

Proyecto Fin de Carrera  
Ingeniería Técnica Industrial, Electrónica.

# ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

## INSTALACION DE PANELES FOTOVOLTAICOS EN BOSAL S.A.

Autor: David Blas Martínez

Director: Miguel Ángel Torres.



Escuela Universitaria  
de Ingeniería Técnica  
Industrial de Zaragoza

2010/2011

## RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo el estudio y desarrollo de la energía solar, aplicada al campo de la fotovoltaica.

El proyecto contará con dos partes bien diferenciadas. Una de ellas será la explicación a fondo de la propia energía solar fotovoltaica y la otra será la instalación de paneles fotovoltaicos en la cubierta de la nave industrial de Bosal Zaragoza.

Se respetará al máximo el código técnico de la edificación (CTE) a la hora de realizar la parte correspondiente a la instalación de los paneles fotovoltaicos.

INDICE DE CONTENIDOS

<b>RESUMEN</b>	<b>2</b>
<b>1. OBJETO Y ALCANCE</b>	<b>6</b>
1.1.OBJETIVO DEL PROYECTO	6
1.2.ALCANCE DEL PROYECTO	6
<b>2. INTRODUCCION</b>	<b>7</b>
2.1.ANTECEDENTES	7
2.2.PRINCIPALES FUENTES DE ENERGIA NO RENOVABLE	8
2.3.FUENTES DE ENERGIA RENOVABLE	10
2.4.CONCEPTOS BASICOS DE LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	14
2.5.RAZONES DE ELECCION DE LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	21
2.6.EL CODIGO TECNICO DE LA EDIFICACION (CTE)	22
2.7.CONCLUSIONES	25
<b>3. CONCEPTOS FUNDAMENTALES SOBRE ENERGIA SOLAR</b>	<b>28</b>
3.1.EL SOL	28
3.2.LA NATURALEZA DE LA ENERGIA SOLAR	30
3.3.LA RADIACION SOLAR 3.3.1. La radiación solar terrestre	32
<b>4. EL EFECTO FOTOELECTRICO</b>	<b>39</b>
4.1.HISTORIA DEL EFECTO FOTOELECTRICO	39
4.2.GENERALIDADES	46
4.3.INTERPRETACION CUANTICA DEL EFECTO FOTOELECTRICO	51
4.4.LOS SEMICONDUCTORES	53
4.5.APLICACIONES DEL EFECTO FOTOVOLTAICO	60
<b>5. TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS</b>	<b>64</b>
5.1.GENERALIDADES	64
5.2.SISTEMAS AISLADOS	64
5.3.SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED	67
<b>6. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS</b>	<b>71</b>
6.1.LA CELULA SOLAR 6.1.1. Configuración de la célula solar 6.1.2. El silicio 6.1.3. Características típicas de las células solares 6.1.4. Proceso de fabricación de células solares 6.1.5. Productores de células fotovoltaicas 6.1.6. ¿Cuántos voltios puede darnos una célula fotovoltaica? 6.1.7. Venta de células fotovoltaicas	71
6.2.EL PANEL FOTOVOLTAICO 6.2.1. Composición y geometría del panel 6.2.2. Características eléctricas 6.2.3. Producción por m <sup>2</sup> de placas fotovoltaicas 6.2.4. Placas fotovoltaicas de ultima generación	97
6.3.DIODOS DE PROTECCION PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	112
6.4.EL GENERADOR FOTOVOLTAICO	114
6.5.LAS ESTRUCTURAS SOPORTE	117

6.5.1.	Tipos de estructuras	
6.5.2.	Requisitos	
6.6.	LOS CABLES DE CONEXIÓN	122
6.6.1.	Norma AWG	
6.7.	EL INVERSOR	125
6.7.1.	Tipos de inversores	
6.7.2.	Requisitos para el inversor en el sistema fotovoltaico (sacado del CTE)	
6.8.	LA BATERIA SOLAR	135
6.8.1.	La batería de Níquel – Cadmio (Ni – Cd)	
6.9.	EL REGULADOR FOTOVOLTAICO	143
6.9.1.	Regulación de la intensidad de carga de las baterías	
6.9.2.	Tipos de reguladores de carga	
6.9.3.	Principales diferencias entre el regulador en serie y paralelo.	
6.9.4.	Características principales de los reguladores de carga.	
<b>7.</b>	<b>INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED</b>	<b>151</b>
7.1.	FACTURACION NETA Y TARIFA FOTOVOLTAICA	154
7.2.	ELEMENTOS QUE COMPONEN LA INSTALACION	156
7.2.1.	El generador fotovoltaico	
7.2.2.	El inversor	
7.2.3.	El cableado	
7.2.4.	La conexión a red	
7.2.5.	Protecciones	
7.2.6.	Puesta a tierra	
7.2.7.	Mantenimiento	
7.2.8.	Garantía	
<b>8.</b>	<b>PERDIDAS EN UN SISTEMA FOTOVOLTAICO Y POTENCIA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO</b>	<b>183</b>
8.1.	PERDIDAS	183
8.1.1.	Perdidas por temperatura	
8.1.2.	Perdidas por no cumplimiento de la potencia nominal	
8.1.3.	Perdidas por conexionado	
8.1.4.	Perdidas por sombreado del generador	
8.1.5.	Perdidas por polvo y suciedad	
8.1.6.	Perdidas angulares	
8.1.7.	Perdidas espectrales	
8.1.8.	Perdidas por el rendimiento del inversor	
8.1.9.	Perdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador	
8.1.10.	Perdidas por caídas cómicas en el cableado	
8.1.11.	Perdidas por explotación y mantenimiento.	
8.2.	COMPARATIVA ENTRE LAS PERDIDAS EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FIJOS Y CON SEGUIMIENTO	191
8.3.	POTENCIA PRODUCIDA POR EL GENERADOR FOTOVOLTAICO IDEAL	193
8.4.	CONCLUSIONES EN CUANTO A LA ESTIMACION DE ENERGIA GENERADA	195
<b>9.</b>	<b>LA SITUACION DEL SECTOR FOTOVOLTAICO</b>	<b>198</b>

---

9.1. EL MERCADO FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA	198
<b>10. INSTALACION DE LA CUBIERTA DE PANELES SOLARES</b>	
<b>FOTOVOLTAICOS</b>	<b>205</b>
10.1. RESUMEN	205
10.2. INTRODUCCION	205
10.3. DISEÑO DE LA CUBIERTA SOLAR FOTOVOLTAICA	216
10.4. DIMENSIONADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO	224
10.5. CONEXIONADO A LA RED ELECTRICA	229
10.6. CALCULO TEORICO DE LA ENERGIA GENERADA POR LA INSTALACION	235
10.7. RESULTADOS OBTENIDOS CON EL PROGRAMA PVSYST	237
10.8. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACION	240
10.9. RESUMEN DEL PRESUPUESTO	242
10.10. ANALISIS DE LA SOSTENIBILIDAD DE LA INSTALACION	242
10.11. IMPACTO AMBIENTAL	244
10.12. IMPACTO SOCIAL	246
<b>11. GLOSARIO DE TERMINOS</b>	<b>247</b>
<b>12. BIBLIOGRAFIA</b>	<b>250</b>

## 1. OBJETO Y ALCANCE

### 1.1. *OBJETIVO DEL PROYECTO*

El presente proyecto tiene por principal objetivo llevar a cabo el desarrollo de la energía solar fotovoltaica y la instalación de paneles fotovoltaicos en la cubierta de Bosal Zaragoza según la norma CTE.

### 1.2. *ALCANCE DEL PROYECTO*

El alcance del proyecto abarca dos aspectos bien diferenciados:

- En primer lugar, se presentara la energía solar fotovoltaica en sí misma: su principio de funcionamiento, efectos físicos, sus diferentes tipologías de instalación, su grado de desarrollo actual, sus perspectivas de futuro, etc. También se hablará de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red y los elementos que las integran entre muchas otras cosas.
  
- En segundo lugar, se llevarán a cabo todos los apartados necesarios para desarrollar la instalación de paneles fotovoltaicos en la cubierta de Bosal Zaragoza con objeto de verter a la red la mayor cantidad de energía posible

## 2. INTRODUCCIÓN

### 2.1. ANTECEDENTES

La disponibilidad de energía en el mundo se ha convertido en un problema crucial, dado que la gran mayoría de los países, tanto los en vía de desarrollo como los más industrializados, se ven afectados por las crecientes demandas requeridas para satisfacer sus metas económicas y sociales.

A partir de los últimos años, se ha reconocido como inevitable que la oferta de energía debe sufrir una transición desde su actual dependencia de los hidrocarburos hacia las aplicaciones energéticas más diversificadas, lo que implica el aprovechamiento de la variedad de fuentes de energía renovables que se disponen.

El Sol es una fuente inagotable de recursos para el hombre. Provee una energía limpia, abundante y disponible en la mayor parte de la superficie terrestre y puede por lo tanto, liberarlo de los problemas ambientales generados por los combustibles convencionales, como el petróleo, y de otras alternativas energéticas, como las centrales nucleares. Sin embargo, a pesar de los avances tecnológicos de las últimas décadas, el aprovechamiento de esta opción ha sido insignificante, comparándolo con el consumo global de energía en el mundo.

Los problemas técnicos que se plantean para el aprovechamiento de la energía solar son los siguientes:

- Gran dispersión de la energía solar sobre la superficie de la tierra.
  
- Carácter incontrolable y variable en el tiempo de la intensidad de la radiación solar.

## **2.2. PRINCIPALES FUENTES DE ENERGIA NO RENOVABLE.**

Energía no renovable se refiere a aquellas fuentes de energía que se encuentran en la naturaleza en una cantidad limitada y una vez consumidas en su totalidad, no pueden sustituirse, ya que no existe sistema de producción o extracción viable.

Dentro de las fuentes de energía no renovable, comúnmente se distingue principalmente entre tres tipos:

- a) Las fuentes de energía fósil
- b) Las fuentes de energía geotérmica
- c) La energía nuclear.

### **a) Fuentes de energía fósil**

Se llama energía fósil a la que se obtiene de la combustión (oxidación) de ciertas substancias que, según la geología, se produjeron en el subsuelo a partir de la acumulación de grandes cantidades de residuos de seres vivos, hace millones de años.

De entre estas sustancias combustibles destacan:

#### Petróleo y sus derivados:

El petróleo es una mezcla de una gran variedad de hidrocarburos (compuestos de carbono e hidrogeno) en fase liquida, mezclados con una variedad de impurezas. Por destilación y otros procesos, se obtienen las diversas gasolinas, el diesel, otros componentes pesados, etc. A nivel mundial ya no es un recurso abundante, y se encuentra muy sobreexplotado, por motivos energéticos y financieros.

Gas natural:

El gas natural está compuesto principalmente por metano y corresponde a la fracción más ligera de los hidrocarburos, por lo que se encuentra en los yacimientos en forma gaseosa.

Carbón Mineral:

El carbón mineral está compuesto principalmente por carbono, también de origen fósil, que se encuentra en grandes yacimientos en el subsuelo. A nivel mundial, el carbón es abundante, pero los problemas ecológicos que causa son aún más mayores que los inherentes al petróleo y sus derivados.

**b) Energía Geotérmica.**

La energía geotérmica consiste en extraer calor del magma incandescente de la Tierra, por medio de vapor. Mediante procesos térmicos, es posible generar electricidad, en las plantas llamadas “geotermoelectricas”.

El magma se encuentra cerca de la superficie terrestre en las zonas con gran actividad volcánica, y es donde es más explotable.

En algunos casos el vapor o el agua caliente brotan espontáneamente. En otros, es necesario inyectar agua en pozos y extraerla en forma de vapor. Es necesario saber que el aprovechamiento de la energía geotérmica no involucra una combustión.

**c) Energía Nuclear**

La energía nuclear se obtiene de la modificación de los núcleos de algunos átomos, muy pesados o muy ligeros. En esta modificación, cierta fracción de su masa se transforma en energía. La liberación de energía nuclear, por tanto, tampoco involucra combustiones, pero si produce otros subproductos agresivos al ambiente.

Se distinguen, principalmente, dos procesos:

### Fisión

La fisión nuclear consiste en la desintegración de átomos pesados, como ciertos isotopos del uranio y el plutonio, para obtener átomos más pequeños. Dentro de la fisión existen diversas variantes. Esta es la forma con que operan los reactores nucleares comerciales.

### Fusión:

La fusión nuclear consiste en la obtención de átomos de mayor tamaño, a partir de ciertos isotopos de átomos pequeños, como el tritio. Teóricamente ésta sería una fuente de energía abundante, debido a que existe una cierta fracción de tritio en el agua de los océanos. No se ha logrado desarrollar una técnica para aprovechar la fusión nuclear en la Tierra con fines pacíficos.

## **2.3. FUENTES DE ENERGIA RENOVABLE**

Se llama fuente de energía renovable a aquella que, administrada en forma adecuada, puede explotarse ilimitadamente, es decir, su cantidad disponible (en la Tierra) no disminuye a medida que se aprovecha.

La principal fuente de energía renovable es el Sol. El Sol envía a la tierra únicamente energía radiante, es decir, luz visible, radiación infrarroja y algo de ultravioleta. Sin embargo, en la atmósfera esta energía proveniente del Sol se convierte en una variedad de efectos, algunos de los cuales tienen importancia como recurso energético, tal es el caso de la energía eólica, la energía de la biomasa, la diferencia de temperaturas oceánicas y la energía de las olas, que a continuación las describo brevemente.

### **a) Energía Solar**

La energía solar, como recurso energético terrestre, está constituida por la porción de luz que emite el Sol y que es interceptada por la Tierra. España es un país con alta incidencia de energía solar en la gran mayoría de su territorio.

### Energía Solar Directa

Una de las aplicaciones de la energía solar es directamente como luz solar, por ejemplo, para la iluminación de recintos. En este sentido, cualquier ventana es un colector solar. Otra aplicación directa, muy común, es el secado de ropa y algunos productos en procesos de producción con tecnología simple.

### Energía solar Térmica

Se denomina térmica a la energía solar cuyo aprovechamiento se logra por medio del calentamiento de algún medio. La climatización de viviendas, calefacción, refrigeración, secado, etc. Son aplicaciones térmicas.

### Energía Solar Fotovoltaica

Se llama “fotovoltaica” a la energía solar aprovechada por medio de celdas fotoeléctricas, capaces de convertir la luz en un potencial eléctrico, sin que tenga lugar un efecto térmico.

## b) Energía Eólica

Energía eólica es la energía obtenida del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es transformada en otras formas útiles para las actividades humanas. Ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas. La energía eólica es un recurso abundante, renovable, limpio y ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero al reemplazar termoeléctricas a base de combustibles fósiles, lo que la convierte en un tipo de energía verde. Sin embargo, el principal inconveniente es su intermitencia.

## c) Energia de la Biomasa

La forma más antigua de aprovechamiento de la energía solar, inventada por la naturaleza misma, es la fotosíntesis. Mediante este

mecanismo las plantas elaboran su propio alimento (su fuente de energía) y el de otros seres vivientes en las cadenas alimenticias. Pero también mediante fotosíntesis se obtienen otros productos, como la madera, que tienen muchas aplicaciones, además de sus valor energético. A partir de la fotosíntesis puede utilizarse la energía solar para producir substancias con alto contenido energético (liberable mediante una combustión) como el alcohol y el metano.

#### **d) Diferencia de Temperatura Oceánica(OTEC)**

Se ha propuesto utilizar la diferencia de temperatura que existe entre la superficie del océano (unos 20°C o mas en zonas tropicales) y la correspondiente a unas decenas de metros debajo de la superficie (cercana a 0°C), para proporcionar los flujos de calor que impulsen un ciclo termodinámico y puedan producir otras formas de energía.

#### **e) Energía de las Olas**

También se ha propuesto aprovechar, en ciertos lugares privilegiados, el vaivén de las olas del mar para generar energía eléctrica. Las olas son, a su vez, producidas por el efecto del viento sobre el agua. Por tanto, también es una forma derivada de la energía solar.

#### **f) Energía Hidráulica**

Se denomina energía hidráulica o energía hídrica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas. Es un tipo de energía verde cuando su impacto ambiental es mínimo y usa la fuerza hídrica sin represarla, en caso contrario es considerada sólo una forma de energía renovable.

Se puede transformar a muy diferentes escalas, existen desde hace siglos pequeñas explotaciones en las que la corriente de un río mueve un rotor de palas y genera un movimiento aplicado, por ejemplo, en molinos rurales. Sin embargo, la utilización más significativa la constituyen las centrales hidroeléctricas de represas, aunque estas últimas no son

consideradas formas de energía verde por el alto impacto ambiental que producen.

Cuando el Sol calienta la tierra, además de generar corrientes de aire, hace que el agua de los mares, principalmente, se evapore y ascienda por el aire y se mueva hacia las regiones montañosas, para luego caer en forma de lluvia. Esta agua se puede colectar y retener mediante presas. Parte del agua almacenada se deja salir para que se mueva los álabes de una turbina engranada con un generador de energía eléctrica.

### **g) Energía de las Mareas**

La energía mareomotriz es la que se obtiene aprovechando las mareas, es decir, la diferencia de altura media de los mares según la posición relativa de la Tierra y la Luna, y que resulta de la atracción gravitatoria de esta última y del Sol sobre las masas de agua de los mares. Esta diferencia de alturas puede aprovecharse poniendo partes móviles al proceso natural de ascenso o descenso de las aguas, junto con mecanismos de canalización y depósito, para obtener movimiento en un eje.

Mediante su acoplamiento a un alternador se puede utilizar el sistema para la generación de electricidad, transformando así la energía mareomotriz en energía eléctrica, una forma energética más útil y aprovechable. Es un tipo de energía renovable limpia.

La energía mareomotriz tiene la cualidad de ser renovable, en tanto que la fuente de energía primaria no se agota por su explotación, y es limpia, ya que en la transformación energética no se producen subproductos contaminantes gaseosos, líquidos o sólidos. Sin embargo, la relación entre la cantidad de energía que se puede obtener con los medios actuales y el coste económico y ambiental de instalar los dispositivos para su proceso han impedido una proliferación notable de este tipo de energía.

## **2.4. CONCEPTOS BASICOS DE LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene por medio del proceso directo de transformación de la energía del sol en energía eléctrica.

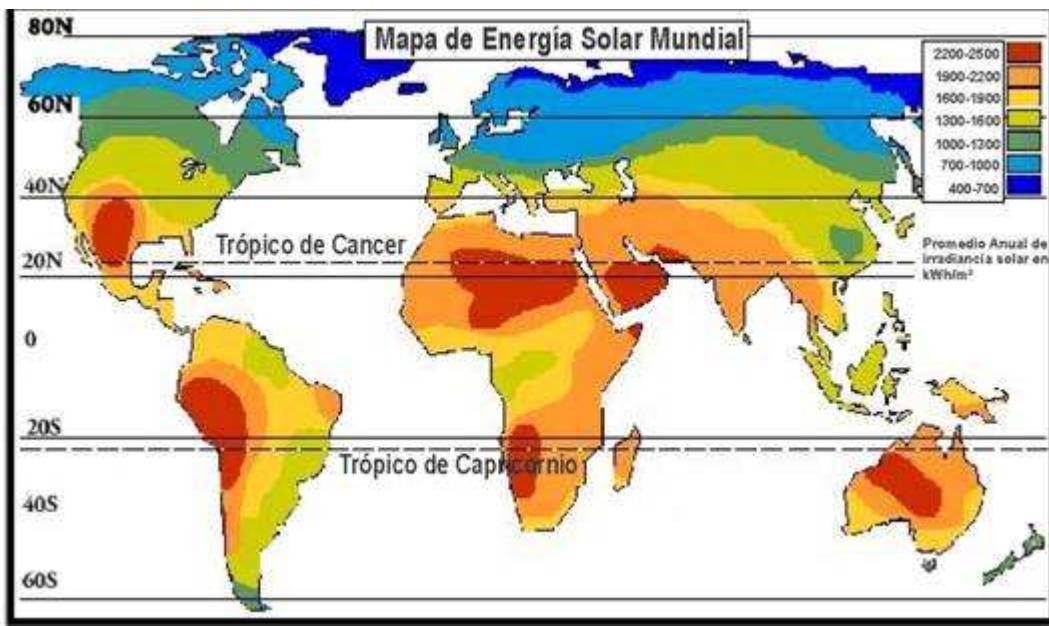
Esta definición de la energía solar fotovoltaica, aunque es breve, contiene aspectos importantes sobre los cuales voy a profundizar:

1. El proceso de transformación de la energía del sol se puede llevar a cabo de dos maneras:
  - a. En la primera, se utiliza una parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir calor. A la energía obtenida se le llama energía solar térmica. La transformación se realiza mediante el empleo de colectores térmicos.
  - b. En la segunda se utiliza la otra parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir electricidad. A la energía obtenida se le llama energía solar fotovoltaica. La transformación se realiza por medio de modulos o paneles solares fotovoltaicos.
2. La energía solar fotovoltaica se puede utilizar para hacer funcionar lámparas eléctricas, para iluminación o para hacer funcionar radios, televisores y otros electrodomésticos de bajo consumo energético, generalmente, en aquellos lugares donde no existe acceso a la red eléctrica convencional. No obstante para instalaciones para instalaciones de tamaño mediano o grande, se puede plantear la utilización de la energía solar fotovoltaica de cara a la producción de energía eléctrica para su introducción en las redes de distribución y transporte eléctrico, empleando en ese caso una fuente de energía renovable y absolutamente limpia.

3. Es necesario disponer de un sistema forzado por equipos especialmente construidos para realizar la transformación de la energía solar en energía eléctrica. Este sistema recibe el nombre de sistema fotovoltaico y los equipos que lo forman reciben el nombre de componentes fotovoltaicos. Los componentes que forman el sistema fotovoltaico van a ser distintos en función del uso de la instalación.

La energía solar se encuentra disponible en todo el mundo. Algunas zonas del planeta reciben más radiación solar que otras lo que convierte a estas en preferentes. Sin embargo, los sistemas fotovoltaicos tienen muchas aplicaciones, tales como la alimentación de sistemas de emergencia o alumbrado aislados, que son factibles en cualquier lugar.

En el caso particular de España, los sistemas fotovoltaicos son una alternativa muy interesante, desde la perspectiva técnica, pues la región dispone durante todo el año de abundante radiación solar.



**Figura 1. Mapa de radiación solar mundial.**

Puesto que la energía del sol es un recurso de uso universal, no se debe pagar por utilizar esta energía incidente. Sin embargo, es importante

recordar que para realizar la transformación de energía solar en energía eléctrica se necesita de un sistema fotovoltaico apropiado para cada caso. Por ello el coste real de utilizar la energía solar no es otro que el coste de instalar y mantener adecuadamente el sistema fotovoltaico.

En la célula fotovoltaica comienza la generación de corriente continua, tan pronto como la luz del sol incide sobre su superficie. Estas células se basan en las propiedades de los materiales semiconductores como el silicio.

La mencionada generación eléctrica tiene lugar sin que sea necesaria la intervención de ningún tipo de componente mecánico o móvil, ni de ningún proceso o tipo químico o termodinámico, por lo que las células disfrutan de una vida útil muy prolongada, de hasta más de 30 años.



**Figura 2. Imagen de una célula fotovoltaica**

Muy generalmente, al incidir la luz del sol sobre la superficie de la célula fotovoltaica, los fotones de luz van a transmitir su energía a los electrones del semiconductor para que así puedan circular dentro del sólido. La tecnología fotovoltaica consigue que parte de estos electrones salgan al exterior del material semiconductor generándose así una corriente eléctrica capaz de circular por un circuito externo.

Las células solares se unen eléctricamente unas con otras, y, tras realizar un posterior encapsulado y enmarcado sobre el conjunto con objeto

de proporcionar la necesaria resistencia a la intemperie, se llega a la obtención de los conocidos paneles o módulos fotovoltaicos.

Los módulos se pueden conectar a su vez entre sí, en lo que se denomina sistemas de energía solar, formando un número conveniente de ramas o cadenas. De este modo es posible realizar, tanto pequeños equipos de baja potencia (con solo unos pocos watos) como instalaciones de mayor tamaño (Centrales de varios megawatios).

El rendimiento de un panel fotovoltaico depende de algunas variables externas como la radiación solar, la temperatura de funcionamiento y la orientación de este panel frente al sol y, además, de la calidad con la que esté fabricado el panel y parámetros de mantenimiento como la suciedad, envejecimiento, etc.

Los sistemas de energía solar fotovoltaica se sustentan en una tecnología de vanguardia, tomando como base en conglomerado industrial que, en el caso de España, está a la cabeza mundial en el campo de fabricación tanto de los paneles como del resto de componentes y de las aplicaciones.

Estructura de los Paneles Solares Xantia-Xamuels



**Figura 3. Estructura y diferentes partes de un modulo fotovoltaico**

El silicio se emplea como materia prima en aproximadamente el 90% de los módulos fotovoltaicos, tanto para paneles fabricados con la tecnología cristalina, como de forma esporádica en los receptores de lámina delgada basados en el silicio amorfo.

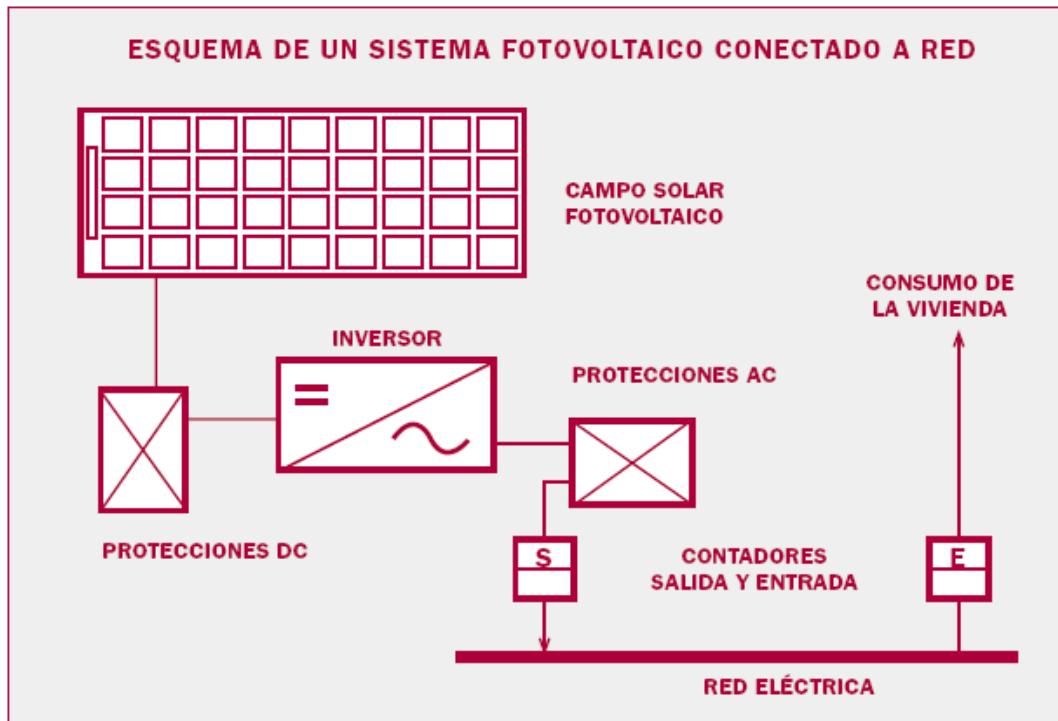
El uso del silicio cristalino se encuentra más extendido ya que, a pesar de que su proceso de elaboración sea más costoso y complicado, se obtiene una mucho mayor eficiencia.

Un aspecto a tener en cuenta sobre la utilización de tecnologías de Silicio es la obtención de la materia prima. Para la fabricación de los paneles fotovoltaicos, es el silicio que la industria electrónica no utiliza, el que sirve como materia prima para producir silicio cristalino de grado solar.

De este modo, el desarrollo de la industria fotovoltaica viene condicionado por la industria de la electrónica, ya que la materia prima que emplea ésta es un subproducto de menor pureza a un coste sensiblemente inferior.

Hay que considerar al panel fotovoltaico como un elemento de producción de energía, ya que, a lo largo de su vida útil, produce muchas mas energí de la que consume, y, además, la obtiene a partir de una fuente inagotable y no contaminante. Los principales consumos energéticos se producen en la fabricación del modulo y de la estructura de montaje, considerándose que resulta favorable su balance energético con un periodo de recuperación de la energía consumida o “pay-back” que actualmente es de 3 a 5 años.

Un sistema fotovoltaico de conexión a red, es aquel que aprovecha la energía del sol para transformarla en energía eléctrica que cede a la red eléctrica convencional para que pueda ser consumida por cualquier usuario conectado a ella y responde al siguiente esquema.



**Figura 4. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red.**

El generador fotovoltaico formado por una serie de paneles conectados entre si, se encarga de transformar la energía del sol en energía eléctrica. Sin embargo, dado que esta energía se produce en forma de corriente continua tiene que ser transformada en corriente alterna para acoplarse a la red convencional.

Para los sistemas conectados a la red de distribución eléctrica, el elemento fundamental es el inversor, que es el encargado de esa conversión de la corriente continua en alterna; debe contar con unas características que le conviertan en idóneo de cara a no generar inconvenientes a la red. Para ello deberá cumplir una serie de condiciones técnicas para evitar averías al tiempo que debe garantizar que su funcionamiento no disminuya la seguridad ni provoque alteraciones en la red eléctrica superiores a las admitidas.

En España, el Real Decreto 436/2004, de 12 de Marzo, permite que cualquier interesado pueda convertirse en productor de electricidad en régimen especial a partir de la energía del sol. Esto supone que el ciudadano, las empresas u otras entidades que lo deseen podrán disponer

de su instalación solar fotovoltaica conectada a la red. Con ello se da luz verde a que iniciativas particulares, apoyándose en las primas sobre la tarifa de venta recogidas en el Real Decreto y aprovechando la energía del sol, pueden contribuir a una producción de energía de manera más limpia, impulsando el desarrollo sostenible.

Conceptualmente la energía solar fotovoltaica como energía de fuente renovable, representa una fórmula energética radicalmente más respetuosa con el medio ambiente que cualquier energía convencional.

Es también importante destacar que la reducción de dióxido de carbono en sistemas fotovoltaicos es muy significativa. Por ejemplo, con un sistema de 5 kW, que equivale a una superficie aproximada de 40m<sup>2</sup>, se evita la emisión de 15 a 25 kg diarios de dióxido de carbono, que, en caso de utilizar otra fuente de producción para la electricidad, serían producidos como consecuencia de los métodos de generación de energía eléctrica menos ecológicos, ya sean centrales por turbina de gas, centrales de ciclo combinado, etc.

Para la energía solar fotovoltaica el impacto medioambiental principal se produce en los procesos de extracción de la materia prima. En cualquier caso dicho impacto es escaso, dado que, como he dicho antes, casi un 90% de las células se fabrican a partir de silicio, y este material es obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante en la naturaleza.

Durante la fase de producción de electricidad, las cargas ambientales son completamente despreciables, y por otra parte, después de transcurrida la vida útil del panel, pueden establecerse vías claras de reutilización o retirada tanto de panel como del resto de elementos del sistema fotovoltaico.

El principal impacto en la fase de producción es el efecto visual sobre el paisaje. No obstante, es susceptible de ser reducido de modo sencillo en la mayoría de instalaciones con una adecuada integración en el paisaje o edificios.

Desde un punto de vista biótico, no existen afecciones importantes ni sobre la calidad del aire, ni sobre los suelos, flora y fauna, no provocándose ruidos ni afectándose tampoco a la hidrología existente.

## 2.5. RAZONES DE ELECCIÓN DE LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Se sabe que la energía media anual que incide sobre cada metro cuadrado de tierra plana en nuestra latitud es de unos 5kWh. El valor medio por día de esa energía es de unos 0,2 kWh/m<sup>2</sup>. El problema que existe es que la Tierra describe una trayectoria alrededor del Sol que hace que la inclinación con la que inciden los rayos solares sobre la superficie terrestre varíe a lo largo del día y cada día del año.

En una determinada latitud como la de España, la inclinación del Sol sobre una superficie horizontal va a ir variando entre los 0º y los 20º en invierno, y los 0º y 60º en verano.

