporádico, convendría entonces utilizar uno de encendido manual, que reduciría el coste. Se debe tener en cuenta que los convertidores de arranque automático habitualmente necesitan una potencia de unos 20 W aproximadamente para detectar su conexión. Por debajo de esta potencia el inversor no arranca.

Es cada día más frecuente y extendido el uso de inversores, salvando así las caras y tediosas instalaciones en corriente continua. En gran medida, este hecho se produce por la aparición de las lámparas fluorescentes de encendido electrónico, que representan un ahorro energético de hasta cinco veces con respecto a las de incandescencia.

Pueden encontrarse algunos modelos de inversores susceptibles de conectarse en paralelo, lo cual nos añade una ventaja adicional importante a la hora de ampliaciones en las instalaciones ya realizadas, al evitarnos prescindir del que ya teníamos, y simplemente añadiéndole otro más pasamos a tener el doble de la potencia instalada en un principio. Por otra parte, en el caso de avería de uno de los equipos, siempre tendríamos un inversor en servicio que se hiciera cargo de las cargas esenciales.

Otra variante es el *inversor cargador*. Se trata de un inversor reversible, es decir, utilizando un símil, si la corriente circula de izquierda a derecha (de batería a consumo a través del inversor), nos convierte la corriente continua en alterna, como cualquier inversor convencional, y si ponemos una fuente de corriente alterna (usualmente un grupo electrógeno) en bornas de salida de! inversor y la corriente va de derecha a izquierda, se comportará como un rectificador, cargando la batería. Esto representa una cierta ventaja en instalaciones que dispongan de grupo electrógeno, ya que ante una emergencia podremos cargar la batería usando un solo equipo (el inversor cargador), o bien, en utilizaciones de dicho grupo, aprovechar el remanente de energía para reponer carga en la batería. El único condicionante es que sólo puede hacer una de las dos cosas, o invierte y pasa de continua a alterna, o rectifica y pasa de alterna a continua, por lo que tendremos que cablear la instalación de tal forma que podamos usar estas dos funciones sin producir averías indeseadas.

## 2.5. ESTRUCTURAS SOPORTE PARA PANELES FOTOVOLTAICOS.

### 2.5.1 Conceptos generales

La estructura soporte, asegura el anclaje del generador solar y proporciona la orientación y el ángulo de inclinación idóneo para el mejor aprovechamiento de la radiación, siendo los encargados de hacer a los módulos y paneles fotovoltaicos resistentes a la acción ejercida por los elementos atmosféricos.

Supongamos que disponemos de una superficie de paneles de  $1 \text{ m}^2$ , y en la zona donde están instalados pueden producirse vientos de  $200 \text{ km/h}$ . La fórmula que expresa la presión máxima del viento es:

$$p = F/S = 0'11.V^2$$

$$F = 0'11.V^2.S$$

donde:

$F$  es la fuerza del viento en kp

$v$  es la velocidad del aire en m/s

$S$  es la superficie receptora en  $\text{m}^2$

$p$  es la presión del viento en  $\text{kp/m}^2$

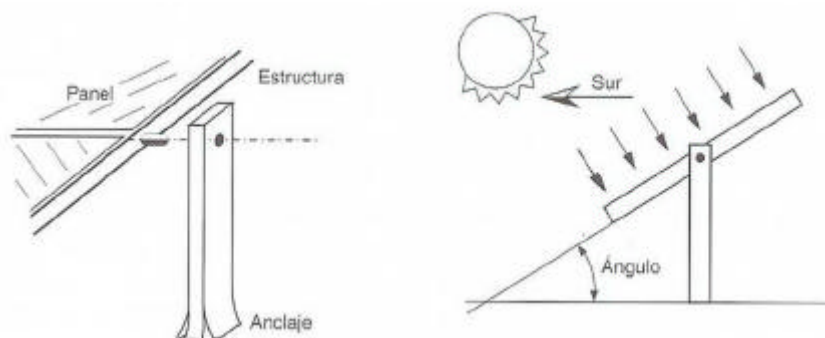
Si aplicamos los datos anteriores, resulta:

$$200 \text{ km/h} = 55'5 \text{ m/s}$$

$$F = 0'11 \cdot (55'5)^2 \cdot 1$$

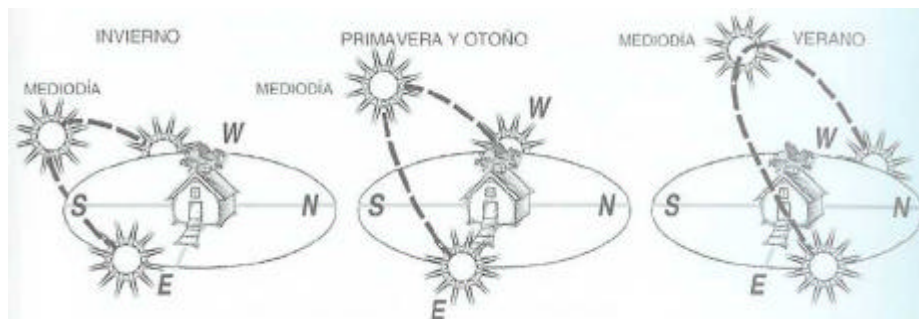
$$F = 338.8 \text{ kp}$$

Lo que demuestra el efecto que puede hacer el viento sobre un grupo de módulos solares, y nos hace pensar en las graves consecuencias de un mal anclaje o un erróneo diseño de la estructura que soporta el conjunto.



También debemos tener cuidado con la nieve, lluvia, heladas, tipo de ambiente donde se encuentra la instalación, etc. Algunas de las acciones descritas (nieve, lluvia) afectan al emplazamiento y forma del soporte de sustentación, mientras que las heladas o determinados ambientes (por ejemplo, los cercanos a las costas) afectan más al tipo de materiales empleados para la construcción de las estructuras.

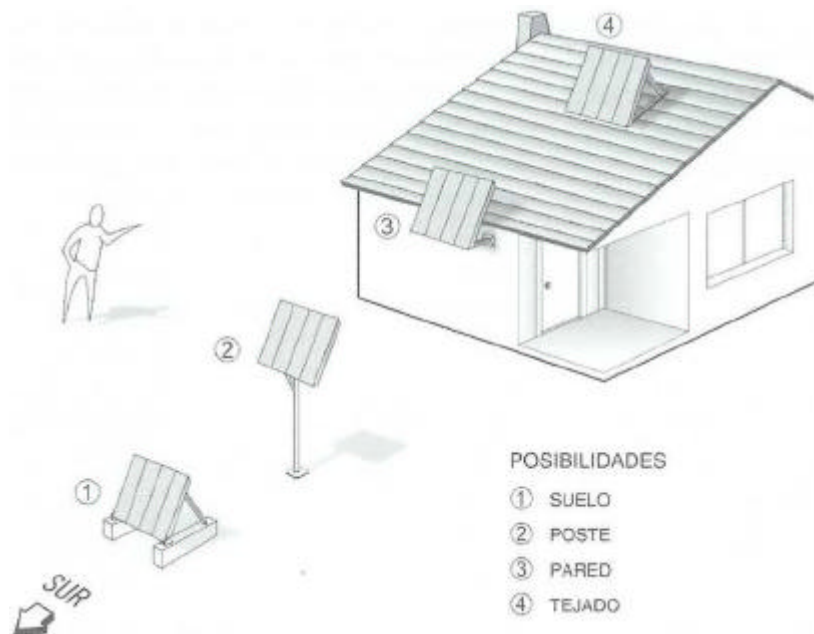
En cuanto a la orientación, ésta ha de ser siempre sur (si estamos en el hemisferio norte), pues es la única posición donde aprovechamos, de una forma total, la radiación emitida por el Sol a lo largo de todo el día. Tan sólo en circunstancias muy especiales podremos variar ligeramente la orientación hacia el poniente o el levante, como puede ser en el caso de existir un obstáculo natural (montaña, etc.) que durante un cierto período impida aprovechar la radiación directa del Sol. Entonces puede ser interesante orientar el panel solar unos grados hacia la derecha, si la sombra se produce a primeras horas de la mañana, para aprovechar al máximo el sol a su puesta, o bien, por el contrario, orientar el conjunto fotovoltaico hacia la izquierda si el obstáculo se encuentra al atardecer. Hemos de decir que esto no representa un incremento grande en cuanto a la potencia eléctrica generada, ya que la salida y la puesta de Sol son los momentos de radiación más débil. No obstante, puede notarse algo más en la estación estival, cuando el Sol tiene su mayor recorrido.



En el esquema podemos observar el corto recorrido en invierno, a la vez que comprobamos que la trayectoria de la radiación es entonces más horizontal que en verano. Es ésta la causa por la que la inclinación de los paneles fotovoltaicos suele ser grande, de tal forma que aprovechemos lo más posible la escasa radiación invernal, haciendo incidir sus rayos normalmente. Como consecuencia, se produce una pérdida en verano que podría ser compensada, si así se diseña el soporte, variando la inclinación del conjunto a un ángulo de inferior valor, volviendo a hacer incidir los rayos solares en un ángulo lo más cercano a los 90° sobre la superficie del panel solar.

### 2.5.2 Tipos de estructura

En la figura se representan cuatro formas típicas de colocar un grupo de módulos fotovoltaicos, que comentaremos seguidamente.

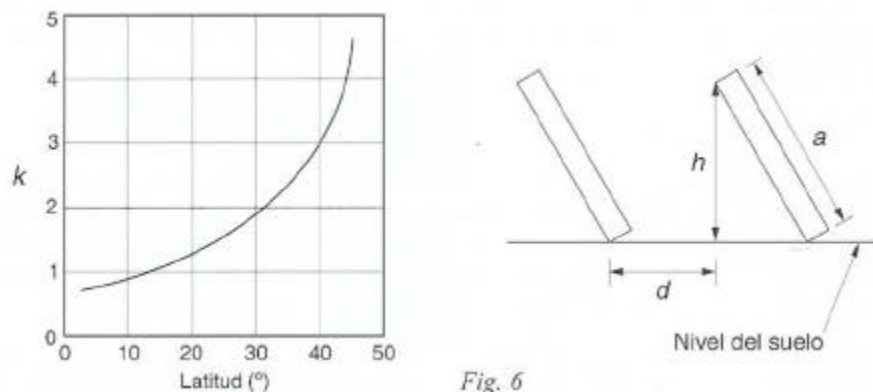


- a) Es la forma clásica. Muy robusta. En esta disposición la acción del viento es menor, pues a mayor altura, mayor es la fuerza del viento. Gran facilidad para su instalación, tanto de la propia estructura soporte como de los paneles fotovoltaicos. Como inconvenientes su excesiva accesibilidad y la mayor probabilidad de que puedan producirse sombras parciales. A la mayoría de estas instalaciones se las suele proteger por medio de un cerramiento metálico. El montaje de este tipo de sustentación del conjunto solar no es demasiado apropiado para aplicaciones en montaña, donde pueda producirse la presencia de nieve, que podría llegar a dejar inmersos en ella a los paneles.
- b) Usado principalmente en instalaciones donde ya se disponga de un mástil. Las instalaciones recomendadas no deben ser muy grandes, contando con poco más de un metro cuadrado de superficie de módulos, ya que si ésta es mayor, nos obligaría a sobredimensionar e incluso arristrar el mástil, siendo posible entonces que otro sistema pudiera ser más económico y de más fácil montaje. Es muy utilizado en las instalaciones de repetidores, donde ya se dispone de una antena que puede hacer las veces de mástil.

- c) Consiste en acoplar la estructura a una de las paredes del recinto. Seguridad debido a la altura, estructura liviana. Puede este sistema adaptarse mediante tacos de expansión o bien realizando una pequeña obra donde se inserte la estructura. La acción del viento queda drásticamente disminuida. El inconveniente es que una de las fachadas dé al Sur. Cualquier variación presentará problemas accesorios.
- d) La instalación en la cubierta de un edificio es uno de los métodos más usados a la hora de realizar el montaje de un equipo solar, ya que normalmente siempre podremos disponer del lugar adecuado para garantizar la perfecta orientación, además de suficiente espacio. Lo comentado para el caso de la instalación sobre el suelo, respecto a los problemas con la nieve, debe ser tenido también en cuenta en este caso.

### 2.5.3 Sombras entre filas de módulos fotovoltaicos

Se da el caso de que cuando existe un gran número de módulos fotovoltaicos a instalar y no se dispone de mucho espacio, es necesario juntar las filas de paneles y esto puede traer como consecuencia que (especialmente en invierno) se produzcan sombras de una a otra fila. La posibilidad de que en verano puedan darse sombra unas filas a otras es mucho menor, ya que el recorrido del Sol es más alto, y por lo tanto, la sombra arrojada por la fila precedente es más pequeña.



La distancia mínima entre fila y fila está marcada por la latitud del lugar de la instalación, dado que el ángulo de incidencia solar varía también con este parámetro. Supongamos que debemos disponer una serie de módulos solares en fila, tal y como se representa en la figura 6, donde  $a$  es la altura de los módulos colocados en el bastidor,  $h$  la altura máxima alcanzada y  $d$  la distancia mínima entre fila y fila capaz de no producir sombras interactivas. Una vez que disponemos del valor  $a$ , y de la latitud del lugar, estamos en disposición de buscar el factor  $h$ . dado por la curva, y seguidamente

trasladándonos a la tabla 2, donde quedan representados por un lado el valor de  $a$  y por otro el ángulo de inclinación que se va a dar al conjunto, obtener el valor de  $h$ . La fórmula que nos da la distancia  $a$ ; entre filas sucesivas de paneles será:  $d=k.h$ .

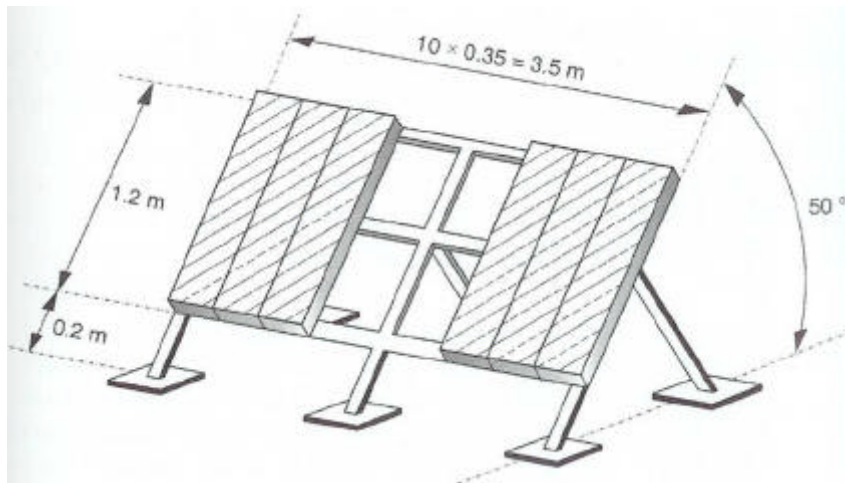
Tabla 2. Valores de  $h$  ( $h = a \text{ sen } \alpha$ )

Ángulo de inclinación $\alpha$	$a$		
	1.5 m	2.7 m	4 m
15°	0.38	0.69	1.03
20°	0.51	0.92	1.36
25°	0.63	1.14	1.69
30°	0.75	1.35	2.00
35°	0.86	1.54	2.29
40°	0.96	1.73	2.57
45°	1.06	1.90	2.82
50°	1.14	2.06	3.06
55°	1.22	2.21	3.27
60°	1.29	2.33	3.46
65°	1.35	2.44	3.62
70°	1.40	2.53	3.75
75°	1.44	2.60	3.86

Realicemos un ejemplo suponiendo que debemos disponer 30 módulos fotovoltaicos, de unas dimensiones de 35 cm x 120 cm cada uno, en tres filas consecutivas ocupando el menor espacio posible al disminuir al máximo la distancia entre las mismas. La latitud del lugar de ubicación es de 30° Norte.

El primer paso será distribuir los módulos en tres filas, realizando tres conjuntos de 10 módulos. Las dimensiones de los marcos soporte serán de 1.4 m x 3.5 m, tal y como se puede ver en la figura. La inclinación del conjunto será 50° sobre la horizontal para favorecer la radiación invernal.



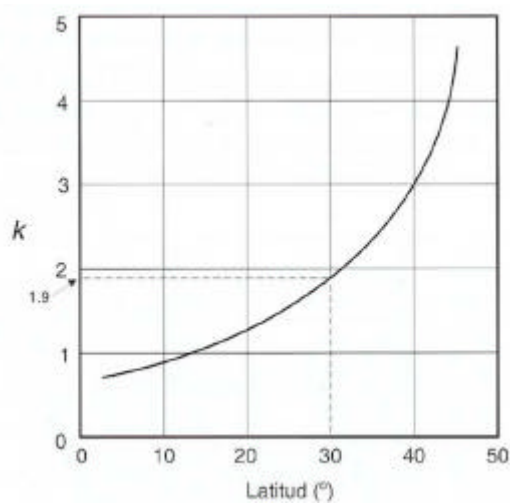


Si observamos en la curva  $k$ -latitud, el valor de  $k$  para una latitud de  $30^\circ$  resulta ser de 1.9. Una vez conocido este valor y sabiendo que el de la variable  $a$  es, en este caso, de 14 m (resultado de sumar la altura del panel más los 20 cm de la pata de la estructura), buscaremos en la tabla 2 el valor de  $h$  en la columna de 1.5 m para  $50^\circ$  de inclinación y que resulta ser de 1.14 (tabla 2-bis). Entonces, aplicando la fórmula

$d = k \cdot h$  tenemos:

$$d = 1.9 \times 1.14 = 2.16 \text{ m}$$

Por lo tanto, la distancia mínima necesaria entre cada fila de paneles será de 2.16 m. De esta manera dispondríamos las tres filas de 10 módulos separadas un mínimo de 2.16 m entre ellas.



Ángulo de inclinación ▼	$a$		
	1.5 m	2.7 m	4 m
15°	0.38	0.69	1.03
20°	0.51	0.92	1.36
Ángulo de inclinación ▼	$a$		
	1.5 m	2.7 m	4 m
30°	0.75	1.35	2.00
35°	0.86	1.54	2.29
40°	0.96	1.73	2.57
45°	1.06	1.90	2.82
<b>50°</b>	<b>1.14</b>	2.06	3.06
55°	1.22	2.21	3.27
60°	1.29	2.33	3.46
65°	1.35	2.44	3.62
70°	1.40	2.53	3.75
75°	1.44	2.60	3.86





#### 2.5.4 Efectos de los agentes atmosféricos

Los módulos solares, sus conexiones y estructuras soporte, se encuentran completamente a la intemperie, y esto requiere una cuidadosa selección de los materiales, tanto más cuanto más duras sean las condiciones atmosféricas que se presenten.

La primera regla para dimensionar y definir todos y cada uno de los elementos que formarán el conjunto fotovoltaico es obtener la mayor cantidad de datos de la Zona en cuestión: vientos (frecuencia e intensidad), temperaturas (máximas como mínimas), pluviometría, presencia de nieve en determinadas épocas del año, tipo de ambiente (si es o no corrosivo), nieblas, etc. Estos factores nos serán también muy útiles para el cálculo de los módulos fotovoltaicos, así como de la capacidad del acumulador.

Si los vientos son fuertes, la estructura soporte de los módulos debe estar prevista para poder dejar un hueco entre módulo y módulo, con el fin de que el aire pueda circular entre ellos, ejerciendo menos presión que si los paneles fotovoltaicos quedan pegados unos a otros. Esta distancia puede estar alrededor de los dos centímetros.

Como ya se ha mencionado anteriormente, debemos tener muy en cuenta la posibilidad de que, si existen precipitaciones en forma de nieve, éstas pueden llegar a tapar los módulos solares. Para evitarlo elevaremos la base de la estructura lo suficiente como para permitir que la nieve se amontone sin perjudicar a la superficie captadora.

Es aconsejable, en todos los casos, la inserción de tirantes entre las patas de la estructura para obtener una mayor resistencia mecánica del soporte.

Hay que prestar especial atención a los ambientes marinos, esto es debido al alto poder corrosivo que poseen. Si la estructura está en contacto con el agua del mar (boyas de señalización, plataformas, etc.), el problema se agudiza, debiendo utilizarse en este caso el acero inoxidable o acero con doble galvanizado en caliente, para dotarle de un grosor mucho más elevado del que habitualmente se aporta para instalaciones en ambientes más benignos.

La lluvia sobre los componentes metálicos no representa en sí misma nada más que la posibilidad de un aumento de la velocidad de oxidación. Ahora bien, como se ha mencionado anteriormente, la instalación consta además de otros componentes como son las uniones eléctricas, cables de conexión, etc. Estos elementos deben ser estancos, con el fin de evitar posibles cortocircuitos producidos por el agua de lluvia. Es aconsejable que los módulos solares dispongan de una caja de conexiones estanca, o bien, si los terminales están desnudos, que queden protegidos después de realizar la conexión, mediante un capuchón de goma. Todos los conductores eléctricos deben estar



suficientemente aislados, e incluso se podría recomendar el utilizar en las partes exteriores cables de manguera de doble capa bajo un tubo plástico resistente.

Debemos pensar que las instalaciones solares fotovoltaicas no siempre son definitivas e inamovibles. Por esta razón se debe prestar suma atención a las partes de amarre (tanto de paneles - estructura como de estructura - base de soporte), ya que en un determinado momento puede ser necesaria la sustitución de un módulo o la ampliación en tamaño del soporte fotovoltaico, por haber crecido la demanda de potencia. Por este motivo se han de usar buenos materiales en tornillería.

Como último consejo, no debemos olvidar nunca el uso de silicona en todas aquellas uniones o puntos débiles frente al agua y la humedad, sellando de esta forma conexiones eléctricas, cajas, juntas, etc.

---

### 3. CÁLCULO DE INSTALACIONES.

---

#### 3.1. INTERPRETACIÓN DE LAS TABLAS DE RADIACIÓN.

La cantidad de energía recibida del Sol (radiación solar) y la demanda diaria de energía son los dos factores que marcan la pauta para diseñar un sistema solar fotovoltaico. El consumo eléctrico del equipo receptor queda determinado por la potencia eléctrica consumida multiplicada por las horas de funcionamiento a que va a estar sometido dicho equipo. Restaría, pues, analizar la potencia recibida del Sol en el lugar de ubicación para poder calcular el número de módulos fotovoltaicos necesarios para que se equipare globalmente la potencia producida a la consumida.

La elección de los datos de radiación solar dependerá directamente de la situación de la instalación, así como de las condiciones meteorológicas predominantes y particulares de cada lugar.

Es de suma importancia considerar las condiciones particulares del lugar de la instalación, recogiendo datos referidos a nieblas, precipitaciones frecuentes, nieve y altura que puede alcanzar ésta, temperaturas máximas, mínimas y medias, etc., factores todos a tener en cuenta a la hora de calcular el sistema.

Los datos ofrecidos en las tablas de radiación suelen ser medias de medidas realizadas en varios años, de tal forma que se ofrecen valores promediados de años buenos, regulares y malos meteorológicamente hablando, hecho que nos asegura una mayor fiabilidad en dichos datos.



Lo mismo ocurre con los datos mensuales de las tablas de radiación, ya que durante el transcurso de un mes se pueden presentar condiciones meteorológicas prolongadas de lluvias, nieves, días nublados, tiempo seco y claro, que pueden afectar a los cálculos mensuales de radiación solar. Sin embargo, estos fenómenos se promedian a lo largo de varios años de toma de datos, haciéndolos muy fiables a partir de medias calculadas durante cinco o más años.

Las unidades de medición de energía solar que comúnmente se usan son el langley (caloría por centímetro cuadrado) y, con más frecuencia, el kilojulio por metro cuadrado. Otra unidad es la Btu por metro cuadrado (o por pulgada cuadrada), pero ésta es más utilizada en los diseños de colectores térmicos que en los fotovoltaicos.

➤ *Radiación mensual*

Usando la tabla 3 podemos definir el ángulo de inclinación más idóneo para obtener la máxima radiación en un determinado mes. Esto es bastante común en los cálculos fotovoltaicos, ya que muchos sistemas deben diseñarse para soportar las peores condiciones de insolación, asegurando la alimentación de la carga.

* PROVINCIA : MADRID		* ORIENTACION : SUR											
* LATITUD : 40.42		* UNIDADES : KJ/M2											
PENDIENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
0	8362	9770	14130	19552	21104	23570	25874	27904	18118	10762	7328	8236	3604290
5	7054	10384	14848	19990	21308	23614	26048	27438	14790	11496	8078	7888	3603292
10	7704	11314	15584	20480	21400	23966	26072	27794	17366	12148	8782	7882	3972342
15	8312	11982	16042	20712	21444	23582	25940	27970	17840	12770	9440	8654	6107994
20	8870	12574	16504	20902	21298	23072	25658	24064	18214	13300	10042	9368	6209950
25	9380	13090	16862	20968	21072	22648	25274	24018	18484	13792	10582	10022	6278924
30	9832	13544	17122	20910	20726	22138	24744	23824	18638	14124	11040	10612	6312798
35	10224	13904	17282	20780	20378	21508	24114	23084	18494	14430	11372	11188	6310184
40	10554	14184	17342	20434	19702	20764	23330	23024	18634	14612	11814	11592	6271428
45	10818	14378	17300	20024	19026	19908	22486	22420	18474	14728	12082	11972	6195894
50	11014	14482	17154	19496	18250	18944	21360	21688	18198	14794	12274	12278	6086294
55	11140	14490	16900	18680	17500	17884	20240	20828	17810	14692	12390	12302	5937982
60	11206	14420	16584	18118	16424	16700	18940	19832	17330	14542	12430	12466	5759468
65	11194	14244	16120	17270	15432	15430	17480	18766	14754	14300	12394	12706	5554124
70	11134	14022	15596	16342	14584	14428	16320	17584	14084	13984	12278	12686	5318284
75	10966	13686	14974	15324	13268	13130	14886	14566	13320	13582	12084	12584	5054872
80	10750	13274	14274	14238	12094	11820	13380	13042	14472	13180	11820	12400	4745332
85	10464	12782	13488	13188	10874	10524	11810	12482	13582	12538	11480	12154	4452878
90	10118	12212	12634	11916	9450	9270	10384	11244	12554	11906	11040	11792	4126744

Supongamos que deseamos obtener la media máxima de radiación en los meses más desfavorables y definir el ángulo al cual deben de inclinarse los módulos fotovoltaicos. Para ello, buscaremos en las columnas de noviembre, diciembre y enero, que resultan ser las más homogéneas en toda la gama de ángulos respecto al valor de radiación. Si observamos detenidamente, tanto octubre como febrero incrementan notablemente su valor, por lo cual, si los incluyéramos, la media de radiación a calcular se vería desviada y, por lo tanto, podríamos darnos un dato más elevado pero menos fiable para un cálculo fotovoltaico.



RADIACION SOLAR : POTENCIA INCIDENTE													PROVINCIA : MADRID		UNIDADES : kJ/m <sup>2</sup>				
*****													LATITUD : 40.42						
INCLINACION : 30													ORIENTACION SUR						
MORA SOLAR	4	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	TOTAL					
ENERO	0	0	225	634	1064	1409	1566	1586	1409	1064	634	225	0	0	13364				
FEBRERO	0	0	398	964	1467	1859	2084	2084	1859	1467	964	398	0	0	17122				
MARZO	0	145	630	1201	1794	2214	2469	2469	2214	1794	1201	630	145	0	17122				
ABRIL	0	333	925	1419	2142	2581	2856	2856	2581	2142	1419	925	333	0	20910				
MAYO	98	446	1000	1606	2079	2437	2609	2609	2437	2079	1606	1000	446	98	20724				
JUNIO	335	525	1112	1719	2209	2553	2820	2820	2553	2209	1719	1112	525	335	22130				
JULIO	100	534	1214	1925	2488	2903	3206	3206	2903	2488	1925	1214	534	100	26764				
AGOSTO	41	416	1092	1642	2126	2596	3200	3200	2596	2126	1642	1092	416	41	23224				
SEPTIEMBRE	0	214	747	1414	1937	2371	2636	2636	2371	1937	1414	747	214	0	18630				
OCTUBRE	0	0	455	1032	1524	1911	2140	2140	1911	1524	1032	455	0	0	16124				
NOVIEMBRE	0	0	267	737	1200	1566	1740	1740	1566	1200	737	267	0	0	11640				
DICIEMBRE	0	0	317	657	1126	1508	1698	1698	1508	1126	657	317	0	0	10612				

El paso siguiente consiste en comparar dónde se producen las máximas radiaciones en los tres meses antes indicados. Para esto, observaremos que los valores mayores para noviembre y enero se consiguen a un ángulo de 60° y para el mes de diciembre a 65°, pero con una variación de tan sólo 60 kJ/m<sup>2</sup>, valor totalmente despreciable, por lo que podemos establecer como ángulo más idóneo el de 60°, y una radiación media en los meses más desfavorables de:

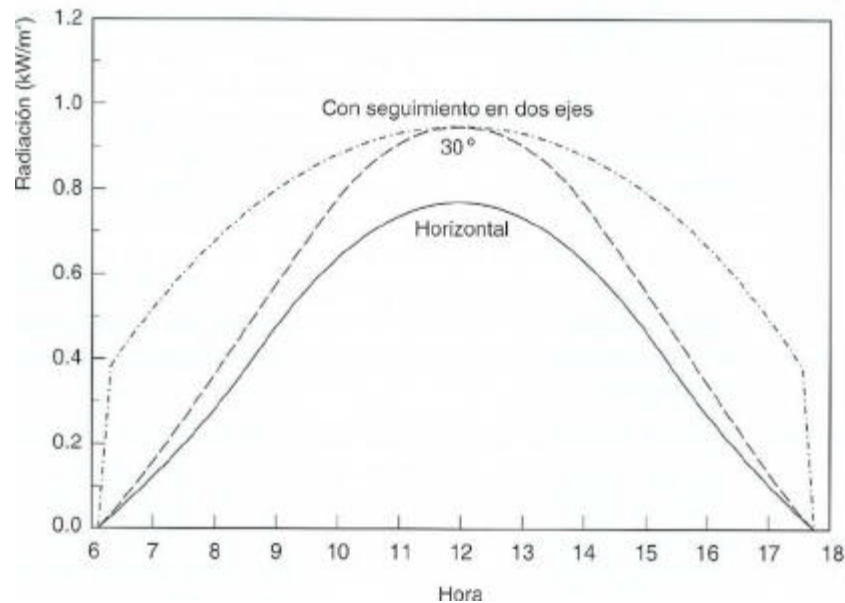
$$(Nov. + Dic. + Ene.)/3 = (12430 + 12646 + 11206)/3 = 12094 \text{ kJ/m}^2$$

Observemos que los valores del mes de noviembre y diciembre superan la media y tan sólo enero presenta una desviación del 7.3%, por lo cual este dato de radiación podría ser utilizado, comprobando que el déficit producido en enero puede ser absorbido por la batería de acumuladores. Dicho déficit sería rápidamente compensado en el mes siguiente, ya que la radiación solar aumenta en más de 2000 kJ/m<sup>2</sup>.

Los valores antes expresados y los ofrecidos en las tablas corresponden a valores medios diarios de cada uno de los días del mes.

Puede darse también el caso de sistemas fotovoltaicos que se utilicen durante uno o dos meses al año, por ejemplo en verano, y deseemos encontrar la máxima radiación y el ángulo de inclinación. Para ello, igual que en el caso anterior, tendremos que buscar el mes de mayor insolación, que resulta ser julio, y el ángulo de inclinación más idóneo sería el de 10° sobre la horizontal, produciéndose una radiación de 26072 kJ/m<sup>2</sup> en estas condiciones.

Como conclusión, se puede decir que para obtener las mayores radiaciones de los meses más desfavorables, los ángulos que debemos utilizar rondarán los 60° para el territorio de la península, y por el contrario, las mayores radiaciones de los meses estivales serán con ángulos pequeños.



➤ *Radiación anual máxima*

Puede darse el caso de que se necesite el valor más elevado de radiación a lo largo de un año. Para ello bastará buscar en la tabla anterior el mayor valor en la columna correspondiente a los totales, que en este ejemplo se sitúa en  $6312798 \text{ kJ/m}^2$  por año, lo que supone  $17295.3 \text{ kJ/m}^2$  por día, y que corresponde a un ángulo de  $30^\circ$  sobre la horizontal.

En la práctica estos datos suelen ser usados pocas veces, dado que las instalaciones, normalmente, tienen un consumo muy equilibrado día a día, como para diseñar el sistema basándose en este parámetro, pues si lo analizamos bien, vemos que sólo los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre superarían el valor promedio de  $17295.3 \text{ kJ/m}^2$ , lo que nos indica que deberíamos disponer de un acumulador capaz de suministrar energía durante seis meses al año y esto, en muchos casos, no resulta ni técnica ni económicamente viable.

➤ *Máxima radiación mensual*

Tampoco es muy habitual el que se diseñen sistemas que varíen el ángulo mensualmente para obtener la máxima radiación y aprovechar mejor el sol en cada uno de los meses. Tan sólo en los sistemas de seguimiento se utiliza esta técnica, interesante para grandes despliegues de paneles fotovoltaicos, pues es totalmente necesario el tener un servicio de mantenimiento, que en esos casos quedaría justificado, pero no normalmente en una pequeña instalación.

En la tabla siguiente se muestran las radiaciones mensuales máximas y los ángulos en los cuales se producen.

Tabla 5

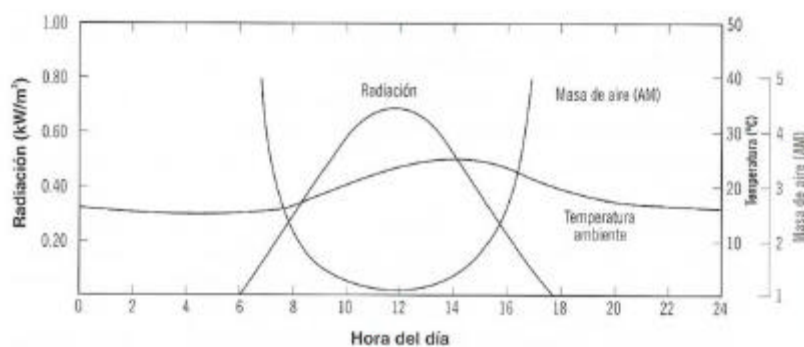
Mes	Radiación máxima	Ángulo
Enero	11 206	60°
Febrero	14 498	55°
Marzo	17 342	40°
Abril	20 966	25°
Mayo	21 480	10°
Junio	23 614	5°
Julio	26 072	10°
Agosto	24 064	20°
Septiembre	18 694	35°
Octubre	14 754	50°
Noviembre	12 430	60°
Diciembre	12 706	65°

Si nos fijamos en los ángulos, observaremos que a medida que se acerca el verano, la radiación máxima se produce a un ángulo más pequeño debido a la altura que va tomando el Sol. Lo contrario ocurre en el invierno, cuando sus rayos no son perpendiculares a la superficie terrestre, sino mucho más inclinados.

➤ *Radiación diaria*

Si observamos la tabla de radiación solar (potencia incidente) podemos sacar varias conclusiones como, por ejemplo, la hora a la cual se va a producir la primera incidencia de radiación sobre el panel, así como su valor, y el final de radiación y principio de la noche.

Estos datos pueden servir para determinar, por ejemplo, el tiempo de funcionamiento a lo largo de los meses de un sistema de balizaje, o evaluar la producción hora por hora de un módulo fotovoltaico a lo largo del día.







Este último caso puede ser llevado a un diagrama como el de la figura, observando que se produce una curva en forma de campana, donde en su parte más elevada se produce el máximo de radiación al incidir el sol frontalmente al módulo solar. Este punto coincide también con el pico de producción eléctrica de dicho módulo.

Normalmente, todas las tablas de radiación están expresadas en  $\text{kJ/m}^2$ . No obstante, se pueden encontrar algunas cuyas unidades sean los langleys ( $\text{cal/cm}^2$ ), o bien el Btu-hora/ $\text{pie}^2$  (Btu  $\text{h/ft}^2$ ). Estableceremos las diversas correspondencias entre todas las unidades:

$$100 \text{ mW /cm}^2 = 317 \text{ Btu.h/ft}^2 = 86 \text{ langleys/h}$$

Dado que una caloría es igual a 4.186 julios, tendremos que:

$$1 \text{ julio} = (1/4.186) \text{ cal} = 0.24 \text{ calorías}$$

$$1 \text{ kJ/m}^2 = (1 \text{ kJ}) / (10^{-4} \text{ cm}^2) = 10^{-4} \text{ kJ/cm}^2$$

$$1 \text{ kJ/m}^2 = 0.1 \text{ julios/cm}^2$$

$$0.1 \text{ julios/cm}^2 = 0.1 \times 0.24 \text{ cal/cm}^2$$

Resumiendo:  $1 \text{ kJ/m}^2 = 0.024 \text{ cal/cm}^2$ , o sea

$$1 \text{ kJ/m}^2 = 0.024 \text{ langleys}$$

Luego, bastará multiplicar los valores en  $\text{kJ/m}^2$  por el factor 0.024 para obtener directamente el valor en langleys.

Quizás una de las conversiones más importantes es la que relaciona el valor de la radiación con la cantidad de energía que va a generar un módulo solar fotovoltaico en las condiciones de radiación dadas para el lugar. Para ello partimos de la energía total diaria recibida, obtenida de las tablas mencionadas anteriormente, y dada en  $\text{kJ/m}^2$  o langleys. Estos valores representan las medias diarias, calculadas por meses, de energía total recibida durante el día promedio. Los fabricantes de módulos solares expresan sus valores eléctricos referidos a una radiación de  $100 \text{ mW/cm}^2$ , o lo que es lo mismo,  $1000 \text{ W/m}^2$ . Bastará entonces establecer un nexo de unión entre la energía solar recibida y la cantidad de energía proporcionada por el módulo fotovoltaico a una radiación de  $100 \text{ mW/cm}^2$ ; a este valor se le da el nombre de *horas de sol pico* u *horas de sol equivalente*, y todo ocurre como si pudiéramos poner el Sol frente al panel solar durante estas horas y retirado después. La cantidad de energía en este supuesto sería la misma que lo que sucede en realidad, o sea que el Sol describe un arco frente al módulo, generando una energía progresivamente más alta hasta el mediodía solar, y decreciendo posteriormente hasta desaparecer.

Veamos paso a paso el proceso:



- 1) 1 langley = 1 cal/cm<sup>2</sup>
- 2) 1 cal=4.186W.s
- 3) 1 h = 3600 s
- 4) 4.186 W.s x (1 h)/(3600 s) = 0.00116 Wh
- 5) 1 Wh = 1000 mWh
- 6) Para convertir 1000 m Wh en 100 m Wh: (1000 mWh)/(100 mWh) = 10
- 7) Luego: 0.00116 Wh x 10 x (100 mWh)/(1 Wh) = 0.0116 x 100 mWh
- 8) Por tanto:

$$1 \text{ cal/cm}^2 = 0.0116 \times (100 \text{ mWh})/\text{cm}^2$$

o lo que es lo mismo:

$$1 \text{ langley/día} = 0.0116 \times (100 \text{ mWh})/(\text{cm}^2.\text{día})$$

**El valor (100 mWh)/cm<sup>2</sup>** es lo que se ha dado en llamar *hora de sol pico (h.s.p.)*. De esta forma, multiplicando los langleys por el factor 0.0116, obtendremos el número de h.s.p. equivalentes, para poder trabajar más fácilmente en los cálculos de instalaciones.

Según lo anterior, se puede establecer que:

$$\text{langley} \times 0.0116 = \text{h.s.p.}$$

$$(\text{kJ/m}^2) \times 0.024 \times 0.0116 = \text{h.s.p.}$$

### 3.2. CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. FACTOR DE SEGURIDAD.

Una vez conocida la radiación del lugar donde se va a instalar el sistema solar y definido el ángulo idóneo para el mejor aprovechamiento de ésta, pasaremos a calcular el número de paneles fotovoltaicos necesarios. Para ello bastará obtener la producción eléctrica de cada módulo en el lugar de ubicación, y dividir posteriormente el consumo por la producción unitaria de cada uno de éstos.

Veamos un ejemplo:

Supongamos que partimos de una radiación de 15000 kJ/m<sup>2</sup> y debemos alimentar una carga cuyo consumo sea de 84 W y funcione durante 5 minutos cada hora del día a una tensión nominal de 12 voltios.

El primer paso consiste en calcular el consumo diario total del receptor. Para ello calcularemos el tiempo diario de funcionamiento y posteriormente la potencia consumida al día.

$$(5 \text{ min/h}) \times (24 \text{ h/día}) = 120 \text{ minutos/día} = 2 \text{ horas/día}$$





luego:

$$84 \text{ W} \times 2 \text{ h/día} = 168 \text{ W.h/día}$$

Como la tensión es de 12 V nominales:

$$(168 \text{ W.h/día}) / (12 \text{ V}) = 14 \text{ Ah/día}$$

El consumo resulta ser de 14 amperios-hora por día. Una vez calculado este dato, procederemos a saber cuánta corriente genera al día un módulo solar. Si suponemos que utilizamos un módulo capaz de proporcionar, a  $100 \text{ mW/cm}^2$ , 2 amperios, tenemos:

$$15000 \text{ kJ/m}^2 \times 0.024 = 360 \text{ langleyes}$$

$$360 \text{ langleyes} \times 0.0116 = 4.17 \text{ h.s.p.}$$

Como por hora de sol pico (h.s.p.) el módulo nos da 2 amperios:

$$4.17 \text{ h.s.p.} \times 2\text{A} = 8.34 \text{ Ah/día}$$

Queda entonces evidente que el número de módulos en paralelo que necesitamos, será el resultado de dividir el consumo diario entre la producción diaria del panel. Por lo tanto:

$$\text{Número de paneles en paralelo} = (14 \text{ A.h/día}) / (8.34 \text{ A.h/día}) = 1.6 \cong 2$$

Como en este caso la tensión es 12 V, el número de paneles en paralelo es mismo que el número total de paneles. No ocurriría así si la tensión fuera 24 V; en este caso, al ser los módulos de 12 V, nos veríamos obligados a disponer de dos series de dos módulos en paralelo, con el fin de proporcionar la corriente necesaria a la tensión de funcionamiento. Entonces, el número total de módulos sería cuatro si consumiéramos los 14 A.h/día a 24 V.