Lógicamente, las células solares trabajarán con el máximo potencial, y con ello generando una mayor corriente eléctrica, cuando reciben los rayos solares perpendicularmente. De este modo se hace necesario optimizar las instalaciones, de manera que se considere en su diseño que el ángulo de los paneles deba poder adoptar una inclinación variable entre los 60º y los 20º en verano, y, adicionalmente, garantizar que la orientación en el eje este-oeste sea siempre la adecuada, de forma que al amanecer los paneles esperen a la salida del sol orientados hacia el este y sigan su recorrido para acabar la jornada diurna orientados al oeste en el ocaso.

Las razones para escoger la energía solar fotovoltaica en lugar de otras energías limpias son:

a) SIMPLICIDAD

Los sistemas fotovoltaicos van a generar la electricidad directamente a partir de la luz del Sol. En cierta medida, se pueden llegar a adquirir como si fueran un kit e, incluso en el caso más

complejo de sistemas de conexión a la red, requieren un mínimo mantenimiento. Si se trata de sistemas aislados será necesario disponer de un sistema de almacenamiento mediante baterías, que pueden gozar de una larga duración.

b) MODULARIDAD

Un sistema fotovoltaico siempre va a poderse ampliar con nuevos elementos.

c) DURACION

Los módulos fotovoltaicos se fabrican de manera que puedan resistir todo tipo de fenómenos meteorológicos adversos. Los fabricantes garantizan los paneles por periodos de 20 a 40 años, incluyendo en la mencionada garantía incluso la producción y rendimiento del modulo.

d) SEGURIDAD

En un sistema fotovoltaico no existe ningún riesgo potencial que pueda afectar a personas o materiales. No existen elementos inflamables y no atraen los rayos. Los inversores, que conectan el sistema fotovoltaico con la red eléctrica, funcionan con chips que los hacen muy fiables.

## **2.6. EL CODIGO TÉCNICO DE LA EDIFICACIÓN (CTE)**

Con la publicación del Real Decreto 314/2006 de 17 de Marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, desde el Ministerio de Vivienda se definen, con una necesidad de obligado cumplimiento para el proyectista, tanto el objetivo del requisito básico “Ahorro de energía”, como las exigencias básicas que se establecen en el artículo 15 de la Parte I del Código Técnico de la Edificación (CTE) con los siguientes criterios:

- a) El objetivo del requisito básico “Ahorro de energía” consiste en conseguir un uso racional de la energía necesaria para la utilización en edificios, reduciendo a límites sostenibles su

consumo y conseguir asimismo que una parte de este consumo proceda de fuentes de energía renovable, como consecuencia de las características de su proyecto, construcción, uso y mantenimiento.

- b) Para satisfacer este objetivo, los edificios se proyectarán, construirán, utilizarán y mantendrán de forma que se cumplan las exigencias básicas que se establecen en los apartados siguientes.
- c) El documento Básico “DB HE Ahorro de energía” especifica los parámetros objetivos y procedimientos cuyo cumplimiento asegura la satisfacción de las exigencias básicas y la superación de los niveles mínimos de calidad propios del requisito básico de ahorro de energía.

Estos criterios de “Ahorro de energía” se plasman en las denominadas “Exigencias Básicas”:

- 1) **Exigencia Básica HE 1:** Limitación de demanda energética.
- 2) **Exigencia Básica HE 2:** Rendimiento de las instalaciones térmicas.
- 3) **Exigencia Básica HE 3:** Eficiencia energética de las instalaciones de iluminación.
- 4) **Exigencia Básica HE 4:** contribución solar mínima de agua caliente sanitaria.
- 5) **Exigencia Básica HE 5:** Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.

Para el tema abordado en este proyecto, realmente nos interesa la Exigencia Básica HE 5, no obstante, voy a citar resumidamente cada una de ellas.

Exigencia básica HE 1: Limitación de demanda energética:

Los edificios dispondrán de una envolvente de características tales que limite adecuadamente la demanda energética necesaria para alcanzar el bienestar térmico en función del clima de la localidad, del uso del edificio y del régimen de verano y de invierno, así como por sus características de aislamiento e inercia, permeabilidad al aire y exposición a la radiación solar, reduciendo el riesgo de aparición de humedades de condensación superficiales e intersticiales que puedan perjudicar sus características y tratando adecuadamente los puentes térmicos para limitar las pérdidas o ganancias de calor y evitar problemas higrotérmicos en los mismos.

Exigencia básica HE 2: Rendimiento de las instalaciones térmicas:

Los edificios dispondrán de instalaciones térmicas apropiadas destinadas a proporcionar el bienestar térmico de sus ocupantes, regulando el rendimiento de las mismas y de sus equipos. Esta exigencia se desarrolla actualmente en el vigente Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, RITE, y su aplicación quedará definida en el proyecto del edificio.

Exigencia básica HE 3: Eficiencia energética de las instalaciones de iluminación:

Los edificios dispondrán de instalaciones de iluminación adecuadas a las necesidades de sus usuarios y a la vez eficaces energéticamente disponiendo de un sistema de control que permita ajustar el encendido a la ocupación real de la zona, así como de un sistema de regulación que optimice el aprovechamiento de la luz natural, en las zonas que reúnan unas determinadas condiciones.

Exigencia básica HE 4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria:

En los edificios, con previsión de demanda de agua caliente sanitaria o de climatización de piscina cubierta, en los que así se establezca en este CTE, una parte de las necesidades energéticas

térmicas derivadas de esa demanda se cubrirá mediante la incorporación en los mismos de sistemas de captación, almacenamiento y utilización de energía solar de baja temperatura, adecuada a la radiación solar global de su emplazamiento y a la demanda de agua caliente del edificio.

Los valores derivados de esta exigencia básica tendrán la consideración de mínimos, sin perjuicio de valores que puedan ser establecidos por las administraciones competentes y que contribuyan a la sostenibilidad, atendiendo a las características propias de su localización y ámbito territorial.

Exigencia básica HE 5: Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica:

En los edificios que así se establezca en este CTE se incorporarán sistemas de captación y transformación de energía solar en energía eléctrica por procedimientos fotovoltaicos para uso propio o suministro a la red. Los valores derivados de esta exigencia básica tendrán la consideración de mínimos, sin perjuicio de valores más estrictos que puedan ser establecidos por las administraciones competentes y que contribuyan a la sostenibilidad, atendiendo a las características propias de su localización y ámbito territorial.

Se adjunta como anexo (ANEXO B) la documentación correspondiente a la exigencia básica HE 5, donde se explica a fondo en qué consiste dicha norma.

## **2.7. CONCLUSIONES**

Como resumen podemos destacar cinco características importantes de la energía solar fotovoltaica:

- a) La energía solar fotovoltaica implica la utilización de recursos naturales ilimitados. En este caso, el único recurso natural a utilizar será la energía solar, que se transforma de modo directo en energía eléctrica.

- b) La energía solar fotovoltaica es una energía limpia, que no produce emisiones de dióxido de carbono; tampoco produce ninguna contaminación y ningún efecto negativo de tipo medioambiental o sonoro.
- c) Para el caso de la energía solar fotovoltaica, la generación de residuos es absolutamente nula.
- d) Al finalizar la vida útil del sistema fotovoltaico, tanto la estructura de sustentación o soporte como el resto del conjunto de sistemas que conforma la instalación fotovoltaica se pueden desmontar, y, por tanto, podrán reutilizarse.
- e) En los sistemas fotovoltaicos el riesgo de accidentes es ínfimo, dado que no exige prácticamente ningún mantenimiento, no existen afecciones por los posibles elementos en movimiento, no existe transporte de mercancías peligrosas, y no se produce ninguna manipulación de energía o sustancias que generen peligro ni otro tipo de riesgo.

Las características de los sistemas fotovoltaicos, que resultan ventajosas y atractivas, hacen que el despegue de la energía fotovoltaica, promovida por la iniciativa privada pueda ser vertiginoso en el corto plazo. Estas ventajas de los sistemas de producción de energía de origen fotovoltaico se resumen en que:

1. Tienen una larga duración,
2. Son modulares,
3. No requieren apenas mantenimiento,

4. Tienen una elevada fiabilidad,
5. No producen ningún tipo de contaminación ambiental,
6. Tienen un funcionamiento silencioso,
7. Cualquier persona puede convertirse en productor de energía eléctrica, cobrar por ello y obtener una buena rentabilidad.

### 3. CONCEPTOS FUNDAMENTALES SOBRE ENERGIA SOLAR

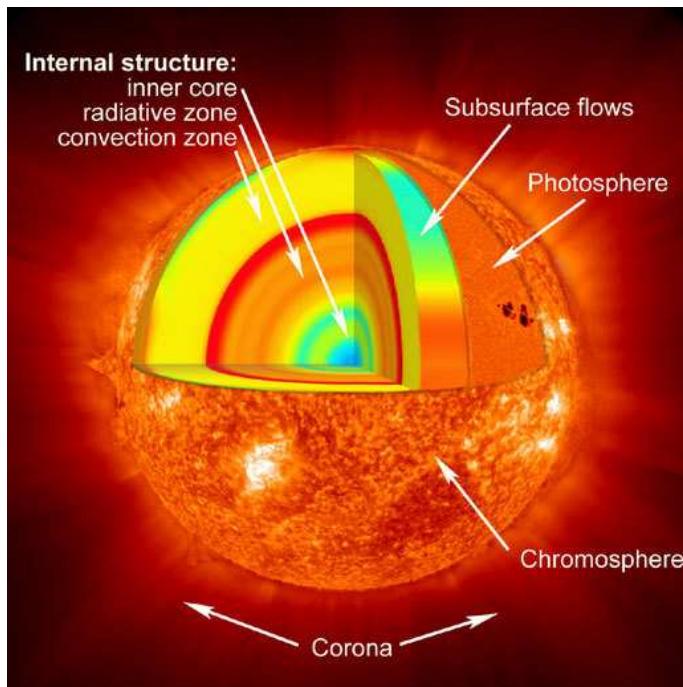
#### 3.1. EL SOL

El Sol es el elemento más importante en nuestro sistema solar. Es el objeto más grande y contiene aproximadamente el 98% de la masa total del sistema solar. Se requerirían ciento nueve Tierras para completar el disco solar, y su interior podría contener más de 1.3 millones de Tierras. La capa exterior visible del Sol se llama la fotosfera y tiene una temperatura de 6,000°C (11,000°F). Esta capa tiene una apariencia manchada debido a las turbulentas erupciones de energía en la superficie.

La energía solar se crea en el interior del Sol. Es aquí donde la temperatura (15, 000,000°C; 27, 000,000°F) y la presión (340 millones de veces la presión del aire en la Tierra al nivel del mar) son tan intensas que se llevan a cabo las reacciones nucleares. Estas reacciones causan núcleos de cuatro protones ó hidrógeno para fundirse juntos y formar una partícula alfa ó núcleo de helio. La partícula alfa tiene cerca de .7 por ciento menos masa que los cuatro protones. La diferencia en la masa es expulsada como energía y es llevada a la superficie del Sol, a través de un proceso conocido como convección, donde se liberan luz y calor. La energía generada en el centro del Sol tarda un millón de años para alcanzar la superficie solar. Cada segundo se convierten 700 millones de toneladas de hidrógeno en cenizas de helio. En el proceso se liberan 5 millones de toneladas de energía pura; por lo cual, el Sol cada vez se vuelve más ligero.

La cromosfera está sobre la fotosfera. La energía solar pasa a través de ésta región en su trayectoria de salida del Sol. Las Fáculas y destellos se levantan a la cromosfera. Las Fáculas son nubes de hidrógeno brillantes y luminosas las cuales se forman sobre las regiones donde se forman las manchas solares. Los destellos son filamentos brillantes de gas caliente y emergen de las regiones de manchas solares. Las manchas

solares son depresiones oscuras en la fotosfera con una temperatura promedio de 4,000°C (7,000°F).



**Figura 5. Diagrama del Sol**

La corona es la parte exterior de la atmósfera del Sol. Es en ésta región donde aparecen las *erupciones solares*. Las erupciones solares son inmensas nubes de gas resplandeciente que se forman en la parte superior de la cromosfera. Las regiones externas de la corona se estiran hacia el espacio y consisten en partículas que viajan lentamente alejándose del Sol. La corona se puede ver sólo durante los eclipses totales de Sol.

El sol aparentemente ha estado activo por 4,600 millones de años y tiene suficiente combustible para permanecer activo por otros cinco mil millones de años más. Al fin de su vida, el Sol comenzará a fundir helio con sus elementos más pesados y comenzará a hincharse, por último será tan grande que absorberá a la Tierra. Después de mil millones de años como gigante rojo, de pronto se colapsará en una enana blanca, será el final de una estrella como la conocemos. Puede tomarle un trillón de años para enfriarse completamente.

### **3.2. LA NATURALEZA DE LA ENERGIA SOLAR**

Para los fines del aprovechamiento de su energía, el Sol es una inmensa esfera de gases a alta temperatura, con un diámetro de  $1.39 \times 10^9$ m, situado a la distancia media de  $1.5 \times 10^{11}$ m respecto de la Tierra. Esta distancia se llama unidad astronómica.

Se estima que la temperatura en el interior del Sol debe ser del orden de 10000000K, pero en la fotosfera, es decir, en la superficie externa del Sol, la temperatura "efectiva de cuerpo negro" es de 5762 K. Existen, sin embargo, otras formas de calcular la temperatura de la fotosfera, que dan como resultado alrededor de 6300 K. Su temperatura se mide por métodos indirectos, basados en diversos modelos. De ahí que no coincidan todas las estimaciones de su temperatura.

Algunos datos interesantes acerca del Sol son los siguientes:

- El Sol genera su energía mediante reacciones nucleares de fusión -por ejemplo dos átomos de hidrógeno que producen helio, o uno de helio y uno de hidrógeno que producen litio, etc.- que se llevan a cabo en su núcleo.
- La generación de energía proviene, por tanto, de la pérdida de masa del Sol, que se convierte en energía de acuerdo con la famosa ecuación de Einstein,  $E = m c^2$ , donde E es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa m; c es la velocidad de la luz.
- El núcleo solar es la región comprendida dentro del 23% de su radio, a partir del centro, que corresponde a tan sólo el 15% del volumen, pero en cambio contiene el 40% de la masa y ahí se genera el 90% de la energía.

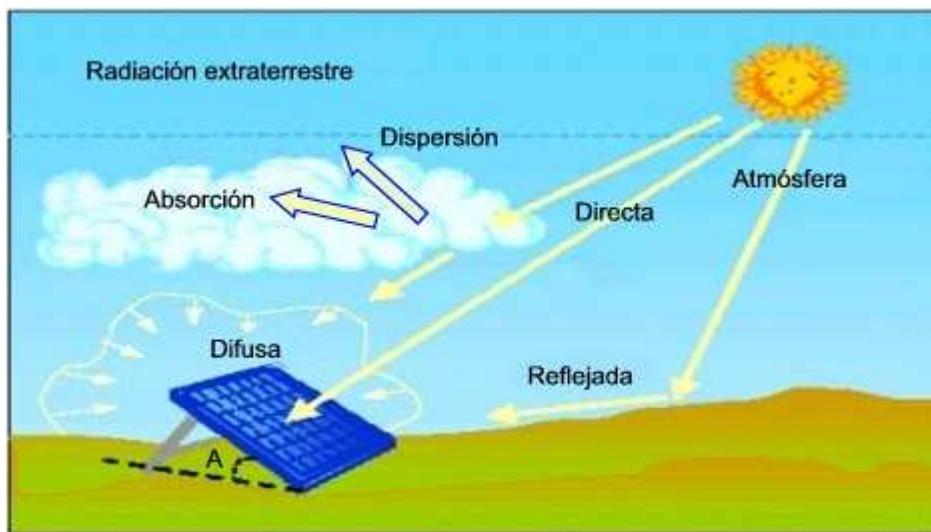
- En esa región, la temperatura es del orden de 107K y la densidad es del orden de 105kg/m<sup>3</sup>. (Recordemos que la densidad del agua es 103kg/m<sup>3</sup>).
- A una distancia del 70% del radio solar, la temperatura es del orden de 105K y la densidad es de unos 70 kg/m<sup>3</sup>. La zona que va del 70% al 100% del radio solar, se conoce como zona conectiva y su temperatura cae hasta 5000 a 6000 K, mientras que la densidad desciende a 10-5kg/m<sup>3</sup>. La capa externa de esta región recibe el nombre de fotosfera y es considerada como la superficie del Sol, por ser ésta una región opaca, de donde se emite la gran mayoría de la radiación solar hacia el espacio.
- La fotosfera es la superficie aparente del Sol cuando se observa con un filtro adecuado (filtro de soldador del #14, por ejemplo). Por ser opaca, la fotosfera impide observar el interior del Sol. Sin embargo, es claro que, como todo el Sol, desde el núcleo hasta su superficie se encuentra en forma gaseosa, no hay una superficie física claramente definida, como la hay en la Tierra. Sobre la fotosfera existen también gases, en condiciones tales que son esencialmente transparentes, que se conocen como la corona solar, observable durante los eclipses totales de Sol.
- La corona solar es la atmósfera del Sol. De forma similar a como sucede en la Tierra, la corona es cada vez más tenue a medida que se está a mayor distancia del núcleo solar, hasta confundirse con el vacío relativo que existe en el espacio interestelar.

### 3.3. LA RADIACION SOLAR

Radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. El Sol se comporta prácticamente como un cuerpo negro el cual emite energía siguiendo la ley de Planck a una temperatura de unos 6000 K. La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra, porque las ondas ultravioletas más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera fundamentalmente por el ozono. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia, que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la Tierra. Su unidad es el W/m<sup>2</sup> (vatio por metro cuadrado).

#### 3.3.1. LA RADIACION SOLAR TERRESTRE

Para alcanzar la superficie terrestre la radiación solar debe atravesar la atmósfera donde experimenta diversos fenómenos de reflexión, absorción y difusión que disminuyen la intensidad final de la radiación.



**Figura 6. Fenómenos que experimenta la radiación solar**

La radiación que llega directamente del sol es la denominada radiación directa y la que previamente es absorbida y difundida por la

atmosfera (muy significativa por ejemplo en días nublados) es la radiación difusa.

La radiación solar, tanto directa como difusa, se refleja en todas las superficies en las que incide dando lugar a la radiación reflejada o albedo. La reflexión dependerá de las características y naturaleza de la superficie reflectora.

La radiación solar global es la suma de los tres tipos antes citados, directa, difusa y reflejada (albedo), y es la que podemos aprovechar para su transformación gracias al efecto fotovoltaico (explicado más adelante).

Las proporciones de radiación directa, dispersa y albedo recibida por una superficie determinada dependen:

- De las condiciones meteorológicas (de hecho, en un día nublado la radiación es prácticamente dispersa en su totalidad; en un día despejado con clima seco predomina, en cambio, la componente directa, que puede llegar hasta el 90% de la radiación total)
- De la inclinación de la superficie respecto al plano horizontal (una superficie horizontal recibe la máxima radiación dispersa – si no hay alrededor objetos a una altura superior a la de la superficie – y la mínima reflejada).
- De la presencia de superficies reflectantes (debido a que las superficies claras son las más reflectantes, la radiación reflejada aumenta en invierno por efecto de la nieve y disminuye en verano por efecto de la absorción de la hierba o del terreno).

En función de lugar, además, varía la relación entre la radiación dispersa y la total, ya que al aumentar la inclinación de la superficie de captación, disminuye la componente dispersa y aumenta la componente

reflejada. Por ello, la inclinación que permite maximizar la energía recogida puede ser diferente dependiendo del lugar.

La posición optima, en la práctica, se obtiene cuando la superficie está orientada al sur, con ángulo de inclinación igual a la latitud del lugar: la orientación al sur, de hecho, maximiza la radiación solar captada recibida durante el día y si la inclinación es igual a la latitud hace que sean mínimas, durante el año, las variaciones de energía solar captadas debidas a la oscilación de  $23,5^{\circ}$  de la dirección de los rayos solares respecto a la perpendicular a la superficie de recogida. En la figura 7 se muestran las trayectorias estacionales del sol para un plano situado a  $40^{\circ}$  latitud Norte. La radiación directa será mayor cuando la incidencia de los rayos solares sea perpendicular a la superficie.

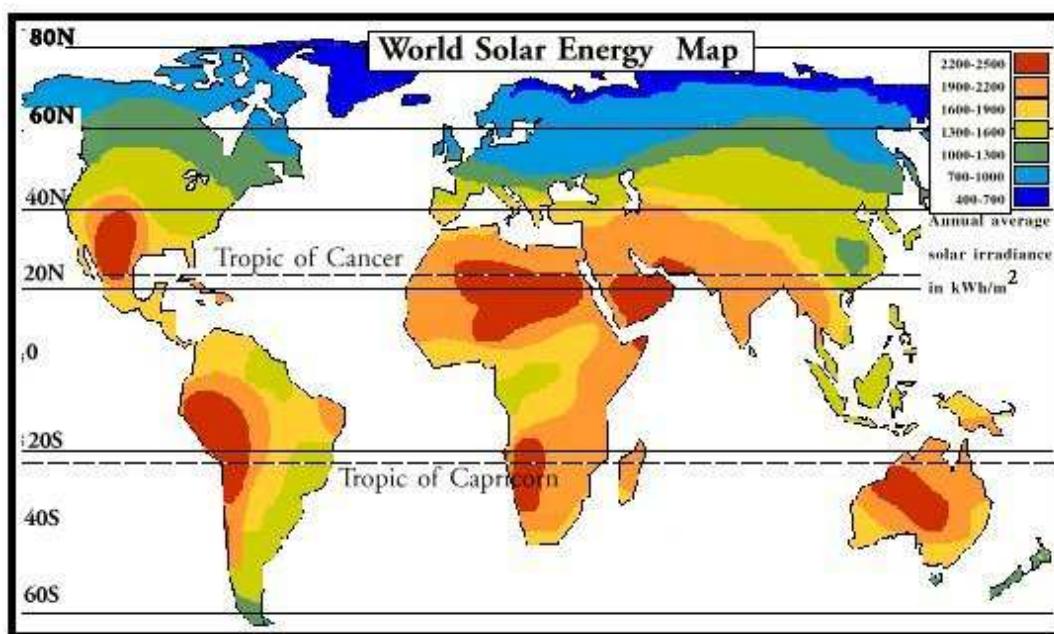


**Figura 7. Trayectorias estacionales para un punto situado a  $40^{\circ}$  latitud Norte**

Si llamamos  $Id$  a la radiación directa,  $Is$  a la radiación dispersa e  $Ir$  al albedo, entonces resulta que la radiación solar total ( $It$ ) que cae sobre una superficie es:

$$It = Id + Is + Ir$$

Como se ha visto anteriormente, esto implica que los valores de radiación solar total sobre cada punto serán variables. No obstante este valor también depende de la ubicación concreta de la superficie y de la distancia al sol, es decir, del día del año. En la figura 8, se muestran, en Kwh/m<sup>2</sup>/dia los valores de radiación solar sobre superficie con la inclinación más favorable en el mes más desfavorable para la superficie terrestre.



**Figura 8. Energía solar incidente, en kWh, por m<sup>2</sup> y día, sobre superficie perpendicular a la radiación solar en el mes más desfavorable.**

En general, los datos de irradiación solar de que se dispone son en el mejor de los casos valores de irradiación global horaria sobre la superficie horizontal.

Para estimar la irradiación global sobre superficies inclinadas es necesaria la utilización de modelos matemáticos complejos. En este caso es necesario en primer lugar descomponer la irradiación global horizontal en sus componentes directa y difusa, para lo que se utilizan métodos matemáticos basados en ajustes de tipo polinómico.

Una vez se tienen estos valores de irradiación directa y difusa horizontal es posible calcular la irradiación directa sobre una superficie inclinada por métodos geométricos. Para ello, es imprescindible conocer con exactitud la hora solar en la ubicación a estudiar. Si el estudio se realiza sobre un sistema con seguimiento solar será necesario integrar los valores para cada instante, según evoluciona la hora solar. La irradiación reflejada se obtiene generalmente mediante la aplicación de un coeficiente de albedo sobre la irradiación global horizontal, al que normalmente se asignan valores del 20%.

A continuación se muestra una tabla con los principales datos de irradiación de los principales municipios en España.

Irradiación Wh/m<sup>2</sup>/día

Población	Latitud	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Media
Alicante	38,36	2481	3258	4803	5633	6439	7276	7330	6345	5359	4047	2952	2199	4844
Albacete	38,93	2367	3350	5050	5840	6497	7461	7535	6734	5690	3805	2737	1972	4920
Almería	36,85	2766	3596	5092	5747	6597	7250	7078	6476	5514	4155	3002	2495	4981
Arenosillo	37,1	2748	3539	5149	6057	7192	7467	7655	6797	5663	4119	2986	2273	5137
Aznalcázar	37,08	2237	2630	4310	5013	5916	6543	6600	5976	4940	3456	2622	1678	4327
Barcelona	41,42	1612	2475	3661	4436	4766	6102	5752	4877	3854	2818	2249	1399	3667
Badajoz	38,88	2258	2879	4433	5392	6485	7080	7435	6521	5062	3528	2625	1798	4625
Bilbao	43,3	1174	1779	2807	3658	4049	5012	4873	4312	3833	2373	1574	1070	3043
Burgos	42,37	1617	2346	3819	4638	5580	6573	6540	5921	4771	2891	2117	1265	4007
Cádiz	36,51	2728	3462	5117	5694	6606	7153	7404	6590	5720	4323	3061	2266	5010
Cambrils	41,41	2142	2782	4123	5212	5323	6930	7013	5925	5068	3772	1958	1940	4349
Ceuta	35,91	2517	3646	5425	6090	6982	7621	7576	6862	5351	4018	3180	2339	5134
Cofrentes	39,2	2172	2836	4168	5031	5887	6346	6528	5681	4737	3434	2489	1970	4273
Córdoba	37,85	2490	2953	4769	4858	6392	6898	7183	6188	5269	3829	2491	1986	4609
Cabo Cope	37,46	2597	3416	5161	6298	7078	7480	7246	6390	5380	4114	3163	2464	5066
Ciudad Real	37,98	2223	2814	4685	5343	6209	6539	6885	6292	5177	3590	2643	1871	4523
Castellón	39,95	2149	2793	4287	5140	6160	6744	6749	5717	4682	3555	2405	2081	4372
Cuenca	40,06	2449	2753	4399	4600	5476	6281	7061	5803	5287	3777	1931	1721	4295
Fuerteventura	28,45	2285	4151	4388	5473	5360	5746	5764	5262	4949	4256	3507	2797	4495
Gran Canaria	27,93	3425	4186	4908	5449	6386	6926	7189	6597	5525	4373	3668	3187	5152
Goriz	42,66	2691	3427	4886	5821	5756	6169	6270	5115	4914	3500	2518	2088	4430
Granada	37,18	2579	3342	4726	5139	6374	7157	7292	6484	5466	4006	2836	2192	4799
Izaña	28,3	3994	5068	6551	7662	8857	9163	8771	8411	7078	5922	4767	4091	6695
Jaca	42,56	2018	2745	4670	5966	6422	7420	7311	6291	4898	3365	3013	1168	4607
León	42,58	1878	2420	3868	4532	5204	6201	6534	5713	4606	2892	1968	1373	3932
Lúbia	41,6	1851	2738	4006	5170	5452	6685	6958	6256	5218	3409	2279	1689	4309
Lérida	41,62	1626	2515	3956	4793	5476	6003	5950	5336	4375	3245	1876	1304	3872
Lemoniz	46,43	1369	1866	3163	4115	4830	5393	6069	5131	4074	2805	1920	1344	3507
Logroño	42,65	1667	2496	4087	4876	5711	6771	7016	6098	4866	3048	2032	1427	4175
Las Palmas	28,61	3256	4213	4788	5273	5530	5663	6461	6105	5228	4245	3510	3196	4789
Lugo	43,25	1592	2343	3674	4870	5089	6365	6378	5720	4638	2938	1894	1251	3896
Lanzarote	28,95	3170	4070	4837	5562	5977	6223	6347	5778	4902	4194	3402	3027	4791
Madrid	40,45	1986	2876	4262	5439	6528	7251	7648	6700	5285	3581	2393	1839	4649

Irradiación Wh/m <sup>2</sup> /día																
Población	Latitud	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Media		
Málaga	36,66	2366	3281	4731	5288	6672	7204	7164	6295	5138	3727	2784	2088	4728		
Melilla	35,28	2819	3554	5018	5715	6609	6987	7042	6163	5162	4123	3103	2610	4909		
Menorca	39,88	2184	2879	4281	5039	6025	6708	6751	5903	4693	3422	2536	1945	4364		
Molina de Aragón	40,85	2419	3233	4887	5562	5985	7243	7709	6346	5789	4238	1966	1980	4780		
Murcia	37,98	2315	3169	4662	5384	6339	7222	7361	6142	5022	3676	2731	2104	4677		
Oviedo	43,35	1385	2038	3062	4040	4121	4743	4558	4071	3571	2374	1624	1205	3066		
Pamplona	42,77	1456	2206	3336	4295	4627	5581	5756	4857	4331	2727	1722	1191	3507		
Palma de Mallorca	39,55	1991	2619	4203	4904	6013	6721	6682	5856	4568	3312	2360	1774	4250		
Santander	43,47	1278	1946	2890	3855	4501	5075	5174	4439	3770	2396	1586	1097	3167		
Salamanca	40,95	1867	2770	4143	4920	5644	6528	6872	6096	4887	3340	2200	1555	4235		
Santiago	42,88	1489	1634	3131	4333	4837	5640	5598	5185	3642	2778	1619	1113	3417		
Sevilla	37,41	2495	3144	4704	5447	6892	7589	7489	6639	5264	3919	2942	2150	4890		
San Sebastián	43,31	1676	1879	2888	4361	4406	4237	4324	3541	3716	1958	1534	824	2945		
Toledo	39,55	2204	2718	4071	4864	5679	6627	7079	6014	5055	3586	2238	1791	4327		
Tortosa	40,81	2034	2552	3992	4783	5810	6660	6679	5551	4467	3454	2236	1913	4178		
Valencia	39,48	2236	3024	4470	5454	5998	6805	6890	6047	5024	3600	2755	1877	4515		
Valladolid	41,72	1910	2373	3725	4341	5328	5993	6434	5779	4450	2910	2083	1109	3870		
Vandellos	40,95	2073	2816	4283	5290	5896	6643	6772	5844	4798	4456	2381	1648	4408		
Vigo	42,23	1523	2058	3267	4448	4791	5932	5954	5665	4403	2789	1835	1216	3657		
Zaragoza	41,67	1850	2579	4067	5385	6159	7160	7298	6345	5174	3593	2192	1507	4442		

**Tabla 1. Datos de irradiación de los principales municipios de España.**

## 4. EL EFECTO FOTOELECTRICO

### 4.1. HISTORIA DEL EFECTO FOTOELECTRICO

#### Edmund Becquerel:

En 1839 Edmund Becquerel, físico francés, descubre el efecto fotoeléctrico: en una celda electrolítica compuesta de 2 electrodos metálicos sumergidos en una solución conductora, la generación de energía aumentaba al exponer la solución a la luz. Se observó una fuerza electromotriz (un voltaje) que se originaba al iluminar electrodos de platino u oro inmersos en una solución alcalina o ácida.

Aunque Becquerel fue el primero en describir el efecto fotoeléctrico en 1839, cuando tan solo tenía 19 años, su descubrimiento permaneció como inexplorado durante medio siglo.

#### Willoughby Smith:

En el año 1873, el ingeniero británico Willoughby Smith descubrió que el Selenio mostraba un cambio en su resistencia eléctrica cuando era sometida a una fuente de luz.

#### W.G. Adams y R.E. Day:

Observaron en 1877 el efecto en una pequeña barra de selenio en cuyos extremos habían fundido electrodos de platino. Construyeron la primera celda de Selenio. Durante los siguientes 30 años la primera aplicación práctica la constituyó el medidor de luz para fotografía y como sensor de luz en instrumentos ópticos.

#### Heinrich Hertz:

Las primeras observaciones del efecto fotoeléctrico fueron llevadas a cabo por Heinrich Hertz en 1887 en sus experimentos sobre la producción y recepción de ondas electromagnéticas. Su receptor consistía en una bobina en la que se podía producir una chispa como producto de la recepción de ondas electromagnéticas. Para observar mejor la chispa Hertz

encerró su receptor en una caja negra. Sin embargo la longitud máxima de la chispa se reducía en este caso comparada con las observaciones de chispas anteriores.