Un aspecto muy a tener en cuenta especialmente en instalaciones comprometidas, es la adición al valor del consumo de un factor de seguridad, también llamado factor de diseño. Este incremento que se añade al consumo real del receptor compensa pequeños gastos de corriente eléctrica producidos por consumos de los reguladores de carga, autodescarga de la batería, pérdidas eléctricas en los conductores, etc. También cubre el déficit de una posible capa de polvo o suciedad que pueda depositarse en la superficie del módulo, reduciendo por ello la energía producida, así como la pequeña degradación que sufriría el panel a lo largo de los años de trabajo, o incluso las variaciones climatológicas que pudieran derivarse al utilizar datos de radiación solar alejados del lugar real de la instalación.

Todas esas consideraciones aconsejable el incremento de un factor de seguridad como prevención a posibles fallos en las instalaciones. El valor de dicho factor será más grande cuanto



mayor sea el riesgo y la importancia de que se pueda dar alguno de los supuestos mencionados anteriormente u otros especiales que pudieran incidir.

Como regla general, suele utilizarse un factor de seguridad del 10% si los datos de radiación se han tomado en las peores condiciones (invierno). Este tanto por ciento se debe incrementar si utilizamos datos medios de radiación, o bien si las circunstancias del lugar o de la instalación así lo aconsejan.

Si aplicamos pues a nuestro ejemplo un factor de diseño de un 15%, obtenemos:

$$\text{Consumo} + 15 \% = (14 \text{ A.h/día}) \times 1.15 = 16.1 \text{ A.h/día}$$

$$\text{N}^\circ \text{ de paneles en paralelo} = (16.1 \text{ A.h/día}) / (8.34 \text{ A.h/día}) = 1.93 \cong 2$$

Observaremos que el número real de paneles fotovoltaicos no ha cambiado, pero el número teórico ha pasado de ser de 1.6 a ser de 1.93.

### 3.3. CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DE ACUMULACIÓN.

Otro de los cálculos básicos de una instalación fotovoltaica corresponde al cálculo de los A.h de capacidad que ha de tener el acumulador de la instalación. Para ello definiremos qué se entiende como *día de autonomía*, que corresponde al hecho de que, produciéndose un día sin radiación solar, el acumulador pueda proporcionar al receptor la corriente necesaria para su perfecto funcionamiento durante las horas previstas en el diseño.

El número de días de autonomía que debemos dar a una instalación estará marcado por dos factores fundamentales como son la seguridad que necesite la instalación y la posibilidad estadística de producirse días nublados consecutivos, factor este último íntimamente ligado al lugar de situación. Cuanto mayor sea la seguridad deseada ante un posible fallo, mayor ha de ser el número de días de autonomía.

La profundidad de descarga que se produce en la batería, tanto diariamente durante la descarga nocturna, como en una descarga excepcional al producirse unos días de mal tiempo, representa un dato fundamental para el cálculo de la capacidad de acumulación. No obstante, el valor de la descarga máxima b deberemos definir en función del tipo de batería que se utilice.

Una de las formas de calcular la capacidad de acumulación consiste en aplicar la siguiente fórmula:

$$\text{Capacidad} = (\text{Consumo} \times \text{Días de autonomía}) / \text{Profundidad de descarga}$$



Supongamos en nuestro ejemplo que se desean asegurar 10 días de autonomía, llegando a una descarga final del 40% si esto se produce. Aplicando la fórmula anterior tendremos que:

$$\text{Capacidad} = (14 \text{ A.h/días}) \times (10 \text{ días}) / 0.4 = 350 \text{ A.h}$$

Obsérvese que se ha aplicado el consumo real, y no el aumento con el 15% de seguridad, ya que en este caso se ha supuesto que la carga consumirá exactamente los 14 A.h/día sin pérdida adicional alguna.

Supongamos ahora que por alguna causa no se produce aportación eléctrica del grupo fotovoltaico a la batería durante 10 días consecutivos. En estas circunstancias, se tomarán de la batería 140 A.h, que precisamente corresponden al 40 % de los 350 A.h totales, resultando que todavía nos quedan en el acumulador 210 A.h (o sea, el 60 % del total).

Puede ocurrir que en determinadas instalaciones donde el frío es muy intenso, debemos tener en consideración este hecho si las bajas temperaturas se mantienen durante varios días, pues la capacidad de una batería disminuye drásticamente con el frío, e incluso se incrementa la posibilidad de congelación del electrolito si el estado de carga al cual se encuentra el acumulador es bajo. Por este motivo, la introducción en los cálculos de unos días de autonomía extra o bien el incremento de un tanto por ciento supletorio a la capacidad calculada, nos evitaría la posibilidad de un fallo producido por efecto de bajas temperaturas. La elección de este factor de seguridad adicional se tomaría a la vista de los datos del fabricante del acumulador respecto a la disminución de temperatura, así como por las temperaturas mínimas producidas en la zona.

Para completar totalmente el cálculo de la batería, bastará buscar en las tablas de modelos de los diferentes fabricantes hasta encontrar aquel acumulador que posea una capacidad igual o algo superior a la calculada, definiendo el modelo y número de elementos a utilizar en la instalación.

Debemos tener en cuenta que lo ideal para un acumulador es disponer de la capacidad total a la tensión de trabajo nominal, debiendo rechazar en principio la posibilidad de acoplar acumuladores en paralelo, ya que disminuye la fiabilidad. En general, el uso de más de dos baterías en paralelo se puede considerar peligroso, no obstante, no así cuando estas mismas baterías se conectan en serie.

### 3.4. CÁLCULO DEL REGULADOR.

El primer paso consistirá en definir el tipo de regulador, bien sea serie o paralelo, y una vez definido este punto, se calculará el número de paneles que se han de acoplar con cada elemento de regulación.

Si la instalación es reducida, todos los paneles estarán normalmente conectados a un solo regulador, pero en caso contrario se deberán hacer grupos de módulos, cada uno con su regulador, conectando todas las salidas al mismo acumulador.

Como ejemplo, vamos a suponer que se dispone de un grupo de 20 módulos de 2.5 A de producción máxima y unos reguladores capaces de aguantar 30 A, siendo la instalación de 12 V nominales.

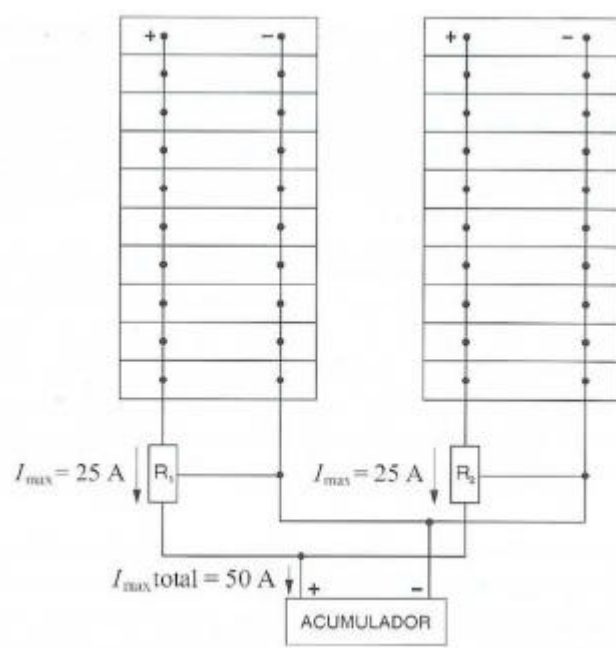
La producción máxima de todos los paneles sería de:

$$2.5 \text{ A} \times 20 = 50 \text{ A}$$

por lo tanto, el número de reguladores será de:

$$50 \text{ A} / 30 \text{ A} = 1.6 \cong 2 \text{ reguladores}$$

La distribución quedaría entonces en dos grupos de 10 paneles en paralelo, cada uno manejado por un regulador, tal y como se puede ver en el esquema de la figura.



No resulta nunca conveniente apurar al máximo la potencia del regulador, puesto que de producirse una variación en la salida de todos o alguno de los módulos que componen el subconjunto, podría superarse la potencia máxima y hacer peligrar la fiabilidad de su funcionamiento. Pensemos también que las salidas máximas de los módulos están dadas a  $100 \text{ mW /cm}^2$ , y cualquier variación de radiación (instalaciones en montañas, reflejo del contorno, etc.), se traduciría en un aumento de la potencia producida, pudiendo ocurrir que el regulador sobrepase su potencia nominal, con el consiguiente peligro de avería.

Es recomendable, por lo tanto, dejar un cierto margen de seguridad entre la potencia máxima producida por los paneles y la potencia máxima del regulador. Un 10% podría ser un buen margen para evitar posibles fallos en el sistema.

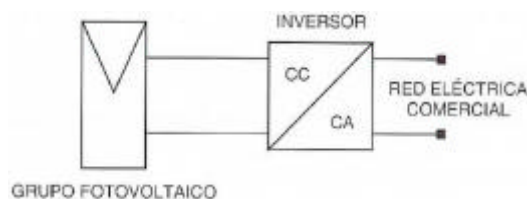
Hoy el mercado ofrece una amplia gama de reguladores estándar, que van desde unos pocos amperios hasta valores de 50 A o más. Por consiguiente, deberemos poner un solo regulador de carga que nos asegure una modulación de la carga única, con centralización de todas las alarmas (baja y alta tensión, etc.) que pueda traer dicho regulador de serie.

## 4. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA.

### 4.1. CONCEPTOS GENERALES.

Hace ya años que se realizaron las primeras experiencias en sistemas fotovoltaicos que suministraban la energía producida directamente a la red eléctrica convencional, evitándose así el uso de baterías de acumuladores, cuyo coste tiene gran repercusión en el precio final del conjunto.

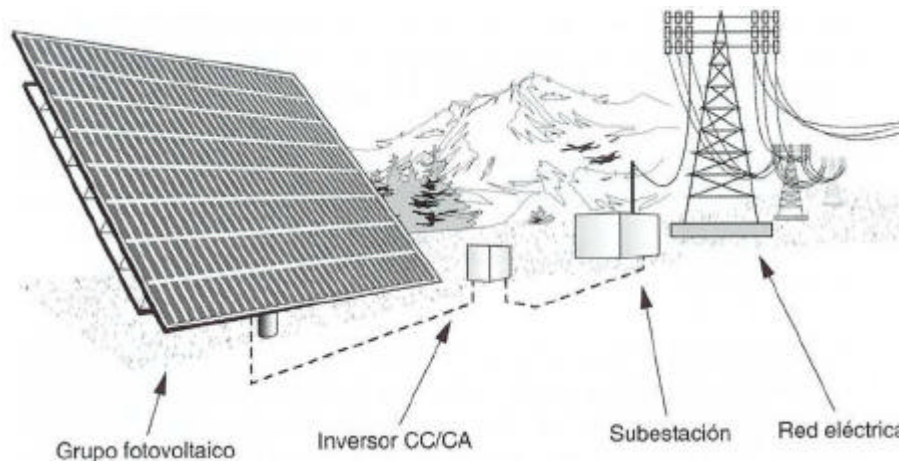
Una instalación conectada a la red eléctrica convencional está formada por el conjunto de módulos fotovoltaicos y un inversor capaz de convertir la corriente continua del grupo solar en corriente alterna, inyectándola en la misma frecuencia y fase que la existente en cada momento en la red de distribución.



Inicialmente, estos sistemas conectados a red se diseñaron y calcularon para el montaje de centrales fotovoltaicas.

Después de observar que las centrales fotovoltaicas funcionaban correctamente, y en la medida que se avanzó en la electrónica de potencia que integra los inversores, no se tardó en pensar que estos sistemas podrían ser realizados a potencias menores, con el fin de ser empleados en pequeñas centrales domésticas adaptables a viviendas dotadas de acometida convencional de electricidad.

Este tipo de instalaciones, desde un punto de vista de macro-escala, podría en un futuro resolver en algunas zonas ciertos problemas existentes en la generación y distribución de energía eléctrica convencional.



Al no ser las conexiones a red fotovoltaicas amortizables a corto plazo, los sistemas de incentivos ofrecidos por los gobiernos son variados, desde la subvención directa a fondo perdido hasta el pago de una prima por kWh producido, pasando por sistemas mixtos, financiación a bajo interés, desgravaciones fiscales, etc., definitiva, una serie de medidas dirigidas a potenciar el uso de sistemas conectados a red desde la perspectiva del ciudadano corriente.

En el caso de Europa y a raíz de los acuerdos de la cumbre de Kyoto, los países miembros se comprometieron a que el 12% de la energía primaria fuera de origen renovable en 2010, que en el caso de la fotovoltaica significaría una cuota de aproximadamente 3000 MWp instalados a finales de dicho año.

Parece lógico, desde el punto de vista técnico, que las conexiones a red distribuidas sean mucho más interesantes que las centrales: se evitan las pérdidas por transporte de la energía generada



y, la energía de origen solar es producida allí donde es consumida. Además, no ocupa espacio extra, ya que generalmente las instalaciones se situarán en los tejados de las.

## 4.2. DESCRIPCIÓN DE UN SISTEMA CONECTADO A RED.

### *Campo solar*

El campo solar, generador de la energía que posteriormente será suministrada a la red de distribución eléctrica, debe ser diseñado meticulosamente. Son varios los factores a tener en cuenta a la hora de plantear un sistema de este tipo, a saber: su integración, tensión de trabajo, interconexión, protecciones y estructura soporte.

### *Integración*

Dado que estas instalaciones suelen estar ubicadas en viviendas, generalmente unifamiliares, en las ciudades y urbanizaciones, se debe tener muy en cuenta su integración dentro del conjunto. Generalmente, los módulos se instalan en la cubierta sur del edificio, aprovechando la propia inclinación de ésta, y se sitúan en espacios libres de sombras que puedan producir árboles o edificios colindantes.

Aquí prima la energía máxima anual y no la máxima invernal, como ocurre en los otros casos. El ángulo de inclinación idóneo para una instalación de conexión a red es aquél tal que la producción de todo el año resulta ser la más alta, ya que se trata de suministrar el máximo de energía independientemente de la época del año.

Hoy en día, se trata de fabricar los propios módulos fotovoltaicos preparados para su uso en la construcción, como elementos para panelar cubiertas y fachadas y con una estética diseñada para este tipo de instalaciones. Estos diseños se ven favorecidos por el uso de módulos de capa delgada, que aun siendo de más bajo rendimiento, permiten unas mayores posibilidades estéticas, ya que pueden ser fabricados en distintos colores, incluso traslúcidos, para actuar como elementos de acristalamiento.

También en los módulos cristalinos tradicionales se está experimentando con células coloreadas, y con la tecnología de Silicon Film, APEX™, con la cual podrían hacerse módulos de una sola célula, con lo que evitaríamos las conexiones entre células en los módulos.



### *Tensión de trabajo*

Estos sistemas suelen ser de un mínimo de 2 kW, ya que la instalación de potencias más pequeñas no resulta rentable, debido fundamentalmente a que el coste de un inversor más pequeño es prácticamente igual que el de otro algo más grande.

También ocurre que la diferencia de precios entre inversores es mínima cuando se trabaja a 24 V o 48 V respecto a tensiones mayores, ya que lo que realmente cuesta caro en los puentes inversores es la intensidad que se debe manejar, y por esta razón, se suele trabajar a altas tensiones en corriente continua.

Tensiones entre 120 V y 350 V son frecuentemente utilizadas en sistemas de conexión a red. Esto hace que se dispongan no menos de 7 módulos, pudiendo llegar hasta 23 ó 24 unidades, cuya conexión eléctrica se realiza en serie, con lo que aumentamos la tensión y disminuimos la intensidad de salida del grupo fotovoltaico, lo que favorece además una menor pérdida en las líneas eléctricas de interconexión.

### *Interconexión y protecciones:*

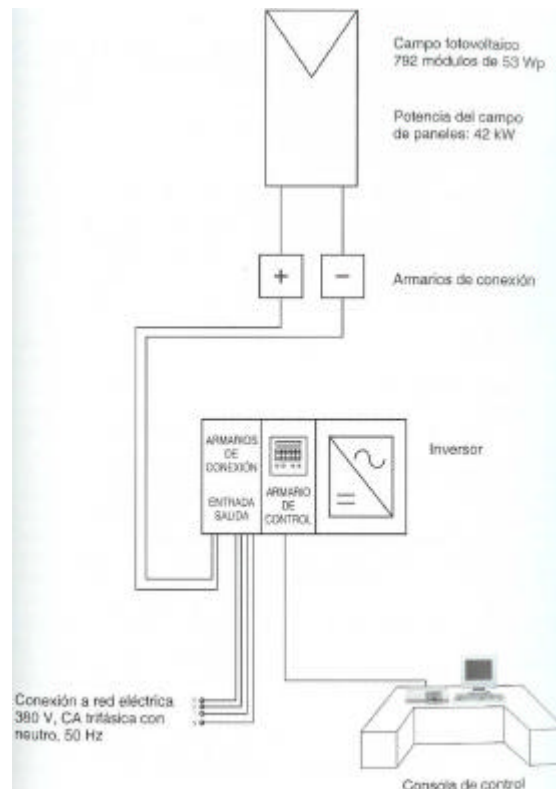
La tensión del campo fotovoltaico es elevada, por lo que hay que disponer varios módulos en serie conectados en paralelo con otros grupos similares, hasta alcanzar la potencia prevista en el dimensionado.

El hecho de conectar un gran número de módulos en serie, añade un problema a la elección de éstos, como es el de la dispersión de la corriente pico. La elección de las células que componen un módulo y su clasificación para la futura potencia del mismo, es fundamental, ya que si una célula difiere mucho en producción de corriente de sus compañeras, la corriente generada por el conjunto será precisamente la de la más desfavorable. Igualmente pasará si, por ejemplo, conectamos ocho módulos en serie, pues en este caso bastará con que uno de ellos dé 7 A para que, aunque el resto sea capaz de proporcionar 7.5 A, el resultado final sea de 7 A a la tensión correspondiente de los ocho en serie.

En resumen, el módulo que menos corriente produzca a una determinada radiación en una conexión en serie, es el que marcará la corriente final del grupo de módulos.

La desviación máxima de los módulos que integran una conexión serie será como máximo de un  $\pm 2\%$  de dispersión de su corriente pico, asegurando de esta forma una mínima pérdida por conexiones eléctricas en serie.





Respecto a las protecciones, debemos tener en consideración las elevadas tensiones de trabajo en este tipo de instalaciones, que en algunos casos pueden llegar hasta 500 V en corriente continua. Es aconsejable que el campo fotovoltaico se proteja eléctricamente con interruptores que permitan el cortocircuito y el circuito abierto, para facilitar las conexiones y manipulaciones posteriores, así como elementos varistores o descargadores de sobretensiones que eviten la inducción de picos que puedan afectar a la electrónica interna del inversor.

También es recomendable, si el número de módulos es elevado, distribuir por grupos la acometida de líneas, y facilitar la desconexión eléctrica de alguno de los grupos para su revisión futura, no descartando además la posibilidad de disponer de armarios separados para el polo positivo y el negativo, evitando el contacto humano accidental con tensiones elevadas.

### *Estructuras soporte*

Algunos aspectos comunes pueden ser: cálculo de acuerdo con el estudio de los vientos dominantes, peso del conjunto en caso de ser integrado en una cubierta, facilidad de reposición por avería de algún módulo, cuidado especial en los anclajes respecto a la posible filtración de agua en el caso de tejados, aislamiento del conjunto metálico y/o puesta a tierra de la masa metálica, etc.



### *Inversor cc/ca*

El inversor cc/ca tiene la misión de transformar la corriente continua del grupo fotovoltaico en corriente alterna perfectamente sincronizada con la red eléctrica convencional en frecuencia y fase. Este hecho hace que la primera condición para su diseño sea el seguimiento absoluto de los parámetros que varían constantemente en una red de distribución, así como su acoplamiento en la salida al tipo de red existente, ya sea trifásica, monofásica o bien de alta o baja tensión.

En general, para las etapas de potencia de los grandes inversores puede utilizarse la tecnología IGBT, quedando para los más pequeños (5 ó 6 kW) los transistores de última generación que pueden manejar elevadas corrientes. El diseño del "corazón" del inversor (circuitos de control) queda encomendado al uso exclusivo de microprocesadores, los cuales proporcionan un abanico de posibilidades infinito.

Las partes fundamentales que componen un inversor son:

#### *Control principal*

Incluye todos los elementos de control general, así como la propia generación de onda, que se suele basar en un sistema de modulación por anchura de pulsos (PWM). También se incluye una gran parte del sistema de protecciones, así como funciones adicionales relacionadas con la construcción de la forma de onda.

#### *Etapas de potencia:*

Esta etapa, según los módulos disponibles, puede ser única, de la potencia del inversor, o modular, en cuyo caso se utilizan varias hasta obtener la potencia deseada, lo cual hace decrecer la fiabilidad, pero asegura el funcionamiento, aunque sea limitado, en caso de fallo de alguna de las etapas en paralelo.

Las últimas tecnologías apuestan por el trabajo en alta frecuencia de los puentes semiconductores, consiguiendo mucho mejor rendimiento, así como tamaños y pesos sensiblemente menores.

No obstante, el empleo de la tecnología clásica en baja frecuencia sigue imperando en parte del mercado por sus buenos resultados, fiabilidad y bajo coste, siendo quizá su único inconveniente el mayor tamaño que presenta, aunque, sus medidas para uso en sistemas domésticos de 1 a 5 kW no suponen gran dificultad a la hora de su instalación en cualquier lugar de la vivienda fotovoltaica conectada a red.



Toda etapa de potencia debe incorporar su correspondiente filtro de salida, cuya misión es el filtrado de la onda por un dispositivo LC, así como evitar el rizado en la tensión recibida de los módulos fotovoltaicos.

#### *Control de red*

Es la interfase entre la red y el control principal para el correcto funcionamiento del conjunto. Este circuito sincroniza perfectamente la forma de onda generada hasta este momento por el inversor (control principal + etapa de potencia) a la de la red eléctrica, ajustando la tensión, el sincronismo, el control de fase, etc.

#### *Seguidor del punto de máxima potencia*

Su misión consiste en acoplar la entrada del inversor a generadores de potencia instantánea variables, como son los módulos fotovoltaicos, obteniendo de esta forma la mayor cantidad de energía disponible en cada momento del campo solar. Es decir, se encarga constantemente de mantener el punto de trabajo de los módulos fotovoltaicos en los valores de mayor potencia posible, dependiendo de la radiación existente en cada momento.

#### *Protecciones*

Los inversores de conexión a red disponen de unas protecciones adecuadas al trabajo que deben de realizar. Aparte de la normativa genérica de protección contra daños a las personas y compatibilidad electromagnética, que deben de llevar todos los dispositivos eléctricos fabricados y/o comercializados en Europa según normativa de mercado CE, estos equipos suelen incorporar como mínimo las siguientes protecciones:

- Tensión de red fuera de márgenes
- Frecuencia de red fuera de márgenes
- Temperatura de trabajo elevada
- Tensión baja del generador fotovoltaico
- Intensidad del generador fotovoltaico insuficiente
- Fallo de la red eléctrica
- Transformador de aislamiento (obligatorio)

#### *Monitorización de datos:*



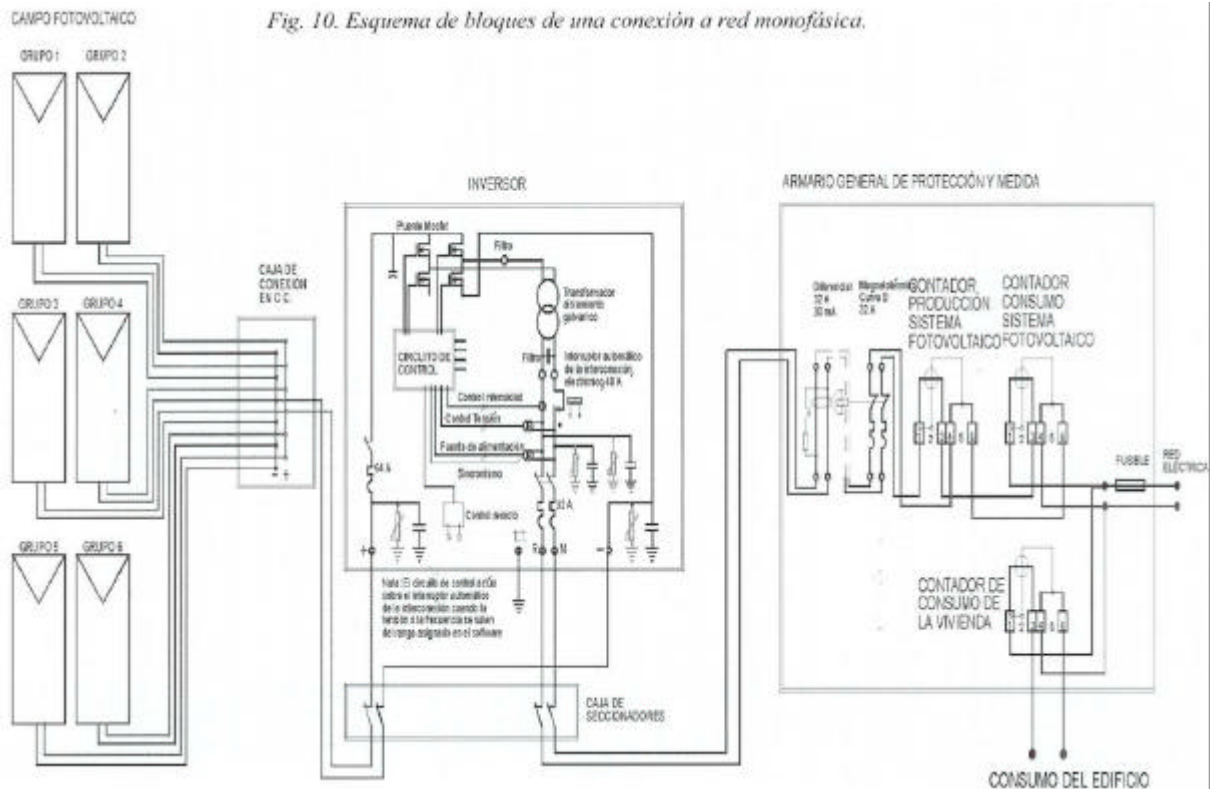
Los inversores más avanzados utilizan microprocesadores para su funcionamiento que facilitan una cantidad de datos importante, no sólo de los parámetros clásicos (tensión e intensidad de entrada y salida, kWh producidos y suministrados, frecuencia, etc.), sino de otros fundamentales en este caso, como pueden ser temperaturas internas de trabajo de los puentes inversores, radiación solar directa y global, temperatura ambiente, etc.

### *Conexión con la red eléctrica*

La normativa de conexión fotovoltaica con la red eléctrica cambia según países. No obstante, y de forma genérica, se deben instalar como mínimo un contador que mida la energía producida y que sirva de base para la facturación posterior, así como los elementos de protección básicos inherentes a una generación eléctrica.

Analicemos, la disposición de dichos elementos según el **R.D. 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.**

En pequeñas instalaciones donde la conexión a la red se realiza en baja tensión, tanto en monofásica como en trifásica, el esquema sería como el de la figura 10 para el caso de monofásica.



Se observan tres bloques básicos:

1. *El campo fotovoltaico*, con una caja de conexión donde se reciben las líneas de los módulos y que es conveniente disponga de bornas seccionables o preparadas para cortocircuitar y evitar problemas a la hora de manipulaciones, además de servir para la detección de algún módulo averiado eléctricamente.
2. *Inversor*, con su bornero de entradas (+ y - del campo solar) y salidas (corriente alterna), así como la correspondiente toma de tierra, de uso imprescindible para estas instalaciones. La toma de tierra debe de ser única y general para la instalación y a ella irán a parar las tomas de tierra de todos los equipos domésticos y fotovoltaicos.
3. *Armario general de protección y medida*, que deberá contener en serie y por este orden: un interruptor magnetotérmico, un interruptor diferencial, un contador de la energía producida por la instalación solar y otro que medirá el consumo del sistema fotovoltaico. Independiente de estos dos contadores se encuentra el utilizado para la medida del consumo eléctrico del usuario que se dispusiera antes de la conexión a red de los módulos solares fotovoltaicos, y que suele también encontrarse alojado en este armario. Todos estos elementos de medida y control se cierran con un

fusible seccionador de protección, el cual une el circuito de consumo eléctrico convencional en paralelo con el circuito de generación, con la red de distribución de la Compañía.

Habitualmente las conexiones a red trifásicas, si son de pequeña potencia, suelen instalarse poniendo tres inversores monofásicos conectados uno a uno a cada fase. Esto supondría que el circuito eléctrico estaría formado por tres campos solares con sus tres inversores. Para sistemas más potentes se debería poner un inversor trifásico monolítico (fundamentalmente por razones de tamaño, conexión y complejidad de la instalación), y donde además actuarán conjuntamente sus protecciones.

En el esquema de la figura 11 se puede observar el circuito eléctrico para un caso de conexión a red, mediante tres inversores monofásicos.

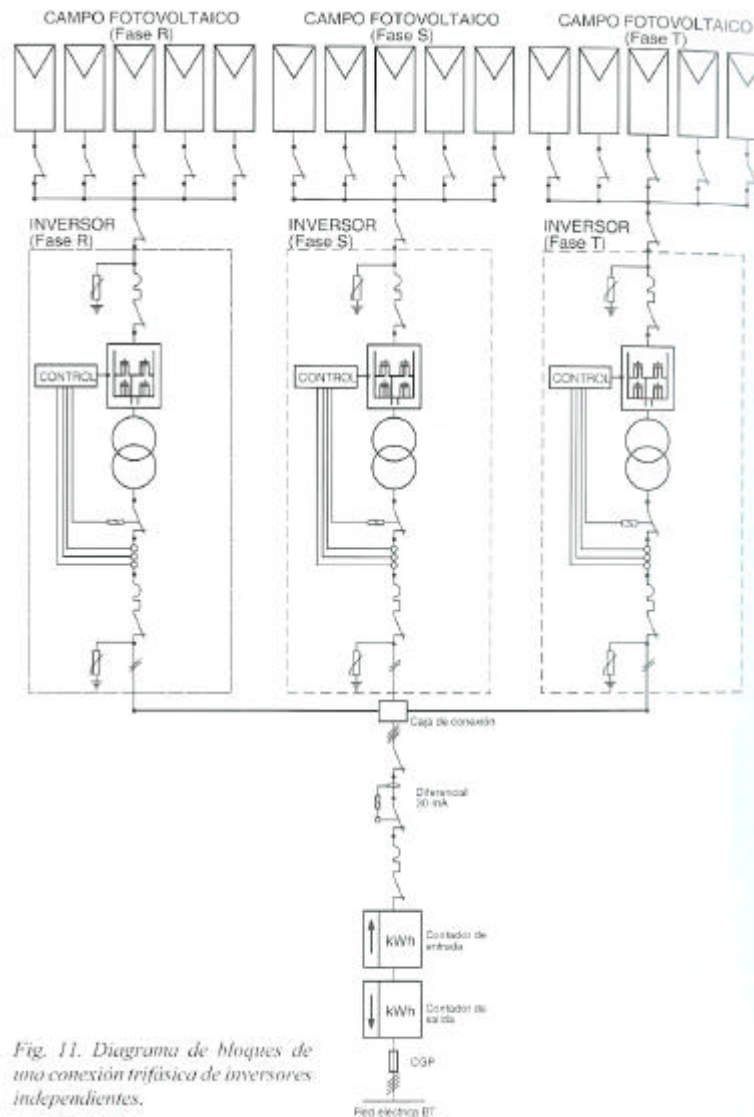
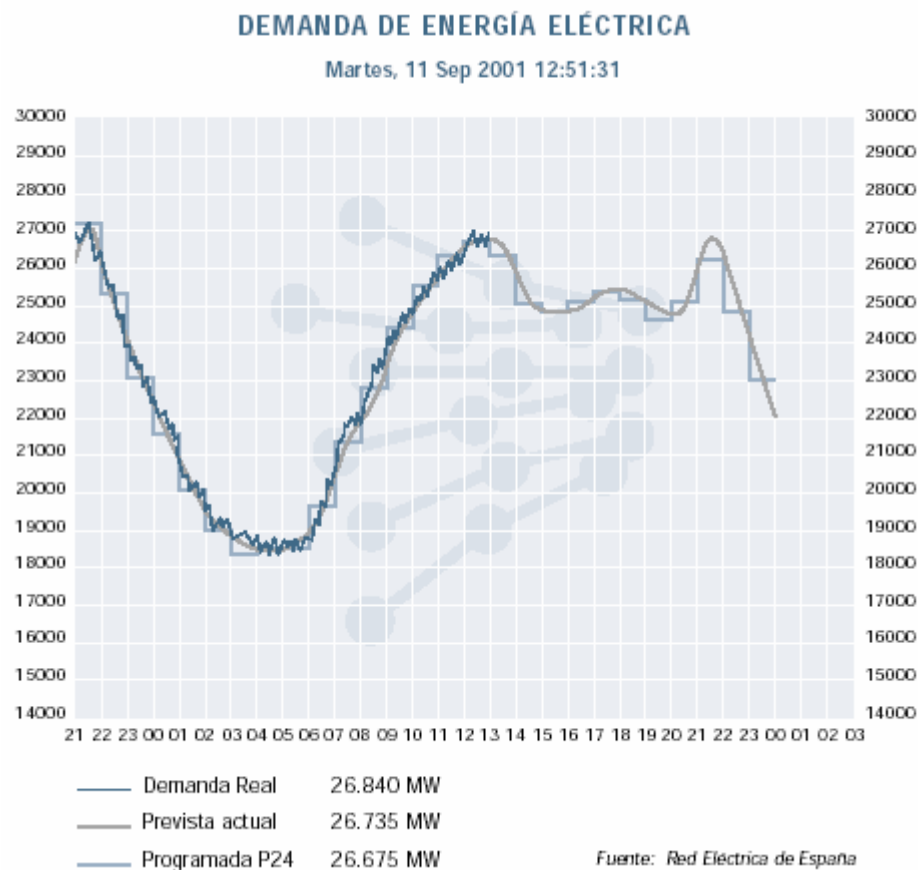


Fig. 11. Diagrama de bloques de una conexión trifásica de inversores independientes.

## 5. RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LAS INSTALACIONES.

### 5.1. VENTA DE LA ENERGÍA PRODUCIDA EN INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED.

La red suministra electricidad a los usuarios según la demanda instantánea. Esta se acostumbra a reflejar en la curva de carga diaria, como la que se muestra en la figura adjunta.



Observamos que existen dos zonas claramente diferenciadas:

- Horas valle, corresponden a las de la noche, después de las 24 horas, en las cuales han cesado muchas actividades, tanto domésticas como industriales o de servicios.



- Horas punta, corresponden a dos periodos de máxima actividad: mediodía y el inicio de la noche, en ambos casos hay una fuerte componente de demanda en usos domésticos y servicios.

El sistema general de generación y distribución a través de la red, ha de disponer de elementos de producción o almacenamiento que garanticen el suministro de esas demandas de electricidad, y satisfacer esas puntas representa grandes costes de inversión y explotación.

Las instalaciones fotovoltaicas pueden representar una contribución para atender una de esas puntas, la correspondiente al mediodía; dado que es a esas horas cuando se recoge y transforma más energía del Sol en electricidad. Por tanto, además de las razones ambientales, hay razones estructurales del propio sistema eléctrico, que justifican los sistemas fotovoltaicos.

Actualmente, la demanda de electricidad tiende a crecer al mediodía, especialmente en los meses del verano. A medida que aumenta el nivel de vida, se incrementa la utilización de los sistemas de refrigeración y aire acondicionado, tanto en viviendas como en edificios de uso público: centros de salud, oficinas, hoteles, etc. Es precisamente en esta época, cuando la electricidad fotovoltaica se muestra más eficiente.

La demanda social a favor de la energía fotovoltaica se ha traducido en el establecimiento de normativas que priman el vertido a la red de toda la electricidad generada con sistemas fotovoltaicos.

Las primas aplicables a la electricidad generada por los sistemas fotovoltaicos varían según la potencia de las instalaciones:

- Las instalaciones **de menos de 5 kWp** de potencia reciben una prima de 60 ptas/kWh (0,360607 €) sobre el valor de subasta de la electricidad en la red. Sumándole el precio medio del kWh del mercado, se puede considerar que esto significa vender la electricidad vertida a la red a 66 ptas/kWh (0,396668 €).
- Las instalaciones **de más de 5 kWp** de potencia reciben una prima de 30 ptas/kWh (0,180304 €) sobre el valor de subasta de la electricidad en la red. Sumándole el precio medio de la energía determinado por el mercado, puede considerarse un precio de venta de la electricidad vertida a la red de 36 ptas/kWh (0,216364 €).

Así mismo para fomentar estas aplicaciones las Administraciones Públicas establecen ayudas a fondo perdido a la inversión inicial.

Para el cálculo de la prima, se considera como potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal, la suma de las potencias de los inversores instalados.



### 5.1.1 Instalaciones aisladas

Los sistemas fotovoltaicos son soluciones ideales para instalaciones aisladas. En este supuesto se hace un análisis de la demanda eléctrica de forma que se minimice la inversión y se optimice el servicio energético.

Esta alternativa evita el tendido de la línea eléctrica que una el punto de consumo con el de transformación de la red de distribución. Con ello se obvia el impacto ambiental de dicha línea y su coste de inversión.

La instalación incluye los paneles fotovoltaicos, la batería de acumuladores que almacene la electricidad excedente en horas diurnas para disponer de ella en horas nocturnas y el inversor de corriente. A mayor demanda en los periodos sin Sol se precisa mayor capacidad de almacenamiento. Por ello conviene adecuar los hábitos de consumo a la producción de electricidad con paneles fotovoltaicos.

El análisis económico genérico de una instalación aislada, se calcula tomando como modelo un módulo de 1 kWp, totalmente instalado. Los parámetros técnico económicos son los siguientes:

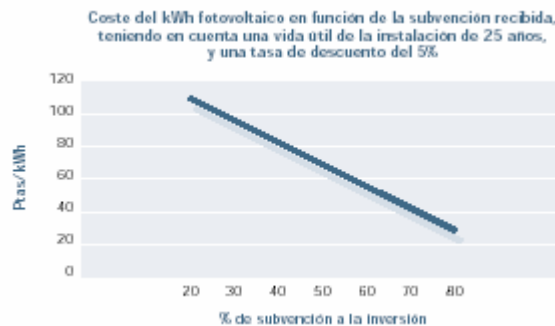
Inversión inicial . . . . . 13.823 €(2.300.000 ptas)

Producción útil de electricidad . . . . . 1.300 kWh/año

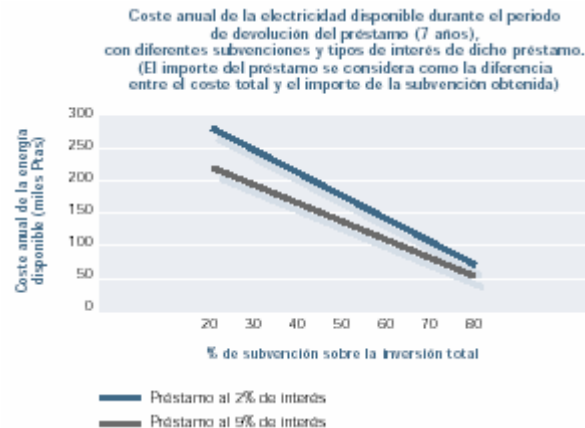
Vida útil de la instalación. . . . . 25 años

Como podría recibir una subvención en razón de las ventajas ambientales que se han comentado anteriormente. Esta ayuda reduce la aportación del usuario, que a efectos de cálculo económico se puede considerar de dos formas:

a) Que la inversión de la parte no subvencionada se realiza con fondos propios.



b) Como una inversión realizada con un crédito bancario, cuya amortización incrementaría el coste de la electricidad disponible correspondiente a esos años, pero una vez amortizado el préstamo y durante el resto de la vida de la instalación, el coste de la electricidad disponible será cero.



### 5.1.2. Instalaciones conectadas a la red con potencia inferior a 5 kWp

Normalmente, estas instalaciones aprovechan las estructuras de las viviendas y edificios, colocando sobre ellos paneles fotovoltaicos, que vierten a la red toda la electricidad producida.

El cálculo de la superficie de paneles sigue dos criterios distintos:

- Instalaciones a medida, ocupando la máxima estructura disponible, siempre que reúnan las adecuadas condiciones técnicas y de orientación.
- Instalaciones estándar, propuestas por los diferentes instaladores, a fin de minimizar el precio específico de la instalación.

Para la segunda alternativa, que es la más común, se plantea el análisis económico siguiente, en el cual a efectos de simplificación se consideran módulos compactos de 1 kWp.:

Para una instalación de una potencia instalada total de 2 kWp:

Inversión inicial . . . . . 15.025 € (2.500.000 ptas)  
Producción anual de electricidad. . . . . 2.800 kWh  
Valor de la venta de electricidad . . . . . 1.111 €/año  
(184.800 pta/año)

Estas instalaciones, al igual que las instalaciones aisladas, se pueden acoger a programas de ayuda a la inversión que gestionan el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y los Gobiernos Autonómicos.

Para el análisis económico de estas instalaciones, se establecen los siguientes supuestos:

- La subvención obtenida puede suponer porcentajes distintos de la inversión total. A título de ejemplo, se considera un 35% de la inversión.
- La aportación propia se considera del 25% de la inversión total.
- Con relación al préstamo del 40% restante, hay que considerar: el interés aplicable al mismo, y el periodo de devolución.
- No se consideran costes de mantenimiento.

En estas instalaciones conectadas a la red, una vez amortizada la inversión inicial, la facturación de la electricidad supone un ingreso neto para el titular.