En efecto la absorción de luz ultravioleta facilitaba el salto de los electrones y la intensidad de la chispa eléctrica producida en el receptor. Hertz realizó celdas fotovoltaicas que convertían la luz en electricidad con un 1% al 2% de eficiencia, y publicó un artículo con sus resultados sin intentar explicar el fenómeno observado.

J.J. Thompson:

En 1889, el físico británico Joseph John Thomson investigaba los rayos catódicos. Influenciado por los trabajos de James Clerk Maxwell, Thomson dedujo que los rayos catódicos consistían de un flujo de partículas cargadas negativamente a los que llamó corpúsculos y ahora conocemos como electrones.

Thomson utilizaba una placa metálica encerrada en un tubo de vacío como cátodo exponiendo este a luz de diferente longitud de onda. Thomson pensaba que el campo electromagnético de frecuencia variable producía resonancias con el campo eléctrico atómico y que si estas alcanzaban una amplitud suficiente podía producirse la emisión de un "corpúsculo" subatómico de carga eléctrica y por lo tanto el paso de la corriente eléctrica.

La intensidad de esta corriente eléctrica variaba con la intensidad de la luz. Incrementos mayores de la intensidad de la luz producían incrementos mayores de la corriente. La radiación de mayor frecuencia producía la emisión de partículas con mayor energía cinética.

Von Lenard:

En 1902 Philipp von Lenard realizó observaciones del efecto fotoeléctrico en las que se ponía de manifiesto la variación de energía de los electrones con la frecuencia de la luz incidente.

La energía cinética de los electrones podía medirse a partir de la diferencia de potencial necesaria para frenarlos en un tubo de rayos catódicos. La radiación ultravioleta requería por ejemplo potenciales de frenado mayores que la radiación de mayor longitud de onda. Los experimentos de Lenard arrojaban datos únicamente cualitativos dadas las dificultades del equipo instrumental con el cual trabajaba.

Albert Einstein:

En 1905 Albert Einstein propuso una descripción matemática de este fenómeno que parecía funcionar correctamente y en la que la emisión de electrones era producida por la absorción de cuantos de luz que más tarde serían llamados fotones. En un artículo titulado "Un punto de vista heurístico sobre la producción y transformación de la luz" mostró como la idea de partículas discretas de luz podía explicar el efecto fotoeléctrico y la presencia de una frecuencia característica para cada material por debajo de la cual no se producía ningún efecto. Por esta explicación del efecto fotoeléctrico Einstein recibiría el Premio Nobel de Física en 1921.

El trabajo de Einstein predecía que la energía con la que los electrones escapaban del material aumentaba linealmente con la frecuencia de la luz incidente. Sorprendentemente este aspecto no había sido observado en experiencias anteriores sobre el efecto fotoeléctrico.

La demostración experimental de este aspecto fue llevada a cabo en 1915 por el físico estadounidense Robert Andrews Millikan.

La dualidad onda – corpúsculo:

El efecto fotoeléctrico fue uno de los primeros efectos físicos que puso de manifiesto la dualidad onda-corpúsculo característica de la mecánica cuántica. La luz se comporta como ondas pudiendo producir interferencias y difracción como en el experimento de la doble rendija de Thomas Young, pero intercambia energía de forma discreta en paquetes de

energía, fotones, cuya energía depende de la frecuencia de la radiación electromagnética.

Las ideas clásicas sobre la absorción de radiación electromagnética por un electrón sugerían que la energía es absorbida de manera continua. Este tipo de explicaciones se encontraban en libros clásicos como el libro de Millikan sobre los Electrones o el escrito por Compton y Allison sobre la teoría y experimentación con rayos X. Estas ideas fueron rápidamente reemplazadas tras la explicación cuántica de Albert Einstein.

1951:

El desarrollo de la unión p-n creó la posibilidad de la producción de una celda de germanio mono cristalino.

1954:

Los investigadores de los Laboratorios Bell (Murray Hill, NJ) D.M. Chapin, C.S. Fuller, y G.L. Pearson publican los resultados de su descubrimiento de celdas solares de silicio con una eficiencia del 4,5%.

1955:

Se comercializa el primer producto fotovoltaico, con una eficiencia del 2% al precio de \$25 cada celda de 14 mW.

1958:

El 17 de marzo se lanza el Vanguard I, el primer satélite artificial alimentado parcialmente con energía fotovoltaica. El sistema FV de 0,1 W duró 8 años.

La Unión Soviética, muestra en la exposición universal de Bruselas sus células fotovoltaicas con tecnología de silicio.

1959:

Hoffman Electronic alcanza el 10% de rendimiento en sus células comerciales.

1962:

Se lanza el primer satélite comercial de telecomunicaciones, el Telstar, con una potencia fotovoltaica de 14kW.

1963:

Sharp consigue una forma práctica de producir módulos de silicio; En Japón se instala un sistema fotovoltaico de 242 W en un faro, el más grande en aquellos tiempos.

1964:

El navío espacial Nimbus se lanza con 470W de paneles fotovoltaicos.

1973:

La Universidad de Delaware construye "Solar One", una de las primeras viviendas con EFV. Las placas fotovoltaicas instaladas en el techo tienen un doble efecto: generar energía eléctrica y actuar de colector solar (calentando el aire bajo ellas, el aire era llevado a un intercambiador de calor para acumularlo).

1974-1977:

Se fundan las primeras compañías de energía solar. El Lewis Research Center (LeRC) de la NASA coloca las primeras aplicaciones en lugares aislados. La potencia instalada de EFV supera los 500 kW.

1978:

El NASA LeRC instala un sistema FV de 3.5-kWp en la reserva india Papago (Arizona). Es utilizado para bombear agua y abastecer 15 casas (iluminación, bombeo de agua, refrigeración, lavadora,...). Es utilizado hasta la llegada de las líneas eléctricas en 1983, y partir de entonces se dedica exclusivamente al bombeo de agua.

1980:

La empresa ARCO Solar es la primera en producir más de 1 MW en módulos fotovoltaicos en un año.

1981:

"Solar Challenger", un avión abastecido por EFV, vuela.

Se instala en Jeddah, Arabia Saudita, una planta desalinizadora por ósmosis-inversa abastecida por un sistema FV de 8-Kw.

1982:

La producción mundial de EFV supera los 9.3 MW. Entra en funcionamiento la planta ARCO Solar Hisperia en California de 1-MW.

1983:

La producción mundial de EFV supera los 21.3 MW, y las ventas superan los 250 millones de \$.

El Solar Trek, un vehículo alimentado por EFV con 1 kW atraviesa Australia; 4000 km en menos de 27 días. La velocidad máx es 72 km/h, y la media 24 km/h.

ARCO Solar construye una planta de EFV de 6-MW en California, en una extensión de 120 acres; conectado a la red eléctrica general suministra energía para 2000-2500 casas.

1992:

Instalado un sistema FV de 0.5-kW en Lago Hoare, Antártida, con baterías de 2.4-kWh. Se utiliza para abastecer a equipamiento de laboratorio, iluminación, Pcs e impresoras y un pequeño horno microondas.

1994:

Se celebra la primera Conferencia Mundial fotovoltaica en Hawái promovida por la UNESCO.

Se inaugura en La Puebla de Montalbán (Toledo, España) una planta fotovoltaica de 1 MW promovida por BP Solar, Endesa, Nukem, RWE Energie AG y Unión Fenosa.

1995:

Se inaugura la primera aplicación de tejado y fachada solar fotovoltaica integrados, en un edificio de Cataluña, la Biblioteca de Mataró, a iniciativa de la empresa TFM.

El mercado mundial alcanza los 80 MW de producción en módulos fotovoltaicos.

1996:

El "Ícaro", un avión movido por EFV sobrevuela Alemania. Las alas y la zona de cola están recubiertas de 3000 células supereficientes con una superficie de 21 m<sup>2</sup>.

1997:

El entonces presidente de EE.UU., Bill Clinton, anuncia el programa de promoción de la energía fotovoltaica y fototérmica de un millón de tejados instalados en EE.UU. para el 2010.

1998:

Se celebra la segunda conferencia Mundial fotovoltaica en Viena.  
Se alcanza un total de 1000 MWp de sistemas fotovoltaicos instalados.

2002:

Se producen más de 500 MWp de generadores fotovoltaicos en un año.

2003:

Se celebra la tercera Conferencia Mundial fotovoltaica.

En la actualidad, Alemania es el segundo productor mundial de energía solar fotovoltaica tras Japón, con cerca de 5 millones de metros cuadrados de paneles solares. Son cifras bajas, ya que, por ejemplo, en el caso alemán, esta cifra únicamente representa un valor equivalente al 0,03% de su producción energética total.

Sin embargo la venta de paneles fotovoltaicos ha crecido en el mundo a un ritmo anual sostenido del 20% durante la década de los 90. En la Unión Europea este crecimiento sostenido anual es del 30%.

## **4.2. GENERALIDADES**

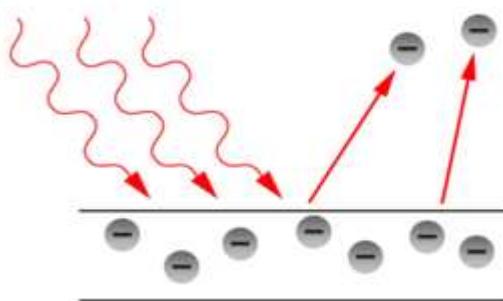
Se define como efecto fotoeléctrico a la aparición de una corriente eléctrica en ciertos materiales cuando estos se ven iluminados por radiación electromagnética (luz visible o ultravioleta, en general), sin que sea necesario que aparezca o intervenga ningún efecto mecánico o físico.

La fotoelectricidad fue descubierta por Edmund Becquerel en 1839, y descrita experimentalmente por Heinrich Hertz en 1887. A pesar de ello, el efecto fotoeléctrico o fotovoltaico constituyó un misterio abierto para los científicos hasta que Albert Einstein en 1905 aportó una explicación al

mismo, basando su formulación de la fotoelectricidad en una extensión del trabajo sobre los quantos de Max Planck.

La generación de electricidad desde los paneles solares y las células fotovoltaicas constituyen algunas de las aplicaciones mas conocidas del efecto fotoeléctrico.

Desde el punto de vista de la tecnología, se considera que, con la formulación del efecto fotoeléctrico, Albert Einstein dio origen a la física cuántica, madre de la electrónica moderna.



**Figura 9. El efecto fotoeléctrico**

Los fotones tienen una energía característica determinada por la frecuencia de onda de la luz. Si un electrón absorbe energía de un fotón que tiene mayor energía que la necesaria para expulsarlo del material y que además posee una velocidad bien dirigida hacia la superficie, entonces el electrón puede ser extraído del material.

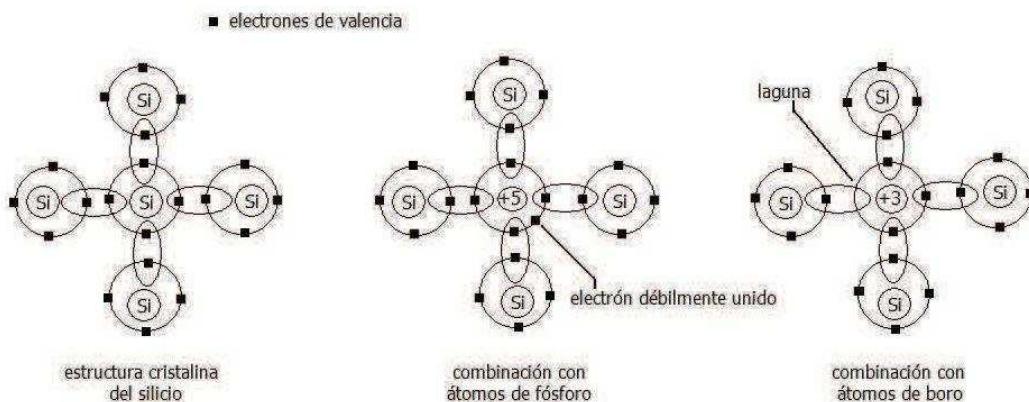
El silicio como elemento químico cuenta con 14 electrones de los cuales 4 son de valencia, lo que significa que están disponibles para unirse con electrones de valencia de otros átomos. De este modo, en una configuración de cristal de silicio químicamente puro, cada átomo estará unido de forma covalente con otros 4 átomos de manera que dentro del cristal no habrá, como consecuencia del enlace químico, electrones libres.

En la realidad, algunos átomos de silicio en la configuración del cristal van a ser sustituidos por átomos de fósforo, elemento que tiene 5

electrones de valencia. Así, 4 serán utilizados para llevar a cabo los enlaces químicos con átomos adyacentes de silicio, mientras que el quinto podrá separarse del átomo de fósforo mediante una estimulación aportada por una fuente externa de energía térmica, con lo que pasará a disfrutar de libertad de movimiento en el interior del retículo del cristal.

En sentido contrario, si la sustitución del átomo de silicio se realizase con átomos de boro, que sólo tiene 3 electrones de valencia, se llegaría a una situación en la que sería necesario un electrón adicional para completar los enlaces químicos con los átomos adyacentes de silicio. Este electrón que falta es denominado “hueco”, y produce un efecto opuesto, como si se tratase de un electrón ‘positivo’.

En la siguiente figura se muestra gráficamente la situación descrita; en la primera imagen se puede observar cuál es la estructura del retículo cristalino del silicio puro, en la segunda cómo es la variación de la estructura cuando se realiza una combinación con átomos de fósforo y en la última imagen aparece el retículo cristalino en el caso del enlace con átomos de boro.

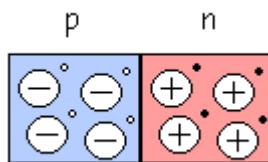


**Figura 10. Combinación del átomo de silicio con fosforo y boro**

Por lo tanto, en el caso de que se produzca el enlace con fósforo, los portadores de cargas libres poseen potencial negativo y el material es llamado semiconductor de “tipo n”. Mientras, en el caso en que la mencionada sustitución de átomos de silicio se produzca con átomos de

boro, los portadores de carga son positivos y el material es llamado semiconductor de “tipo p”.

Uniendo una barra de material de tipo n con una barra de material tipo p se realiza la unión de dos de estos materiales “tipo-p” y “tipo-n”, constituyendo lo que se denomina diodo ó enlace “p-n”.



**Figura 11. Unión de un material “tipo-p” con un material “tipo-n”.**

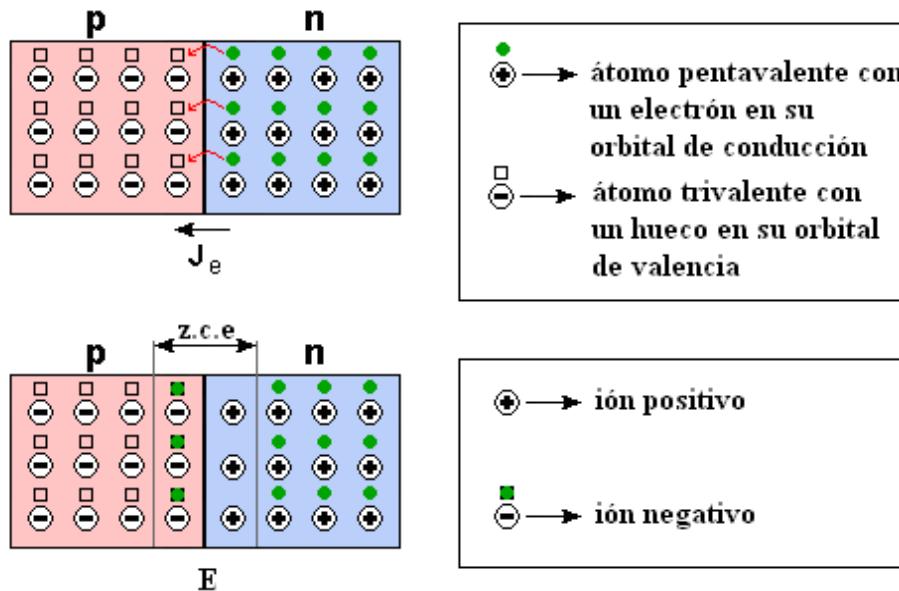
Los electrones que se encuentren en estado libre dentro de la zona de material ‘tipo-n’ detectarán que existe colindante una región en la que no existen electrones libres y, esto hará que se genere un flujo de estos electrones portadores hacia la otra zona, como consecuencia del intento de restablecer el equilibrio. Del mismo modo, los huecos existentes en la ‘zona-p’ detectarán una región en la que no existen huecos y se producirá, por tanto, un flujo de cargas positivas en sentido contrario al flujo de electrones. Debido al avance de este proceso de difusión de electrones y huecos, en la ‘zona-p’ se generará un exceso de cargas con potencial negativo mientras en la ‘zona-n’ se producirá un exceso de cargas positivas.

Por tanto, en el área de unión de los dos materiales se origina un campo eléctrico que se hace cada vez mayor a medida que huecos y electrones se siguen difundiendo hacia lados opuestos.

Este proceso no terminará hasta que el potencial eléctrico de este campo alcance un valor que impida la posterior difusión de electrones y huecos.

Una vez se haya alcanzado este valor de equilibrio, se habrá creado en el diodo p-n un campo eléctrico permanente sin la ayuda de campos

eléctricos o elementos externos. Este potencial eléctrico permite explicar el por qué del efecto fotovoltaico.



**Figura 12. Zona de carga espacial que se crea cuando se juntan dos materiales, uno “tipo p” y otro “tipo n”.**

Supongamos que un fotón (partícula que constituye un rayo solar) incide sobre la región de tipo p del material. Si el fotón incidente posee una energía térmica mayor que la energía mínima necesaria para romper un enlace del retículo del silicio (bandgap) será absorbido y con ello se creará una nueva pareja electrón-hueco. El efecto de la creación de esta nueva pareja será que el electrón liberado se trasladará hacia la ‘zona-n’ a causa del potencial eléctrico.

En cambio, si el fotón incidiese sobre la zona-n, se generaría también una nueva pareja pero en este caso el hueco creado se moverá hacia la ‘zona-p’.

Este flujo va a tener como consecuencia la acumulación de cargas positivas en la ‘zona-p’ y de cargas negativas en la ‘zona-n’, dando origen a un campo eléctrico opuesto al creado por el mecanismo de difusión.

Evidentemente, cuanto mayor sea el número de fotones que incide sobre la unión, mayor será el número de los campos que pasen a anularse

el uno con el otro, hasta llegar que se alcance un valor umbral en el que ya no haya un campo interno que separe cada pareja electrón-hueco. Esta es la condición que determina la tensión a circuito abierto de la célula fotovoltaica.

Si se colocasen unos electrodos (contactos metálicos) sobre la superficie de la célula se puede utilizar el potencial creado, haciendo circular la corriente de electrones.

#### **4.3. INTERPRETACIÓN CUÁNTICA DEL EFECTO FOTOELÉCTRICO.**

La electricidad no es otra cosa que un flujo de electrones, partículas de carga negativa que rodean al núcleo atómico.

La energía con la que cuentan los fotones de luz es una característica que viene dada por la longitud de onda de la luz. Si un fotón aporta su energía a un electrón, y éste pasa a tener mayor energía que la que le mantiene vinculado al núcleo del átomo, es decir, si el fotón incidente tiene mayor energía que la que une al electrón con el átomo, entonces el electrón puede ser extraído del material. Si, por el contrario, la energía del fotón es demasiado pequeña, el electrón será incapaz de escapar de la superficie del material.

Los cambios que se producen en la intensidad de la luz no van a afectar a la energía de los fotones incidentes, pero sí a su número y, con ello, la energía de los electrones emitidos no depende de la intensidad de la luz incidente. Los electrones se regirán por un principio de “todo o nada” en el sentido de que:

- Si el valor de la energía del fotón supera el valor de la función de trabajo (la energía que une al electrón y al núcleo), la energía de un fotón es utilizada para liberar un electrón de su enlace atómico, y el fotón es absorbido.

- Si este valor es menor, la energía del fotón es repelida.

Siempre que el fotón es absorbido, parte de la energía se utiliza para liberar al electrón del núcleo del átomo y el resto (el excedente) contribuye a dotar de energía cinética a la partícula libre.

Finalmente para que, con independencia de que exista un potencial eléctrico, se genere una corriente eléctrica en el material fotoeléctrico produzca ante la incidencia de luz solar, es necesario que exista un circuito eléctrico por el que discorra el flujo de electrones liberados.

Para poder llevar a cabo un análisis cuantitativo del efecto fotoeléctrico, utilizando el método derivado por Albert Einstein es necesario partir de las siguientes ecuaciones:

Energía de un fotón absorbido = Energía necesaria para liberar 1 electrón + energía cinética del electrón emitido.

Algebraicamente:

$$h_f = h_{f0} + \frac{1}{2}mv_m^2$$

Esta expresión puede escribirse como:

$$h_f = \varphi + E_k$$

Donde:

- $h$  es la constante de Plank.
- $f_0$  es la frecuencia de corte o frecuencia mínima de los fotones para que tenga lugar el efecto fotoeléctrico.

- $\varphi$  es la función de trabajo, o mínima energía necesaria para liberar un electrón de su enlace con el átomo.
- $E_k$  es la máxima energía cinética de los electrones que se observa experimentalmente.

Si la energía del fotón ( $hf$ ) no es mayor que la función de trabajo ( $\varphi$ ), ningún electrón será emitido.

En algunos materiales esta ecuación describe el comportamiento del efecto fotoeléctrico de un modo aproximado. La explicación es que existen materiales en los que parte de la energía del fotón es absorbida o emitida como radiación y, adicionalmente, algunos electrones emitidos pueden ser absorbidos por otros átomos de la red cristalina, con huecos libres, produciendo una pérdida de energía en forma de calor.

#### **4.4. LOS SEMICONDUCTORES**

El factor clave para el desarrollo de la conversión fotovoltaica ha sido el semiconductor.

Un semiconductor es un elemento material cuya conductividad eléctrica puede considerarse situada entre las de un aislante y la de un conductor, considerados en orden creciente

Los semiconductores más conocidos son el silicio (Si) y el germanio (Ge). Debido a que, como veremos más adelante, el comportamiento del silicio es más estable que el germanio frente a todas las perturbaciones exteriores que pueden variar su respuesta normal, será el primero (Si) el elemento semiconductor más utilizado en la fabricación de los componentes electrónicos de estado sólido. A él nos referiremos normalmente, teniendo en cuenta que el proceso del germanio es absolutamente similar.

Como todos los demás, el átomo de silicio tiene tantas cargas positivas en el núcleo, como electrones en las órbitas que le rodean. (En el

caso del silicio este número es de 14). El interés del semiconductor se centra en su capacidad de dar lugar a la aparición de una corriente, es decir, que haya un movimiento de electrones. Como es de todos conocido, un electrón se siente más ligado al núcleo cuanto mayor sea su cercanía entre ambos. Por tanto los electrones que tienen menor fuerza de atracción por parte del núcleo y pueden ser liberados de la misma, son los electrones que se encuentran en las órbitas exteriores. Estos electrones pueden, según lo dicho anteriormente, quedar libres al inyectarles una pequeña energía. En la figura 1 se puede observar el modelo completo del átomo de silicio y en la figura 2 se observa la representación simplificada.

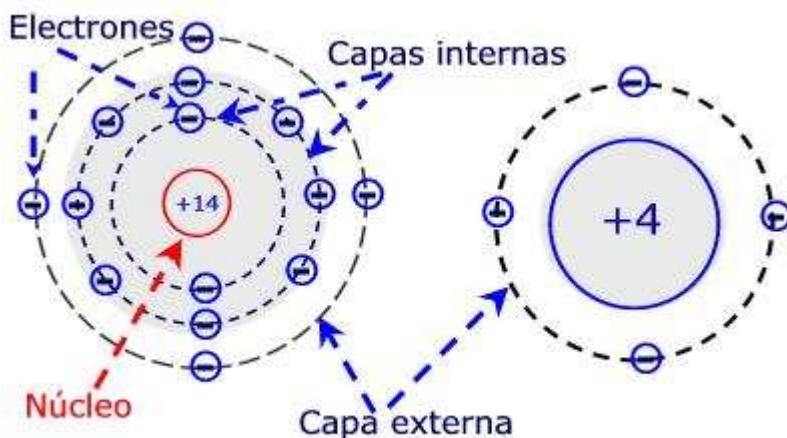


Figura 1

Figura 2

**Figura 13. Representación de un átomo de silicio completo y su esquema simplificado. (La zona sombreada de la figura 2, representa de una forma simplificada a la zona sombreada de la figura 1).**

#### Semiconductor intrínseco:

Cuando el silicio se encuentra formado por átomos del tipo explicado en el apartado anterior, se dice que se encuentra en estado puro o más usualmente que es un semiconductor intrínseco.

Una barra de silicio puro está formada por un conjunto de átomos en lazos unos con otros según una determinada estructura geométrica que se conoce como red cristalina.

Si en estas condiciones inyectamos energía desde el exterior, algunos de esos electrones de las órbitas externas dejarán de estar enlazados y podrán moverse. Lógicamente si un electrón se desprende del átomo, este ya no está completo, decimos que está cargado positivamente, pues tiene una carga negativa menos, o que ha aparecido un hueco. Asociamos entonces el hueco a una carga positiva o al sitio que ocupaba el electrón.

El átomo siempre tendrá la tendencia a estar en su estado normal, con todas sus cargas, por lo tanto en nuestro caso, intentará atraer un electrón de otro átomo para llenar el hueco que tiene.

Toda inyección de energía exterior produce pues un proceso continuo que podemos concretar en dos puntos:

- Electrones que se quedan libres y se desplazan de un átomo a otro a lo largo de la barra del material semiconductor de silicio.
- Aparición y desaparición de huecos en los diversos átomos del semiconductor.

Queda así claro que el único movimiento real existente dentro de un semiconductor es el de electrones. Lo que sucede es que al aparecer y desaparecer huecos, "cargas positivas", en puntos diferentes del semiconductor, parece que estos se mueven dando lugar a una corriente de cargas positivas. Este hecho, movimiento de huecos, es absolutamente falso. Los huecos no se mueven, sólo parece que lo hacen.

Ahora bien, para facilitar el estudio de los semiconductores hablaremos de corriente de huecos (cargas positivas).

Semiconductor dopado o extrínsecos:

Si aplicamos una tensión al cristal de silicio, el positivo de la pila intentará atraer los electrones y el negativo los huecos favoreciendo así la aparición de una corriente a través del circuito.

Ahora bien, esta corriente que aparece es de muy pequeño valor, pues son pocos los electrones que podemos arrancar de los enlaces entre los átomos de silicio. Para aumentar el valor de dicha corriente tenemos dos posibilidades:

- Aplicar una tensión de valor superior.
- Introducir previamente en el semiconductor electrones o huecos desde el exterior.



**Figura 14. Sentido de movimiento de un electrón y un hueco en el silicio.**

La primera solución no es factible pues, aún aumentando mucho el valor de la tensión aplicada, la corriente que aparece no es de suficiente valor. La solución elegida es la segunda.

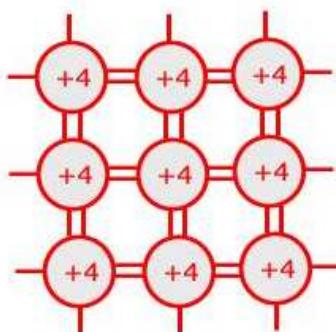
En este segundo caso se dice que el semiconductor está "dopado".

El dopaje consiste en sustituir algunos átomos de silicio por átomos de otros elementos. A estos últimos se les conoce con el nombre de impurezas. Dependiendo del tipo de impureza con el que se dope al semiconductor puro o intrínseco aparecen dos clases de semiconductores:

- Semiconductor tipo P
- Semiconductor tipo N

#### Semiconductor tipo P:

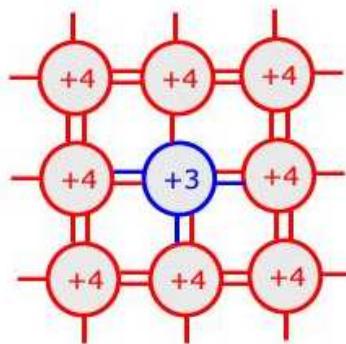
Si en una red cristalina de silicio (átomos de silicio enlazados entre sí) (figura 15) sustituimos uno de sus átomos (que como sabemos tiene 4 electrones en su capa exterior) por un átomo de otro elemento que contenga **tres** electrones en su capa exterior (figura 16), resulta que estos tres electrones llenarán los huecos que dejaron los electrones del átomo de silicio, pero como son cuatro, quedará un hueco por ocupar.



**Figura 15. Enlace covalente de átomo de silicio, obsérvese que cada átomo comparte cada uno de sus electrones con otros cuatro átomos**

O sea que ahora la sustitución de un átomo por otros provoca la aparición de huecos en el cristal de silicio. Por tanto ahora los "portadores mayoritarios" serán los huecos y los electrones los portadores minoritarios.

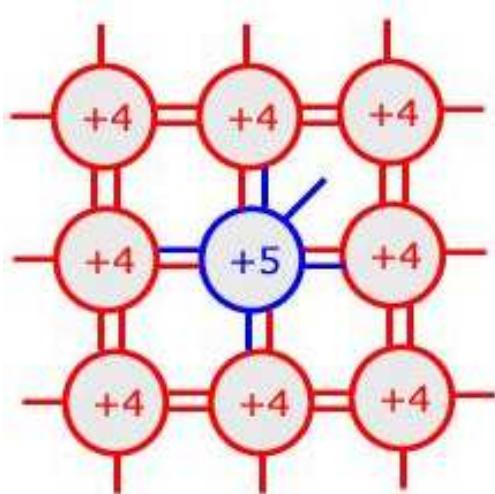
A esta red de silicio dopada con esta clase de impurezas se le denomina "silicio tipo P"



**Figura 16. Semiconductor dopado tipo P**

Semiconductor tipo N:

Si en una red cristalina de silicio (átomos de silicio enlazados entre sí) (figura 15) sustituimos uno de sus átomos (que como sabemos tiene 4 electrones en su capa exterior) por un átomo de otro elemento que contenga cinco electrones en su capa exterior (figura 18), resulta que cuatro de esos electrones sirven para enlazarse con el resto de los átomos de la red y el quinto queda libre.



**Figura 18. Semiconductor dopado tipo N**

A esta red de silicio "dopado" con esta clase de impurezas se le denomina "Silicio tipo N".

En esta situación hay mayor número de electrones que de huecos. Por ello a estos últimos se les denomina "portadores minoritarios" y "portadores mayoritarios" a los electrones.

Las Impurezas tipo N más utilizadas en el proceso de dopado son el arsénico, el antimonio y el fósforo.

Está claro que si a un semiconductor dopado se le aplica tensión en sus bornes, las posibilidades de que aparezca una corriente en el circuito son mayores a las del caso de la aplicación de la misma tensión sobre un semiconductor intrínseco o puro.

#### Resumen:

Elementos como el silicio, el germanio, o sales como el arseniuro de galio, el sulfuro de cadmio y algunas otras, tienen la característica natural de ser portadores de dos tipos de corriente eléctrica: una con electrones libres, capaces de viajar por el cristal, y otra llamada huecos, dotada de carga positiva. De esta manera existen semiconductores llamados tipo p, en los cuales predomina la conducción por huecos, y semiconductores tipo n en los que predomina la conducción de electrones libres.

Pero la característica más importante de los semiconductores es que la resistividad eléctrica del material puede disminuir si añadimos impurezas (dopantes). La acción de introducir estas impurezas, que afectan a las propiedades eléctricas del semiconductor, se llaman dopaje.

Los dopantes son elementos similares en estructura y valencia química al material del cristal original, que se incluyen dentro de la matriz para que se cuente con un electrón de más o de menos que en el semiconductor. Estos elementos dopantes pueden además captar, controlar y guiar este haz de electrones en la matriz semiconductora.

Como es conocido, el silicio es el material semiconductor mas utilizado en la tecnología fotovoltaica. Pero primeramente es necesario obtener el silicio como un cristal de gran pureza y después doparlo con

impurezas en concentraciones infinitesimales (de  $10^{16}$  a  $10^{19}$  átomos de impurezas por  $\text{cm}^3$ ). Añadiendo al silicio impurezas de fósforo o arsénico, el silicio pasa a ser de tipo n. En cambio, si las impurezas añadidas son de boro o galio, lo convierten en tipo p. Este proceso es costoso y tecnológicamente muy complejo, razón por la que las células fotovoltaicas sean caras y requieran una tecnología de vanguardia.

El fenómeno que justifica el comportamiento de los semiconductores tiene que ver con la distribución de los átomos en la estructura cristalina. Un átomo de silicio es como un tetraedro. Así, cuando se introduce un átomo de dopaje tipo p como el fósforo el resultado es un electrón libre que puede viajar por el cristal de silicio. En cambio, en los semiconductores tipo n, como el silicio dopado con boro, quedan cargas de signo positivo.

Cuando un fotón incide sobre el semiconductor, como consecuencia del efecto fotoeléctrico, se rompen los enlaces químicos y se genera una corriente eléctrica, con un valor variable según la temperatura ambiente, que reconducirá el movimiento de electrones en la dirección y sentido de la llamada unión p-n. En otras palabras, los fotones de la luz producen una tensión eléctrica parecida a la que se produce en los bornes de una pila seca. Mediante contactos metálicos en cada una de las caras, se puede capturar esa energía eléctrica para con ello poder utilizarla en distintas aplicaciones.

#### **4.5. APLICACIONES DEL EFECTO FOTOVOLTAICO**

Como se ha comentado anteriormente, el efecto fotovoltaico (FV) es la base del proceso mediante el cual una célula FV convierte la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas. Estos fotones son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una célula FV, pueden ser reflejados o absorbidos, o pueden pasar a su través. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un

electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Las partes más importantes de la célula solar son las capas de semiconductores, ya que es donde se crea la corriente de electrones. Estos semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentemente dopadas (tipo p y tipo n) para formar un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en la otra. Cuando la luz solar incide en la célula se liberan electrones que pueden ser atrapados por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica. Es por ello que estas células se fabrican a partir de este tipo de materiales, es decir, materiales que actúan como aislantes a bajas temperaturas y como conductores cuando se aumenta la energía incidente sobre ellos.

Desgraciadamente no hay un tipo de material ideal para todos los tipos de células y aplicaciones. Además de los semiconductores las células solares están formadas por una malla metálica superior u otro tipo de contacto para recolectar los electrones del semiconductor y transferirlos a la carga externa y un contacto posterior para completar el circuito eléctrico.

El rendimiento de conversión, esto es, la proporción de luz solar que la célula convierte en energía eléctrica, es fundamental en los dispositivos fotovoltaicos, ya que el aumento del rendimiento hace de la energía solar FV una energía más competitiva que otras fuentes (por ejemplo la energía de origen fósil).

Estas células, conectadas unas con otras, encapsuladas y montadas sobre una estructura soporte o marco, conforman un módulo fotovoltaico. Los módulos están diseñados para suministrar electricidad a un determinado voltaje (normalmente 12 ó 24 V).

También en la parte superior de la célula hay un vidrio u otro tipo de material encapsulante transparente para sellarla y protegerla de las condiciones ambientales, y una capa antireflexiva para aumentar el número de fotones absorbidos.

Esta estructura del módulo protege a las células del medioambiente y son muy durables y fiables. Aunque un módulo puede ser suficiente para muchas aplicaciones, dos o más módulos pueden ser conectados para formar un generador fotovoltaico..

Los generadores o módulos fotovoltaicos producen corriente continua (DC) y pueden ser conectados en serie y/o paralelo para producir cualquier combinación de corriente y tensión. Un módulo o generador fotovoltaico por sí mismo no bombea agua o ilumina una casa durante la noche. Para ello es necesario un sistema fotovoltaico completo que consiste en un generador fotovoltaico junto a otros componentes, conjuntamente conocidos como "resto del sistema" o BOS (del inglés *balance of system*). Estos componentes varían y dependen del tipo de aplicación o servicio que se quiere proporcionar. Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar como autónomos o conectados a la red eléctrica, o según el tipo de aplicación como:

- Electrificación rural (lugares de difícil emplazamiento y acceso, viviendas de uso temporal, refugios de montaña).
- Electrificación doméstica (todo uso eléctrico en viviendas unifamiliares, comunidades y cooperativas).
- Telecomunicaciones terrestres (telefonía terrestre y móvil, comunicación para navegación aérea y marítima, repetidores y reemisores de radio y televisión, radioteléfonos...).
- Telecomunicaciones espaciales (los paneles solares de los satélites les dan una autonomía indefinida).

- Seguridad y señalización (dispositivos de alarma, señalización, faros, pasos de trenes, aeropuertos, autopistas...).



**Figura 19. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.**

## 5. TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

### 5.1. GENERALIDADES

Se define como sistema fotovoltaico el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar y transformar la energía solar disponible, transformándola en utilizable como energía eléctrica.

Estos sistemas, independientemente de su utilización y del tamaño de potencia, se pueden dividir en dos categorías:

- **aislados (*stand alone*)**
  
- **conectados a la red (*grid connected*)**

La estructura física de un sistema fotovoltaico (aislado o conectado a la red) puede ser muy diferente, pero normalmente se pueden distinguir tres elementos fundamentales: el campo fotovoltaico, sistema de acondicionamiento de la potencia y el sistema de adquisición de datos.

### 5.2. SISTEMAS AISLADOS

Los sistemas aislados se utilizan normalmente para proporcionar electricidad a los usuarios con consumos de energía muy bajos para los cuales no compensa pagar el coste de la conexión a la red, y para los que sería muy difícil conectarlos debido a su posición poco accesible.

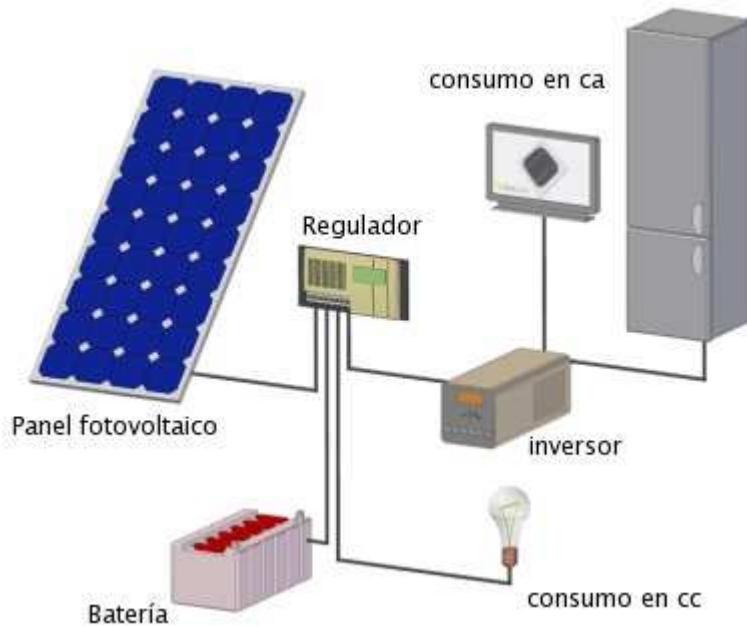
Los sistemas aislados, por el hecho de no estar conectados a la red eléctrica, normalmente están equipados con sistemas de acumulación de la energía producida. La acumulación es necesaria porque el campo fotovoltaico puede proporcionar energía sólo en las horas diurnas, mientras que a menudo la mayor demanda por parte del usuario se concentra en las horas de la tarde y de la noche.

Durante la fase de insolación es, por tanto, necesario prever una acumulación de la energía no inmediatamente utilizada, que es proporcionada a la carga cuando la energía disponible es reducida e incluso nula.

Una configuración de este tipo implica que el campo fotovoltaico debe estar dimensionado de forma que permita, durante las horas de insolación, la alimentación de la carga y de la recarga de las baterías de acumulación.

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico aislado son: módulos fotovoltaicos, regulador de carga, inversor y sistema de acumulación (baterías de acumulación).

En este tipo de sistemas, la energía producida por los módulos fotovoltaicos es almacenada en baterías de acumulación. La carga es alimentada a través del regulador de carga, por la energía acumulada en las baterías.



**Figura 20. Esquema de un sistema fotovoltaico aislado.**

El regulador de carga sirve fundamentalmente para preservar los acumuladores de un exceso de carga por el generador fotovoltaico y de la

descarga por el exceso de uso. Ambas condiciones son nocivas para la correcta funcionalidad y la duración de los acumuladores.

Ya que normalmente la potencia requerida por el usuario no es proporcional a la radiación solar (y, por consiguiente, a la producción eléctrica de un sistema fotovoltaico) una parte de la energía producida por el campo fotovoltaico tiene que ser almacenada para poder ser reutilizada cuando el usuario la necesite. Este es la finalidad del sistema de acumulación.

Un sistema de acumulación está formado por un conjunto de acumuladores recargables, dimensionado de forma que garantice la suficiente autonomía de alimentación de la carga eléctrica. Las baterías que se utilizan con esta finalidad son acumuladores de tipo estacionario y sólo en casos muy especiales es posible utilizar baterías tipo automoción.

Las baterías para uso fotovoltaico tienen que cumplir los siguientes requisitos:

- Bajo valor de auto descarga.
- Larga vida útil
- Manutención casi nula
- Elevado número de ciclos de carga-descarga

La tecnología actual permite usar baterías de plomo ácido de larga duración (más de 6 años), con exigencias de mantenimiento casi nulas.

En cuanto al inversor, su finalidad en los sistemas aislados es la de transformar corriente continua (CC) producida por el campo fotovoltaico, en

corriente alterna (CA), necesaria para la alimentación directa de los usuarios.

En este caso, el inversor tiene que estar dimensionado para poder alimentar directamente la carga que se le quiere conectar.

Es evidente que, de todos modos, el inversor en este tipo de instalaciones (sistemas aislados) no es un componente indispensable. De hecho, es posible incluso alimentar directamente con corriente continua de baja tensión la carga.

### **5.3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED.**

Los sistemas conectados en red, en cambio, normalmente no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica; al contrario, durante las horas de insolación escasa o nula, la carga viene alimentada por la red. Un sistema de este tipo, desde el punto de vista de la continuidad de servicio, resulta más fiable que uno no conectado a la red que, en caso de avería, no tiene posibilidad de alimentación alternativa.

En este caso, se pueden obtener sistemas de alta fiabilidad integrando el sistema aislado con una fuente energética tradicional, por ejemplo, diesel (sistema híbrido diesel-fotovoltaico).

La tarea de los sistemas conectados a la red es, por tanto, la de introducir en la red la mayor cantidad posible de energía.

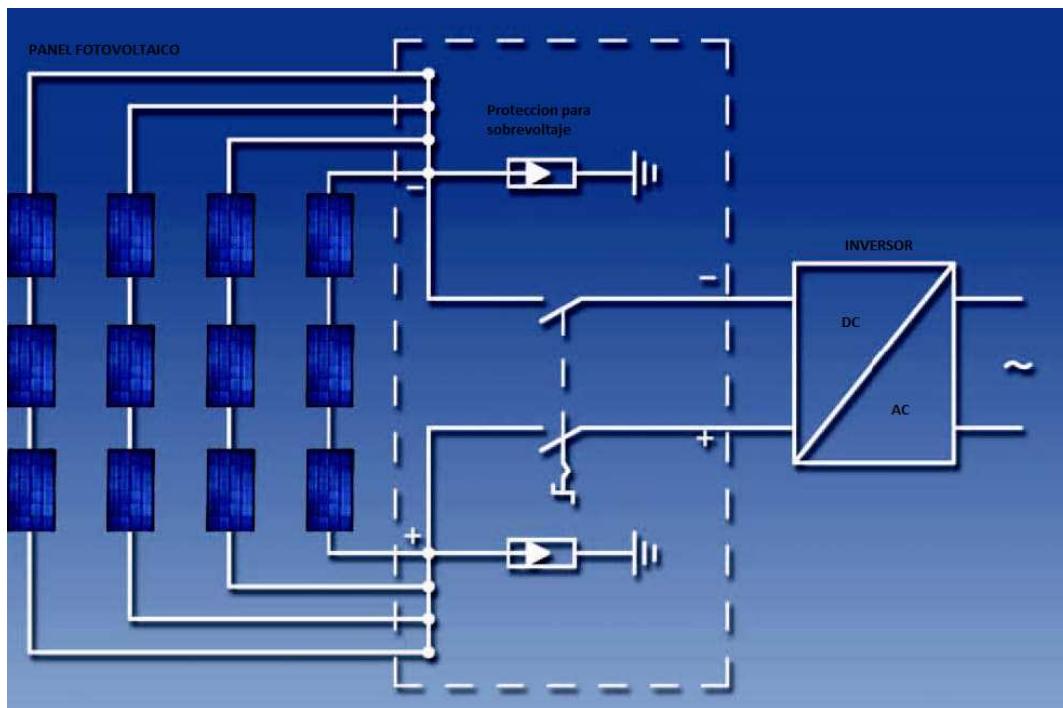
En los sistemas conectados a red es necesario conectar con las líneas de distribución, cumpliendo con los requisitos demandados por la compañía eléctrica. También se incluirá un sistema de medición, mediante el que el propietario, una vez que dispone del Régimen Especial de Producción de Energía (REPE), factura la producción que ha generado.

Es necesario tener en cuenta que en el caso de considerar sistemas sin acumulación conectados en red, es la red misma la que desempeña la tarea de acumulador, de capacidad infinita. La carga la representa, en cambio, el usuario conectado a la red, como sucede en cualquier otro sistema “grid connected”.

Las principales componentes que forman un sistema fotovoltaico conectado a la red son:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversor para la conexión a red.
- Dispositivo de intercambio con la red eléctrica
- Contador de energía bidireccional.

El inversor es uno de los componentes más importantes en los sistemas conectados a red, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga.



**Figura 21. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red mediante un solo inversor.**

El inversor, es un dispositivo que transforma la energía continua producida por los módulos (12V, 24V, 48V,...) en energía alterna (generalmente 220V), para alimentar el sistema y/o introducirla en la red, con la que trabaja en régimen de intercambio.

Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados generalmente con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico. Este dispositivo sigue el punto de máxima potencia (MPPT) y tiene justamente la función de adaptar las características de producción del campo fotovoltaico a las exigencias de la carga.

El dispositivo de intercambio con la red sirve para que la energía eléctrica introducida en la red tenga todas las características requeridas por la misma.

Finalmente, el contador de energía mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento.



Figura 22. Esquema de sistema conectado a red con conexión y contaje.

## 6. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

### 6.1. LA CELULA SOLAR

#### 6.1.1. *Configuración de la célula solar*

Al dopar un cristal, además de aumentar su conductividad, se le convierte en receptor de huecos o electrones, lo cual tiene su aplicación en las uniones p-n que se utilizan en las células fotovoltaicas, ya que los pares electrón-hueco inducidos por la radiación debe evitarse que vuelvan a recombinarse, para lo cual es útil su separación mediante el potencial creado en estas uniones.

El cristal de tipo n puede absorber mas electrones aunque excedan de los necesarios para enlazar los átomos debido a que no hay neutralidad eléctrica; los de tipo p absorben huecos.

Así pues, entre los terminales abiertos de una unión p-n se obtiene una fuerza electromotriz fotovoltaica. Entre los extremos del diodo formado por la unión p-n se crea un potencial fotovoltaico que varía en magnitud para cada semiconductor que crece logarítmicamente con la intensidad de la radiación.

En una célula solar la luz incide generalmente sobre una lámina de tipo n de un grosor muy fino y penetra suficientemente en el cristal como para crear pares electrón-hueco en las proximidades de la unión con el cristal de tipo p. Por lo tanto, el grosor de la lámina superior influye en el rendimiento y deberá ser menor, por lo general, que 1  $\mu\text{m}$ .

Así, al irradiar la célula, la lámina de tipo n recogerá los electrones, mientras que la de tipo p recogerá los huecos de los pares creados estableciéndose entonces la diferencia de potencial dentro del cristal. Obtenemos corriente eléctrica con un circuito que une eléctricamente las láminas tipo p y n.

De este modo, los electrones de la lámina de tipo n pueden moverse hacia la lámina de tipo p. De aquí encontramos varias dificultades para obtener un buen rendimiento de las células:

- El semiconductor ofrece una resistencia al paso de la corriente cuando va desde las proximidades entre las zonas de tipo n y tipo p hasta los puntos en que la corriente entra en el circuito externo.
- Habrá más corriente cuanto mayor sea el contacto de las láminas con el conductor, sin embargo, la lámina superior debe ofrecer la mayor superficie posible a la radiación.
- El conductor deberá ser un material con la menor resistencia posible, lo cual exige usar metales muy caros como oro o platino.

En el proceso por el cual un electrón absorbe un fotón pueden considerarse varios casos:

- Que el fotón sea suficientemente energético como para que la energía absorbida por el electrón baste para moverlo a la banda de conducción, en cuyo caso sólo se aprovechará la energía suficiente para saltar el gap y se perderá el resto en forma de calor, disminuyendo el rendimiento del dispositivo fotovoltaico. Para evitar esta pérdida de eficiencia pueden tomarse varias medidas que se citaran más adelante.
- La parte del espectro de longitud de onda suficientemente larga, relativamente al gap del semiconductor en consideración, no se aprovechará ya que los fotones no

tendrán suficiente energía corno para mover los electrones a la banda de conducción.

De cualquier forma, la estructura más conveniente es la de una película delgada en la cara de la célula sobre la que incide la luz y en la capa del tipo opuesto se ha de procurar que la longitud de difusión de los portadores minoritarios sea lo mayor posible.

La eficiencia también mejora haciendo grande 1a vida media de los portadores minoritarios en los materiales tipo p y tipo n o también haciendo que los materiales utilizados tengan, tanto altas movilidades de electrones como de huecos.

En cuanto a las pérdidas de rendimiento, podemos decir que existen limitaciones físicas absolutas:

- Absorción incompleta de la radiación por la célula.
- Utilización de una parte únicamente de la energía del fotón para crear pares electrón-hueco.
- Pérdidas dadas por el "Factor de voltaje" (relación entre la tensión a circuito abierto de la célula y la diferencia entre la potencia de conducción del electrón y la de valencia.)
- Pérdidas dadas por el "Factor Curvo" (relación entre la tensión a circuito abierto de la célula y la tensión ideal de la unión p-n).

Estas limitaciones absolutas pueden minimizarse utilizando el material semiconductor adecuado esto es, con parámetros óptimos en cuanto a lo que se refiere a:

- Pérdidas por reflexión.
- Aprovechamiento incompleto de los pares electrón-hueco debido a la difusión en la unión p-n..
- Pérdidas por resistencia interna del semiconductor. Pueden hacerse casi desaparecer técnicamente.

### 6.1.2. El silicio

El silicio es un elemento químico metaloide, número atómico 14 y situado en el grupo 4 de la tabla periódica de los elementos formando parte de la familia de los carbonoideos de símbolo Si. Es el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre (27,7% en peso) después del oxígeno. Se presenta en forma amorfa y cristalizada; el primero es un polvo parduzco, más activo que la variante cristalina, que se presenta en octaedros de color azul grisáceo y brillo metálico.



**Figura 23. Silicio amorfo (izda.) y Silicio cristalino (dcha.).**

Sus propiedades son intermedias entre las del carbono y el germanio. En forma cristalina es muy duro y poco soluble y presenta un brillo metálico y color grisáceo. Aunque es un elemento relativamente inerte y resiste la acción de la mayoría de los ácidos, reacciona con los halógenos

y álcalis diluidos. El silicio transmite más del 95% de las longitudes de onda de la radiación infrarroja.

Se prepara en forma de polvo amorfo amarillo pardo o de cristales negros-grisáceos. Se obtiene calentando sílice, o dióxido de silicio ( $\text{SiO}_2$ ), con un agente reductor, como carbono o magnesio, en un horno eléctrico. El silicio cristalino tiene una dureza de 7, suficiente para rayar el vidrio, de dureza de 5 a 7. El silicio tiene un punto de fusión de 1.411 °C, un punto de ebullición de 2.355 °C y una densidad relativa de 2,33. Su masa atómica es 28,086.

Se disuelve en ácido fluorhídrico formando el gas tetrafluoruro de silicio,  $\text{SiF}_4$  (ver flúor), y es atacado por los ácidos nítrico, clorhídrico y sulfúrico, aunque el dióxido de silicio formado inhibe la reacción. También se disuelve en hidróxido de sodio, formando silicato de sodio y gas hidrógeno. A temperaturas ordinarias el silicio no es atacado por el aire, pero a temperaturas elevadas reacciona con el oxígeno formando una capa de sílice que impide que continúe la reacción. A altas temperaturas reacciona también con nitrógeno y cloro formando nitruro de silicio y cloruro de silicio respectivamente.

El silicio constituye un 28% de la corteza terrestre. No existe en estado libre, sino que se encuentra en forma de dióxido de silicio y de silicatos complejos. Los minerales que contienen silicio constituyen cerca del 40% de todos los minerales comunes, incluyendo más del 90% de los minerales que forman rocas volcánicas. El mineral cuarzo, sus variedades (cornalina, crisoprasa, ónix, pedernal y jaspe) y los minerales cristobalita y tridimita son las formas cristalinas del silicio existentes en la naturaleza. El dióxido de silicio es el componente principal de la arena. Los silicatos (en concreto los de aluminio, calcio y magnesio) son los componentes principales de las arcillas, el suelo y las rocas, en forma de feldespatos, anfíboles, piroxenos, micas y ceolitas, y de piedras semipreciosas como el olivino, granate, zircón, topacio y turmalina.

Aplicaciones:

Se utiliza en aleaciones, en la preparación de las siliconas, en la industria de la cerámica técnica y, debido a que es un material semiconductor muy abundante, tiene un interés especial en la industria electrónica y microelectrónica como material básico para la creación de chips que se pueden implantar en transistores, pilas solares y una gran variedad de circuitos electrónicos. El silicio es un elemento vital en numerosas industrias. El dióxido de silicio (arena y arcilla) es un importante constituyente del hormigón y los ladrillos, y se emplea en la producción de cemento portland. Por sus propiedades semiconductoras se usa en la fabricación de transistores, células solares y todo tipo de dispositivos semiconductores; por esta razón se conoce como Silicon Valley (Valle del Silicio) a la región de California en la que concentran numerosas empresas del sector de la electrónica y la informática. Otros importantes usos del silicio son:

- Como material refractario, se usa en cerámicas, vidriados y esmaltados.
- Como elemento fertilizante en forma de mineral primario rico en silicio, para la agricultura.
- Como elemento de aleación en fundiciones.
- Se usa en láseres para obtener una luz con una longitud de onda de 456 nm.

El silicio es un semiconductor; su resistividad a la corriente eléctrica a temperatura ambiente varía entre la de los metales y la de los aislantes.

La conductividad del silicio se puede controlar añadiendo pequeñas cantidades de impurezas llamadas dopantes. La capacidad de controlar las propiedades eléctricas del silicio y su abundancia en la naturaleza han posibilitado el desarrollo y aplicación de los transistores y circuitos integrados que se utilizan en la industria electrónica.

**El silicio cristalino:**

Los cristales de silicio cristalino pueden tener dos configuraciones básicas:

- Silicio monocristalino.
  
- Silicio policristalino.

Las características fundamentales de estas configuraciones para la realización de células solares son:

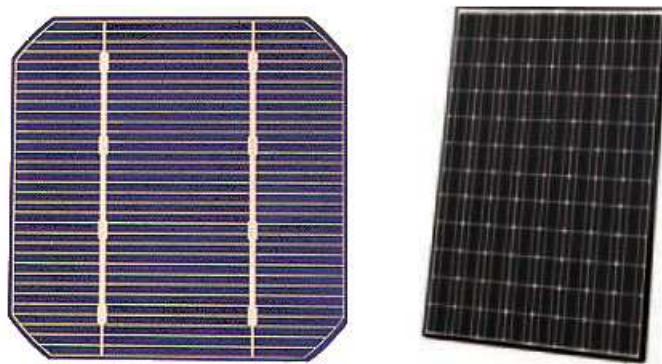
**Silicio monocristalino:**

- Rendimiento energético hasta el 15 – 18 %.
  
- Se requiere un elaborado proceso de manufactura, que consume enormes cantidades de energía eléctrica, incrementando substancialmente el costo del material semiconductor.
  
- La estructura cristalina provee una superficie de brillo uniforme.

**Silicio policristalino:**

- Rendimiento energético hasta el 12 – 15 %.

- Se obtiene fundiendo el material semiconductor, el que es vertido en moldes rectangulares. Su estructura cristalina no es uniforme, de ahí el nombre de poli (muchos) y cristalino (cristales).
- La estructura cristalina muestra zonas de brillo diferente.



**Figura 24. Células de silicio monocristalino (izda.) y policristalino (dcha.).**

En el Silicio la mayor pérdida de eficiencia de las citadas al principio, corresponde a la colección incompleta de los pares electrón-hueco. Esto podría evitarse disminuyendo el grosor de la capa p y aumentando la movilidad de los electrones que podrían alcanzar en mayor número el circuito externo.

Aumentando el nivel de dopado se mejoraría el rendimiento en la colección, sin embargo, disminuiría al mismo tiempo, la movilidad de los portadores, por lo que no se habría ganado en rendimiento.

En cuanto a la relación coste/rendimiento, las células de Silicio actuales son bastante caras, variando según los métodos con que se han obtenido. Los métodos que dan mejores rendimientos a las células de Silicio son:

- a) El método de crecimiento de **Czochralski**, en el que se hace girar una semilla de cristal sumergida en el cristal de Silicio

fundido a la vez que se saca lentamente. Se pierde hasta un 70% del Silicio al cortarlo para obtener los sustratos finales. Se obtienen con él células que operan entre 15 y 18% de rendimiento.

- b) El proceso **Westinghouse**, por el que se forma una cinta estrecha de Silicio entre dos semillas y se tira hacia arriba de un fundido súper enfriado de Silicio, Se pueden obtener  $24 \text{ cm}^2$  /minuto con rendimientos del 12%.
- c) Proceso **E.F.G. o de Borde Definido**. Es otra técnica de Formación de cinta, esta vez se tira de ella haciéndola pasar a través de la ranura que dejan dos moldes de Grafito, obteniéndose grosores de 0'25 mm., con rendimientos del 11%.
- d) Proceso **R.T.R.**, en el que se hacen crecer en vapor capas de Silicio sobre un sustrato temporal del que se obtendrán las láminas que se someterán a un refinado de zona usando rayos láseres enfocados, consiguiendo rendimientos del 9-10%.

En el caso del silicio policristalino hay que, al menos, cortar y pulir las láminas. Se obtienen eficiencias entre 13 y 16% para  $20 \text{ cm}^2$  y 10% para  $100 \text{ cm}^2$ , en las que no parece perjudicar la policristalinidad. Se han obtenido por solidificación dirigida lingotes largos con 14% de eficiencia.

Existen otros métodos para la producción del silicio cristalino:

- Pueden obtenerse cristales de Silicio en capas de 15-30  $\mu$  de grosor por medio de solidificación unidireccional seguida de crecimiento epitaxial con eficiencias entre 10 y 12'5%.

- A partir del proceso de implantación de iones con templamiento térmico del Silicio se han obtenido eficiencias entre 14 y 16%.
- Produciendo el templamiento en células fotovoltaicas de Silicio policristalino con iones implantados por medio de láser se obtienen eficiencias superiores al 14%.
- Bombardeando con un haz de Oxido de Indio-Estaño ( ITO) Silicio tipo p de cristal simple, se han obtenido eficiencias entre 13 y 15%. El óxido de Indio-Estaño depositado pulverizado sobre silicio tipo n ha dado eficiencias del 12 % para Silicio simple y 10 % para Silicio policristalino.
- Células de Silicio con Fósforo difundido hasta una profundidad. de 0'5  $\mu$  a una concentración de alto nivel muestran rendimientos entre 11 y 14%.

#### El silicio amorfo:

Las células fotovoltaicas de silicio amorfo son una de las tecnologías más mejoradas dentro de la tecnología fotovoltaica. El punto más importante que podemos rescatar en ellas es el aprovechamiento que se hace del silicio durante su diseño. Con las placas monocristalinas, compuestas por un cristal entero, y policristalinas, compuestas por varios cristales pequeños, por lo general durante su confección se pierde casi la mitad del silicio en forma de polvo al cortar las placas, lo cual no ocurre con las células fotovoltaicas de silicio amorfo. La nueva tecnología de silicio amorfo consiste en una tecnología de lámina delgada que es creada depositando silicio sobre un sustrato de vidrio de un gas reactivo, como por ejemplo puede ser el silano ( $\text{SiH}_4$ ). Podemos agrupar a las células

fotovoltaicas de silicio amorfo dentro de las tecnologías de lámina delgada. Este tipo de célula solar es posible de ser aplicada como película a sustratos de bajo costo como el cristal o el plástico.

Lógicamente aquí será como si imprimiésemos los paneles solares, pudiendo adaptarlos a superficies económicas. Una de las principales consecuencias que se desprenden de esto es que los costos de los paneles solares tendrían que bajar. Lógicamente que un contenedor del panel que sea de plástico será mucho más barato que hacer un panel solar tradicional, sin embargo en la realidad los precios de las células fotovoltaicas de silicio amorfo realmente no se reducen mucho.

Esto es debido a que la tecnología que permite utilizar silicio amorfo es de por sí muy cara, por lo cual lo que se reduce en costos de la utilización de sustratos como por ejemplo el plástico se compensa en la impresión de la película de silicio. Lógicamente para que los costos de las células fotovoltaicas de silicio amorfo se reduzcan y las mismas puedan competir en el mercado con las células mono y policristalinas lo que tendrá que ocurrir es que la tecnología se vuelva más barato en su producción. Por lo general se cree que el silicio en su versión líquida es estable, sin embargo en la mezcla que contiene el silicio, los cristales del mismo tienden a bajar, por lo que se necesita una sustancia que amalgame los cristales en la superficie de manera que estos puedan generar el efecto fotovoltaico. Por esta razón el balance químico del silicio utilizado en las células fotovoltaicas de silicio amorfo es realmente complicado.



**Figura 25. Célula fotovoltaica de silicio amorfo**

## Características

En otras versiones, como en las células monocristalinas, donde lo único que hay que hacer es cortar el material esto resulta mucho más fácil y económico. Las células fotovoltaicas de silicio amorfo tienen sin embargo una ventaja en relación a otro tipo de células fotovoltaicas. Estas absorben más la radiación solar, pudiendo producir mayor energía a través del efecto fotovoltaico. Si tomamos que el rendimiento de los paneles solares normales es de un 10%, podríamos decir comparativamente que con las células fotovoltaicas de silicio amorfo podríamos llegar a aproximadamente a un 18%. Aunque esta cifra pueda parecer pequeña, esto es realmente un gran avance en el diseño de placas fotovoltaicas, las cuales tienen tanto conflicto a nivel de la eficiencia. Otra ventaja importante de este tipo de sistema es la reducción del espacio. Las láminas de silicio amorfo son realmente muy delgadas, y si encontramos un sustrato sobre el cual aplicarlas que resulta cómodo podremos llegar a obtener un panel solar realmente versátil. Por otro lado con este sistema el peso de los paneles se reducirá de sobremanera.

De por sí la lámina tiene muy poco peso, y si elegimos un soporte como el de plástico encontraremos que los paneles serán extremadamente fáciles de trasladar. Esto es muy importante debido a que por lo general las distancias que se deben cubrir entre los lugares donde los paneles son fabricados y su destino final son realmente grandes, y el hecho de que los mismos sean muy pesados dificulta de sobremanera el traslado. Otra gran ventaja de las células fotovoltaicas de silicio amorfo es su gran adaptabilidad. Ya que estas funcionan como si las imprimiésemos sobre un sustrato, podemos llegar a utilizarlas sobre sustratos curvos.

Podemos ver que debido a sus características solamente el silicio amorfo nos da la posibilidad de tener paneles curvos o también de aplicarlos a rincones o lugares inaccesibles. Con los paneles monocristalinos tradicionales la estructura será bastante rígida y no tendremos más opción que dedicarle un lugar espacioso al panel. Como

vemos, las células fotovoltaicas de silicio amorfo nos ofrecen muchas ventajas. El precio de las mismas sigue siendo hoy en día un tema controversial, pero será cuestión de esperar un poco más los avances de la tecnología para que la producción de estas células se vuelva más masificada. Sin embargo quienes puedan realizar esta inversión ahora podrán disfrutar de todos los beneficios de estas células y a su vez incentivar la venta y producción de las mismas, lo cual a la larga bajará los precios de venta.