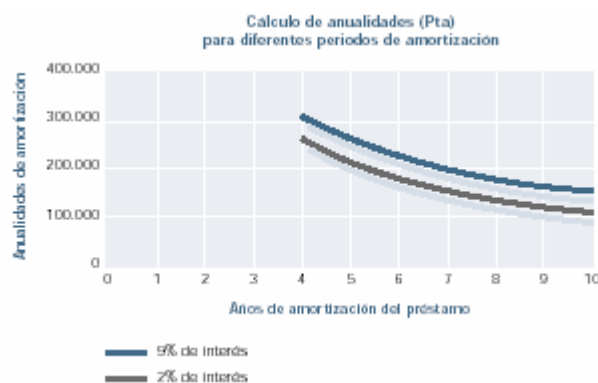
A continuación se muestra la gráfica que relaciona todos los parámetros económicos antes mencionados, para una instalación de 2 kWp de potencia:

Aportación propia: . . . 3.756 €(625.000 pta)

Subvención: . . . . . 5.259 €(875.000 pta)

Préstamo: . . . . . 6.010 €(1.000.000 pta) al 9%

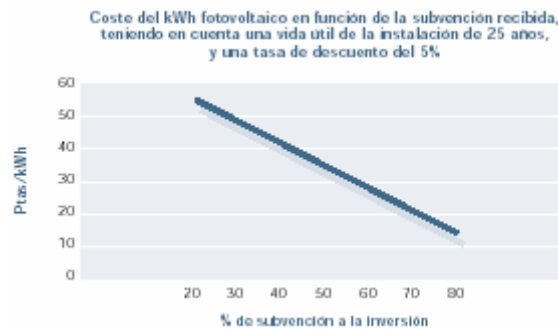
6.010 €(1.000.000 pta) al 2%



Con un préstamo por valor del 40% de la inversión, a un interés del 2% anual; se observa que con un plazo de devolución de 6 años, la facturación anual de la electricidad producida equivale a

la amortización anual de dicho préstamo. A partir de la cancelación de esa deuda la instalación da una renta anual de 1.111 €(184.800 pta).

Teniendo en cuenta que la vida de una instalación fotovoltaica de estas características se puede calcular en 25 años, en la siguiente gráfica se puede ver el precio del kWh generado al considerar que la inversión de la parte no subvencionada se realiza con fondos propios, y una tasa de descuento del 5%.



### 5.1.3. Instalación conectada a la red de potencia superior a 5 kWp

La incorporación de instalaciones fotovoltaicas de media potencia, superior a 5 kWp, en edificios hoteles, oficinas, complejos deportivos, etc., suponen aportaciones significativas de electricidad en las horas punta, que en muchos casos coincide con la punta de demanda de esos mismos edificios.

A estas instalaciones le corresponde un precio de venta de electricidad de 0,22 €/kWh (36 pta/kWh).

Aunque por su tamaño se podría conseguir un precio total instalado inferior al de las instalaciones menores de 5 kWp, el menor valor de la prima hace que las rentabilidades disminuyan considerablemente.

Se pueden considerar tres tipos de instalaciones:

- Instalaciones entre 5 y 100 kWp, integradas y condicionadas por el diseño arquitectónico del edificio. Su coste de inversión se estima entre 7 y 8,5 €(1.250 y 1.400 pta) por W pico instalado. En el coste total del edificio, existirá un ahorro debido a la sustitución de elementos arquitectónicos convencionales por elementos fotovoltaicos integrados.

- Instalaciones de hasta 1 MWp, no integradas en edificios, cuyos módulos básicos pueden ser de 100 kWp. El coste de la instalación es de 601.012 €(100.000.000 de pta) por módulo.
- Instalaciones de mayor potencia, plantas de varios megavatios, cuyo módulo de diseño es de 1 MWp, y el coste por módulo, según este supuesto, de unos 4.808.097 €(800.000.000 pta).

Para el caso de una instalación no integrada, de 1 MWp de potencia con módulos básicos de 100 kWp, se consideran los siguientes supuestos:

- Precio de la instalación de 6.010.121 €(1.000.000.000 ptas).
- Prima de 0,18 €/kWh (30 ptas/kWh).
- Producción anual de electricidad de 1.400.000 kWh.
- Ingreso por venta de electricidad: 302.910 €(50.400.000 ptas) anuales.
- Subvención del 30% sobre la inversión total.
- Aportación del promotor del 30% sobre la inversión total.
- Préstamo del 40% restante, con dos ejemplos: al 2% y al 7% de interés anual.
- Coste de mantenimiento, cero.

En estas condiciones y para un interés del 2% anual; se observa que con un plazo de devolución de poco más de 9 años, la facturación anual de la electricidad producida equivale a la amortización anual de dicho préstamo. El promotor, pasado el periodo de amortización del crédito, obtiene una renta de 302.910 €(50.400.000 pta) anuales, con una aportación propia de 180.303 €(30 millones de pesetas), en el mejor de los casos.





CUADRO DE RENTABILIDAD PARA INSTALACIONES CONECTADAS A RED				
Potencia instalada (kWp)	Inversión a realizar (Euros)	Precio venta Energía Producida €/MWh	RENTABILIDAD	
			Subvención	Periodo amortización
2 kWp	15.025	0,39668	20%	16 años
			40%	11 años
			60%	7 años
5 kWp	37.563	0,39668	20%	16 años
			40%	11 años
			60%	7 años
10 kWp	69.116	0,216344	20%	> 35 años
			40%	24 años
			60%	13 años
50 kWp	330.557	0,216344	20%	> 35 años
			40%	22 años
			60%	14 años
100 kWp	631.062	0,216344	20%	> 35 años
			40%	21 años
			60%	12 años

*No se han considerado costes de mantenimiento.  
La producción considerada es de 1.400 kWh/kWp.  
La inversión de la parte no subvencionada se hace en su totalidad con fondos propios, y la tasa de descuento utilizada es del 5%.*

#### 5.1.4 Gastos fiscales y de mantenimiento de la instalación

La instalación solar fotovoltaica tendrá anualmente un coste de mantenimiento, y es conveniente tener un seguro que incluya daños a terceros.

Los paneles fotovoltaicos requieren muy escaso mantenimiento, por su propia configuración, carente de partes móviles y con el circuito interior de las células y las soldaduras de conexión muy protegidas del ambiente exterior por capas de material protector. Al mismo tiempo, el control de calidad de los fabricantes es en general bueno y rara vez se presentan problemas por esta razón.

El mantenimiento abarca los siguientes procesos:

- Limpieza periódica del panel.
- Inspección visual de posibles degradaciones internas y de la estanqueidad del panel.
- Control del estado de las conexiones eléctricas y el cableado.
- Control de las características eléctricas del panel.
- Control de las conexiones eléctricas del inversor.
- Control de las características eléctricas del inversor.

Por lo tanto, las operaciones de mantenimiento son mínimas, reduciéndose a la limpieza de los paneles y a inspecciones visuales.



La suciedad acumulada sobre la cubierta transparente del panel reduce el rendimiento del mismo. La acción de la lluvia puede en muchos casos reducir al mínimo o eliminar la limpieza de los paneles. La operación de limpieza consiste simplemente en el lavado de los paneles con agua y algún detergente no abrasivo. Únicamente se va a considerar, a efectos de costes, la limpieza de los paneles dos veces al año.

La tabla siguiente desglosa el coste anual de una instalación de 2500 Wp aproximado para un año base.

Concepto	Coste (€)
Seguro	100
Limpieza de paneles	40
<b>Total</b>	<b>140</b>

En el cálculo de los costes no se han tenido en cuenta los impuestos derivados del régimen económico de la venta de energía eléctrica (I.A.E., etc.), ni los derechos de la primera verificación que podrán percibir las compañías distribuidoras en su día.

### *Aspectos fiscales*

Según la Dirección General de Tributos del Ministerio de Hacienda y la Agencia Tributaria, los impuestos a los que debe hacer frente el generador fotovoltaico, son:

#### *Impuesto de Actividades Económicas (I.A.E.)*

La tarifa e instrucciones para su aplicación, cuya gestión de cobro pertenece a casi la totalidad de los municipios españoles, está regulada por el Real Decreto Legislativo 1175/1990, de 28 de septiembre, y por la Ley 9/1996, de 15 de enero, Disposición Adicional Tercera y Grupo 151, cuyo texto dice: "la cuota que debe pagar un generador solar FV es de 120 pesetas (0'72 €) anuales por cada kW de potencia en generadores".

Es decir, para una instalación fotovoltaica de 5 kWp la cuota sería de 600 ptas/año (3'60 €). Sin embargo en la Regla 16 de esa misma Ley puntualiza que el importe mínimo de las cuotas a satisfacer es de 6.210 pesetas anuales (37'32 €), cifra actualizada. Es decir, la cifra de 600 ptas año se transforma en el mínimo de 6.210 ptas/año.



### *Impuesto sobre la renta de las personas físicas (I.R.P.F.)*

En régimen de estimación directa, modalidad normal, el rendimiento neto se determina con arreglo a las normas del Impuesto sobre Sociedades.

En la modalidad simplificada, aplicable a nuestro caso para instalaciones inferiores a 5 kWp de generadores, el rendimiento neto se obtiene de forma análoga a la modalidad normal, con las siguientes especialidades:

- las amortizaciones se aplican de forma lineal
- el conjunto de provisiones deducibles y los gastos de difícil justificación, se cuantifican aplicando un 5% sobre el rendimiento neto excluido este concepto.

En régimen de estimación directa y siempre que el rendimiento neto sea positivo, se está obligado a hacer pagos fraccionados del 18% de ese rendimiento neto, trimestralmente.

Dado que los gastos deducibles derivados de la facturación, mantenimiento y amortización de estas instalaciones, superan los ingresos por facturación de la prima de 66 ptas/kWh en vigor, la cuota a pagar por este impuesto sería negativa y, por tanto, el impuesto a pagar nulo en la gran mayoría de los casos.

### *Impuesto General Indirecto Canario (I.G.I.C.)*

La técnica de aplicación de este impuesto opera a través del método de deducción denominado cuota sobre cuota, por el cual el sujeto pasivo, es decir el generador fotovoltaico, recupera el impuesto soportado en la compra de los paneles, de tal manera que el tributo solo recae sobre el consumidor final.

Dado que el IGIC soportado inicialmente es muy superior al IGIC repercutido a Unelco-Endesa, la recuperación del IGIC de la compra en el primer periodo de facturación eléctrica, aligera sustancialmente la financiación de la inversión.

### ***Variables de selección***

#### *Periodo de recuperación*

Es el periodo de tiempo (generalmente años) que se tarda en amortizar la inversión realizada, en función de los beneficios generados.

#### *Valor actual neto (VAN)*

El VAN de la inversión se calculará sumando todos los flujos netos anuales actualizados originados por la inversión. La mayor dificultad radica en fijar la tasa de descuento.





Es habitual calcular la tasa de descuento teniendo en cuenta el interés básico real, una prima por las expectativas de inflación, y otra prima por el riesgo de endeudamiento.

#### *Tasa interna de rentabilidad (TIR)*

La tasa interna de rentabilidad (TIR) representa el tipo de interés compuesto que se percibe, durante la vida de la inversión, por la inmovilización del capital invertido, es decir, el interés a que se remunera el capital inmovilizado.

#### *Estudio económico*

Los cálculos están basados en los datos reflejados en los apartados anteriores.

El Art. 32 del R.D. 2818/1998 establece que las primas de las instalaciones se actualizarán cada cuatro años atendiendo a la evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado y la participación de estas instalaciones en la cobertura de la demanda.

Se tendrán en cuenta los costes de mantenimiento y el IAE, que será considerado como un gasto.

Con estas premisas se van a presentar los beneficios previstos para una instalación de 2,5 kW en el sur de Gran Canaria. La vida media de una instalación de estas características es de 20 años, aunque puede llegar a ser superior a 25 años.

#### *Sin subvención:*

Inversión	19.240 €
Ingresos anuales	1.740 €
Costes de mantenimiento	140 €
I.A.E.	37'32 €
<b>Margen bruto</b>	<b>21.157'32 €</b>

#### *Resultados:*

Periodo de recuperación: 13'3 años

VAN (7%) a 20 años: - 4.010 €

TIR: 4'2%



Si tenemos en cuenta una subvención de 600 ptas por watio pico instalado se obtienen los siguientes resultados.

*Con subvención (3'61 ptas/Wp):*

Inversión	19.240 €
Ingresos anuales	9.015 €
Costes de mantenimiento	140 €
I.A.E.	37'32 €
<b>Margen bruto</b>	<b>21.157'32 €</b>

*Resultados:*

Periodo de recuperación: 7'6 años

VAN (7%) a 20 años: 4.416

TIR: 11'7%

Como se observa si las administraciones públicas establecen subvenciones a la inversión, la instalación se amortiza en un periodo de tiempo razonable.

La Orden de 27 de mayo de 2002, por la que se modifican las bases reguladoras para el período 2000 a 2006 aprobadas por la Orden de 23 de mayo de 2000, para la concesión de subvenciones a proyectos de ahorro, diversificación energética y utilización de energías renovables, convocó mediante concurso para el ejercicio 2002, la concesión de subvenciones a proyectos de ahorro, diversificación energética y utilización de energías renovables. Fue publicada el 3 de junio de 2002 en el B.O.C. por la Consejería de Presidencia e Innovación Tecnológica.

Esta convocatoria cuentan con la cofinanciación del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), en el marco del Programa Operativo de Canarias 2000-2006 (POC 2000-2006), eje 6 medidas 9 y 10, con una tasa de cofinanciación del 55% para los proyectos cuyos beneficiarios no tengan la consideración de empresas, y del 65% para los proyectos cuyos beneficiarios tengan la consideración de empresas.



---

## 6. CLASIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR FV.

---

### 6.1. CLASIFICACIÓN POR APLICACIÓN.

- Instalaciones de primer nivel de electrificación de vivienda y locales. Se incluyen las instalaciones para iluminación de viviendas y locales y alimentación de electrodomésticos y equipos en C.C.
- Instalaciones de segundo nivel de electrificación de viviendas. Se incluyen las instalaciones para iluminación de viviendas y locales y alimentación de electrodomésticos que para su utilización requieren convertidor de C.C. a C.A.
- Electrificación centralizada de grupos de viviendas.
- Electrificación de explotaciones agrícolas y ganaderas.
- Instalaciones para iluminación de naves y accionamiento de equipos en C.C. y en C.A., para uso agrícola y ganadero. Se excluyen de este grupo las instalaciones para uso exclusivo de bombeo de agua.
- Instalaciones de bombeo de agua.
- Instalaciones de uso exclusivo de bombeo de agua, que no requieren de acumulador eléctrico.
- Instalaciones para iluminación de exteriores. Se incluyen los sistemas de alumbrado público formados por equipos de iluminación autónomos que comprenden todos los elementos básicos de una instalación solar fotovoltaica.
- Instalaciones para señalización. Incluyen las instalaciones para alimentación de faros, balizas y boyas.
- Instalaciones para telecomunicaciones. Incluyen las instalaciones para alimentación de repetidores y reemisores de radio y T.V., equipos de radio y amplificadores - repetidores.
- Instalaciones de telemetría y telecontrol. Incluyen las instalaciones para alimentación de equipos de medida y control en instalaciones remotas.
- Instalaciones para aplicaciones industriales. Incluyen las instalaciones para alimentación de equipos industriales, no incluidos en los conceptos anteriores.
- Instalaciones recreativas. Incluyen las instalaciones para alimentación de pequeños equipos de uso recreativo.



## 6.2. CLASIFICACIÓN SEGÚN SU UTILIZACIÓN.

- Instalaciones de uso doméstico.
- Instalaciones de uso público.
- Instalaciones de uso industrial.
- Instalaciones de uso recreativo.

---

## 7. EJEMPLOS DE CÁLCULO DE INSTALACIONES.

---

### 7.1. ELECTRIFICACIÓN DE UNA VIVIENDA RURAL.

Supongamos una familia que habita una casa rural en la que existen 12 puntos de luz de alumbrado fluorescente de alta eficiencia con una potencia de 20W cada uno, y otros 6 puntos de luz de 30W cada uno.

Además hay un frigorífico de bajo consumo que consume 160 Wh de potencia por día y un televisor que consume 50 W .

Se estima que en promedio cada punto de luz de 20 W va a permanecer encendido unas 2 horas al día, y cada uno de los puntos de luz de 30 W otras 2 horas al día; el televisor unas 5 horas por día, y el frigorífico todo el día.

El consumo total en un día se calculará así:

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	POTENCIA (W)	TIEMPO (h)	CONSUMO (Wh)
12	Puntos de luz	20	2	480
6	Puntos de luz	30	2	360
1	Frigorífico			160
1	Televisor	50	5	250
			SUMA	1250
			20% del total	250
			CONSUMO TOTAL	1500



Supongamos que la instalación se encuentra en la provincia de Sevilla, para esta zona, el valor mínimo recomendado de autonomía es de 11 días por lo que la capacidad de la batería será de

$$1500 \text{ Wh} \times 11 = 16500 \text{ Wh}$$

Suponiendo que la tensión de alimentación es de 12 V, tendremos una capacidad de

$$16500 \text{ Wh} / 12 \text{ V} = 1375 \text{ Ah}$$

Los paneles solares se orientan siempre hacia el sur y su inclinación debe ser aproximadamente igual a la latitud del lugar incrementada en 15° para maximizar la energía captada en épocas invernales en los que el consumo normalmente es mayor y las horas de radiación y altura solar menor.

Una expresión aproximada para determinar el número de Watios - hora de energía E que puede aportar, a lo largo de un típico día de invierno con escasa nubosidad, un panel cuya potencia nominal sea P Watios, instalado en un lugar cuya latitud sea L grados es:

$$E = (5 - L / 15) \times (1 + L / 100) \times P$$

Por ejemplo, para Sevilla, con una latitud de 37.4 °, es de esperar que cada panel de 50Wp de potencia, produzca en un día medio de invierno una energía igual a:

$$E = (5 - 37.4 / 15) \times (1 + 37.4/100) \times 50 = 2,51 \times 1.37 \times 50 = 172,4 \text{ Wh}$$

El valor E obtenido en la fórmula anterior puede aumentarse hasta un 25%, o bien disminuirse en el mismo porcentaje, según sean las condiciones climatológicas predominantes en los meses invernales, especialmente la nubosidad.

En caso que la nubosidad sea muy escasa, un valor razonable sería un 20% superior al calculado y si, por el contrario, se trata de un lugar en que los inviernos se caracterizan por muchas lluvias y abundante nubosidad, habremos de disminuir de valor E en un 25%.

En nuestro caso lo aumentaremos un 20 % debido a las condiciones climáticas de la provincia en cuestión:

$$172.4 \text{ Wh} \times 1.2 = 206.9 \text{ Wh}$$

Conociendo este dato, estamos en disposición de calcular el número de paneles necesarios para nuestra instalación:

Nº de paneles = Consumo diario / Energía aportada por panel = 1500 / 206,9 = 7,3 (8 paneles de 50Wp).

En definitiva, el sistema solar fotovoltaico para el supuesto estudiado se compone de 8 paneles de 50Wp + un cuadro de conexiones + un regulador de carga adecuado + una batería con una capacidad de 1375 Ah.

Se puede estimar para este tipo de instalaciones un precio orientativo de unas 1800 ptas por vatio pico de potencia instalada, en nuestro caso

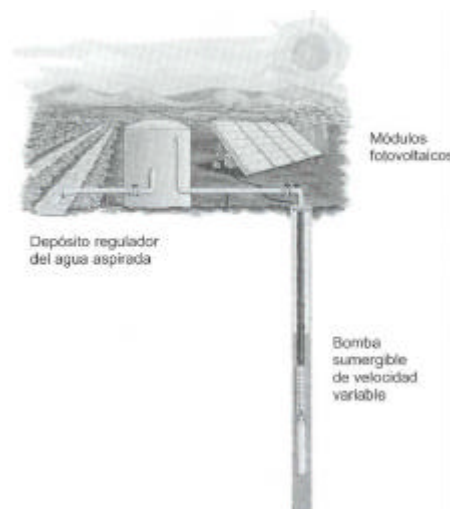
$8 \text{ paneles} \times 50 \text{ Wpico} = 400 \text{ Wpico} \times 1800 \text{ ptas/W} = 720000 \text{ ptas}$  la instalación completa.

Si a este precio le restamos la subvención a fondo perdido que los organismos públicos conceden actualmente para promocionar el uso de estas energías y que, en la mayoría de los casos ascienden hasta un 40 % del total de la instalación, el coste para el usuario final resulta bastante atractivo.

## 7.2. BOMBEO DE AGUA.

Los sistemas de bombeo alimentados por paneles solares fotovoltaicos pueden proporcionar agua, mediante su conexión a bombas tanto de corriente continua como de corriente alterna, el punto de rentabilidad se situará en función del coste de otro tipo de energía (líneas eléctricas, grupos electrógenos, etc.), sumando no sólo el coste inicial, sino también el de mantenimiento.

Evidentemente, los sistemas de bombeo de agua adquieren dimensiones diferentes en lugares donde se carece totalmente de líneas eléctricas o facilidad de suministro de combustible para grupos electrógenos y motobombas.



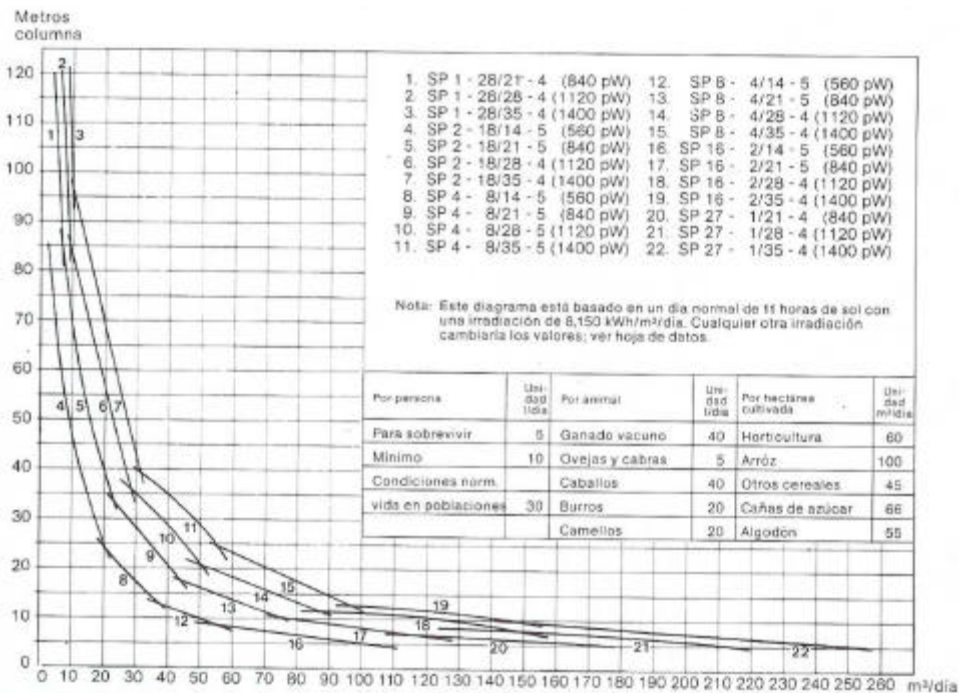


La bomba solar es un sistema pensado y fabricado especialmente para su uso con paneles fotovoltaicos de una forma directa, sin utilizar baterías de almacenamiento. Estos modelos suelen ser del tipo sumergible y elevan agua en una cantidad proporcional a la radiación solar que incide en los módulos fotovoltaicos conectados a la bomba. Así pues, en función del sol, los paneles solares suministran al motor una potencia eléctrica mayor o menor, que mueve la bomba sacando más o menos caudal. Normalmente, este sistema empieza dando un caudal reducido durante las primeras horas del día, para ir aumentando progresivamente hasta el mediodía y disminuir hacia la tarde.

En estos tipos de bombas se habla en términos de litros/día y no de litros/hora como es habitual en el resto de los equipos de bombeo, ya que no se puede asegurar un caudal definido a la hora, puesto que tampoco se puede asegurar una insolación fija a lo largo del día. En las bombas solares de almacenamiento, en vez de realizarse éste como electricidad en las baterías, se hace con agua en depósitos, solución mucho más barata y duradera que la primera.

Otro sistema empleado habitualmente consiste en el método tradicional de extracción de agua mediante bomba de corriente alterna. El conjunto, en este caso, estaría compuesto por paneles fotovoltaicos, reguladores de carga, baterías de acumulación y convertidor cc/ca, donde se conectaría la bomba.

Como ejemplo ilustrativo, imaginemos que deseamos sacar un caudal diario de 10000 litros para regar, encontrándose el agua a una profundidad de 25 metros.





Para ello, el primer paso consistirá en buscar una bomba capaz de poder aspirar a 25 m y proporcionamos el mayor caudal posible, en función de la menor potencia eléctrica que sea necesaria para optimizar al máximo el sistema fotovoltaico. Supongamos que esta bomba es del tipo sumergible de 0.9 CV a 220 V monofásicos y que su curva nos marca un caudal de 4000 l/h para una altura manométrica de 25 metros. En estas condiciones, y para extraer al día 10000 litros de agua, calcularemos el número de horas necesarias para que se cubran las necesidades previstas y que resulta ser:

$$(10000 \text{ l}) / (4000 \text{ l/h}) = 2.5 \text{ horas}$$

Para calcular la potencia diaria absorbida:

$$1 \text{ CV} = 736 \text{ W}$$

$$736 \text{ W} \times 0.9 = 662.4 \text{ W}$$

$$662.4 \text{ W} \times 2.5 \text{ h} = 1656 \text{ Wh/día}$$

Puesto que nuestra bomba es de 0.9 CV (662.4 W), será preciso un convertidor de 1200 W - 24 V capaz de soportar la punta de arranque. Como la potencia consumida es aproximadamente el 50% de la potencia nominal de ese convertidor y los datos del fabricante nos señalan un rendimiento del 70% para la mitad de la carga, tenemos:

$$\eta = \text{Potencia de salida del convertidor} / \text{Potencia de entrada al convertidor}$$

$$\text{Potencia de entrada} = \text{Potencia de salida} / \eta$$

$$\text{Potencia absorbida de batería} = (1656 \text{ Wh/día}) / 0.7 = 2365.7 \text{ Wh/día}$$

$$(2365.7 \text{ Wh/día}) / (24 \text{ V}) = 98.57 \text{ Ah/día (a 24 V)}$$

$$98.57 \text{ Ah/día} + 10 \% (\text{seguridad}) = 108.4 \text{ Ah/día}$$

Si el valor de radiación en la zona donde estuviese situado el sistema fuera de 458 langleys y el módulo fotovoltaico utilizado, de 2.5 A de corriente pico, se tendrá:

$$458 \text{ langleys} \times 0.0116 = 5.3 \text{ h.s.p.}$$

$$5.3 \text{ h.s.p.} \times 2.5 \text{ A} = 13.25 \text{ Ah/día de producción por módulo}$$

$$\text{N}^\circ \text{ de módulos en paralelo} = (108.4 \text{ Ah/día}) / (13.25 \text{ Ah/día}) = 8.1 \cong 8$$

Luego, el número total de módulos sería de 16, distribuidos en dos series de ocho en paralelo.

El sistema de regulación deberá tener capacidad para aguantar como mínimo

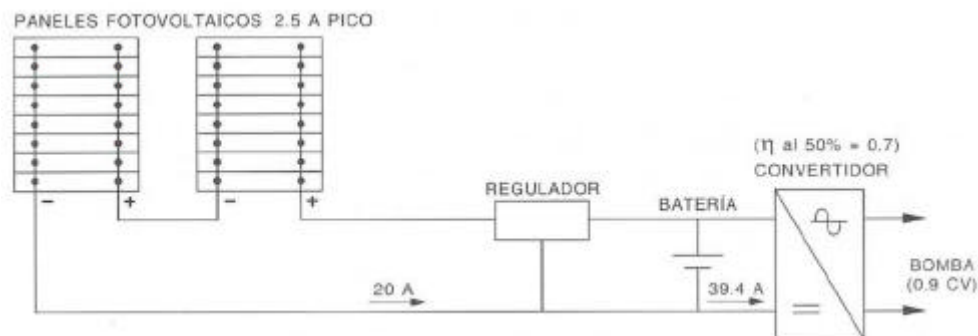
$$8 \times 2.5 \text{ A} = 20 \text{ A}$$



Si damos 5 días de autonomía al sistema, la capacidad resultante será:

$$\text{Capacidad} = (98.57 \times 5) / 0.6 = 821.4 \text{ Ah (a 24 V)}$$

Para una profundidad máxima de descarga del 60%. Si los acumuladores fueran estacionarios, tendríamos que disponer de doce de ellos en serie, con una capacidad aproximada de 821.4 Ah.



Para el cálculo de las secciones de conductor necesarias, según las longitudes indicadas en el esquema de la figura 12, aplicaríamos la fórmula ya conocida de

$$S = 2 \cdot L \cdot I / [56 (V_a - V_b)]$$

Luego, para la línea paneles-batería, como la intensidad máxima (ya calculada anteriormente) es de 20 A, la sección para una caída de tensión de 0.3 V sería de

$$S = (2 \times 15 \text{ m} \times 20 \text{ A}) / (56 \times 0.3 \text{ V}) = 35.7 \text{ mm}^2$$

En el caso de la línea batería-convertidor:

$$662.4 \text{ W} \cdot 0.7 = 463.68 \text{ W}$$

$$463.68 \text{ W} / 24 \text{ V} = 19.32 \text{ A}$$

$$S = (2 \times 3 \text{ m} \times 19.32 \text{ A}) / (56 \times 0.3 \text{ V}) = 11.4 \text{ mm}^2 \Rightarrow 16 \text{ mm}^2$$

### 7.3. ILUMINACIÓN DE UN PARQUE PÚBLICO.

Los estudios acerca de los sistemas de iluminación exterior por medio de paneles solares fotovoltaicos nacen a raíz del despegue vertiginoso que desde hace unos años ha tomado el sector de la iluminación, con la creación de nuevos equipos que proporcionan más luz por menos potencia. Ejemplo de ello son las lámparas tipo SOX de sodio de baja presión, que hacen posible la iluminación de exteriores con lámparas de tan sólo 18 W de consumo. Este tipo de equipos posibilita la utilización

de báculos de iluminación que contengan todos los elementos que integra un sistema solar fotovoltaico, esto es: paneles solares, regulación, sistema de encendido y apagado automático, acumuladores y una reactancia especial de encendido de la lámpara.

En el presente ejemplo de cálculo se realizará un estudio para mantener siete puntos de luz encendidos durante 10 horas, a partir de la puesta de sol, en un parque público situado en Murcia y utilizando lámparas de 18 W. Esta instalación estará formada por báculos completos independientes, para evitar centralizar el sistema y tener posteriormente que tender las líneas de alimentación eléctrica a cada punto.

Una vez consultada la tabla de medias de radiación invernal a  $60^\circ$  de inclinación, obtenemos un valor de 4.53 h.s.p. para Murcia. Si utilizamos un módulo solar de 2.3 amperios en su punto de máxima potencia, obtenemos que la producción diaria será de:

$$4.53 \text{ h.s.p.} \times 2.3 \text{ A} = 10.41 \text{ Ah/día}$$

Como el consumo es de:

$$18 \text{ W} \times 10 \text{ h} = 180 \text{ Wh/día}$$

y añadiendo un 10% de seguridad:

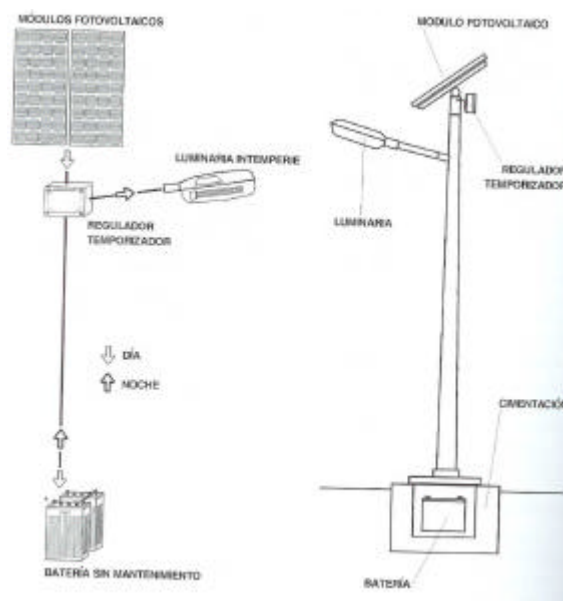
$$180 \text{ Wh/día} \times 1.1 = 198 \text{ Wh/día}$$

$$198 \text{ Wh} / 12 \text{ V} = 16.5 \text{ Ah/día}$$

El número de módulos en paralelo es de:

$$(16.5 \text{ Ah/día}) / (10.41 \text{ Ah/día}) = 1.58 \cong 2$$

que además coincide con el total, al ser ésta una instalación a 12 V.





Puesto que no se desea ninguna clase de mantenimiento para esta instalación, se ha optado por incorporar baterías de plomo-calcio que no lo requieren y que, como ya sabemos, se encuadran dentro del tipo de baterías de ciclo poco profundo. Por este motivo, la profundidad de descarga la situaremos en un 40 % como máximo, lo que da como resultado una capacidad de acumulación (incluido el factor 1.1 de seguridad), para cinco días de autonomía, de:

$$\text{Capacidad} = (16.5 \times 5)/0.4 \cong 206 \text{ Ah}$$

El sistema de encendido automático constará de una célula fotoeléctrica que detecte la caída de iluminación a últimas horas de la tarde y ponga en marcha el encendido de la lámpara a través de la reactancia especial que la alimenta. Justo en el momento del encendido, un circuito electrónico temporizador iniciará la cuenta atrás que producirá el apagado después de 10 horas de actividad, repitiéndose el mismo proceso al día siguiente.

---

## 8. LEGISLACIÓN APLICABLE EN EL ESTADO ESPAÑOL.

---

### 8.1. NORMATIVA DE CARÁCTER GENERAL.

- Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre Conservación de la Energía.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, que deroga al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión aprobado por Decreto 2413/1973, de 20 de septiembre.
- Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de Regulación del Sector Eléctrico Canario.
- Decreto 26/1996, de 9 de febrero, por el que se simplifican los procedimientos administrativos aplicables a las instalaciones eléctricas.
- Decreto 196/2000, de 16 de octubre, por el que se modifica el Decreto 26/1996, de 9 de febrero, por el que se simplifican los procedimientos administrativos aplicables a las instalaciones eléctricas.



- Decreto 216/1998, de 20 de noviembre, por el que se regula la organización y el funcionamiento del Registro de Instalaciones de Producción Eléctrica.
- Real Decreto 3490/00, de 29 de diciembre de 2000 por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001.
- Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen jurídico de las Administraciones públicas y del procedimiento administrativo común.
- Ley 4/1999, de 13 de enero, que modifica a la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

## 8.2. NORMATIVA DE CARÁCTER ESPECÍFICO.

- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Orden de 27 de mayo de 2002, por la que se modifican las bases reguladoras para el período 2000 a 2006 aprobadas por la Orden de 23 de mayo de 2000, para la concesión de subvenciones a proyectos de ahorro, diversificación energética y utilización de energías renovables y se efectúa la convocatoria para el año 2002.
- UNE-EN 61173:98 "Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía. Guía."
- UNE-EN 61727:96 "Sistemas fotovoltaicos. Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica".
- PNE-EN 50330-1 "Convertidores fotovoltaicos de semiconductores. Parte 1: Interfaz de protección interactivo libre de fallo de compañías eléctricas para convertidores conmutados FV-red. Cualificación de diseño y aprobación de tipo".
- PNE-EN 50331-1 "Sistemas fotovoltaicos en edificios. Parte 1: Requisitos de seguridad".
- PNE-EN 61227. "Sistemas fotovoltaicos terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía".



### **8.3. COMENTARIOS AL R.D. 2818/1998, DE 23 DE DICIEMBRE.**

#### **8.3.1. Introducción**

Este Real Decreto es aplicable a todas las instalaciones de producción mediante cogeneración o que utilicen como energía primaria las energías renovables no consumibles, eólica, biomasa o cualquier tipo de biocarburante y a las instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar, como se refleja en el Artículo 2, punto b.1, al que exclusivamente nos referiremos.

Este Real Decreto, del anterior Ministerio de Industria y Energía, junto con el R.D. 1663/2000 y la Resolución de 31 de mayo 2001 de la actual Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Economía, ha significado en España un precedente histórico en lo referente a la energía solar fotovoltaica (en adelante FV).

#### **8.3.2. Objetivos y ámbito del Real Decreto en lo relativo a la energía solar fotovoltaica.**

El presente RD. desarrolla, en lo que se refiere al régimen especial, la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico que hace compatible la libre competencia con la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la mejora del medio ambiente, elementos necesarios en función de los compromisos adquiridos por España en la reducción de los gases responsables del efecto invernadero.

El ámbito de aplicación del RD. comprende todas las instalaciones FV de producción de energía eléctrica conectadas a red, aunque establece una prima diferente para las instalaciones con una potencia eléctrica instalada igual o inferior a 50 MW que utilicen como energía primaria la energía solar FV, tal y como se recoge en el Artículo 2, apartado b.1, y para las instalaciones con una potencia instalada superior a 50 MW (Artículo 31).

Esta es la principal novedad que introduce este R.D., ya que al establecer una prima a la producción de electricidad procedente de las instalaciones FV, favorece la producción de este tipo de energía limpia y así, su participación activa, junto al resto de las energías renovables, en el compromiso adquirido por el Gobierno Español ante la comunidad internacional para que el conjunto de estas energías renovables alcance en el año 2010 una participación del 12% en el total de la demanda energética española.

Estas medidas económicas tendrán vigencia hasta que se consiga una potencia pico total instalada de 50 MW, (en las de tamaño inferior a 5 kWp.), se cumplan las exigencias de reducción de CO<sub>2</sub> de Kioto (12% antes referido) o se actualice la política medioambiental de la Administración



General del Estado a partir del año 2003 (fecha en la que se podría variar el importe de la prima establecida para las instalaciones FV), o se potencie dentro del ámbito autonómico.

A los efectos del límite de potencia establecido, se considerará que pertenecen a una única instalación, las instalaciones que viertan su energía a un mismo transformador con tensión de salida igual a la de la red de distribución, interpretándose como transformador el propio inversor FV. En el caso de que varias instalaciones de producción utilicen las mismas instalaciones de evacuación, la referencia anterior se entenderá respecto al transformador (inversor) anterior al que sea común para varias instalaciones de producción.

### **8.3.3. Competencias**

La autorización administrativa para la construcción, modificación y reconocimiento de instalación acogida al régimen especial corresponde a los órganos de las Comunidades Autónomas con competencia en la materia. Por tanto, el desarrollo necesario de este R.D., para hacer posible tanto la conexión a red como el pago de la prima contemplada en el mismo, es competencia del Ministerio de Industria y Energía (hoy día del Ministerio de Economía) y/o de las Comunidades Autónomas.

En caso de que la Comunidad Autónoma en donde estuviesen ubicadas las instalaciones no contase con competencias en la materia, o dichas instalaciones estuviesen ubicadas en más de una Comunidad, la autorización citada correspondería a la Dirección General de la Energía del Ministerio de Industria y Energía (hoy Ministerio de Economía).

### **8.3.4. Procedimiento de presentación de solicitudes**

Los titulares o explotadores de las instalaciones de producción que pretendan acogerse al régimen especial deberán solicitar la inclusión de la misma ante la Administración competente acreditando, además del tipo de instalación, las principales características técnicas y de funcionamiento. Asimismo, deberá realizarse una evaluación cuantificada de la energía que va a ser transferida a la red.

En caso de que la solicitud tenga que ser presentada ante la Dirección General de Política Energética y Minas actual, lo hará el titular o explotador de la instalación (propietario, arrendatario o titular de cualquier otro derecho que le vincule con la explotación de una instalación), incluyendo, además de lo descrito en el párrafo anterior, una memoria resumen de la entidad peticionaria, persona jurídica, que deberá contener:



- Nombre o razón social y domicilio del peticionario
- Capital social y accionistas con participación superior al 5 por 100, en su caso, y participación de los mismos. Relación de empresas filiales en las que el peticionario sea mayoritario (no exigible a las instalaciones inferiores a 5 kWp).
- Condiciones de eficiencia energética y técnicas de seguridad de la instalación
- Relación de las instalaciones acogidas a este régimen de las que el peticionario es titular
- Copia del balance y cuenta de resultados correspondiente al último ejercicio fiscal (no exigible a las instalaciones inferiores a 5 kWp).

El procedimiento de tramitación se ajustará a lo previsto en la Ley 30/92. La Dirección General de la Energía resolverá sobre la solicitud en el plazo de seis meses. La falta de resolución expresa en plazo tendrá efectos desestimatorios, pudiendo presentar un recurso si se estima oportuno ante la Administración competente.

### **8.3.5. Registro Administrativo**

Se constituye una sección denominada “Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial” en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica a que se refiere el artículo 2.1.4 de la Ley del Sector Eléctrico, dependiendo de la Dirección General de la Energía en el Ministerio de Industria y Energía (hoy de Economía). Esta sección permitirá el adecuado seguimiento al Régimen Especial, y específicamente la gestión y el control de la percepción de las primas, tanto en lo relativo a la potencia instalada, como a la evolución de la energía producida, la energía cedida a la red y la energía utilizada.

Sin perjuicio de lo previsto anteriormente, las Comunidades Autónomas podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales, llevándose a cabo la adecuada coordinación entre ellas y la propia Dirección General del Ministerio de Industria (de Economía) para garantizar la intercambiabilidad de las inscripciones entre el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial y los Registros Autonómicos que puedan constituirse.

La inscripción en este Registro constará de dos fases:

#### *Inscripción previa:*

Se producirá de oficio, una vez que haya sido otorgada por la Comunidad Autónoma la condición de instalación de producción acogida al Régimen Especial. Con este objeto la Comunidad Autónoma competente deberá dar traslado en el plazo de un mes de esta resolución o de la inscripción



de la instalación en el registro autonómico, a la Dirección General de la Energía (hoy Dirección General de Política Energética y Minas).