#### El arseniuro de Galio (GaAS):

Otro de los materiales, con los que comúnmente se fabrican las células fotovoltaicas es el arseniuro de Galio.

El Arseniuro de galio (GaAs) es un compuesto de galio y arsénico. Es un importante semiconductor y se usa para fabricar dispositivos como circuitos integrados a frecuencias de microondas, diodos de emisión infrarroja, diodos láser y células fotovoltaicas.

La masa efectiva de la carga eléctrica del GaAs tipo N dopado es menor que en el silicio del mismo tipo, por lo que los electrones en GaAs se aceleran a mayores velocidades, tardando menos en cruzar el canal del transistor. Esto es muy útil en altas frecuencias, ya que se alcanzará una frecuencia máxima de operación mayor.

Esta posibilidad y necesidad de trabajar con circuitos que permitan actuar a mayores frecuencias tiene su origen en las industrias de defensa y espacial, en el uso de radares, comunicaciones seguras y sensores. Tras el desarrollo por parte de programas federales, pronto el GaAs se extendió a los nuevos mercados comerciales, como redes de área local inalámbricas (WLAN), sistemas de comunicación personal (PCS), transmisión en directo por satélite (DBS), transmisión y recepción por el consumidor, sistemas de posicionamiento global (GPS) y comunicaciones móviles. Todos estos mercados requerían trabajar a frecuencias altas y poco ocupadas que no podían alcanzarse con silicio ni germanio.

Además, esto ha afectado a la filosofía de fabricación de semiconductores, empleándose ahora métodos estadísticos para controlar la uniformidad y asegurar la mejor calidad posible sin afectar gravemente al coste. Todo esto posibilitó también la creación de nuevas técnicas de transmisión digital a mayor potencia de radiofrecuencia y amplificadores de baja tensión/bajo voltaje para maximizar el tiempo de operación y de espera en dispositivos alimentados por baterías.

El arseniuro de Galio VS Silicio y Germanio:

Las propiedades físicas y químicas del GaAs complican su uso en la fabricación de transistores al ser un compuesto binario con una conductividad térmica menor y un mayor coeficiente de expansión térmica (CET o CTE), mientras que el silicio y el germanio son semiconductores elementales. Además, los fallos en dispositivos basados en GaAs son más difíciles de entender que aquellos en el silicio y pueden resultar más caros, al ser su uso mucho más reciente.

Pero comparando la relación calidad y precio, el valor añadido del GaAs compensa los costos de fabricación, además de que los mercados indicados están en continuo crecimiento, que demandan esta tecnología que permita mayores frecuencias, lo que ayudará a abaratar costos.

La ventaja del arseniuro de galio sobre el silicio de grado solar es que ofrece casi el doble de eficiencia. La gran desventaja, que explica su poca utilización, es el precio.



**Figura 27. Fragmento de Galio.**

### **6.1.3. Características típicas de las células solares.**

Las características que cumplen todas las células solares en mayor o menos medida son:

- Superficie activa
- Material antirreflectante
- Forma geométrica y dimensiones
- Eficiencia de la conversión.

#### Superficie activa:

Se define como superficie activa la parte del área total de la celula fotovoltaica que interviene en el proceso de conversión.

En las primeras células que se fabricaban, era bastante común que la conexión a uno de los materiales semiconductores se realizase con diminutos trazos metálicos en la parte frontal (el área expuesta al sol). Este proceso trae consigo una disminución del área activa de la célula.

En la actualidad hay modelos de célula que se construyen de modo que el conexionado entre la zona p y la zona n del semiconductor se realiza en la parte posterior de la célula. Gracias a este proceso de fabricación se consigue incrementar el área activa de la célula, sin necesidad de aumentar la superficie total de la misma.

#### Material antirreflectante:

De no ser tratada, la superficie del material semiconductor que está expuesta a la luz incidente tiende a reflejar una porción de la misma, disminuyendo la cantidad de energía luminosa que puede llegar al par semiconductor.

Para evitar esta perdida, el fabricante deposita una finísima capa de material antirreflectante.

Forma geométrica y dimensiones:

El método de fabricación determina la forma geométrica de la célula fotovoltaica.

Los primeros modelos que se realizaron tenían forma circular. Actualmente las células que se fabrican poseen forma cuadrada, ya sea con los vértices redondeados o con esquinas a 90º.

En los modelos de mercado, generalmente, una celula tiene un grosor que varia entre los 0,25 y los 0,35 mm y una forma generalmente cuadrada, con una superficie aproximadamente igual a 12 x 12 cm<sup>2</sup>.

La eficiencia de la conversión:

Es la relación entre la energía eléctrica generada y la energía luminosa utilizada para obtenerla. Esta relación es dada en forma porcentual, como se muestra a continuación:

$$\mu(\%) = \frac{\text{Energía generada}}{\text{Energía incidente}} \times 100$$

El símbolo  $\mu$  es la letra griega nu, que es usualmente utilizada para expresar eficiencias. En la actualidad, las células fotovoltaicas producidas en escala industrial tienen una eficiencia de conversión que oscila entre un 12 y un 18 %.

El valor teórico máximo para la eficiencia de una célula fotovoltaica que responde solamente a un rango reducido del espectro luminoso, es de alrededor del 25 al 28 %, dependiendo del material semiconductor.

Las células fotovoltaicas que utilizan semiconductores monocristalinos tienen una eficiencia mayor a las que emplean el semiconductor policristalino, debido a que las imperfecciones en la estructura de este último disminuyen el número de pares de carga que quedan libres para conducir la corriente.

#### **6.1.4. Proceso de fabricación de células solares.**

El aumento en el consumo de la energía, va también ligado a un agotamiento en los combustibles fósiles, provocando por ende un aumento de precios en la generación con hidrocarburos tales como el gas natural, el petróleo, la electricidad, etcétera.

Junto a esto no se ha calculado el alto nivel de dependencia energética que se tienen en la generación termoeléctrica, por eso es necesario pensar y analizar profundamente el uso inmediato de fuentes de energías renovables como lo es en este caso la energía solar. Una celda solar es un dispositivo, que es el encargado de convertir la energía de la luz del sol en energía eléctrica en forma directa, sin la necesidad de piezas móviles o algún tipo de combustión.

En una fábrica de célula fotovoltaica, se emplean muchos reactivos que junto a las máquinas especiales de ensamblado permiten que hoy las utilicemos en los paneles solares y que sean las partes más importantes de los módulos.



**Figura 28. Fabricación de células fotovoltaicas**

El procedimiento que posee una fábrica de célula fotovoltaica, podemos dividirla en varias fases: Siendo la primera obviamente la obtención del silicio, a partir de las rocas ricas en cuarzo, mediante el proceso de reducción con carbono, se obtiene el silicio con una pureza aproximada de 99 %.

En las fábricas de células fotovoltaicas, se purifica el silicio, de manera que los diferentes procesos químicos, den como resultado los compuestos libres de impurezas. Cabe destacar que además son estas fábricas las encargadas de ensamblar las piezas para dar como resultado los paneles que conocemos hoy en día.

Son tres los procedimientos más importantes para la purificación, y la obtención del silicio grado solar, que proporcionan un producto casi tan eficaz como el del grado semiconductor pero a un menor costo.

Continuando con el trabajo que se realiza en la fábrica de célula fotovoltaica, tenemos la segunda fase que es en donde se cristaliza el silicio. Una vez fundido el silicio, se inicia la cristalización, a partir de una semilla. Dicha semilla es extraída del silicio fundido, este es solidificado de forma cristalina, resultando un mono cristal.

En la tercera etapa, el silicio así obtenido tiene formas de lingotes, también se plantean otros métodos capaces de producir directamente el silicio en láminas. La obtención de las obleas, tienen un proceso de corte de gran importancia, en la que los empleados trabajan con máquinas cortadoras para láminas a partir de los lingotes. Los cortes deben ser cuidadosos, ya que se puede perder mucho material.

Ya en la cuarta fase de la fábrica de célula fotovoltaica, se mejoran los cortes de los lingotes, y se perfeccionan las superficies, y se le retiran los restos mediante el procedimiento llamado decapado. Se texturiza la oblea, para las presentaciones monocristalinos, porque las policristalinas no admiten este tipo de procesos. Entonces se aprovechan las propiedades cristalinas para la obtención de superficies que absorban la radiación solar incidente, después de esto se pasa a la formación de la unión mediante deposición de distintos materiales, y su integración en la estructura del silicio cristalino.

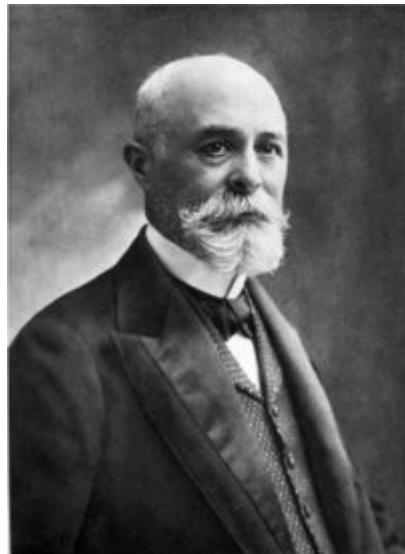
Por último en la fase final de la fábrica de célula fotovoltaica, se da paso a la formación de los contactos metálicos de la célula, en forma de

rejilla en la cara iluminada por el sol y continuo en la cara posterior. La formación de los contactos en la cara iluminada se realiza mediante técnicas serigráficas, empleando la más recientemente tecnología láser para obtener contactos de mejor calidad y rendimiento. Es en esta etapa en la que se puede añadir una capa antirreflexiva, sobre las células fotovoltaicas, a fin de mejorar las posibilidades de la absorción de la radiación solar.

El contacto metálico de la cara sobre la cual incide la radiación solar suele tener forma de rejilla, de modo que permita el paso de la luz y la extracción de corriente simultáneamente. La otra cara está totalmente cubierta por el metal. De esta manera se ha explicado la forma más conocida de cómo trabaja una convencional fabrica de células fotovoltaicas, pero en la actualidad ya están fabricando células fotovoltaicas que tienen la capacidad de ensamblarse solas, es decir que se pueden desarmar y volver a armarse rápidamente, con solamente agregarles una solución.

#### **6.1.5. Productores de células fotovoltaicas.**

Debido al gran negocio que hoy en día significan las celdas fotovoltaicas, podemos ver una expansión de la fabricación de estos productos en el mercado. Hoy en día podemos encontrar productores de celdas fotovoltaicas en muchísimos de los países desarrollados, en especial en las grandes ciudades. Pero, ¿cómo fueron los orígenes de esta tecnología. ¿Cuáles son sus antecedentes? Hay que decir que las celdas fotovoltaicas nacieron de la mente del físico francés Edmund Becquerel



**Figura 29. Edmund Becquerel.**

Este se dio cuenta de que ciertos materiales producían pequeñas cantidades de energía eléctrica tras ser expuestos al sol. Así nace el principio de aprovechamiento solar. Luego Albert Einstein describió el efecto fotovoltaico sobre el cual hoy en día se basa esta tecnología. Por este trabajo recibió luego el premio Nobel de Física. Con todos los antecedentes mencionados, surgieron los primeros productores de celdas fotovoltaicas. El laboratorio Bell en el año 1954 construyó el primer módulo fotovoltaico. En aquella época el precio del módulo era realmente injustificado y su elaboración muy costosa, por lo que los primeros productores de celdas fotovoltaicas no tuvieron éxito hasta principios de los años 60. En esta etapa la industria aeroespacial empezó a utilizar los módulos solares para obtener energía en el espacio exterior.

A través de los programas espaciales, tanto los técnicos como los científicos comenzaron a poner un verdadero énfasis en la utilización de estas tecnologías. Solamente cuando se pudo lograr cierta confiabilidad en la utilización de paneles solares se pudieron comenzar a reducir los costos. Luego de las hazañas pioneras de la empresa Bell como los primeros productores celdas fotovoltaicas y de los antecedentes de la industria aeroespacial la producción de paneles solares se volvió una actividad más

rentable y muchas empresas comenzaron a surgir produciendo este tipo de tecnología.

Además debido a la falta de redes eléctricas en algunas zonas, la producción de celdas fotovoltaicas ha venido a actuar como una solución verdaderamente interesante para lidiar con los problemas de abastecimiento energético. Algunos de los productores de celdas fotovoltaicas hoy en día diseñan equipos exclusivos, solicitados por los gobiernos de los diferentes países, que tienen como fin poder llevar la energía eléctrica a áreas poco beneficiadas. Ya en épocas más recientes, desde la década de los años 90, los productores de celdas fotovoltaicas se centran también en crear tecnologías fotovoltaicas para suministrar electricidad a sistemas de telefonía satelital así como también para la seguridad y control por ejemplo, de plataformas marinas no tripuladas, entre otras aplicaciones.

#### Los diferentes productores de celdas fotovoltaicas en el mundo:

Como vemos los productores de celdas fotovoltaicas en muchos casos ponen sus productos a disposición de la globalización, haciendo que todo esté más cerca y más interconectado. Por lo general las celdas fotovoltaicas son de bajo costo y aplicables en electrificación y telefonía rural con bombeo de agua y protección catódica. Por lo general los costos de inversión y generación se encuentran en el rango de 3,500 a 7,0000 dólares por kilowat instalado y de 0,2 a 0,5 dólares por KWh generado.

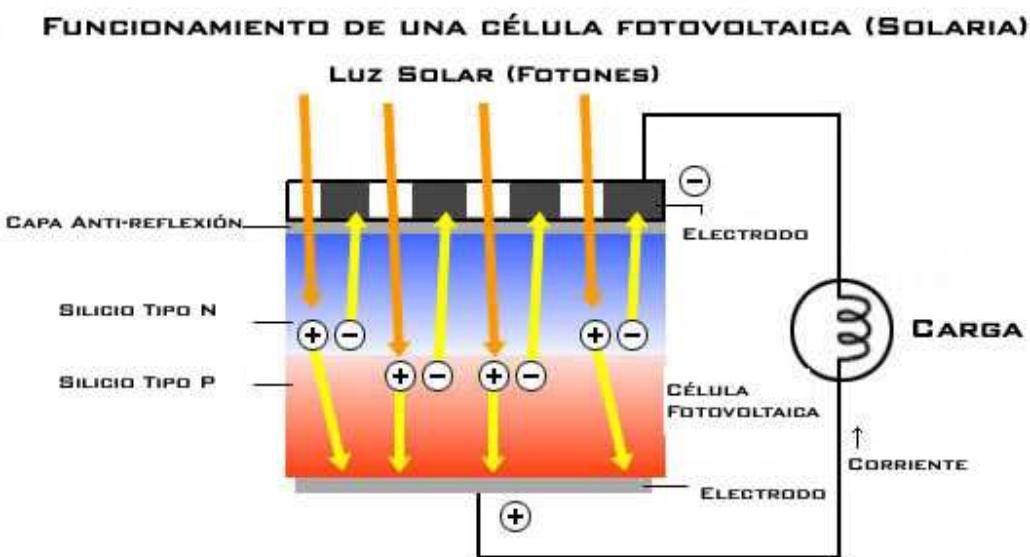
Esto nos da la posibilidad de ver la gran expansión de la industria de la energía solar. No es difícil ver por qué cada vez más empresas se interesan en ser productores de energía fotovoltaica. Esta es una tecnología bastante reciente que de hecho tiene mucho perfeccionamiento por delante. Cada día se están desarrollando formas mucho más económicas y rendidores de paneles solares.

Este es el trabajo que se encuentra haciendo las empresas productoras: mejorar las tecnologías pudiendo hacer paneles más baratos

y más eficientes de manera de poder aumentar la cantidad de clientes y de compradores. En los países que no son productores de celdas fotovoltaicas, lo más normal será la importación. Esto lógicamente significa un gasto extra para los clientes, quienes tendrán que pagar bastantes costos agregados. Realmente los costos de los paneles tras la importación suben realmente bastante, por eso en los países no productores en el último tiempo se estuvieron dando algunas iniciativas por parte de empresas relativas al sector eléctrico para fomentar los productores de celdas fotovoltaicas a nivel nacional.

#### **6.1.6. ¿Cuántos voltios puede darnos una célula fotovoltaica?**

Este es un interrogante debido a que muchas veces se presenta la potencia producida por el panel en sí, sin especificar cuantos voltios produce una celda fotovoltaica. Lógicamente la energía requerida y la cantidad de luz solar determinarán las celdas que tendrá un panel. Por lo general las celdas están hechas a base de silicón que es el mismo material que se utiliza para los transistores y los circuitos integrados. En células fotovoltaicas el silicón es tratado de manera que cuando llegue la luz sus electrones se liberan generando una corriente eléctrica. Lógicamente a base de este material existen diferentes tipos de celdas.



**Figura 30. Esquema de una célula fotovoltaica conectada a una carga.**

Por un lado tenemos las celdas solares cristalinas. ¿Cuántos voltios produce una celda fotovoltaica de este tipo? Por lo general las celdas cristalinas producen un voltaje individual de 0.5 a 0.6 volts. En este caso a fines de producir un circuito abierto de 20 volts, por ejemplo se necesitan 36 celdas solares o celdas fotovoltaicas. Este circuito será suficiente para cargar una batería de 12 volts. Por lo general las celdas solares cristalinas se dividen en monocristalinas y policristalinas.

Las monocristalinas se hacen a base de un solo cristal y nos permiten una mayor absorción de la radiación solar, mientras que las policristalinas se hacen a base de cristales fragmentados y nos permiten absorber a un nivel más bajo los rayos solares.

Por otro lado tenemos las celdas amorfas. Al preguntarnos cuantos voltios produce una celda fotovoltaica de este tipo la respuesta es que la energía es mucho menor a la que se produce en los casos anteriores. Aquí estamos hablando de números realmente pequeños debido a que las celdas amorfas son utilizadas para dispositivos muy pequeños como calculadoras solares y lámparas de jardín, aunque se están empezando a utilizar en paneles de cada vez mayor tamaño. La composición de las células amorfas es diferente a las que hemos nombrado anteriormente. En este caso estas se encuentran conformadas por una película de silicón depositada de otra lámina de material como el acero.

### ¿Como sabemos cuántos voltios produce una celda solar?

El papel aquí se forma de una sola pieza y las celdas individuales no son tan visibles aquí como en otro tipo de paneles solares. En este caso hay que aclarar, como se citó al principio del apartado que el rendimiento de las celdas fotovoltaicas amorfas será menor al de las individuales.

Lógicamente cuanto más voltios produzca una celda fotovoltaica más capacidad de brindarnos energía tendrá. Por eso si vamos a armar un panel solar para abastecernos de una gran cantidad de energía es importante que sepamos cuantos voltios produce una celda fotovoltaica

para saber cuántas necesitaremos. Lógicamente si utilizaremos los paneles solares para abastecernos con grandes cantidades de energía tendremos que seleccionar celdas que nos brinden una potencia medianamente alta, y no podremos quedarnos con las más pequeñas.

Para los artefactos más pequeños de la casa no necesitamos celdas fotovoltaicas con tanta potencia, debido a que la energía que consumen los aparatos pequeños es medianamente reducida.

Lógicamente si queremos saber cuántos voltios produce una celda fotovoltaica lo principal que tendremos que tener en cuenta será la dimensión de la celda conjuntamente con los voltajes promedio.

Por lo general una celda fotovoltaica de 12X12cm puede brindarnos 0.5 voltios (lo que equivale a 1 amperios) de corriente eléctrica. Si las celdas son más grandes probablemente el voltaje aumente. Más allá de cuantos voltios produce una celda fotovoltaica en particular tenemos que decir que la eficiencia de esta tecnología sigue siendo relativamente baja.

Esta ronda entre un 15 y un 25%, lo cual es un número bastante bajo. Por eso es importante impulsar la investigación de manera de poder desarrollar nuevas tecnologías que aumenten la capacidad de producción de las celdas, o sea, que al contar cuantos voltios produce una celda fotovoltaica nos encontramos con un número más elevado que ahora, y que luego al sumar todas las celdas podamos encontrar una eficiencia global del circuito que supere a la que podemos encontrar hoy en día en la mayoría de los paneles.

Si queremos un sistema de paneles solares que funcione de manera correcta, más allá de saber cuántos voltios produce una celda fotovoltaica será importante que podamos cuidar el sistema. Habrá que pensar entonces en cómo proteger estas celdas de manera que puedan funcionar óptimamente. Será importante poder cubrirlas con vidrio antigranizo y también enmarcarlas en una estructura de soporte mecánico, que por lo

general es de aluminio a fines de facilitar en un primer momento la instalación. Por otra parte la limpieza de los cristales también será fundamental de manera que la radiación solar pueda ser absorbida bien y el panel funcione a su máxima potencia.

#### **6.1.7. Ventas de células fotovoltaicas.**

La venta de celdas fotovoltaicas es muy exitosa dentro de la venta de paneles solares en general.

Las celdas fotovoltaicas tienen el principal beneficio de ser una herramienta para transformar la energía solar en energía eléctrica. Esto nos da mucha libertad debido a que una vez que obtenemos la energía eléctrica propiamente dicha la podemos utilizar para muchísimas aplicaciones diferentes.

En cambio, por ejemplo, cuando utilizamos paneles solares térmicos las posibilidades que tenemos son menos: por lo general las más difundidas son calentar el agua y calentar o acondicionar el aire a través de loza radiante.

Hoy en día los precios en la venta de celdas fotovoltaicas son bastante elevados debido a que los materiales y la tecnología utilizados para la confección de los mismos son muy altos. Por eso la mayoría de los países que desarrollan esta tecnología de punta se encuentran realizando el intento de encontrar formas y materiales más económicos para la producción de paneles, de manera de poder bajar el precio de venta de celdas fotovoltaicas en el mercado.

Otro esfuerzo y meta de la investigación es poder generar celdas fotovoltaicas más eficientes. Hasta ahora la tecnología nos ha permitido obtener una eficiencia de las células fotovoltaicas que oscila entre el 10 y el 25%. Sin embargo estos números son bastante bajos para los altos costos de las placas. Por esta razón la necesidad de mejorar la efectividad de las mismas, haciendo que la captación solar pueda aumentar.

A este propósito igualmente, existen varios consejos que nos dan en los lugares de venta de celdas fotovoltaicas. Uno de ellos es que podamos planificar de manera exhaustiva la colocación del panel, o sea cuál será la orientación y al inclinación de los paneles.

Científicos en tecnologías solares afirman que la eficiencia de las celdas fotovoltaicas se reduce ampliamente si estas no están colocadas de manera correcta, por eso será fundamental poder realizar una buena planificación de la colocación de los paneles para aumentar su eficiencia.

Dentro de la venta de celdas fotovoltaicas podemos encontrar diferentes precios de acuerdo al material semiconductor que estemos utilizando. Las monocristalinas son las más caras, sin embargo estas están hechas con una sola plancha de material semiconductor. Esto favorece de manera importante la captación de energía solar y nos permite obtener los máximos beneficios del efecto fotovoltaico.

Por otro lado, las celdas policristalinas reúnen partes de diferentes cristales de manera de la absorción de los rayos solares disminuye de manera considerable, sin embargo también estas son más accesibles. Por lo general los locales de venta de celdas fotovoltaicas cuentan con estas dos opciones de manera que el cliente pueda decidir de acuerdo a sus posibilidades económicas. Por lo general los locales de venta de celdas fotovoltaicas suelen tener en cuenta el hecho de que comprar este tipo de productos no significa solamente comprar las celdas, sino que existen muchísimos "accesorios", que aunque sean denominados con este nombre son igualmente importantes que las celdas para que el circuito funcione. Con esto nos referimos a las baterías, el regulador, el inversor, el soporte, etc.

Por esta razón ya sea que acudamos a un local de venta de celdas fotovoltaicas o las compramos a través de internet, por lo general el vendedor nos va a poder proveer sin problemas de todos los demás accesorios. Lógicamente cada accesorio por separado tiene un precio reducido comparado con las celdas que vamos a comprar.

Sin embargo tendremos que calcular la cantidad de accesorios que necesitamos, debido a que si estos son muchos, el presupuesto se nos incrementará bastante. Hasta hace algún tiempo la venta de celdas fotovoltaicas solamente quedaba de manera exclusiva para los grandes clientes con planes de colocar grandes instalaciones en campos. Sin embargo hoy en día la venta de celdas fotovoltaicas se está adaptando cada vez más a las necesidades del hogar. Una de las evidencias más fehacientes de ello son los kits de celdas paneles solares. Estos vienen con todas las herramientas necesarias para su instalación.

Comprando este paquete podemos ser nosotros mismos quienes instalemos el sistema sin necesidad de recurrir a un instalador. Esta es una muestra de cómo la venta de celdas fotovoltaicas se ha adaptado a las necesidades cotidianas, haciendo que hoy en día podamos disfrutar de este sistema en nuestra casa con los menores esfuerzos. Incluso se han pensado estrategias como la colocación de las celdas en los techos, como para que la dinámica del hogar no se vea para nada perturbada por este sistema.

## **6.2. EL PANEL FOTOVOLTAICO.**

### **6.2.1. Composición y geometría del panel.**

Las células solares constituyen un producto intermedio: proporcionan valores de tensión y corriente limitados en comparación a los requeridos normalmente por los aparatos de los usuarios; son extremadamente frágiles, eléctricamente no aisladas y sin un soporte mecánico. Se ensamblan de la manera adecuada para formar una única estructura: el panel fotovoltaico, que es una estructura sólida y manejable.



**Figura 31. Panel fotovoltaico.**

El número de celdas en un panel, y por lo tanto su voltaje de salida, depende de la estructura cristalina del semiconductor usado. El fabricante, teniendo en cuenta este factor, así como el comportamiento anticipado para el caso más desfavorable, decide en el número mínimo que garantiza la carga efectiva del banco de baterías.

Las células están ensambladas entre un estrato superior de cristal y un estrato inferior de material plástico (tedlar). El producto preparado de esta manera se coloca en un horno de alta temperatura, con vacío de alto grado.

El resultado es un bloque único laminado en el que las células están “ahogadas” en el material plástico fundido. Luego se añaden los marcos, normalmente de aluminio; de esta manera se confiere una resistencia mecánica adecuada y se garantizan muchos años de funcionamiento. En la parte trasera del módulo se añade una caja de unión en la que se ponen los diodos de by-pass (protección) y los contactos eléctricos.

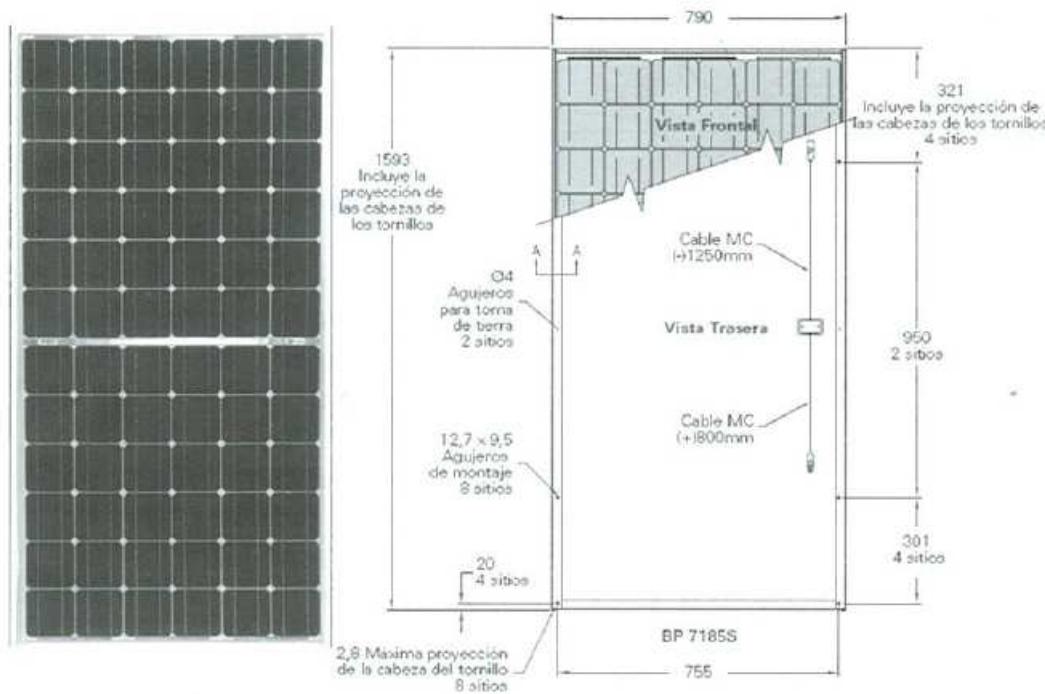
Cuando la forma geométrica de las celdas es un cuadrado, la superficie del panel será la mínima para un número dado de celdas, ya que el espacio entre ellas es prácticamente nulo. Esto permite la realización de

un panel de menor tamaño, lo que abarata algo el costo del mismo y el de su transporte. Un panel de menor tamaño minimiza la superficie requerida para satisfacer la carga del sistema, reduciendo la superficie expuesta al viento. Los paneles modernos tienen celdas cuadradas (o con esquinas redondeadas), los más antiguos tienen celdas circulares.

Los detalles del ensamblado mecánico de un panel varían con cada fabricante. A pesar de ello existen puntos comunes para todas las realizaciones. Para proteger las celdas, éstas son firmemente adheridas a una superficie de sostén. Esta, a su vez, pasa a formar una estructura “sándwich”, con dos capas plásticas de protección, una en la parte superior (translúcida y con protección a los rayos ultra-violetas) y otra en la parte inferior.

El frente del panel (zona expuesta a la luz solar), tiene un vidrio templado (resistente al impacto) que protege a las celdas de los agentes meteorológicos (lluvia, granizo, nieve, polvo) y los golpes.

El vidrio usado tiene un bajo contenido de plomo, para no reducir la transmitividad de la luz a través del mismo. La parte posterior tiene una capa dieléctrica (aisladora) y una cubierta de protección. Un marco de aluminio sirve para dar rigidez mecánica al conjunto, facilitando a su vez el montaje del panel al soporte. El marco exterior es de aluminio para evitar su deterioro por oxidación. Varios agujeros, ubicados en distintas partes de su perímetro, hacen innecesario el uso de máquinas de perforar, evitando el riesgo de dañar, accidentalmente, el panel fotovoltaico.



**Figura 32. Dimensiones de un panel fotovoltaico.**

En la parte trasera del panel se encuentran los contactos eléctricos. Las versiones más modernas tienen una caja de plástico, con tapa removible y agujeros laterales para la entrada y salida de los cables de conexión. Tanto la tapa como los agujeros laterales están diseñados para brindar protección ambiental y permitir un mejor anclado mecánico para los cables de conexión. Dentro de la caja se hallan dos bornes de salida. El terminal positivo tiene el símbolo (+), o una marca de color rojo; el negativo tiene el símbolo (-), o una marca de color negro.

### 6.2.2. Características eléctricas.

#### Potencia máxima de salida:

La potencia máxima de salida de un panel FV es, sin duda alguna, la característica más importante del mismo. Salvo en casos de muy bajo consumo, la implementación de un sistema FV requiere el uso de paneles con potencias de salidas de 30 o más watts. Paneles con potencias por debajo de 30W no ofrecen una solución práctica, ya que la diferencia en

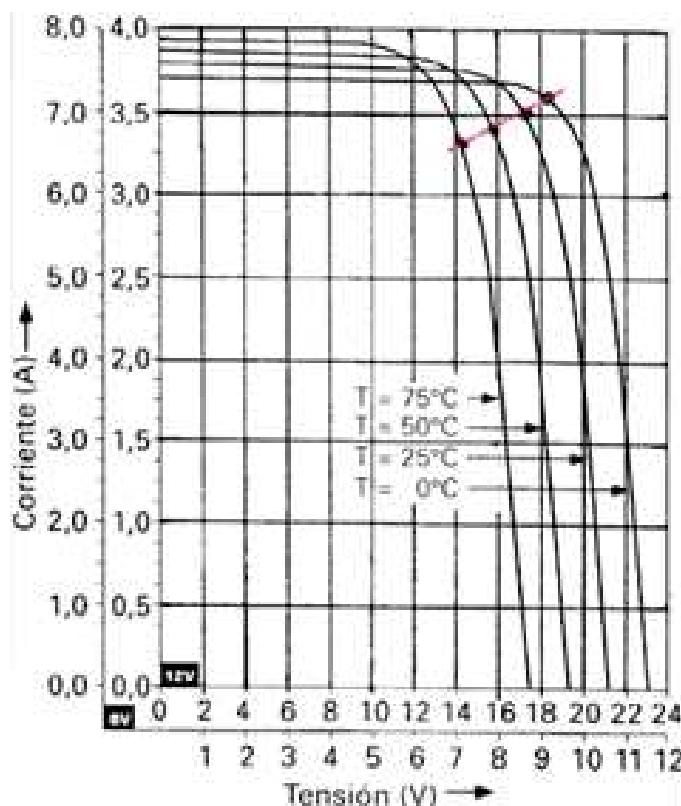
costo no es suficiente para justificar el mayor número de paneles requeridos.

Numerosas compañías ofrecen paneles con una potencia de salida en exceso de 40 W, y recientemente, han aparecido paneles de 100W.

#### Curvas I – V:

Si los valores de potencia luminosa y la orientación del panel permanecen constantes, la corriente de salida de un panel fotovoltaico varía con el valor del voltaje en la carga y su temperatura de trabajo. Esto se debe a las características intrínsecas de los materiales semiconductores.

La siguiente figura muestra la relación entre la corriente y el voltaje de salida para un panel FV (curva I-V), para cuatro temperaturas de trabajo, cuando el nivel de radiación permanece constante.



**Figura 33. Curva de potencia de un panel fotovoltaico.**

Si bien se ha seleccionado un panel en particular para esta ilustración, los restantes tienen un comportamiento similar, ya que utilizan celdas de silicio. Puede observarse que el valor máximo para el voltaje de salida corresponde a un valor de corriente nulo (voltaje a circuito abierto), mientras que el valor máximo para la corriente corresponde a un voltaje de salida nulo (salida cortocircuitada). Todas las curvas tienen una zona donde el valor de la corriente permanece *prácticamente constante* para valores crecientes del voltaje de salida, hasta que alcanzan una zona de transición.

A partir de esta zona, pequeños aumentos en el voltaje de salida ocasionan bruscas disminuciones en el valor de la corriente de salida.

El comienzo de la zona de transición se alcanza para menores valores del voltaje de salida cuando la temperatura de trabajo se incrementa.

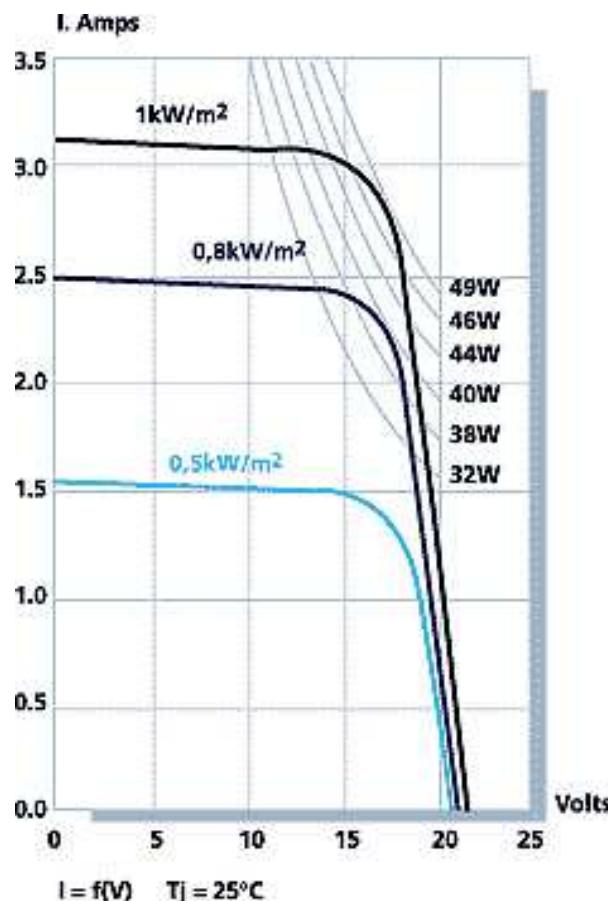


Figura 34. Curvas I – V dependiendo de la irradiancia.

Intensidad:

La intensidad de corriente que genera el panel fotovoltaico aumenta con la radiación, permaneciendo el voltaje aproximadamente constante.

En la figura 34 puede observarse, para unas condiciones de temperatura constante, como las curvas I – V de un panel fotovoltaico varían por incidencia de la relación. En las curvas puede apreciarse como la incidencia de la radiación afecta mucho más a la intensidad.

En este sentido tiene mucha importancia la colocación de los paneles (su orientación e inclinación respecto a la horizontal), ya que los valores de la radiación varían a lo largo del día en función de la inclinación del sol respecto del horizonte.

Efecto de la temperatura:

El aumento de temperatura en las células supone un incremento en la corriente, pero al mismo tiempo una disminución mucho mayor, en proporción, de la tensión. Esto implica que tanto la corriente de cortocircuito como el voltaje a circuito abierto, se ven afectados por la temperatura de trabajo, pero el tipo de variación, así como su magnitud porcentual, son distintos para estos dos parámetros. Si tomamos como referencia los valores a 25°C, la corriente de cortocircuito aumenta moderadamente (+ 1,6% a 50°C; + 3,3% a 75°C), mientras que el voltaje a circuito abierto disminuye sensiblemente (aproximadamente 8% a 50°C pero cerca de un 15% a 75°C).

Es por ello que los fabricantes tratan de ofrecer un voltaje de circuito abierto elevado a 25°C, de manera que el incremento en la temperatura de trabajo no impida el proceso de carga de las baterías. Cuando la temperatura de trabajo es menor que 25°C, el voltaje de circuito abierto crece, y la corriente de cortocircuito disminuye.

El efecto global es que la potencia del panel disminuye al aumentar la temperatura de trabajo del mismo.

Una radiación de 1000W/m<sup>2</sup> es capaz de calentar un panel unos 25° por encima de la temperatura del aire circundante, o que reduce la tensión, y por tanto la potencia en un factor superior al 10 – 12%.

Por ello es importante colocar los paneles en un lugar en el que estén bien aireados.

#### Temperatura de trabajo del panel:

La temperatura de trabajo que alcanza un panel FV obedece una relación lineal dada por la expresión:

$$T_t = T_a + K R$$

Donde:

- $T_t$  es la temperatura de trabajo del panel
- $T_a$  es la máxima temperatura ambiente.
- $R$  es el valor de la radiación solar en W/m<sup>2</sup>.
- $K$  es un coeficiente que varía entre 0,02 y 0,04 °C.m<sup>2</sup>/W, dependiendo de la velocidad promedio del viento.

Cuando ésta es muy baja (velocidad del viento), o inexistente, el enfriamiento del panel es pobre o nulo, y k toma valores cercanos o iguales al máximo (0,04). Si la velocidad promedia del viento produce un enfriamiento efectivo del panel, el valor de k será el mínimo (0,02).

El valor de R varía entre 80 y 100 W/m<sup>2</sup>.

Para localizaciones con alto valor de insolación diaria se usa el valor máximo. Si existen nubes pasajeras que reducen el valor de irradiación, el valor de R se reduce a 80mW/cm<sup>2</sup>.

El producto k R representa el incremento de temperatura que sufre el panel sobre la máxima temperatura ambiente.

El primer paso en el cálculo de la potencia de salida de un panel FV trabajando a una temperatura mayor que los 25°C, es determinar los valores de radiaciones solares y ambientales para la zona en que éste será usado.

Como un ejemplo para el cálculo de la temperatura de panel, considero las siguientes condiciones:

- Radiacion solar: 1200 W/m<sup>2</sup>
  
  
  
  
  
- Maxima temperatura de verano: 35°C
- Baja velocidad promedia del viento durante esa estación: k = 0,03.

Reemplazando estos valores en la expresión anterior tendremos que para este caso de ejemplo:

$$T_t = 35(^{\circ}\text{C}) + 0,03 \left( m^{\circ}\text{C} \frac{W}{W} \right) \times 1200 \left( \frac{W}{m^2} \right) = 71^{\circ}\text{C}$$

#### Máxima potencia de salida:

Para cada condición de trabajo se puede calcular la potencia de salida del panel multiplicando los valores correspondientes al voltaje y la corriente para ese punto de la curva I-V. En particular, la potencia de salida es nula para dos puntos de trabajo: circuito abierto y cortocircuito, ya que la corriente o el voltaje de salida es nulo. Por lo tanto, si la salida de un panel es cortocircuitada, éste no sufre daño alguno.

Entre estos dos valores nulos, la potencia de salida alcanza un valor máximo que varía con la temperatura. El valor máximo que corresponde a una temperatura de trabajo de 25°C se denomina “valor óptimo” o “valor pico” (W<sub>p</sub>) del panel. Para determinarlo, se usan los valores estandarizados:

- Radiacion solar = 1000 W/m<sup>2</sup>
- Temperatura = 25 °C
- Espectro luminoso = 1,5 masa de aire.

Los valores de voltaje y corriente asociados con este máximo (V<sub>p</sub> e I<sub>p</sub>) son los dados en la hoja de especificaciones para el panel. La figura 33 muestra en línea roja, la ubicación de los valores de potencia máxima en función de la temperatura de trabajo. Estos están ubicados al comienzo de la zona de transición de la curva I – V para la temperatura en consideración.

El W<sub>p</sub> (Watio pico) es la unidad de medida de referencia utilizada para los módulos fotovoltaicos.

Expresa la potencia eléctrica suministrable por el modulo en las condiciones estándar de referencia.

#### Factor de degradación:

Para la mayoría de los paneles fotovoltaicos, cuando la temperatura de trabajo aumenta, el valor de la potencia de salida disminuye.

En la práctica, debido a la disipación de calor dentro de las celdas del panel, salvo en climas muy fríos, la temperatura de trabajo excede los 25°C. Cuando ello ocurre, la potencia de salida nunca alcanza el valor pico especificado por el fabricante.

El diseño de un sistema FV debe tener en cuenta esta degradación del panel, a fin de asegurar que los requerimientos eléctricos del sistema pueden ser satisfechos durante los días más calurosos del verano.

Para el período invernal, si el mínimo para la temperatura promedio es menor a los 25°C, no se considera ninguna degradación para la potencia de salida pico.

La degradación puede ser calculada usando los valores dados por las curvas I-V a alta temperatura, pero este proceso es tedioso e impreciso, dada la pobre resolución de las curvas publicadas por los fabricantes. Por ello es mucho más conveniente usar factores de degradación dados en forma porcentual con relación a la potencia pico.

De este modo, los fabricantes suelen aportar en las especificaciones técnicas del panel, un factor de degradación, o de pérdidas, en términos de pérdida porcentual de potencia máxima por 0°C.

Incluso, en algunos casos el fabricante facilita información sobre coeficientes de perdidas no solo en términos de disminución de potencia por variación de temperatura de trabajo, sino también para la intensidad en cortocircuito frente a la temperatura y de pérdida de tensión en circuito abierto frente a temperatura.

#### ***6.2.3. Producción por m<sup>2</sup>de placas fotovoltaicas.***

Como todos sabemos, la energía solar es una de las variantes energéticas más utilizadas por aquellas personas que desean colaborar con la causa del medio ambiente, sin embargo, este tipo de energía no solamente es una opción que utilizan aquellas personas que tienen conciencia ecológica sino que también es posible obtener ganancias gracias a ella.

La energía solar es captada por los paneles solares, que también muchas veces son denominados placas o cubiertas, que mediante un circuito eléctrico llevan esa energía hasta un convertidor o transformador para obtener energía eléctrica, la cual puede ser utilizada en una gran

cantidad de usos, tanto domésticos como industriales, es decir que esta energía en pequeña escala puede ser utilizada para abastecer de energía un simple electrodoméstico como una licuadora hogareña hasta brindar la energía necesaria para poner en funcionamiento enormes maquinas industriales, e incluso automóviles.

La diferencia está en el poder, es decir en la producción por m<sup>2</sup> de placas fotovoltaicas, es más que obvio que mientras más cantidad de placas solares sean instaladas mayor va a ser la producción de energía eléctrica, ya que se podría decir que la fuente principal de energía de toda la instalación y el sistema son las placas, que obtienen la energía a su vez de la luz y los rayos ultra violeta de el sol.

Contar con una gran cantidad de placas o una pequeña instalación, puede hacer la diferencia, solamente si la producción por m<sup>2</sup> de placas fotovoltaicas es optimizada, si es posible llevar al máximo todo su potencial, se lograra obtener más energía y eso significa mejores ganancias y mejor servicio al usuario.

La producción por m<sup>2</sup> de placas fotovoltaicas es esencial para el buen funcionamiento tanto de una pequeña instalación en una vivienda como en las enormes plantas utilizadas para el suministro eléctrico en una unidad industrial, esto quiere decir que si las placas rinden de manera optima, lo que se puede ahorrar es la superficie, en otras palabras, los elementos que ocupan mayor espacio en una instalación de energía solar de cualquier tipo, son las placas, si es posible conseguir que obtengan la mayor cantidad posible de energía, será menor el espacio necesario para obtenerla y por lo tanto, la cantidad producida en total se incrementara notablemente.



**Figura 35. Instalación solar fotovoltaica.**

### ¿Cómo se puede saber la producción por m<sup>2</sup> de placas fotovoltaicas?

Otro dato de interés, puede surgir de la diferencia que puede existir entre los distintos modelos y componentes de las instalaciones de energía solar, la producción por m<sup>2</sup> de placas fotovoltaicas muchas veces esta sujeta a este tipo de variaciones, por esa razón, muchas veces es de gran importancia que los usuarios, especialmente en las instalaciones hogareñas, conozcan bien de que se trata y cómo funcionan los equipos, en el ambiente industrial no suele suceder ya que se contratan especialistas para mantener el funcionamiento óptimo de estos artefactos.

De todas maneras, la producción por m<sup>2</sup> de placas fotovoltaicas sigue siendo una de las principales preocupaciones de cualquier propietario de una instalación de energía solar, ya que muchas veces, al no tener un registro detallado de la producción no podemos determinar cuál es el verdadero potencial energético y finalmente económico que estos artefactos tienen.

Controlando la producción por m<sup>2</sup> de placas fotovoltaicas podemos tener una idea de la energía que es capaz de producir la instalación y también sabremos si algún elemento del sistema funciona de manera incorrecta o disminuye sus capacidades, ya que la producción de energía fotovoltaica se verá disminuida.

Para lograr que todos los sistemas funcionen correctamente y poder optimizar la producción por m<sup>2</sup> de placas fotovoltaicas es necesario tener en cuenta un detalle muy importante, la orientación y la inclinación de las placas solares.

Como bien sabemos, la mayor cantidad de rayos solares que recibe el planeta tierra se encuentran en la zona del ecuador y van disminuyendo a medida que se acerca a los polos norte y sur.

Por esa razón es que en algunos lugares hace más frío que en otros, de la misma manera, para lograr optimizar el rendimiento y la producción por m<sup>2</sup> de placas fotovoltaicas es preciso orientarlas de

determinada manera según la latitud en donde esta instalación se encuentra y también es importante el ángulo de inclinación hacia el sol.

#### **6.2.4. Placas fotovoltaicas de última generación.**

Las placas fotovoltaicas de última generación están tomando mucha relevancia entre los consumidores de todo el mundo. Si bien los alcances de la energía solar han generado respuestas satisfactorias en la mayoría de quienes las consumen, la gran aceptación y demanda de las placas fotovoltaicas de última generación realmente sorprende.

Los paneles solares de último momento tienen formas, estructuras y composiciones tan novedosas que ya casi nada nos sorprende. Entre otras cosas podemos solicitar a nuestro vendedor una ducha solar para tener agua caliente al salir de la piscina, tejas fotovoltaicas, paneles solares redondos y láminas auto adherentes para las fachadas de los edificios y techos de los autos.

La realidad es que las placas fotovoltaicas de ultima generación tienen la aceptación que tienen porque la comunidad científica que se encarga de trabajar en todo lo que respecta a paneles fotovoltaicos y energía solar, se han encargado de que los paneles se vuelvan cada vez más atractivos y eficientes para quienes los consumen.



**Figura 36. Distintas formas de placas fotovoltaicas.**

La fabricación de paneles solares y de placas fotovoltaicas de última generación ha crecido dieciséis veces en la última década ubicándose así en un record de producción en relación con otros elementos. Sea cual sea el modo en que se presenten los paneles, el sistema sigue siendo el mismo.

Por medio de su composición, los fotones presentes en la luz de los rayos solares son absorbidos y transformados en electricidad. Las celdas solares, protagonistas de los paneles, están construidas con dos láminas que poseen un espacio intermedio entre ellas. Estas dos delgadas láminas se fabrican con materiales metálicos como el silicio y el arseniuro de galio.

La extracción de estos metales es realmente complicada y no se obtiene en todos los países, razón por la cual las placas fotovoltaicas de última generación están comenzando a utilizar otros elementos para construir estas celdas.

#### Modelos y estilos de placas fotovoltaicas de última generación:

Las placas solares orgánicas están comenzando a insertarse dentro del mercado de modo gradual y experimental. Lo que hace la luz solar es despolarizar a estas láminas que venían previamente polarizadas (una positiva y otra negativamente) para generar un movimiento de electrones que permita que se cree dentro del espacio intermedio de las dos láminas, un campo eléctrico.

Ahora bien, este campo eléctrico debe salir de allí para poder ser utilizado en el hogar, no basta con que esa electricidad se encuentre en las placas fotovoltaicas de última generación. No podemos conectar una lámpara a un panel directamente. Por esta razón es que se utilizan otros aparatos o artefactos que permiten que esa electricidad sea aprovechable. Por un lado, se necesita un regulador que controle el flujo de energía a una batería. La batería de este modo estará protegida de posibles sobre cargas en días de mucho sol o épocas soleadas como el verano.

Para que nuestra electricidad sea aprovechable por nuestra casa, necesitamos que la corriente pase de ser continua a alterna. Por esta razón es que conectamos las placas fotovoltaicas de última generación a un inversor. Si no lo hiciéramos, no podríamos encender una lámpara.

### **6.3. DIODOS DE PROTECCION PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.**

Hay veces en la que los paneles no resultan ser tan eficientes o efectivos como nosotros deseamos y estos desperfectos pueden deberse a celdas o células solares defectuosas que pueden venir así de fabricación o haber sufrido alguna quemadura durante la exposición en el panel.

Los diodos de protección para instalación solar fotovoltaica cumplen la función de proteger a las celdas de sufrir recalentamientos durante el normal funcionamiento. Muchas veces las células compuestas por dos láminas de silicio o dos finas y delgadas capas de arseniuro de galio rompen con la eficiencia esperada debido a que una de sus celdas se recalienta.

A veces en algunos espacios ubicados en determinadas zonas geográficas, el sol es demasiado potente o persistente durante todo el día. Por lo general, los paneles solares no resisten tanta exposición a grandes temperaturas y pueden dañarse debido a este motivo. Para esto, la instalación de diodos de protección para instalación solar fotovoltaica es clave.

Los técnicos que pueden darnos respuestas frente a estos problemas comentan que por lo general este tipo de inconvenientes suele darse en países donde el sol es muy fuerte y el nivel de desarrollo es relativamente bajo. La suma y la combinatoria de paneles de baja o mediana calidad con un sol excesivo no resisten el funcionamiento esperado.

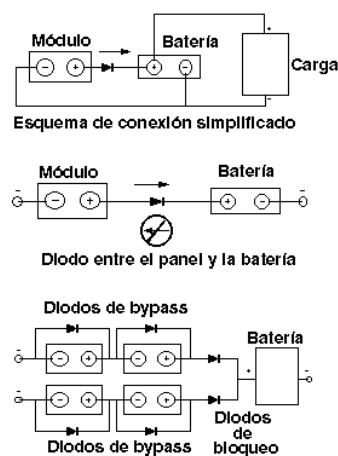
Por lo general, las buenas celdas resisten todo tipo de inclemencias climáticas y no presentan problemas para el funcionamiento correcto del panel. Pero en los casos en lo que se utilizan paneles de baja calidad en ciertas ocasiones se hace necesario instalar diodos de protección para instalación solar fotovoltaica



**Figura 37. Diodo de protección para las placas solares fotovoltaicas.**

¿Cómo funcionan los diodos de protección para una instalación solar fotovoltaica?

Los diodos son componentes electrónicos que permiten el flujo de corriente en una sola dirección. En los sistemas fotovoltaicos se emplean de dos formas: como diodos de bloqueo y como diodos de bypass.



**Figura 38. Esquema de conexión de diodos de protección.**

Los diodos de bloqueo impiden que la batería se descargue por medio de los paneles fotovoltaicos en ausencia de luz solar. Evitan además que el flujo de corriente se invierta entre bloques de paneles conectados en paralelo, cuando se produce una sombra en un panel o en más.

Los diodos de bypass protegen individualmente a cada panel de posibles daños ocasionados por sombras parciales. Deben ser utilizados en disposiciones en las que los módulos están conectados en serie. No suelen ser necesarios en sistemas que funcionan a 24 V o menos.

Mientras que los diodos de bloqueo impiden que un grupo de paneles en serie absorba flujo de corriente de otro grupo conectado a él en paralelo, los diodos de bypass impiden que cada módulo individualmente absorba corriente de otro de los módulos del grupo, si en uno o más se produce una sombra.

#### 6.4. EL GENERADOR FOTOVOLTAICO.

Un conjunto de módulos o paneles fotovoltaicos conectados eléctricamente en serie, forman lo que se denomina “ramal”.

Más ramales conectados en paralelo, para obtener la potencia deseada, constituyen el generador fotovoltaico.

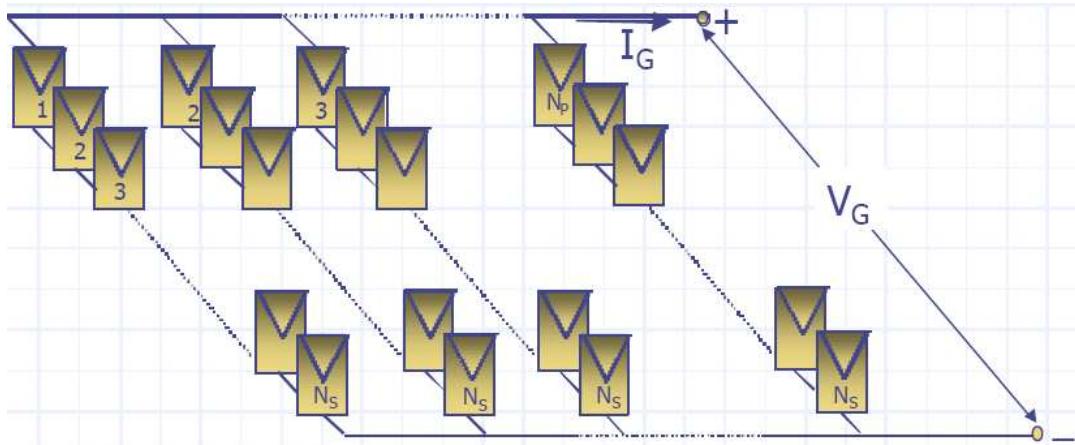


Figura 39. Esquema de un generador fotovoltaico.

Así el sistema eléctrico puede proporcionar las características de tensión y de potencia necesarias para las diferentes aplicaciones.

Los paneles fotovoltaicos que forman el generador, están montados sobre una estructura mecánica, capaz de sujetarlos, orientada para optimizar la radiación solar. Esta estructura de sustentación puede ser fija o móvil, de manera que busque con su movimiento incrementar la irradiación incidente sobre el conjunto de paneles.

La cantidad de energía producida por un generador fotovoltaico varía en función de la insolación y de la latitud del lugar. Además si la estructura es móvil la energía generada podrá incrementarse sensiblemente.

La producción de energía eléctrica fotovoltaica, al depender de la luz del sol, no es constante, sino que está condicionada por la alternancia del día y de la noche, por los ciclos de las estaciones y por la variación de las condiciones meteorológicas.

Además, el generador fotovoltaico proporciona corriente eléctrica continua y este es un factor a tener en cuenta si lo que se pretende es suministrar electricidad a aparatos que consumen corriente alterna o conectar la instalación fotovoltaica a la red de distribución.

Es decir, que para cada aplicación, el generador tendrá que ser dimensionado teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Carga eléctrica demandada.
  
  
  
- Potencia de pico.
  
  
  
- Posibilidad de conexión a la red eléctrica.

- Latitud del lugar y radiación solar media anual del mismo.
- Características arquitectónicas específicas del edificio o terreno.
- Características eléctricas específicas de la carga.

Para fines prácticos, podemos decir que hay dos grandes grupos de generadores: los autónomos, que constituyen una fuente de energía eléctrica independiente de la red general de electricidad y que por lo tanto precisan de algún sistema de almacenamiento de energía eléctrica; y los no autónomos, que operan en conjunto con dicha red y que pueden prescindir del sistema de almacenamiento.

Los generadores fotovoltaicos autónomos se componen de tres subsistemas: el panel fotovoltaico, donde la energía solar se convierte en corriente continua, el regulador-conversor electrónico y el subsistema de almacenamiento, que generalmente son baterías electroquímicas. El acoplamiento de estos tres subsistemas se hace en función del tipo de consumo que vaya a satisfacer el generador fotovoltaico

Otra característica importante de los generadores fotovoltaicos es su carácter modular. Por modularidad se entiende la posibilidad de ampliar la potencia pico instalada por acoplamiento de nuevos paneles. Así, el sistema se adapta a la demanda sin la necesidad de adquirir un nuevo generador.



Figura 40. Imagen de un generador fotovoltaico

## 6.5. LAS ESTRUCTURAS SOPORTE

Uno de los elementos más importantes en una instalación fotovoltaica, para asegurar un óptimo aprovechamiento de la radiación solar es la estructura soporte, encargada de sustentar los módulos solares, proporcionándole la inclinación más adecuada para que los módulos reciban la mayor cantidad de radiación a lo largo del año.

Las estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos se diseñan teniendo en cuenta las directrices del Código Técnico de Edificación, con criterios que tienen en cuenta tanto las cargas propias como las sobrecargas derivadas de fenómenos meteorológicos como la nieve y el viento.

Como los paneles solares deben mirar al sol sin interferencia de obstáculos en los alrededores, los paneles generalmente están colocados en una posición alta, sobre un techo o un poste.

Cuando los paneles se colocan sobre un techo hay varias soluciones. Primeramente el panel puede ser montado sobre una estructura inclinada ya existente, si la orientación de la caída del techo es cercana a la óptima. El techo debe ser lo suficientemente fuerte para soportar el peso extra de los paneles, y, o más importante, el peso extra del viento. Las penetraciones para cables deben ser impermeables.

En segundo lugar existe la posibilidad de integrar paneles al techo. Esto significa que los paneles actuarán como parte del tejado y que los materiales del techo como las tejas se ahorran. Los paneles ya son bastante fuertes a prueba de agua, entonces para qué desperdiciar materiales de construcción.

Otra ventaja es que la carga del viento se disminuye cuando los paneles están colocados en el techo más que sobre el techo. En tercer lugar, los paneles pueden colocarse en un techo plano sobre un marco que lo soporte. El marco está hecho de metal y fijado al techo (con pernos grandes) o se hacen lo suficientemente pesados utilizando concreto. La ventaja es que se puede escoger cualquier dirección e inclinación pero, claro, el marco aumenta los costos del sistema. Estos marcos también se utilizan en instalaciones en áreas planas sobre el suelo.

Si no hay un techo adecuado disponible será necesario elevar el panel a cierta nivel a modo de evitar las sombras; esto puede hacerse con postes. Esto sólo se logra con paneles pequeños utilizando construcciones parecidas a la de los postes de alumbrado público. También se utilizan los postes para evitar potenciales daños en los paneles por causa, por ejemplo, de ganado o niños que juegan en los alrededores.

Los módulos FV sobre marcos o postes pueden equiparse con mecanismos de tracción que ajustan los paneles de tal manera que estén siempre mirando al sol. Estos sistemas son muy costosos y complicados, generando numerosos desperfectos, y por lo tanto no se utilizan comúnmente. Para sistemas más grandes podría ser atractivo utilizar los mecanismos de tracción, pero, para sistemas pequeños, las inversiones no pueden justificarse por un mayor rendimiento.

Bajo todas circunstancias los paneles deben colocarse de tal manera que queden a la mano para realizar trabajos de limpieza y mantenimiento.

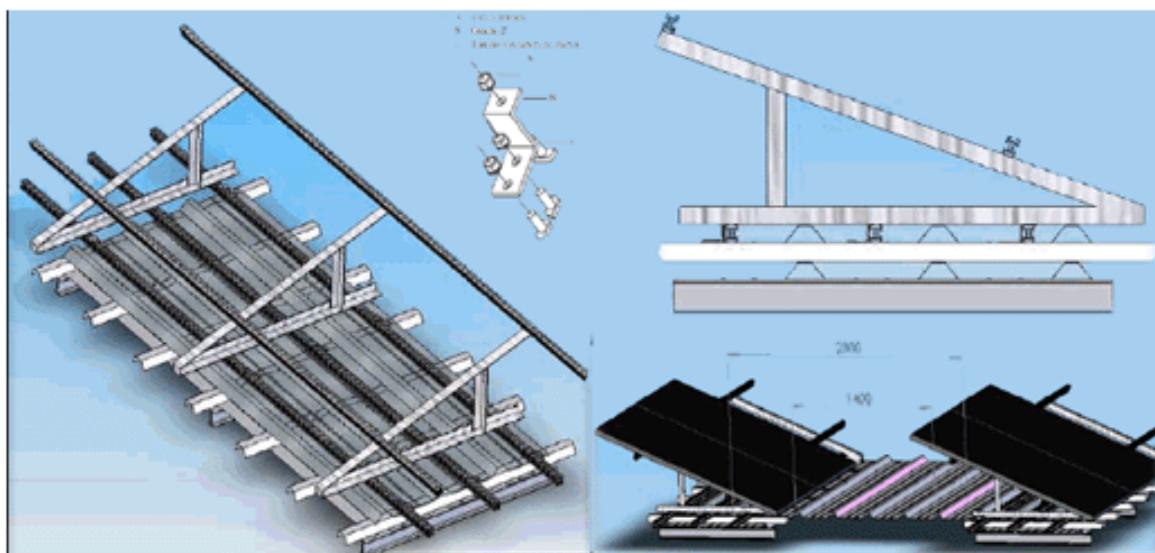


Figura 41. Diferentes tipo de estructuras soporte.

#### 6.5.1. *Tipos de estructuras*

##### Estructuras fijas:

Puede optarse por ubicar los paneles en una estructura fija, con una orientación e inclinación optima.

- La orientación ideal es SUR

Debido al cambio de posición del sol durante el año, la inclinación ideal de los colectores varía en función de la latitud en la cual nos encontramos. Normalmente se utilizan 30º sur en fotovoltaica, pero la inclinación puede variar en función de la aplicación, criterios de uso e integración arquitectónica, en ± 10º.

##### Estructuras con seguimiento solar:

Para aumentar la producción eléctrica del sistema se puede dotar al panel (conjunto de módulos) fotovoltaico de movimiento, de modo que siga la trayectoria del sol desde el amanecer hasta el atardecer.

- a) Podemos disponer de un sistema que, con la inclinación optima gire en un eje para seguir el movimiento del sol desde el

amanecer hasta el ocaso, en este caso tendremos un sistema de seguimiento polar en un eje.

- b) Podemos disponer de un sistema que, con la orientación optima (dirección sur), haga variar la inclinación del panel para que los rayos solares incidan cada día de modo perpendicular a su superficie. En ese caso tendremos un sistema de seguimiento acimutal en un eje.
- c) Podemos disponer de un sistema que busque que en cada momento la inclinación y orientación sea la que maximice la irradiación, haciendo que la superficie de los paneles se encuentre siempre perpendicular a los rayos solares. En ese caso, se trata de un sistema de seguimiento de dos ejes.

Con un sistema de seguimiento de dos ejes el sistema solar se mantiene perpendicular a la trayectoria de los rayos solares, ya que su inclinación es variable respecto a la horizontal, y gira alrededor de un eje vertical.

Se puede conseguir del orden de un 40% más de producción eléctrica que en un sistema convencional estático, dependiendo de las condiciones particulares de la ubicación.