La formalización de la inscripción, dará lugar a un número de identificación en el registro que será comunicado a la Comunidad Autónoma, para que ésta proceda a su notificación al interesado. La notificación será efectuada por la Dirección General de la Energía (hoy Dirección General de Política Energética y Minas), cuando ésta resulte competente.

Esta inscripción previa será cancelada si en el plazo de dos años desde su notificación al interesado, éste no ha solicitado la inscripción definitiva.

#### *Inscripción definitiva:*

Se dirigirá al órgano correspondiente de la Comunidad Autónoma competente, o en su caso, a la Dirección General de la Energía (hoy Dirección General de Política Energética y Minas). Será acompañada del contrato firmado con la empresa distribuidora. Esta solicitud podrá presentarse simultáneamente con la solicitud del acta de puesta en marcha de la instalación.

La Comunidad Autónoma competente deberá dar traslado de la resolución por la que se le otorga dicha condición, en el plazo de un mes, o de la inscripción efectuada en el registro autonómico, o en su caso de los datos precisos para la toma de razón de la inscripción definitiva, a la Dirección General de la Energía (hoy Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía).

Esta inscripción definitiva será comunicada a la Comunidad Autónoma, para que ésta proceda a su notificación al solicitante y a la empresa distribuidora.

Los titulares o explotadores de las instalaciones inscritas en el registro citado con anterioridad, han de realizar periódicamente una actualización de la documentación. Para ello deberán enviar durante el primer trimestre de cada año, al órgano que autorizó la instalación, una memoria resumen, según modelo adjunto en el Anexo 2. Este Anexo 2 deberá adaptarse al caso particular de las instalaciones FV, especialmente a las menores de 5 kWp de potencia.

La inscripción definitiva de la instalación será necesaria para la aplicación, a dicha instalación, del régimen económico regulado en este R.D.

La energía eléctrica que pudiera haberse vertido a la red con anterioridad a la inscripción definitiva en el Registro, como consecuencia del funcionamiento en pruebas, será retribuida a precio de mercado. Dicho funcionamiento en pruebas deberá ser autorizado previamente, y su duración no será superior a tres meses.





La cancelación de la inscripción en el Registro procederá en caso del cese de la actividad como instalación de producción en régimen especial, o revocación por el órgano competente del reconocimiento de la instalación acogida al régimen especial o revocación de la autorización de la instalación.

### 8.3.6. Condiciones de entrega de la energía eléctrica

El titular de la instalación de producción acogida al régimen especial y la empresa distribuidora suscribirán un contrato, según el modelo publicado en junio de 2001, que tendrá una duración mínima de 5 años, y que incluirá como mínimo:

- El punto de conexión y medida, indicando las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida.
- Características de la energía cedida (potencia, previsiones de producción, consumo, venta, compra, etc..).
- Causas de rescisión o modificación del contrato.
- Condiciones económicas.
- Condiciones de explotación de la interconexión.
- Cobro de la energía entregada por el titular a la distribuidora, que deberá producirse dentro de los treinta días posteriores a la emisión de la factura correspondiente.

La empresa distribuidora tendrá la obligación de suscribir este contrato en el plazo de un mes a partir de la definición del punto y condiciones de conexión.

La factura de energía eléctrica cedida a la empresa distribuidora y que reflejará la totalidad de la energía producida por la instalación FV, podrá realizarse mensualmente, en un modelo aprobado por la Dirección General de la Energía (hoy Dirección General de Política Energética y Minas).

Los titulares de las instalaciones FV tendrán los siguientes *derechos*:

- Conectar en paralelo su sistema a la red de la compañía eléctrica distribuidora.
- Transferir al sistema a través de la compañía distribuidora de electricidad toda su producción de energía eléctrica FV, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red, y percibir por ello el precio de mercado mayorista más los incentivos previstos en el R.D. o elegir la prima fija opcional.

Los titulares de las instalaciones FV tendrán las siguientes *obligaciones*:



- Entregar toda la energía en las condiciones técnicas apropiadas para no producir trastornos en el normal funcionamiento del sistema, medida en un contador independiente.
- Recibir simultáneamente la energía eléctrica convencional en las condiciones técnicas actualmente en vigor.

### 8.3.7. Criterios

Los titulares que tengan interconectados en paralelo a la red general su sistema FV, lo estarán en un solo punto, salvo circunstancias justificadas y autorizadas por la Administración competente en cada CCAA.

La energía suministrada a la red de la empresa distribuidora deberá tener un factor de potencia cercano a la unidad ( $>0,9$ ).

La potencia total de la instalación FV conectada a la línea no superará el 50% de la capacidad de transporte de la línea en el punto de conexión, definida como la capacidad térmica de diseño de la línea en dicho punto.

El punto de conexión se establecerá de acuerdo entre el titular y la empresa distribuidora. El titular solicitará a la empresa distribuidora el punto que considere más apropiado, y la empresa distribuidora notificará al titular la aceptación en el plazo de un mes o justificará otras alternativas. El titular en caso de no aceptar las alternativas, solicitará al órgano competente de la Comunidad Autónoma la resolución de la discrepancia, que deberá producirse en el plazo máximo de tres meses. Los gastos de las instalaciones necesarias para la conexión serán a cargo del titular de la instalación de producción.

Si el órgano competente apreciase circunstancias en la red de la empresa distribuidora adquirente que impidieran técnicamente la absorción de la energía producida, fijará un plazo para subsanarlas.

Los gastos de las modificaciones en la red serán a cargo del titular de la instalación FV, salvo que no fuesen para su uso exclusivo, en cuyo caso correrán a cargo de ambas partes de mutuo acuerdo.

Siempre que sea posible se procurará que varias instalaciones productoras utilicen las mismas instalaciones de evacuación de la energía eléctrica, aún cuando se trate de titulares distintos.

Los titulares de instalaciones FV incorporarán a la red el total de la energía eléctrica producida, recibiendo la prima durante el periodo que medie hasta alcanzar el 12% del total de la demanda energética al que hace referencia la disposición transitoria 16ª de la Ley del Sector Eléctrico



o hasta que el total de las instalaciones FV en España con potencia inferior a 5 kWp. alcance la cifra de 50 MWp.

La energía eléctrica cedida a las empresas distribuidoras de energía eléctrica deberá ser adquirida por la más próxima, con características técnicas y económicas suficientes para realizar su distribución.

En caso de discrepancia, resolverá lo que corresponda la Administración Autónoma o la Dirección General de Energía (hoy Dirección de Política Energética y Minas) cuando sea de su competencia.

La instalación deberá contar con un equipo de medida de energía eléctrica que pueda permitir su facturación y control de acuerdo con este R.D La medida se efectuará inmediatamente antes del límite de conexión de la empresa distribuidora. En caso de no poder realizar la medida en ese punto, las pérdidas serán a cargo del productor y deben reflejarse en el contrato suscrito entre el productor y la empresa distribuidora.

### 8.3.8. Régimen económico

La retribución que obtienen los productores por la cesión de energía eléctrica será la suma del precio de mercado más la prima. Para las instalaciones inferiores a 5 kWp con factor de potencia >0,9 no se reducirá la prima por bajo factor de potencia.

$$\text{ptas/kWh} = \text{Precio de mercado} + \text{Prima}$$

El precio medio de mercado será publicado por el operador de mercado antes del quinto día hábil del mes siguiente considerado para la facturación.

La prima aplicable a instalaciones FV con potencia instalada de hasta 5 kWp, siempre que la potencia instalada nacional no supere los 50 MW, será de 60 ptas/kWh.

La prima aplicable a instalaciones FV con potencia instalada superior a 5 kWp, será de 30 ptas/kWh.

Las instalaciones FV podrán optar por no aplicar las cifras establecidas en los párrafos anteriores y aplicar por toda la producción eléctrica inyectada a red, un precio fijo total a percibir de 66 ptas/kWh para instalaciones menores de 5 kWp ó 36 ptas/kWh para instalaciones mayores a 5 kWp.

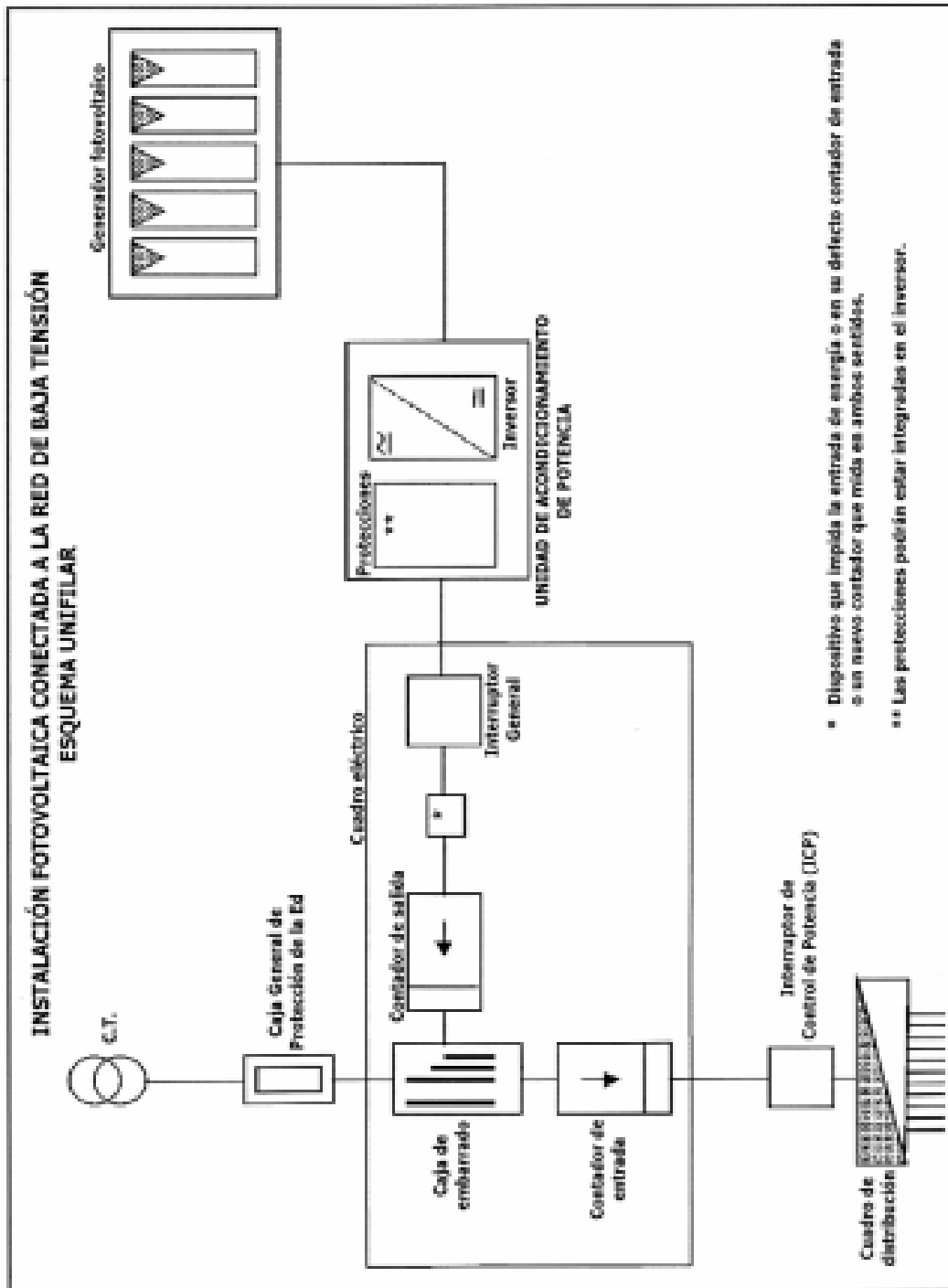
El Ministerio de Industria y Energía (Ministerio de Economía), podrá revisar las primas cada cuatro años.

Para las instalaciones FV que superen los 50 MWp de capacidad de producción, (caso poco probable) la prima será de 1 ptas/kWh (Artículo 31).



#### 8.4. COMENTARIOS AL R.D. 1663/2000, DE 29 DE SEPTIEMBRE.

1. Se inyecta a la red TODA LA ENERGÍA SOLAR PRODUCIDA, no una parte, no lo excedentes, como ocurre en la cogeneración. La explicación es clara: el R.D. 2818/1998 establece una prima (66 pts) muy superior al precio del kWh convencional (14 pts + conceptos fijos), para que el nuevo generador solar eléctrico obtenga una compensación económica a su inversión inicial. En el caso de que el generador solar eléctrico quisiera autoconsumir, estaría perdiendo la diferencia de precio entre el kWh solar y el convencional, lo que haría inútil el concepto de apoyo económico que este R.D. pretende introducir.
2. El generador solar eléctrico NUNCA SERÁ AUTOPRODUCTOR, simplemente es productor, mientras se mantenga vigente la prima establecida a niveles superiores al coste de la energía convencional (hasta alcanzar 50 MWp en el Estado Español).
3. El precio de las primas (60 y 30 pesetas/kWh producido) NO LO PAGA EL ESTADO CENTRAL. Estos importes proceden de la tarifa eléctrica vigente y por tanto de los recibos bimensuales que pagamos a las compañías distribuidoras todos los usuarios de energía eléctrica.
4. El precio medio (de 6 pts kWh fijo o variable - precio de mercado - según se elija) establecido por el RD 2818/1998, y que se suma a las primas anteriormente citadas (totalizando 66 pts kWh o 36 pts kWh) NO AFECTA A LA CUENTA DE RESULTADOS DE LA COMPAÑÍA ELÉCTRICA. La distribuidora eléctrica administra este importe, cobrándolo del usuario final y pagándoselo al generador solar eléctrico.
5. El objetivo de esta legislación que disfrutamos desde enero de 1999 es conseguir un ahorro energético selectivo, aprovechando al máximo la energía solar gratuita y limpia en detrimento de la convencional, por lo que EL OBJETIVO ES AHORRAR ENERGIA Y MEJORAR NUESTRA INDEPENDENCIA ENERGÉTICA.
6. El generador solar eléctrico que goza de subvenciones y primas, NO HACE UN BUEN NEGOCIO, solo obtiene ayudas para mejorar su esfuerzo en la inversión inicial, participando en las políticas estratégicas de la Administración que promociona la generación eléctrica autóctona, en sustitución del carbón y del gas natural, principalmente.





## **8.5. COMENTARIOS A LA NORMATIVA TERRITORIAL EN LA COMUNIDAD AUTÓNOMA DE CANARIAS.**

### **8.5.1. Decreto 196/2000, de 16 de octubre**

El Art. 3, apartado g) indica, en cuanto a clasificación de instalaciones: g) Instalaciones de generación de energía eléctrica con energía solar fotovoltaica, conectadas a la red eléctrica, cuyos titulares son personas físicas o jurídicas.

El Art. 25, indica que la construcción, explotación, modificación sustancial, la transmisión y cierre de las instalaciones de producción de energía eléctrica con energía solar fotovoltaica, descritas en el apartado g) del Art. 3, requieren autorización administrativa previa, que se tramitará de conformidad con lo previsto en el artículo 12 de este Decreto, a excepción de los aspectos que se detallan a continuación:

A) Instalaciones de potencia nominal menor o igual a 25 Kw:

No requieren presentación de proyecto, bastará con la presentación de una Memoria técnica cuyo contenido se ajustará al modelo indicado como anexo a este Decreto, pudiendo ser dirigidas por instaladores autorizados.

B) Instalaciones de potencia nominal superior a 25 Kw:

Requiere la presentación de Proyecto elaborado por un Ingeniero superior o Ingeniero Técnico competente y visado por el Colegio Oficial correspondiente, en el que se detallen las características técnicas de la instalación.

### **8.5.2. Orden de 27 de mayo de 2002**

Electrificaciones rurales aisladas con energía solar fotovoltaica, o bien con generadores eólicos o eólico-fotovoltaicos de hasta 10 kW de potencia total. Se subvencionará hasta un 60% de la inversión elegible, con un máximo de 3.000 euros por instalación. En el caso de viviendas de personas físicas, si se acredita por los servicios sociales del Ayuntamiento correspondiente al municipio en que está ubicada la vivienda la carencia de recursos económicos, el máximo por vivienda será 3.600 euros.

Se deberá acreditar que los equipos y las instalaciones estén garantizados por tres años por parte del fabricante o instalador, con contrato de mantenimiento por dicho período. Las instalaciones han de estar realizadas por instaladores eléctricos autorizados. Las baterías utilizadas serán de tipo estacionario.



Sólo podrán subvencionarse aquellos proyectos de fotovoltaica que supongan una potencia pico superior a 150 Vatios instalados en total.

El contrato de mantenimiento implicará una revisión de la instalación por una periodicidad mínima de 6 meses.

En iluminación de exteriores mediante sistemas fotovoltaicos hasta un máximo de 5 puntos de luz, se podrá subvencionar hasta el 40% de la inversión elegible, con un máximo de 1.800 euros por punto de luz. Los equipos y las instalaciones han de estar garantizados por tres años por parte del fabricante o instalador. Las instalaciones han de estar realizadas por instaladores eléctricos autorizados.

En los proyectos de energía solar, y teniendo en cuenta el reducido impacto de estas instalaciones sobre el entorno en razón de su pequeño tamaño e integración arquitectónica, las obras que resulten subvencionadas con cargo a esta Orden, quedarán exceptuadas de la realización de la Evaluación Básica de Impacto Ecológico, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5º de la Ley Territorial 11/1990, de Prevención del Impacto Ecológico.

### ***Prescripciones técnicas para instalaciones de energía solar fotovoltaica***

#### ***Paneles Fotovoltaicos***

- 1.- Los paneles que se instalen podrán ser monofaciales, bifaciales o autorregulables. En caso de paneles bifaciales, éstos han de estar colocados de forma que se consiga el coeficiente de albedo previsto por el fabricante.
- 2.- Los paneles conectados han de ser de las mismas características I-V. La conexión entre ellos se hará utilizando terminales en los cables. Cuando la conexión sea en serie, para tensiones iguales o superiores a 24 Voltios se instalarán diodos de derivación.
- 3.- Los paneles deberán ir orientados hacia el sur con una desviación no superior a 10 grados sexagesimales hacia el este o hacia el oeste. La inclinación de los paneles con respecto a la horizontal, será la más adecuada de acuerdo a las necesidades energéticas y que puede oscilar desde 20 a 40 grados.
- 4.- Los paneles se situarán en un lugar en que en ningún momento del día haya sombra. De no ser posible, la pérdida de energía debido a las sombras no podrá ser superior al cinco por ciento.
- 5.- La estructura soporte de paneles de hierro tendrá un galvanizado mínimo de 100 micras o aluminio anodizado, y estará prevista para soportar vientos de 150 km/h. Se tomarán asimismo las medidas adecuadas para evitar la formación de pares galvánicos entre las estructuras y el marco del panel fotovoltaico.



6.- En caso de utilizar más de una fila de paneles, la separación entre éstas deberá ser como mínimo tres veces la distancia vertical entre la parte superior e inferior de los paneles.

#### *Acumuladores*

7.- Los acumuladores serán estacionarios y su capacidad para 100 horas de descarga será como mínimo de 200 Ah. La profundidad de descarga admisible será como mínimo del 50%.

8.- Los acumuladores llevarán indicada de forma indeleble los polos positivo y negativo mediante las marcas + y - y una placa o indicación con las siguientes características:

- Tipo de batería.
- Tensión Nominal.
- Capacidad Nominal en 100 horas a 25°C.

9.- Las baterías deberán estar aisladas del suelo mediante un sistema resistente al electrolito. Se instalarán en un lugar ventilado, lejos de cualquier llama u objeto incandescente, y cerca del campo de paneles.

10.- Las conexiones estarán selladas para impedir su manipulación y cuando se realicen con cables, éstos irán provistos de terminales. Los bornes deberán estar adecuadamente protegidos para impedir daños por la caída de cualquier objeto sobre los mismos.

11.- Las baterías usadas serán todas de las mismas características y tendrán el mismo período de garantía.

#### *Reguladores*

12.- El sistema de regulación y control se compondrá como mínimo de los siguientes elementos:

- Regulador de carga.
- Alarma por baja tensión.
- Desconexión automática del consumo por mínima tensión.
- Instrumentos de medida (Amperímetro y Voltímetro).
- Contador digital de carga en Ah de 4 dígitos mínimo, con permanencia de los registros en contadores y puesta a cero no accesible al usuario.
- Contador digital de consumo en Ah de 4 dígitos mínimo, con permanencia de los registros en contadores y puesta a cero no accesible al usuario.
- Compensador de temperatura.
- Interruptor magnetotérmico unipolar para protección contra cortocircuitos en el consumo.
- Sistema de protección en la entrada y salida de corriente.





### *Convertidores*

13.- Los convertidores usados estarán protegidos contra sobrecargas, cortocircuitos e inversión de polaridad e incorporarán un mecanismo de desconexión por falta de carga. La sobrecarga admisible será tal que garantice el funcionamiento de la instalación.

14.- Incorporará señalizador luminoso e indicador de cortocircuito, con mecanismo que garantice la desconexión automática.

15.- El convertidor será compatible en cuanto a potencia nominal, forma de onda y factor de distorsión con los equipos a que vaya a conectarse.

16.- La variación de la tensión de salida no será superior al 5% en más y en menos de la tensión nominal de salida para convertidores de onda senoidal y del +/- 10% para los de onda cuadrada.