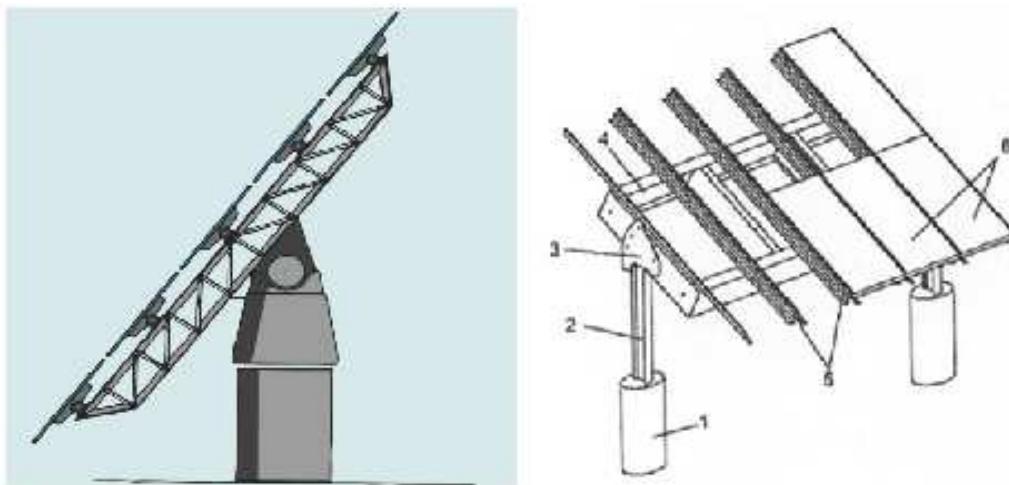


Figura 42. Estructura móvil (izda.) y fija (dcha.)

#### 6.5.2. Requisitos

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

La tornillería realizada en acero inoxidable cumplirá la norma MV – 106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos

galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma que serán de acero inoxidable.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanqueidad entre módulos se ajustarán a las exigencias de las Normas Básicas de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado minimizando el efecto del sombreado. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío cumplirá la Norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente cumplirá las Normas UNE 37 – 501 y UNE 37 – 508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

## **6.6. LOS CABLES DE CONEXIÓN**

El cable de conexión representa el componente indispensable para el transporte de la energía eléctrica entre los diferentes bloques que integran un sistema FV.

Resulta inevitable que parte de esta energía se pierda en forma de calor, ya que la resistencia eléctrica de un conductor nunca es nula. El material más indicado para la fabricación de un cable conductor representa un compromiso entre un bajo valor de resistividad y el costo del mismo.

El cobre ofrece hoy día la mejor solución, a no ser que sea necesario minimizar las perdidas en conducciones en las que circula una intensidad de corriente muy alta, caso en el que se podrá optar por el

aluminio, metal que si bien tiene una conductividad eléctrica del orden del 60% de la del cobre es, sin embargo, un material mucho más ligero, lo que favorece su empleo en líneas de transmisión de energía eléctrica.

La resistencia eléctrica de un material conductor está dada por la expresión:

$$r = \frac{\rho L}{A}$$

Donde  $r$  (rho) representa el valor de resistividad lineal (W.m),  $L$  es el largo del conductor (m), y  $A$  es el área de la sección del mismo ( $m^2$ ). El valor de  $r$  depende de dos variables: el material conductor y la temperatura de trabajo que éste alcanza.

La expresión anterior indica que para un dado material conductor y temperatura ( $r$  constante), si el valor del área  $A$  permanece constante, el valor de la resistencia aumenta con su longitud. De igual manera puede deducirse que si  $r$  y  $L$  permanecen fijos, la resistencia del conductor se reduce si el área de su sección aumenta. La mayoría de los cables utilizados en instalaciones eléctricas tienen una sección circular. Cuando el área del conductor aumenta, también lo hace su diámetro.

Por lo tanto, para una dada longitud, un aumento en el diámetro significa una menor caída de voltaje en el cable (menores pérdidas de energía), pero un mayor costo (más volumen por unidad de longitud).

Esto implica que en el diseño del cableado se deben tener en cuenta las caídas de tensión producidas en los conductores debido a la resistencia de los mismos. Para ello las secciones de estos conductores deben calcularse en función de la máxima potencia de pérdidas admisibles para la instalación.

Concretamente, en el caso de los sistemas fotovoltaicos, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de corriente continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior de 1,5% y los de la parte de corriente alterna para que la caída

de tensión sea inferior al 0,5% teniendo en cuenta en ambos casos como referencia las correspondientes a cajas de conexiones.

En términos generales, debe respetarse lo reglamentado por el REBT 2002 (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión), que en líneas generales establece tres criterios para determinar la sección de los conductores en una instalación eléctrica:

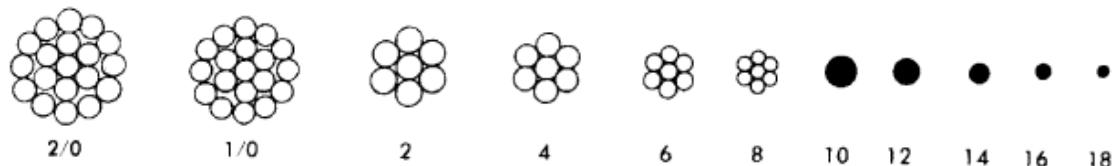
- 1) Criterio térmico: el conductor debe ser capaz de disipar el calor generado por la intensidad que circula pro el mismo durante régimen permanente.
- 2) Criterio de caída de tensión: la caída de tensión debe ser menor que las especificadas pro las condiciones de diseño.
- 3) Criterio de la intensidad de cortocircuito: la temperatura que alcanza el conductor durante un cortocircuito no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de 5 segundos) del aislante del conductor.

Se elige el criterio más restrictivo de los 3 (el que dé como resultado una sección mayor).

### **6.6.1. Norma AWG**

La dependencia entre el diámetro y el área del conductor permite establecer un método de clasificación para los cables. A determinados diámetros se les asigna un número en una escala arbitraria, al que se conoce como el calibre del conductor. Esta escala se la conoce como el AWG (American Wire Gauge, calibre americano para conductores), y es utilizada dentro y fuera de los EEUU.

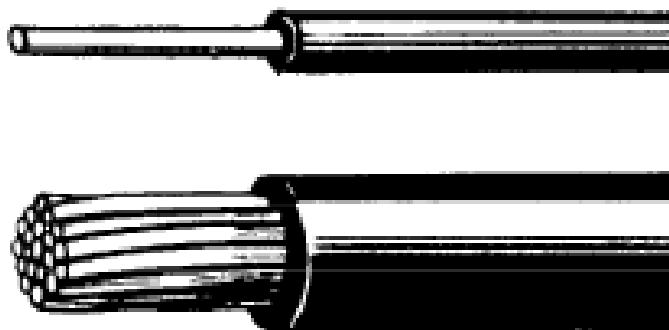
En la figura 43 se muestran los diámetros de varios de los calibres de cables de la escala AWG.



**Figura 43. Diámetros relativos de varios calibres AWG.**

Conductor sólido y multialambre:

Existen dos tipos de conductores: el de un solo alambre (wire, en inglés) y el multialambre (cable, en inglés). Los calibres de mayor diámetro no pueden tener un solo conductor pues su rigidez los haría poco prácticos. Es por ello que los cables con calibres entre el 8 y el 4/0 son fabricados usando varios alambres de menor diámetro, los que son retorcidos suavemente para que conserven una estructura unificada. La figura 44 muestra estos 2 tipos de cables. Dos cables de un calibre, conectados en paralelo, es otro recurso práctico para incrementar el área efectiva de conducción.



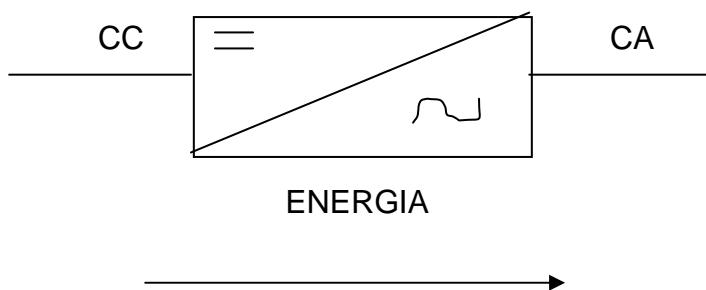
**Figura 44. Conductor sólido (arriba) y multialambre (abajo).**

## 6.7. EL INVERSOR

Un inversor fotovoltaico es un convertidor que convierte la energía de corriente continua procedente del generador fotovoltaico en corriente alterna. Éstos se subdividen en: inversores aislados e inversores

conectados a la red. A día de hoy, 2010, en España, prácticamente todos los inversores que se instalan son inversores conectados a la red.

En un sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica, la potencia en corriente continua (DC) generada por el equipo fotovoltaico debe convertirse a corriente alterna (AC) para poder ser inyectada en la red eléctrica. Este requisito hace imprescindible la utilización de un inversor que convierta la corriente continua en corriente alterna para producir el flujo de energía como el que muestra la figura 45.



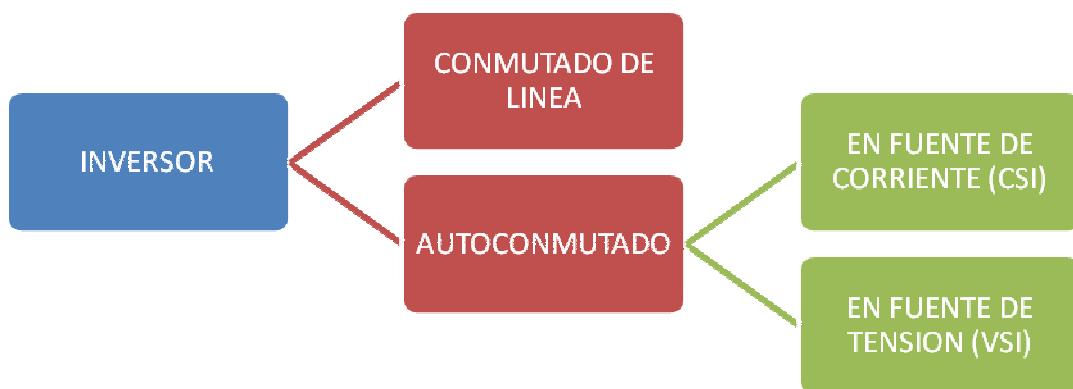
**Figura 45. Flujo de energía del conversor.**

Los inversores conectados directamente al módulo fotovoltaico deberán disponer de un buscado del punto de máxima potencia (SPMP), que continuamente ajusta la impedancia de carga para que el inversor pueda extraer la máxima potencia del sistema.

Los inversores utilizados en sistemas fotovoltaicos serán del tipo conexión a red eléctrica con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

#### **6.7.1. Tipos de inversores**

Existen dos grandes grupos de inversores, tal y como muestra el esquema de la figura 46: los autoconmutados y los comutados de línea.



**Figura 46. Tipos de inversores.**

- Los inversores conmutados de línea usan interruptores basados en tiristores, que son dispositivos electrónicos de potencia que pueden controlar el tiempo de activación de la conducción, pero no el tiempo de parada. Para detener la conducción precisan de una fuente o circuito adicional que reduzca hasta cero la corriente que lo atraviesa.
- Los inversores autoconmutados usan dispositivos de conmutación que controlan libremente los estados de conducción y no conducción del interruptor, como son los transistores IGBT y MOSFET.

Los primeros inversores comercializados para aplicaciones solares fotovoltaicas de conexión a la red eran inversores conmutados de línea. Posteriormente se usaron los inversores autoconmutados, que usaban modulación de ancho de pulso (PWM) e incluían transformadores de línea o de alta frecuencia. Este tipo de inversores puede controlar libremente la forma de onda de la tensión y corriente en la parte de alterna, permiten ajustar el factor de potencia y reducir la corriente armónica, y son muy resistentes a las distorsiones procedentes de la red. Gracias a todas estas

ventajas, la gran mayoría de inversores usados actualmente en aplicaciones con fuentes de energía distribuida, como la fotovoltaica, son inversores autoconmutados.

Los inversores autoconmutados se dividen en inversores en fuente de corriente (CSI) y en inversores en fuente de tensión (VSI). Los inversores CSI disponen de una fuente de corriente aproximadamente constante en la entrada de continua, mientras que en los inversores VSI la fuente de entrada constante es de tensión. En el caso de sistemas fotovoltaicos, la salida en corriente continua del equipo solar es la fuente de tensión del inversor, por lo que los inversores empleados en estas aplicaciones son VSI.

En un principio, se usaba un único inversor para realizar la conversión de todo el sistema, pero la tendencia giró hacia concepciones modulares, en las que pequeños inversores se conectan en serie hasta obtener la potencia deseada. Esta tendencia responde a la línea actual de conexión modular de paneles: al conectar grandes sistemas, la eficiencia total puede ser incrementada mediante el uso de pequeños inversores encadenados, evitando el desacoplamiento de los módulos y reduciendo el cableado en la parte de continua.

Todo parece indicar que las tendencias futuras seguirán marcadas por este concepto modular, especialmente en el Mercado de los sistemas fotovoltaicos integrados, gracias a que permite una fácil expansión del sistema, funcionamiento independiente y sencilla instalación.

Otra nueva tendencia, en particular entre los inversores fotovoltaicos con tensiones altas de entrada, es la de prescindir de transformador en la entrada del convertidor. Los inversores sin transformador son ventajosos gracias a sus altas eficiencias, además de beneficios adicionales, como la reducción de coste, tamaño, peso y complejidad. Sin embargo, la falta de transformador, y por lo tanto de aislamiento entre inversor y paneles, debe tenerse en cuenta.

Desde hace 25 años, las nuevas tecnologías basadas en convertidores multinivel se han ido abriendo paso en el campo de las aplicaciones fotovoltaicas con conexión a la red, y actualmente se presentan en el área de las aplicaciones de media y alta tensión como una alternativa de peso a los convertidores de dos niveles tradicionales. La tecnología multinivel se basa en la síntesis de la tensión alterna de salida a partir de la obtención de varios niveles de tensión del bus de continua. Cuanto mayor es el número de niveles de tensión de entrada continua, más escalonada es la forma de onda de la tensión de salida, de modo que tiende cada vez más a una onda senoidal, minimizándose así la distorsión armónica.

La primera patente en topologías multinivel apareció en 1975. En ella, figura el primer inversor en cascada que conecta en serie módulos de inversores en puente completo y con fuentes de tensión independientes para generar una tensión de salida alterna escalonada. A través de la manipulación del inversor en cascada con diodos bloqueando las fuentes, surge el inversor multinivel Diode-Clamped. La topología Diode-Clamped adquirió también el nombre de Neutral-Point-Clamped (NPC), al ser utilizada por primera vez en un inversor de tres niveles en el que el nivel medio de tensión se definió como el punto neutro. Gracias a que el inversor NPC permite doblar el nivel de tensión aplicada, esta topología prevaleció en la década de los 80. Pese a que la topología en cascada fue inventada antes, sus aplicaciones no tuvieron éxito hasta mediados de los 90. Gracias a la gran demanda de inversores de media tensión y alta potencia, esta topología ha despertado un gran interés.

La siguiente topología multinivel en aparecer en la lista de patentes estadounidenses fue la definida como Flying Capacitor, o Capacitor-Clamped, que surgió en la década de los 90 y que también presenta múltiples ventajas.

Hoy en día, los inversores multinivel ofrecen múltiples ventajas respecto a los inversores convencionales de dos niveles, y su uso está ampliamente extendido en aplicaciones de alta potencia con niveles medios

de tensión. Pese a que los inversores multinivel marcan una clara tendencia de futuro y ya existen múltiples aplicaciones con motores y turbinas eólicas, su uso aún no está implantado en el campo de las energías fotovoltaicas.

La proliferación de sistemas fotovoltaicos con conexión a la red hace cada vez más presente el efecto nocivo que producen ciertos fenómenos en las redes y los equipos. Un caso claro es el del cada vez más importante efecto “islanding”. Este efecto se produce cuando, al desconectarse intencionadamente la red eléctrica de los equipos, el inversor no detecta esta caída y continúa alimentando a las cargas con la energía que recibe de los paneles, con lo que se crea un sistema aislado susceptible crear daños en las cargas y personas.

Actualmente los inversores tradicionales de dos niveles son los únicos fabricados para aplicaciones estrictamente fotovoltaicas. En el campo de las fuentes de energía distribuida, los inversores multinivel, en especial los de tres niveles, se han presentado como una buena solución de rendimiento y coste en la generación de energía eólica. El éxito de los inversores de tres niveles para soluciones eólicas de media tensión ha fomentado el estudio para su aplicación en sistemas fotovoltaicos con conexión a la red.

Gracias al continuo aumento de los niveles de potencia en los equipos fotovoltaicos, cada vez se tiende más hacia la conexión en serie de paneles solares con niveles medios de tensión. Las topologías de tres niveles son especialmente interesantes en este tipo de sistemas, ya que permiten incrementar el nivel de potencia usando dispositivos de baja tensión. Al igual que en el caso de los sistemas eólicos, las características requeridas en los sistemas fotovoltaicos son bajo coste, buena regulación de línea y alta eficiencia.

Las principales ventajas que presenta un inversor de tres niveles frente al inversor de dos niveles convencionales son las siguientes:

- Permiten trabajar con niveles medios de tensión utilizando dispositivos de baja tensión, ya que estos dispositivos sólo están sometidos a la mitad de la tensión que reciben por la entrada de corriente continua.
- Permiten trabajar con niveles mayores de potencia, ya que los dispositivos están sometidos a menos estrés.
- Reducen la distorsión armónica de las formas de onda en la parte de alterna, con lo que los filtros de salida son menores, y la respuesta dinámica más rápida.

No obstante, la experiencia práctica revela ciertas dificultades técnicas que complican su aplicación en convertidores de alta potencia. Las principales limitaciones que presenta son que al aumentar el número de niveles se incrementa la complejidad del control y que introduce problemas de desequilibrio en las tensiones de los condensadores del bus de continua.

A continuación se muestra una pequeña tabla con los principales inversores del mercado para aplicaciones fotovoltaicas con conexión directa a la red.

Fabricante	Inversor	Topología	Aislamiento de la red	Potencia nominal (W)	Eficiencia máxima (%)	Protección anti-islanding	Peso (kg)	Densidad de potencia (W/kg)
Advanced Energy Systems (AES)	GC-1000	Puente monofásico de transistores MOSFET	No	1.000	93,0	Detección de sobre/sub-tensión y métodos activos.	19,5	51,3
Advanced Energy Systems (AES)	CCI-PV Series	Puente trifásico de transistores IGBT	Transformador opcional	10.000 – 250.000	96,0	Detección de sobre/sub-tensión y métodos activos.	120 - 600	41,7 - 83,3
Advanced Solar Products (asp)	TCS 1500	Puente monofásico	Transformador incorporado	1.350	94,0	Protección anti-islanding activa de monitorización ENS (MSD)	18	75,0
Advanced Solar Products (asp)	TCG 2500	Puente monofásico	Transformador incorporado	2.250	94,0	Protección anti-islanding activa de monitorización ENS (MSD)	22	102,3

Fabricante	Inversor	Topología	Aislamiento de la red	Potencia nominal (W)	Eficiencia máxima (%)	Protección anti-islanding	Peso (kg)	Densidad de potencia (W/kg)
Advanced Solar Products (asp)	TCG 4000	Puente monofásico	Transformador incorporado	3.500	94,0	Protección anti-islanding activa de monitorización ENS (MSD)	28	125,0
ATERSA	Tauro PRM Series	Puente monofásico de transistores MOSFET	Transformador incorporado	850 - 5.000	93,0	Detección de sobre/sub-tensión y frecuencia (sólo métodos pasivos)	25 - 60	34,0 - 83,3
Ballard Power Systems Corporation	Ecostar™ Power Converter	Puente trifásico de transistores IGBT.	Transformador de alta frecuencia incorporado	75.000	95,0	Tecnología anti-islanding patentada.	454	165,2
Beacon Power Corporation	Smart Power M5	Puente monofásico	Transformador incorporado	5.000	93,0	Tecnología anti-islanding patentada. Protección anti-islanding activa de monitorización ENS (MSD)	54,5	91,7
ENERTRON	SOLETE 2500	Puente monofásico / trifásico	Transformador incorporado	2.500-14.000	92,3	Detección de sobre/sub-tensión y frecuencia (sólo métodos pasivos)	según tamaño	-
ENERTRON	ACEF	Puente trifásico de transistores IGBT.	Transformador incorporado	10.000-500.000	95,0	Detección de sobre/sub-tensión y frecuencia (sólo métodos pasivos)	según tamaño	-
Elettronica Santemo	SUNWAY M-gc Series	Puente monofásico de transistores MOSFET	Transformador incorporado	1.500 - 3.000	93,0	Detección de sobre/sub-tensión y frecuencia (sólo métodos pasivos)	50	30,0-60,0
Elettronica Santemo	SUNWAY T Series	Puente trifásico de transistores IGBT	Transformador incorporado	16.000 - 250.000	95,0	Detección de sobre/sub-tensión y frecuencia (sólo métodos pasivos)	450-1.900	35,6-131,6
Fronius International GmbH	Fronius IG Series	Puente monofásico de transistores IGBT.	Transformador de alta frecuencia (HF) incorporado	1.300 - 4.600	94,5	Detección de sobre/sub-tensión y Active Phase Shift (PSL). Método ENS (MSD) opcional	9, - 16	144,4 – 287,5
Fronius International GmbH	SUNRISE	Puente monofásico	Transformador no incorporado, pero recomendado	750 - 2.000		Detección de sobre/sub-tensión y frecuencia (sólo métodos pasivos)	15 - 27	50,0 – 74,0
Latronics	PV Edge	Puente monofásico de transistores MOSFET	Transformador incorporado	1.300	93,0	Detección de sobre/sub-tensión y frecuencia y métodos activos basados en circuitos phase-shift-loop (PSL)	17	76,5

**Tabla 2. Principales inversores del mercado de conexión directa a red.**

### **6.7.2. Requisitos para el inversor en el sistema fotovoltaico (sacado del CTE)**

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Su principio de funcionamiento será autoconmutado con fuente de corriente (VSI).
- Dispondrá de sistema de seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.

- No funcionará en isla o modo aislado.

Desde el punto de vista de la seguridad, los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y compatibilidad electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante) incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de red, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

En lo que respecta a su manejo, cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz AC.

Las características de rendimiento de los inversores empleados en sistemas fotovoltaicos serán las siguientes, de acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas para Sistemas Solares Fotovoltaicos del I.D.A.E.:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar de un 10 % superiores a las CEM. Además soportara picos de un 30 % superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.
  
- Los valores de eficiencia al 50 y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 92% y 94%, respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere).
  
- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en vacío) en "stand-by" o "modo nocturno" deberá ser inferior a un 2% de su potencia de salida nominal.
  
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,98, entre el 25 y el 100% de la potencia nominal.
  
- El inversor deberá inyectar en red, para potencias mayores del 10 % de su potencia nominal.
  
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso se cumplirá la legislación vigente.

- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0° C y 40 °C de temperatura y 0% a 85% de humedad relativa.

## 6.8. LA BATERIA SOLAR.

Dentro de los distintos tipos de baterías eléctricas, destaca el acumulador de Pb – Acido, que presenta numerosas aplicaciones. En el mercado, su interés se reducirá a dos de ellas:

- Las baterías para automóviles.
- Las baterías para sistemas fotovoltaicos (baterías solares).

Como la diferencia en el costo de estas dos versiones es apreciable, existe siempre la tentación de usar la batería más económica (automóvil) en un sistema fotovoltaico.

Para apreciar porqué una batería solar representa la solución más adecuada, puntualizaremos las diferencias entre las dos.

El modelo de batería usado en los automotores está diseñado para sostener corrientes elevadas (200 a 350 A) por muy breves instantes (segundos) durante el arranque del motor. El resto del tiempo la batería está siendo cargada o permanece inactiva.

La batería de un sistema solar, por el contrario, debe ser capaz de sostener corrientes moderadas (una decena de amperes), durante horas. Además, en muchas aplicaciones, deberá permanecer activa sin recibir carga alguna (servicio nocturno). Normalmente, los períodos de reposo son nulos, ya que está siendo cargada o descargada. Diferentes requerimientos de uso sólo pueden satisfacerse con diseños distintos.

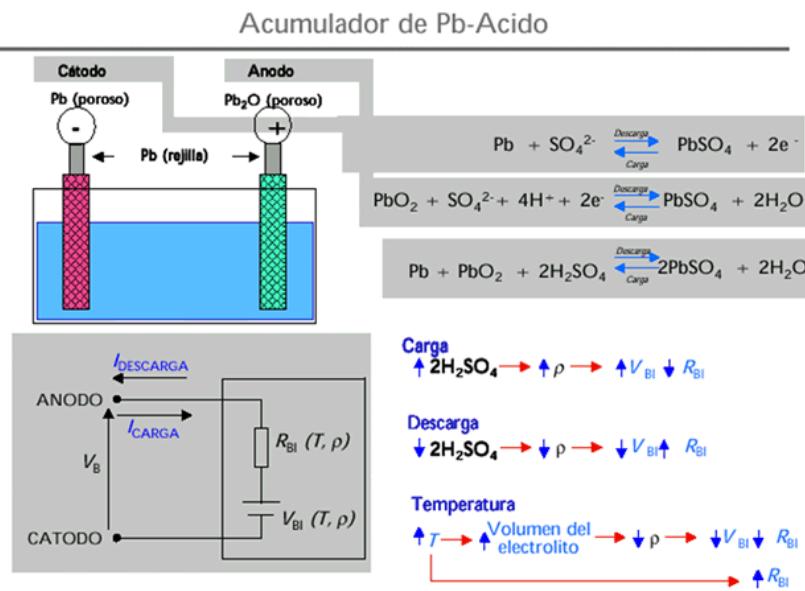


Figura 47. La batería de Pb – Ácido

Las placas de una batería de Pb-ácido para automotor están hechas con plomo esponjoso. Esta técnica de fabricación hace posible el obtener un máximo de superficie activa con un mínimo de peso. La reducción en la cantidad de plomo contribuye, en forma substancial, a abaratar su costo. El incremento de la superficie activa disminuye la densidad de corriente ( $A/cm^2$ ), permitiendo alcanzar niveles muy altos para la corriente de carga, por breves instantes.

Las baterías de automotor llamadas de “mantenimiento nulo” tienen electrodos con aleación de calcio lo que contribuye a minimizar la gasificación durante la carga. Esto hace que se reduzca la pérdida de agua en el electrolito. El agregado de esta aleación disminuye, asimismo, las pérdidas por autodescarga, permitiendo la retención de la carga durante largos períodos de inactividad.

Los electrodos de una batería solar tienen una aleación de antimonio, la que permite adherir una mayor cantidad de material activo. Vimos en el capítulo anterior que el envejecimiento de una batería se produce por la pérdida de éste cuando la batería es descargada. Celdas con mayor cantidad de material activo tienen una más larga duración y

profundidad de descarga. El incremento del material activo aumenta el costo y el peso de la batería.

Una batería solar de 6 V, con volumen muy similar a la de 12 V en un automotor, pesa más de 30 Kg La presencia del antimonio incrementa las pérdidas por autodescarga. Si una batería solar permanece en almacenamiento, debe ser cargada con frecuencia. Como la presencia del antimonio incrementa la gasificación, la corriente de carga en un sistema FV debe tener un régimen variable.

Dos características identifican a una batería solar: la mayor profundidad de descarga (PD) y un alto valor para el ciclaje. La batería de automotor está diseñada para soportar una leve PD.

Para ilustrar este aspecto, asumiremos que en invierno la corriente de arranque alcanza 350A y dura 3 segundos. Durante el arranque la batería habrá entregado  $0,29\text{Ah}$  ( $350 \times 3/3.600$ ). Como la capacidad típica de estas baterías es de 80Ah, los  $0,29\text{Ah}$  representan una PD de sólo 0,36%. Tomaría tres arranques consecutivos para que la PD llegase al 1%. La batería solar permite una PD máxima del 80%, cientos de veces, a niveles de corriente moderados. Es por ello que a estas baterías se las denomina de ciclo profundo (BCP).

Se considera que una BCP ha completado todos los ciclos de carga y descarga cuando, al ser cargada nuevamente, la máxima energía que puede almacenar se reduce al 80% de su valor inicial. El número de ciclos de carga/descarga depende de la PD. Cuando ésta disminuye, el número de ciclos aumenta. Para una dada PD, la batería más robusta proporciona el mayor número de ciclos.

Las versiones con mayor aceptación son las de 6 y 12V nominales. Baterías de 6V, con una capacidad de unos 200Ah, son utilizadas en sistemas de mediana capacidad de reserva, donde pasan a formar parte de un banco de baterías con conexión serie o serie-paralelo, a fin de satisfacer los valores de voltaje y corriente del sistema. Esta versión ofrece el mejor compromiso entre peso (facilidad de manejo) y número de Ah de reserva.

Como los sistemas fotovoltaicos de bajo consumo son sistemas de 12V nominales, los requerimientos de reserva pueden ser satisfechos con la versión de 12V, la que tiene una capacidad de unos 100Ah. Baterías de más de 250Ah resultan convenientes cuando se trabaja con sistemas de alto consumo. Se fabrican asimismo baterías de ciclo profundo con capacidad de reserva mucho más grandes.

Un modelo de 24 V, diseñado para ser usado en un sistema comunal (varias casas conectadas a un sistema FV) tiene una capacidad de 1.493Ah y pesa 1.200 Kg.

La doble conversión de energía que toma lugar en una batería resulta en una eficiencia total ( $hb$ ) que está dada por la expresión:

$$hb = hc \times hd$$

Donde  $hc$  es el valor de la eficiencia de carga y  $hd$  el de descarga. Ambos valores varían con la temperatura del electrolito y el estado de carga de la batería, ya que la resistencia interna de la misma genera estas pérdidas. Las pérdidas durante el proceso de carga fuerzan un incremento en la capacidad de generación del sistema, a fin de restablecer el balance energético del mismo. El valor de  $hd$  está implícitamente considerado al determinarse el valor en Ah por el método de descarga continua al que se hizo referencia en el capítulo anterior.

La capacidad de almacenamiento de una batería de Pb-ácido varía con la temperatura del electrolito, la que, en la práctica, está determinada por la temperatura ambiente del lugar donde ésta será instalada

La siguiente tabla muestra la dependencia de la capacidad de almacenamiento con la temperatura.

Temperatura (°C)	Capacidad (%)	Eficiencia
30	105	1,05
25	100	1,00
16	90	0,90
4	77	0,77
- 7	63	0,63
- 18	49	0,49

**Tabla 3. Dependencia de la capacidad con la temperatura**

No debemos olvidar que el aumento en la eficiencia total obtenido a 30°C está relacionado con una drástica reducción de la vida útil de la batería, como se indicó en el capítulo anterior. Cuando se usan baterías de Pb-ácido es importante mantener la temperatura del electrolito cercana a los 25°C, ya que a esta temperatura se alcanza el balance óptimo entre la eficiencia y la vida útil de este componente.

Hemos dicho que el agregado de antimonio incrementa la autodescarga de las baterías solares. Cuando la temperatura ambiente es de 50°C la batería se descargará totalmente en un mes (25%/semana). Cuando la temperatura ambiente es cercana a los 25°C la autodescarga se reduce a un 6%/semana (4 meses para una descarga total). Estas cifras muestran que si una batería de este tipo permanece en depósito por largo tiempo, deberá ser recargada con frecuencia. Las baterías de automotor con aleación de calcio (baterías de mantenimiento nulo) tardan un año en perder el 50% de su carga, a 25°C.

Existe una batería solar de Pb-ácido donde el electrolito no es líquido sino gelatinoso (Gel battery, en inglés). Su costo es alrededor de tres veces mayor que el de la versión con electrolito líquido, pero tiene

características técnicas que la hacen muy útiles en aplicaciones especializadas. La literatura técnica suele identificar a este tipo de baterías con la abreviatura VRLA, que corresponde a la abreviación de cuatro palabras inglesas cuyo significado es: "Pb-ácido regulada por válvula". Como esta batería no requiere ventilación al exterior durante el proceso de carga, la caja exterior es hermética. La válvula constituye un dispositivo de seguridad en caso de cortocircuito o sobrecarga.