La variación de la frecuencia de salida será como máximo del +/- 3% de la nominal.

El factor de distorsión no será superior al 5% en todo el rango de potencias de salida (factor de potencia entre 0,8 y 0,9) para convertidores de onda senoidal y del 33% para los de onda cuadrada.

El rango de temperatura de funcionamiento estará comprendido entre -5°C y 40°C.

Su eficiencia será de al menos el 60% para cargas un 10% de la nominal, de un 75% para cargas de un 30% de la nominal y del 85% para cargas superiores al 40% de la nominal.

17.- El convertidor se instalará lo más cerca posible de la baterías y de forma que la línea de menor tensión sea lo más reducida posible.

### *Otras*

18.- Las instalaciones deberán tener un fácil acceso para su mantenimiento, acceso este que podrá ser permanente o móvil.

19.- La instalación deberá estar acompañada por un manual de usuario que incluirá:

- Descripción de la instalación y sus componentes.
- Energía que puede obtenerse de la instalación en las condiciones de diseño.
- Instrucciones de uso.
- Instrucciones de mantenimiento.
- Hojas en blanco para anotar las operaciones de mantenimiento, revisiones o incidencias.

20.- Los enchufes y tomas de corriente serán tales que no puedan producirse confusiones entre los polos positivo y negativo.

21.- La instalación deberá cumplir las prescripciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.



22.- Como sistema de protección mínimo se deberá instalar un interruptor magnetotérmico a la salida de la batería.

23.- Contrato de mantenimiento: el contrato de mantenimiento implicará una revisión de la instalación por una periodicidad mínima de 6 meses. En el caso de instalaciones fotovoltaicas dicho contrato de mantenimiento comprenderá como mínimo lo siguiente:

- Comprobación del conexionado del campo de paneles, repasando el apriete de las conexiones.
- Comprobación del conexionado de los acumuladores, repasando el apriete de las conexiones.
- Comprobación y registro del nivel y densidad del electrolito en los elementos de la batería, rellenando éstos con agua destilada si se observa un nivel inferior al marcado por el fabricante. Si se observara una disminución anormal del nivel del electrolito, se comprobará el valor asignado a la tensión de ajuste del regulador.
- Comprobación del conexionado del Sistema de regulación y control, repasando el apriete de las conexiones.
- Comprobación del tarado de la tensión de ajuste del regulador a la temperatura de comprobación.
- Registro de los amperios hora generador y consumidos por la instalación desde la revisión anterior.
- Registro de los valores instantáneos de tensión y corriente.
- Comprobación y registro de las cargas de consumo.

Para paneles bifaciales, se repintará el entorno del campo de paneles de blanco con objeto de mantener el valor del coeficiente de albedo.

---

## **9. LEGALIZACIÓN DE UNA INSTALACIÓN EN LA COMUNIDAD AUTÓNOMA DE CANARIAS.**

---

### **9.1. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA.**

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico establece en su Art. 28 que la construcción de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial está sometida al régimen de autorización administrativa previa.

Hasta noviembre de 2000 el procedimiento para la concesión de la autorización administrativa de una instalación fotovoltaica conectada a la red distribución se regía por las normas que regulan con carácter general las instalaciones de producción de energía eléctrica (Decreto



2617/1966, de 20 de octubre, sobre autorización de instalaciones eléctricas (hoy en día derogado por el R.D. 1955/2000, de 1 de diciembre) y Decreto 26/1996, de 9 de febrero, por el que se simplifican los procedimientos administrativos aplicables a las instalaciones eléctricas.

Dado que el citado Decreto 26/1996, de 9 de febrero, entró en vigor con anterioridad a la legislación básica actual sobre instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración (Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre), ya la vista del gran interés de las Administraciones Públicas en general, por impulsar las instalaciones fotovoltaicas, el Gobierno de Canarias promulgó el Decreto 196/2000, de 16 de octubre, por el que se modifica el Decreto 26/1996, de 9 de febrero, por el que se simplifican los procedimientos administrativos aplicables a instalaciones eléctricas, el cual facilita en la medida de lo posible los trámites para la implantación de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

De acuerdo con el artículo 25 de este Decreto, las instalaciones fotovoltaicas cuya potencia nominal sea inferior a 25 kW no requieren presentación de proyecto, bastará con una memoria cuyo contenido se ajustará al modelo anexo a esta información, pudiendo ser dirigida por instaladores autorizados. A partir de 25 kW de potencia nominal las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red requerirán la presentación de Proyecto elaborado por un Ingeniero competente, y visado por el Colegio Oficial correspondiente, en el que se detallen las características técnicas de la instalación.

En el caso de instalaciones fotovoltaicas cuya potencia nominal sea inferior a 25 kW la tramitación comenzará cuando el titular presente en la Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologías una instancia solicitando la autorización administrativa a la que acompañará la siguiente documentación:

- Memoria-resumen firmada y sellada por instalador autorizado.
- Copia del punto de enganche concedido por Unelco-Endesa, o escrito de conformidad de esta compañía.
- Documento que acredite la titularidad del edificio o terreno donde se ubique la instalación fotovoltaica.



INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED DE BAJA TENSIÓN			
TÍTULO			
Situación	C./		Nº
	T.M.		
TITULAR	D.		Tfno
Domicilio	C./		Nº
	T.M.		

## I. MEMORIA-RESUMEN

<b>1</b> CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN	1.1 POTENCIA NOMINAL DE LA INSTALACIÓN	Watios
	1.2 POTENCIA PICO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO	Watios
	1.3 TENSIÓN NOMINAL AC	Voltios
	1.4 CONEXIÓN A RED (MONOFÁSICA/TRIFÁSICA)	
	1.5 NÚMERO TOTAL DE MÓDULOS	
	1.6 NÚMERO DE INVERSORES	
<b>2</b> GENERADOR FOTOVOLTAICO	2.1 FABRICANTE	
	2.2 MODELO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO	
	2.3 POTENCIA PICO, $P_{max}$	Watios
	2.4 TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO, $V_{oc}$	Voltios
	2.5 INTENSIDAD EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA, $I_{max}$	Amperios
	2.6 TENSIÓN EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA, $V_{max}$	Voltios
<b>3</b> INVERSOR	2.7 INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO, $I_{sc}$	Amperios
	3.1 FABRICANTE	
	3.2 MODELO	
	3.3 TENSIÓN NOMINAL, $V_n$	Voltios
	3.4 POTENCIA NOMINAL AC, $P_n$	Watios
<b>4</b> CONDUCTORES	3.5 TENSIÓN DE ENTRADA, $V_{cc}$	Voltios
	4.1 NATURALEZA CC (rígido, flexible, Cu, etc.)	
	4.2 SECCIÓN CC	mm <sup>2</sup>
	4.3 NATURALEZA AC (rígido, flexible, Cu, etc.)	
<b>5</b> TUBOS	4.4 SECCIÓN AC	mm <sup>2</sup>
	5.1 TIPO DE TUBOS PROTECTORES	
	5.2 DIÁMETRO DE LOS TUBOS	mm $\phi$
<b>6</b> PROTECCIONES	5.3 TIPO DE CANALIZACIÓN (empotrado, superficie)	
	6.1 INTERRUPTOR GENERAL MANUAL	Amperios
	6.2 INTERRUPTOR DIFERENCIAL	miliAmperios
<b>7</b> CONTADOR	6.3 INTERRUPTORES MAGNETOTÉRMICOS	Amperios
	7.1 FABRICANTE	
	7.2 MODELO	
	7.3 Nº DE FABRICACIÓN	
	7.4 RELACIÓN DE INTENSIDAD	
7.5 TENSIÓN	Voltios	



La Administración, en el plazo de un mes, a partir de la fecha de solicitud de la autorización administrativa, resolverá en la forma procedente.

Una vez que el titular de la instalación haya recibido la Resolución de concesión de la autorización administrativa, podrá ejecutar la obra, ajustándose a las condiciones que establezca la Administración.

## **9.2. INCLUSIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL RÉGIMEN ESPECIAL.**

La condición de instalación de producción acogida al Régimen Especial, necesaria para aplicar el régimen económico, es competencia de la Dirección General de Industria y Energía de la Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologías del Gobierno de Canarias.

Los titulares o explotadores de las instalaciones fotovoltaicas que pretendan acogerse a éste régimen deberán solicitar ante este Organismo la inclusión en el grupo b.1. de los establecidos en el R.D. 2818/1998, aportando copia de la Autorización Administrativa de la instalación fotovoltaica.

Asimismo se deben acreditar las principales características técnicas y de funcionamiento de la instalación, incluyendo una evaluación cuantificada de la energía eléctrica que va a ser transferida a la red.

La solicitud la presentará el titular o explotador acompañada de los documentos acreditativos especificados en el párrafo anterior, así como una memoria-resumen de la entidad peticionaria que deberá contener:

- a) Nombre o razón social y domicilio del peticionario.
- b) Capital social y accionistas con participación superior al 5%, y participación de los mismos. Relación de empresas filiales en las que el titular tenga participación mayoritaria.
- c) Condiciones de eficiencia energética, técnicas y de seguridad de la instalación para la que se solicita la inclusión en el régimen especial.
- d) Relación de las instalaciones acogidas a este régimen de las que sea titular.
- e) Copia del balance y cuenta de resultados correspondiente al último ejercicio fiscal.

El procedimiento de tramitación del expediente se ajustará a lo previsto en la Ley 30/1992, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, la Ley 4/1999, de modificación de la Ley 30/1992, y a sus normas de desarrollo.

La falta de resolución expresa en el plazo de seis meses tendrá efectos desestimatorios.



Una vez haya sido otorgada la condición de instalación de producción acogida al régimen especial se producirá de oficio la inscripción previa en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial. La formalización de la inscripción previa dará lugar a la asignación de un número de identificación en el Registro que será comunicado al interesado.

La inscripción previa de una instalación en el Registro será cancelada si transcurridos dos años desde que fuera comunicada al interesado, éste no ha solicitado la inscripción definitiva.

### **9.3. PUESTA EN MARCHA E INSCRIPCIÓN DEFINITIVA EN EL REGISTRO.**

Una vez superadas las pruebas de la instalación realizadas por el instalador autorizado, éste emitirá un boletín de características principales de la instalación y de superación de dichas pruebas.

Si para la realización de pruebas fuera necesaria conectar la instalación fotovoltaica a la red, esta conexión tendrá carácter provisional debiéndose solicitar la misma a Unelco-Endesa.

Cuando se haya ejecutado la instalación, se solicitará la puesta en marcha mediante instancia dirigida al Director Territorial de Industria y Energía acompañada, para instalaciones de menos de 25 kW de Boletín de Instalador Eléctrico Autorizado. En caso de que la potencia nominal de la instalación sea mayor de 25 kW es necesario aportar el Certificado Final de Obra de Ingeniero competente.

Una vez realizada la instalación, suscrito el contrato y tramitado el boletín de superación de las pruebas de la instalación, el titular de la instalación podrá solicitar a Unelco-Endesa la conexión a la red, para lo que será necesaria la presentación del acta de puesta en marcha de la instalación fotovoltaica.

Unelco-Endesa podrá realizar en cualquier momento una primera verificación en aquellos elementos que afecten a la regularidad y seguridad de suministro, por la que podrá percibir del titular de la instalación el pago de un máximo de 91'05 €

Transcurrido un mes desde la solicitud de conexión a la red sin que se opongán reparos por Unelco-Endesa, el titular de la instalación podrá efectuar la conexión con la red de distribución.

La solicitud de inscripción definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial se dirigirá al Ilmo. Sr. Director General de Industria y Energía, acompañada del correspondiente Contrato con Unelco-Endesa. Esta solicitud podrá presentarse simultáneamente con la solicitud del acta de puesta en marcha de la instalación. La inscripción





definitiva en el Registro, en la que constará el número de identificación en el mismo, será comunicada al interesado y a Unelco-Endesa.

La inscripción definitiva de la instalación en el Registro es un requisito necesario para la aplicación del régimen económico específico.

#### **9.4. CONDICIONES DE ENTREGA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA.**

##### **9.4.1. Punto de conexión a red**

El titular de la instalación o, en su caso, el que pretenda adquirir esta condición, solicitará a Unelco-Endesa el punto y condiciones técnicas de conexión necesarias para la realización del proyecto o preparar la documentación técnica de la instalación, según corresponda en función de la potencia instalada. La solicitud se acompañará de la siguiente información:

- a) Nombre, dirección, teléfono u otro medio de contacto.
- b) Situación de la instalación.
- c) Esquema unifilar de la instalación.
- d) Punto propuesto para realizar la conexión.
- e) Características técnicas de la instalación entre las que se incluirá la potencia pico del campo de paneles y potencia nominal de la instalación; descripción, modos de conexión y características del inversor o inversores; y descripción de los dispositivos de protección y elementos de conexión previstos.

En el caso de que resulte necesaria la presentación de alguna documentación adicional, Unelco-Endesa la solicitará en el plazo de diez días a partir de la recepción de la solicitud, justificando la procedencia de tal petición.

En el plazo de un mes a partir de la recepción de la solicitud, Unelco-Endesa notificará al solicitante su propuesta relativa a las condiciones de conexión, incluyendo, al menos, los siguientes extremos:

- a) Punto de conexión y medida propuesto.
- b) Tensión nominal máxima y mínima de la red en el punto de conexión.
- c) Potencia de cortocircuito esperada en explotación normal en el punto de conexión.
- d) Potencia nominal máxima disponible de conexión en ese punto, en relación con la capacidad de transporte de la línea o, en su caso, con la capacidad de transformación del centro de transformación.



e) En el caso de que el punto de conexión y medida para la cesión de energía por parte del titular de la instalación sea diferente del de recepción, informe justificativo de esta circunstancia.

#### 9.4.2. Contrato con Unelco-Endesa

El titular de la instalación acogida al régimen especial y Unelco-Endesa suscribirán un contrato tipo, según modelo establecido, por el que se registrarán las relaciones técnicas y económicas entre ambos. En el contrato se deben reflejar, como mínimo, los siguientes puntos:

- a) Punto de conexión y medida, indicando al menos las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida.
- b) Características cualitativas y cuantitativas de la energía cedida y, en su caso, de la consumida, especificando potencia y previsiones de producción, consumo, venta y, en su caso, compra.
- c) Causas de rescisión o modificación del contrato.
- d) Condiciones económicas.
- e) Condiciones de explotación de la interconexión.
- f) Cobro de la energía entregada por el titular a Unelco-Endesa que deberá producirse dentro del periodo de treinta días posteriores de la emisión de la correspondiente factura.

Una vez acordado el punto y las condiciones de conexión, Unelco-Endesa tendrá la obligación de suscribir este contrato en el plazo máximo de un mes desde que para ello fuese requerida por el solicitante. La facturación de la energía cedida a la red de Unelco-Endesa se realizará mensualmente.

#### 9.4.3. Condiciones técnicas de conexión a la red

La energía suministrada a la red debe tener un  $\cos \phi$  lo más próximo posible a la unidad. Los titulares de la instalación deben tomar las medidas necesarias para ello o llegar a un acuerdo con Unelco-Endesa sobre este punto. Para el cálculo del  $\cos \phi$  se tomará la energía reactiva demandada cuando se entrega energía activa a la red.

Las instalaciones fotovoltaicas están autorizadas a incorporar a la red la totalidad de la energía eléctrica generada, en tanto no se cubra el 12% del total de la demanda energética de España por fuentes de energía renovable.





Las normas técnicas para la conexión a la red eléctrica se fijan en el Real Decreto 1663/2000, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. A continuación se expone un **resumen** de las condiciones técnicas que se establecen en este Real Decreto.

#### *Condiciones técnicas de carácter general*

1. El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable. Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
2. En el caso de que la línea de interconexión se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por Unelco-Endesa o por haber actuado alguna protección de la línea, las instalaciones fotovoltaicas no deberán mantener tensión en la línea de distribución.
3. Las condiciones de conexión a la red se fijarán en función de la potencia de la instalación fotovoltaica, con objeto de evitar efectos perjudiciales a los usuarios con cargas sensibles.
4. Para establecer el punto de conexión a la red de distribución se tendrá en cuenta la capacidad de transporte de la línea, la potencia instalada en los centros de transformación y las distribuciones en diferentes fases de generadores en régimen especial provistos de inversores monofásicos.
5. Para establecer el punto de conexión a la red de distribución se tendrá en cuenta la capacidad de transporte de la línea y la potencia instalada en los centros de transformación y distribuciones en diferentes fases de generadores en régimen especial provistos de inversores monofásicos.
6. En el circuito de generación hasta el equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto del fotovoltaico, ni de acumulación o de consumo.
7. En el caso de que una instalación fotovoltaica se vea afectada por perturbaciones de la red de distribución se aplicará la normativa vigente sobre calidad del servicio.

#### *Condiciones específicas de interconexión*

1. Se podrán interconectar instalaciones fotovoltaicas en baja tensión siempre que la suma de sus potencias nominales no exceda de 100 kVA. La suma de las potencias de las instalaciones en régimen especial conectadas a una línea de baja tensión no podrá superar la mitad de la capacidad de transporte de dicha línea en el punto de conexión, definida como capacidad térmica de diseño de la línea en dicho punto.



2. Si la potencia nominal de la instalación fotovoltaica a conectar a la red de distribución es superior a 5 kW, la conexión de la instalación fotovoltaica a la red será trifásica. Dicha conexión se podrá realizar mediante uno o más inversores monofásicos de hasta 5 kW, a las diferentes fases, o directamente un inversor trifásico.
3. En la conexión de una instalación fotovoltaica, la caída de tensión provocada por la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica no podrá ser superior al 5 por 100 Y no deberá provocar, en ningún usuario de los conectados a la red, la superación de los límites indicados en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
4. El factor de potencia de la energía suministrada a la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas en paralelo con la red deberán tomar las medidas necesarias para ello o, en su caso, llegar a un acuerdo sobre este aspecto con la empresa distribuidora.

#### *Medidas y facturación*

1. Cuando existan consumos eléctricos en el mismo emplazamiento que la instalación fotovoltaica, éstos se situarán en circuitos independientes de los circuitos eléctricos de dicha instalación fotovoltaica y de sus equipos de medida. La medida de tales consumos se realizará con equipos propios e independientes que servirán de base para su facturación.  
El contador de salida tendrá capacidad de medir en ambos sentidos, y, en su defecto, se conectará entre el contador de salida y el interruptor general un contador de entrada. La energía eléctrica que el titular de la instalación facturará a Unelco-Endesa será la diferencia entre la energía eléctrica de salida menos la de entrada a la instalación fotovoltaica. En el caso de instalación de dos contadores no será necesario contrato de suministro para la instalación fotovoltaica.
2. La colocación de los contadores y de los equipos de medida y en su caso de los dispositivos de conmutación horaria que se pudieran requerir, y las condiciones de seguridad estarán de acuerdo a la MIE BT 015.
3. Las características del equipo de medida de salida serán tales que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica se encuentre entre el 50% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión de dicho equipo.
4. Cuando el titular de la instalación se acoja al modo de facturación que tiene en cuenta el precio final horario medio del mercado de producción de energía eléctrica, definido en el apartado 1 del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, serán de aplicación el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, y sus disposiciones de desarrollo.



### *Protecciones*

El sistema de protecciones deberá cumplir las exigencias previstas en la reglamentación vigente. Se deberá incluir, como mínimo:

1. Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
2. Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.
3. Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
4. Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente).
5. El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.
6. Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste. En este caso sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor automático diferencial

### *Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas*

La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de Unelco-Endesa, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de Unelco-Endesa de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como de las masas del resto del suministro.



### *Armónicos y compatibilidad electromagnética*

Los niveles de emisión e inmunidad deberán cumplir con la reglamentación vigente, incluyéndose los certificados que así lo acrediten.

El nivel de emisión e inmunidad respecto de armónicos y compatibilidad electromagnética deberán cumplir la norma UNE-EN 50.160 dentro del marco de la directiva 89/336/CEE.

### *Orden de 27 de mayo de 2002*

Se atenderá a lo dispuesto en esta Orden en lo referente a prescripciones técnicas para instalaciones de energía solar fotovoltaica, enumeradas en el punto 8.5.2 de este documento.

---

## **10. EMPRESAS DEL SECTOR FOTOVOLTAICO.**

---

- ATERSA/ASTRA SOLAR, radicada en Valencia, fabrica células y paneles además de equipos electrónicos.
- ISOFOTÓN, que se ubica en Málaga, fabrica células y paneles.
- TFM, localizada en Barcelona y especializada en la integración de la fotovoltaica en edificios, fabrica paneles cristal – cristal específicos para esta aplicación.
- TUDOR, que desde sus instalaciones de Zaragoza fabrica acumuladores para aplicaciones aisladas de energía solar fotovoltaica.

### FABRICANTES EN LA COMUNIDAD DE MADRID

- BP SOLAR, con fabricas en Alcobendas y San Sebastián de los Reyes, produce células y paneles solares además de desarrollar proyectos integrales.
- ENERTRÓN, ubicada en el Municipio de Torres de la Alameda, está dedicada a la fabricación de equipos de electrónica de potencia para instalaciones fotovoltaicas.