Esta hermeticidad evita el derrame del electrolito, lo que disminuye el riesgo en su manejo, y la convierte en la solución ideal para instalaciones marinas (boyas o embarcaciones). Como no requieren mantenimiento (agregado de agua), se las usa en instalaciones donde la supervisión es infrecuente o nula, como es el caso en sistemas fotovoltaicos de iluminación de carteles de propaganda en carreteras, repetidores de comunicaciones, o en sistemas fotovoltaicos portátiles.

El tipo de electrolito usado en esta batería permite su uso a bajas temperaturas con mayor eficiencia que las de electrolito líquido. La autodescarga semanal es de 1,1%, a 25°C y aumenta a un 3% cuando la temperatura se eleva a 40°C. Pueden obtenerse en versiones de 6 y 12V, con capacidades entre 6 y 180Ah (20hrs).

#### **6.8.1. La batería de Níquel – Cadmio (Ni – Cd)**

Debido a su alto costo inicial (6 a 8 veces el de una batería equivalente de Pb-ácido), este diseño no ha podido suplantar al tipo Pb-ácido con electrolito líquido. Sin embargo, el costo operacional (largo plazo) es mucho menor que el de una batería de igual capacidad del tipo Pb-ácido debido a su larga vida útil y bajo mantenimiento.

Existen dos métodos de fabricación para estas baterías, pero el recomendado para una batería solar es el llamado de "bolsillos en la placa" (pocket plate, en inglés).

Este tipo de batería usa placas de acero inoxidable, las que poseen depresiones donde se coloca el material activo. El electrolito de estas

baterías es una solución de agua e hidróxido de potasio, el que requiere una capa de aceite protector, para evitar su oxidación por el oxígeno del ambiente. En términos genéricos, una batería de Ni-Cd que usa este método de fabricación tolera más abuso que su equivalente de Pb-ácido. Sus características más salientes son: pueden soportar, sin daño, cargas y descargas excesivas, así como una mayor profundidad de descarga (cerca del 100%). Tienen una mayor eficiencia con baja temperatura ambiente y soportan, sin problemas. Una alta combinación de temperatura y humedad ambiente. Esta última característica la convierte en la solución ideal para climas tropicales. Otras ventajas asociadas con este tipo de batería es la ausencia de problemas similares al de la “sulfatación” de las placas o la congelación del electrolito.

Una batería de Ni-Cd puede trabajar con bajo estado de carga sin deteriorarse. La autodescarga es inicialmente elevada, pero disminuye con el tiempo, permitiendo largos períodos de almacenamiento con una retención considerable de la carga inicial. La vida útil es más de dos veces la de una BCP de Pb - ácido. Uno de los fabricantes de baterías solares de Ni-Cd (SAFT-NIFE) las garantiza por 20 años.

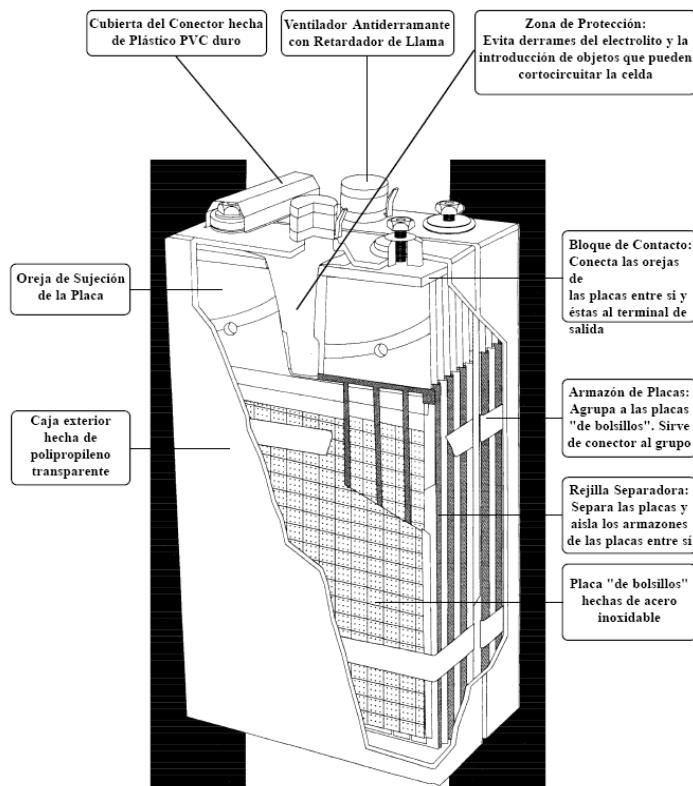
Dado que ningún componente es perfecto, enumeraremos a continuación alguna de las características de la batería de Ni-Cd que pueden ser consideradas como inconvenientes en un sistema FV.

Una de ellas es su característica de descarga. Como la resistencia interna de esta batería es diez (10) veces menor que la de Pb-ácido, el voltaje de salida permanece prácticamente constante hasta el momento en que su capacidad de almacenaje de energía se ve agotada. Es entonces cuando éste cae en forma vertiginosa. Esta característica no permite al usuario tener un “aviso previo”, como en el caso de las baterías de Pb-ácido, donde la resistencia interna se incrementa con el tiempo, bajando su voltaje de salida en forma continua. Si se quiere medir el voltaje de salida, se requiere el uso de un voltímetro que tenga la suficiente resolución y precisión para que la lectura contenga dos decimales significativos, ya que los cambios, como se ha dicho, son muy pequeños.

El electrolito de una batería de Ni-Cd tiene un rol pasivo. Sólo actúa como transportador de cargas. No existe variación alguna en la densidad del mismo entre carga y descarga, impidiendo el uso de un densímetro. El instrumento más recomendable es un medidor de energía, como el que mide el número de Wh.

El voltaje de una celda es cercano a 1,4V cuando la batería está cargada, y disminuye a 1,1V cuando está descargada. Para obtener voltajes cercanos a los 12V (o múltiplos de éste) se necesitan más celdas por batería. Si se usan estas baterías en un sistema FV, el control de carga deberá ser elegido de manera que sea compatible con este tipo de baterías. Un medidor de estado de carga diseñado para baterías de Pb-ácido no puede ser utilizado para monitorear este tipo de acumulador.

En la imagen de la página siguiente se muestra una batería de Níquel – Cadmio con placas de bolsillo. Se le ha realizado un corte para visualizar el interior de la batería.



**Figura 48. Batería de Ni – Cd.**

## 6.9. EL REGULADOR FOTOVOLTAICO

El regulador de carga fotovoltaica es el dispositivo encargado de proteger la batería de los paneles solares frente a las sobrecargas y a las descargas profundas.

Durante la noche el voltaje de salida de los paneles solares fotovoltaicos es nulo, al amanecer, atardecer, o en días nublados, el nivel de insolación es bajo y los paneles no pueden cargar las baterías; en este caso el regulador cumple un rol pasivo, aislando el banco de acumulación del sistema de generación, evitando su descarga. Cuando la insolación aumenta, el voltaje de los paneles supera al del banco de acumulación, iniciándose nuevamente el proceso de carga; es entonces cuando el regulador de carga tiene un rol activo, evitando una gasificación excesiva del electrolito por sobrecarga. En términos generales la misión de regulador de carga es la de contrarrestar la estabilidad de la fuente primaria.

El regulador de carga funciona como un servomecanismo en el que se compara en valor deseado en la carga con uno de referencia, y efectúa los cambios necesarios para compensar las variaciones de la fuente primaria y las debidas al consumo o carga conectada a nuestro sistema fotovoltaico. Su tiempo de respuesta es infinito y su error en la estabilidad es función de la ganancia del bucle de la realimentación.

El regulador de carga controla constantemente el estado de carga de las baterías, regulando la intensidad de carga de las mismas para alargar su vida útil; también debe tener la capacidad de generar alarmas en función del estado de carga de la batería. Los reguladores actuales introducen micro controladores para la correcta gestión del sistema fotovoltaico al que está conectado, su control adaptativo capaz de adaptarse a las distintas situaciones de forma automática, permite también la modificación manual de sus parámetros de funcionamiento para instalaciones especializadas, incluso los hay que memorizan datos que permiten conocer la evolución de la instalación durante un tiempo determinado, mediante el registro y la comparación de los valores de

tensión, temperatura, intensidad de carga y descarga, y la capacidad del acumulador.

#### **6.9.1. Regulación de la intensidad de carga de las baterías**

##### Igualación:

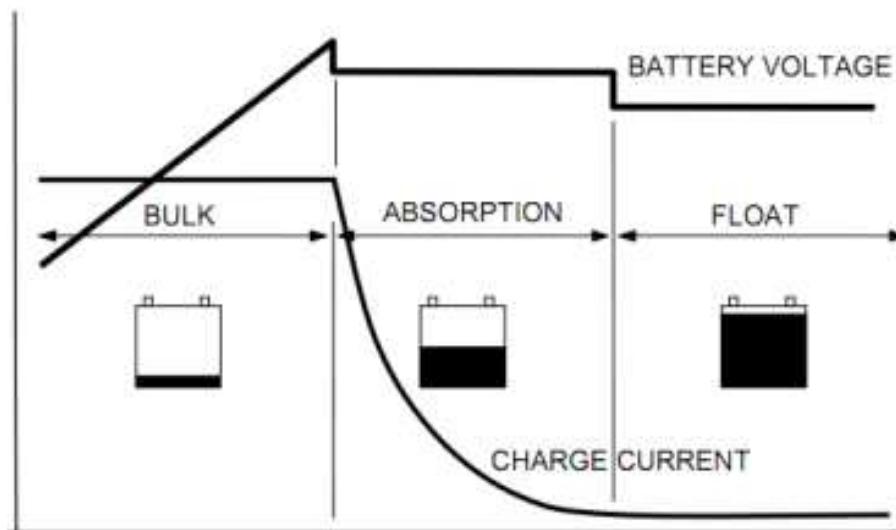
El regulador de carga permite automáticamente la igualación de cargas de los acumuladores tras un periodo de tiempo en el que el estado de carga ha sido bajo, reduciendo al máximo la gasificación del electrolito en caso contrario.

##### Carga profunda:

Tras la igualación, el regulador de carga permite la entrada de corriente de carga a los acumuladores sin interrupción, hasta que se alcanza el nivel máximo de carga, es entonces cuando interrumpiendo la carga, el sistema de control del regulador pasa a la siguiente fase de flotación. Cuando se alcanza el punto máximo de carga, la batería ha alcanzado un nivel de carga próximo al 90 % de su capacidad total, en la siguiente fase de flotación se completa el 100 % de la capacidad total de carga de la batería.

##### Carga final y flotación:

La carga final de la batería se hace en una zona denominada banda de flotación dinámica (BFD). El BFD es el rango de tensión cuyos valores se fijan entre la capacidad total de carga y la tensión nominal de la batería. Una vez alcanzado el voltaje total de carga de la batería, el regulador de corriente inyecta una corriente mínima al sistema, denominada corriente de flotación, tal que permita mantener la batería a plena carga, y en caso de que el sistema consuma energía, se compensa la autodescarga de las baterías.



**Figura 49. Fases de carga de una batería o acumulador**

#### 6.9.2. *Tipos de reguladores de carga*

La elección de un regulador de carga, está más condicionada a los parámetros eléctricos de nuestro sistema, los detalles de diseño y las opciones ofrecidas por el fabricante.

Existen dos tipos de reguladores:

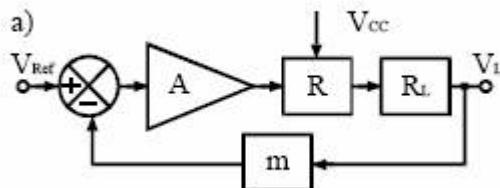
a) Reguladores lineales

- Operan con corriente continua en la entrada
- Equivalen a una resistencia con valor de ajuste automático
- Basan su funcionamiento en la caída de tensión en elementos disipativos.
- Tienen un bajo rendimiento

b) Reguladores conmutados

- Incorporan un conmutador que interrumpe la corriente en la fuente primaria a intervalos de duración variable.

- Tienen alto rendimiento.



**Figura 50. Regulador de carga lineal.**

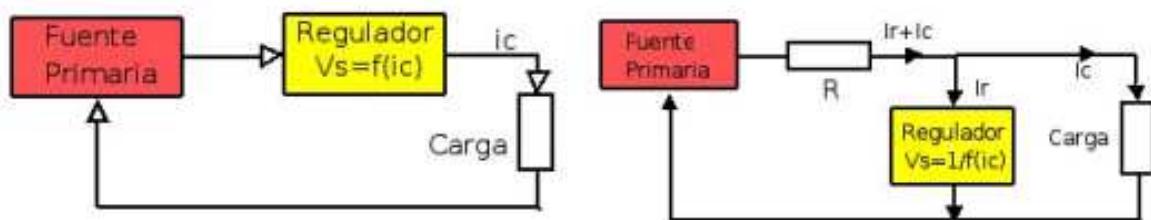
Los reguladores lineales se agrupan en dos categorías, control en serie y control en paralelo. Esta clasificación está relacionada con el paso que toma la corriente de carga, respecto al banco de baterías. En un control en paralelo, cuando el voltaje de la batería alcanza un valor predeterminado (batería cargada), la corriente de los paneles es desviada a un circuito que está en paralelo con las baterías, dicho circuito consta de una resistencia fija (dummy load), la cual disipa en forma de calor la energía eléctrica proporcionada por el bloque de generación. Cuando el voltaje de carga de las baterías baja por debajo de un valor mínimo establecido por el fabricante, el proceso de carga se restablece nuevamente.

Tanto en el control en paralelo como en el control en serie, el máximo valor de la corriente de carga está determinado por la diferencia entre el voltaje de salida de los paneles y el de las baterías. En el control en paralelo la corriente de carga existe o se anula completamente. En el control en serie, dependiendo del diseño, se tiene un proceso similar o de valor variable.

Existen diferentes criterios para el diseño de los controles en serie, dependiendo del control óptimo de corriente de carga. Sin embargo en todos ellos existen dos características comunes:

- Alternan periodos activos de cargas con periodos de inactividad.
- La acción del circuito de control depende del estado de carga del banco de baterías.

Durante el periodo activo, algunos modelos usan un voltaje de carga constante, mientras que en otros, el voltaje está limitado por la diferencia de voltaje existente entre los paneles y las baterías. La configuración del regulador en serie, suele utilizarse cuando se trata de una carga grande, mientras que la configuración en paralelo suele ser utilizada cuando la carga es pequeña; en este caso, el circuito está protegido frente a cortocircuitos.



**Figura 51. Regulador de carga en serie (izda.) y regulador de carga en paralelo (dcha.)**

### 6.9.3. Principales diferencias entre el regulador en serie y paralelo.

- El regulador en paralelo impide que las variaciones de corriente de carga de la batería aparezcan en el generador fotovoltaico.
- La energía disipada en forma de calor en el regulador en serie aumenta en proporción directa con la carga de la batería, mientras que en el regulador en paralelo disminuye al aumentar la carga.

- El regulador en paralelo incorpora un elemento más,  $R_s$ , que evita la rotura del generador en caso, de que falte la carga, además de disipar calor. Por lo que para una entrada y salida determinada con carga idéntica, la potencia la potencia entregada por el generador fotovoltaico es mayor que el caso del regulador de carga en serie.
- El regulador en paralelo tiene mayor rendimiento que el regulador en serie.
- A medida que el voltaje de la batería es cercano al estado de flotación del regulador, la corriente de carga disminuye hasta anularse al abrirse el interruptor en serie. Cuando esto ocurre, el voltaje de la batería baja alcanzando el mínimo de su diseño, y el interruptor se cierra, repitiéndose la secuencia de carga- flotación- descarga. Cuando la disminución de voltaje es despreciable (batería cargada) el control permanece abierto. El valor del voltaje de flotación, dependiendo del modelo del regulador, y de los detalles de la batería, puede ser fijo o ajustarse externamente. Esta última opción puede ser útil si se tiene instrumental de medida adecuado para el ajuste y se conoce en detalle las características de la batería o conjunto de baterías.

#### ***6.9.4. Características principales de los reguladores de carga.***

##### **Indicadores de estado:**

###### **1) Desconexión del consumo por baja tensión de batería**

La tensión de desconexión del consumo es la tensión de la batería a partir de la cual se desconectan las cargas del consumo. La desconexión del consumo por bajo voltaje indica que la descarga en la batería está próxima al 70 %, de su capacidad nominal, esto ocurre para evitar una sobrecarga puntual de corta duración.

2) Alarma por baja tensión de batería

La alarma por baja tensión de la batería indica una situación de descarga considerable. Esta alarma está en función del valor de la tensión de desconexión de consumo que por norma general será de 0.05 volt=elem. Si la tensión de la batería disminuye por debajo del valor para el que se dispara la alarma durante más tiempo del determinado, entonces el consumo se desconecta, el regulador entra en fase de igualación y el consumo no se restaurara hasta que la batería alcance media carga.

**Protecciones típicas:**

- 1) Contra sobrecarga temporizada en consumo.
- 2) Contra sobretensiones en paneles, baterías y consumo.
- 3) Contra desconexión de la batería.

**Indicadores de estado y señalizadores habituales:**

- 1) Indicadores de tensión en batería.
- 2) Indicadores de fase de carga
- 3) Indicadores de sobrecarga/cortocircuito.

**Parámetros para el diseño:**

- 1) Tensión nominal: la del sistema (12, 24, 48 V).
- 2) Intensidad del regulador: la intensidad nominal de un regulador ha de ser mayor que la recibida en total del campo de paneles fotovoltaicos.

**Parámetros que determinan la operación:**

1) Intensidad máxima de carga o generación:

Es la máxima intensidad procedente del campo de paneles FV, que el regulador es capaz de admitir.

2) Intensidad máxima de consumo:

Es la máxima corriente que puede pasar del sistema de regulación y control al consumo

3) Voltaje final de carga:

Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

## 7. INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED

Más de un 90% de los generadores fotovoltaicos están conectados a la red de distribución eléctrica y vierten a ella su producción energética. Esto evita que instalaciones que necesiten baterías y constituyen una aplicación más directa y eficiente de la tecnología. Ya hay cientos de miles de sistemas fotovoltaicos conectados a la red que demuestran que la conexión a red es técnicamente factible y muy fiable. En países como Alemania, Japón o EE.UU., un número cada vez más de personas y empresas están interesadas en instalar un sistema fotovoltaico y conectado a la red. Las motivaciones para dar un paso semejante son diversas algunos lo hacen para ganar dinero con la venta de la electricidad solar; otros para ahorrar electricidad en los picos de demanda o para dar estabilidad al consumo si el suministro que reciben es inestable; muchos otros justifican en todo o parte la inversión por conciencia ambiental. En todos los casos existe la motivación de contribuir a desarrollo de esta tecnología limpia

Las instalaciones de energía solar para producción de electricidad (energía fotovoltaica) conectadas a la red son una solución interesante ya que suponen importantes ventajas como:

- La ausencia de combustibles con muy bajos costes de mantenimiento y escasos riesgos de averías.
  
- Los beneficios medioambientales propios de una fuente de energía no contaminante e inagotable. Además, este tipo de instalaciones evita la emisión de contaminantes a la atmósfera, tales como SO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, CO, PB, etc., ya que introducen en la red eléctrica energía limpia generada con radiación solar y evitan la generación de electricidad

mediante otras formas contaminantes y de efecto invernadero.

- El acceso a ayudas públicas en forma de créditos ventajosos y subvenciones a fondo perdido (también a nivel nacional y según Comunidad Autónoma).
- La existencia de legislación específica para su desarrollo, que define los derechos de conexión y venta a la red de la energía generada, estableciendo incentivos en forma de primas sobre el precio del kWh durante toda la vida de la instalación.

Según la legislación vigente, la energía generada será remunerada con un 575% sobre el precio base del kWh..

La vida media de los paneles fotovoltaicos es de 25 a 30 años, si bien después de este tiempo siguen siendo operativos con un rendimiento inferior. Este será entonces el periodo de vida útil de la instalación fotovoltaica.

Las principales aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica convencional son las siguientes:

- **Sistemas sobreexpuestos en tejados de edificios:** Son sistemas modulares de fácil instalación donde se aprovecha la superficie de tejado existente para sobreponer los módulos fotovoltaicos. El peso de los paneles sobre el tejado no supone una sobrecarga para la mayoría de los tejados existentes.



**Figura 52. Paneles fotovoltaicos en edificio**

- **Plantas de producción:** Son aplicaciones de carácter industrial que pueden instalarse en zonas rurales no aprovechadas para otros usos o sobrepuertas en grandes cubiertas de áreas urbanas (aparcamientos, zonas comerciales, áreas deportivas, etc....).



**Figura 53. Explotación fotovoltaica.**

- **Integración en edificios:** Esta aplicación tiene como principal característica ser un sistema fotovoltaico integrado en la construcción, de modo que los paneles solares quedan tanto estructural como estéticamente integrados en la cubierta del edificio.



**Figura 54. Paneles solares integrados en un edificio.**

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico del tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores) como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión, exceptuando el cableado de continua que será de doble aislamiento).

La instalación de conexión a red incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad de suministro eléctrico.

El funcional 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.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

## **7.1. FACTURACION NETA Y TARIFA FOTOVOLTAICA**

### Facturación neta:

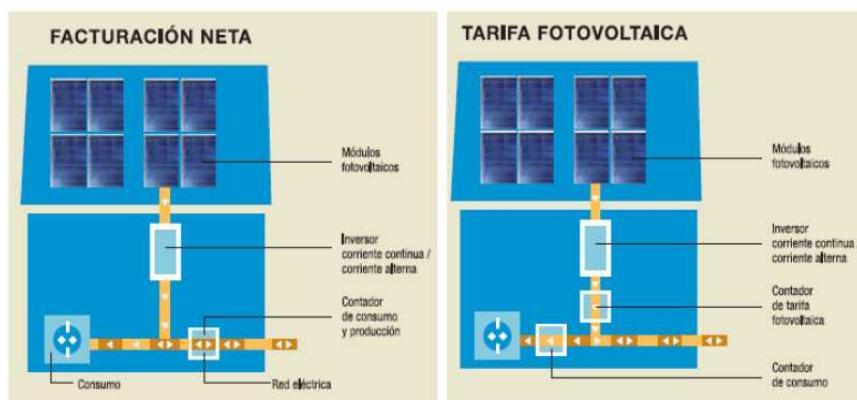
La electricidad solar se usa primero para consumo propio y los excedentes, si los hay, se inyectan a la red. El sistema fotovoltaico se conecta cerca del contador, pero en el lado del consumidor, reduciendo la necesidad de comprar electricidad; por lo tanto, disminuye la factura de la

compañía eléctrica, que suministra sólo la energía que no aportan los paneles. Cuando se produce un excedente, esa producción eléctrica se vierte en la red y puede recibir la tarifa fotovoltaica correspondiente, si lo contempla la regulación.

### Tarifa fotovoltaica:

En los países donde la legislación obliga a las compañías eléctricas a aceptar la generación que conecta a sus redes y existe una tarifa para recompensar el Kwh. de origen fotovoltaico, el sistema solar se suele conectar directamente a la red eléctrica, de modo que se inyecta el 100% de la energía producida.

En la práctica, las dos formas logran que la electricidad generada se consuma en el lugar que se produce, ya sea en el propio edificio que aloja los paneles o por los consumidores cercanos a una instalación sobre suelo o sobre un elemento constructivo; sin embargo, financiera y administrativamente son dos casos muy distintos. En el caso de la tarifa fotovoltaica, mucho más eficaz para promover la fuente renovable, se tiene que emitir una factura y se tiene que llevar una contabilidad (En España, además, hay que hacer todos los trámites de una actividad económica, con la independencia del tamaño de la instalación), en el caso de la facturación neta, en cambio, se obtiene un ahorro de consumo que no conlleva ninguna carga burocrática.



**Figura 55. Esquemas facturación fotovoltaica**

## 7.2. ELEMENTOS QUE COMPONEN LA INSTALACIÓN

### 7.2.1. El generador fotovoltaico

Una instalación solar fotovoltaica conectada a red está constituida por un conjunto de componentes encargados de realizar las funciones de captar la radiación solar, generando energía eléctrica en forma de corriente continua y adaptarla a las características que la hagan utilizable por los consumidores conectados a la red de distribución de corriente alterna. Este tipo de instalaciones fotovoltaicas trabajan en paralelo con el resto de los sistemas de generación que suministran a la red de distribución.

Los sistemas que conforman la instalación solar fotovoltaica conectada a la red son los siguientes:

- a) sistema generador fotovoltaico, compuesto de módulos que a su vez contienen un conjunto elementos semiconductores conectados entre si, denominados células, y que transforman la energía solar en energía eléctrica;
- b) Inversor que transforma la corriente continua producida por los módulos en corriente alterna de las mismas características que la de la red eléctrica;
- c) Conjunto de protecciones, elementos de seguridad, de maniobra, de medida y auxiliares.

Todos los módulos deben satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215:1997 para módulos de silicio cristalino o UNE-EN 61646:1997 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio acreditado por las entidades nacionales de acreditación reconocidas por la Red Europea de Acreditación (EA) o por el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables

del CIEMAT, demostrado mediante la presentación del certificado correspondiente.

En el caso excepcional en el cual no se disponga de módulos cualificados por un laboratorio según lo indicado en el apartado anterior, se deben someter éstos a las pruebas y ensayos necesarios de acuerdo a la aplicación específica según el uso y condiciones de montaje en las que se vayan a utilizar, realizándose las pruebas que a criterio de alguno de los laboratorios antes indicados sean necesarias, otorgándose el certificado específico correspondiente.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre ó logotipo del fabricante, potencia pico, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Como características generales:

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65.
  
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
  
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 10\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.
- Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

Orientación, inclinación y sombras:

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla siguiente:

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	TOTAL (OI+S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

**Tabla 4. Límites de pérdidas por inclinación y sombras.**

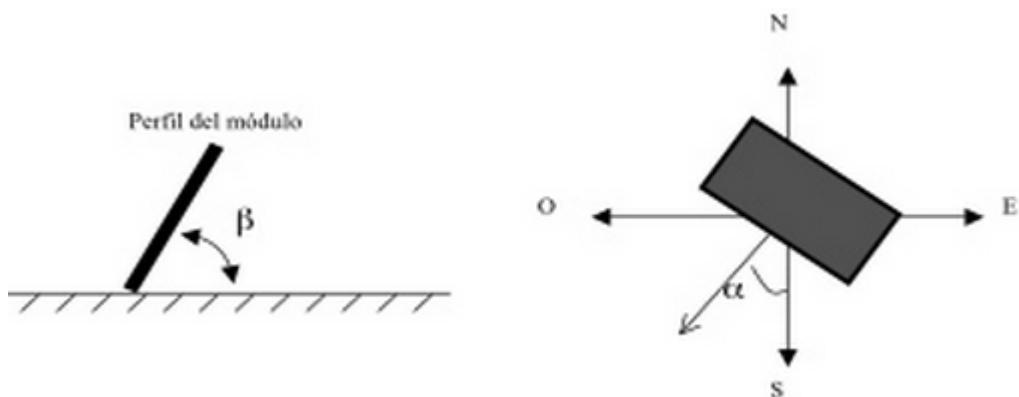
Se consideran tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: las pérdidas por orientación e inclinación, las pérdidas por sombreado y las pérdidas totales deben ser inferiores a los límites estipulados.

Cuando la condición anterior no pueda cumplirse, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con la consideración anterior, se evaluará las reducciones en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la memoria de proyecto esta particularidad.

#### La influencia de la orientación e inclinación:

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

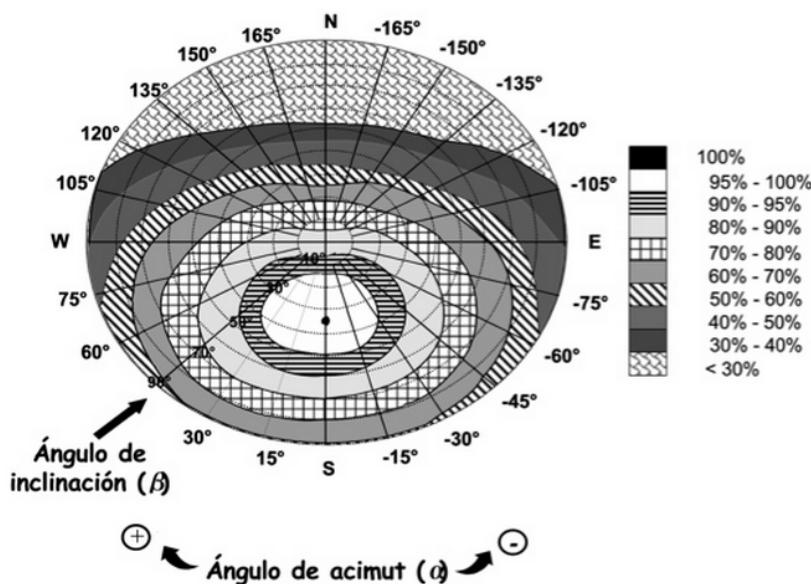
- ángulo de inclinación,  $\beta$ , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0 para módulos horizontales y  $90^\circ$  para verticales.
- ángulo de acimut,  $\alpha$ , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son  $0^\circ$  para módulos orientados al sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados al este y  $+90^\circ$  para módulos orientados al oeste.



**Figura 56. Ángulos de inclinación y acimut.**

Determinado el ángulo de acimut del captador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas. Para ello se utilizará la figura 57, válida para una la latitud ( $\phi$ ) de  $41^\circ$ , de la siguiente forma:

- conocido el acimut, determinamos en la figura 57 los límites para la inclinación en el caso ( $\phi$ ) =  $41^\circ$ . Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %, para superposición del 20 % y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de acimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima;
  
- Los puntos de intersección del límite de perdidas con la recta de acimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.
  
- Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud  $\phi= 41^\circ$  y se corrigen de acuerdo al punto anterior.
  
- Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de  $41^\circ$ , de acuerdo a las siguientes formulas:
  - inclinación máxima = inclinación (==  $41^\circ$ ) – ( $41^\circ$  - latitud);
  - inclinación mínima = inclinación ( ==  $41^\circ$ ) – ( $41^\circ$ - latitud); siendo  $5^\circ$  su valor mínimo



**Figura 57. Perdidas por orientación e inclinación para latitud 41°**

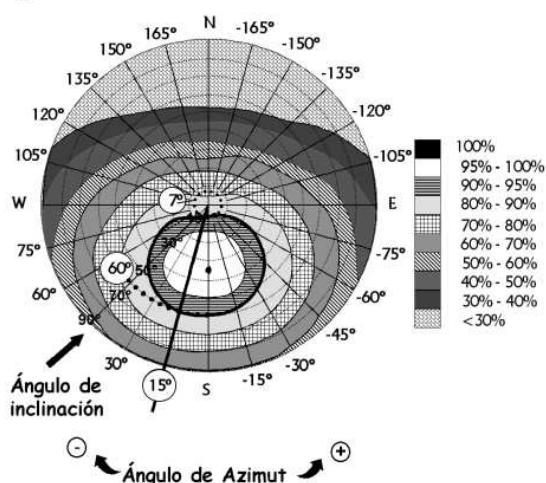
**Ejemplo de cálculo:**

Supongamos que se trata de evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del generador están dentro de los límites permitidos para una instalación fotovoltaica en un tejado orientado 15° hacia el Oeste (azimut = + 15°) y con una inclinación de 40° respecto a la horizontal, para una localidad situada en el Archipiélago Canario cuya latitud es de 29°.

- Conocido el azimut, cuyo valor es +15°, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación para el caso de  $\varphi = 41^\circ$ . Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10 % (borde exterior de la región 90 % - 95 %), máximo para el caso general, con la recta de azimut 15° nos proporcionan los valores siguientes: (ver figura 58):
  - Inclinación máxima = 60° e inclinación mínima = 7°
- Corregimos para la latitud del lugar:
  - Inclinación máxima =  $60^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = 48^\circ$

- Inclinación mínima =  $7^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = -5^\circ$ , que está fuera de rango y se toma, por lo tanto, inclinación mínima =  $0^\circ$

Por tanto, esta instalación, de inclinación  $40^\circ$  cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.



**Figura 58. Resolución grafica del ejemplo**

#### La influencia de las sombras:

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol.

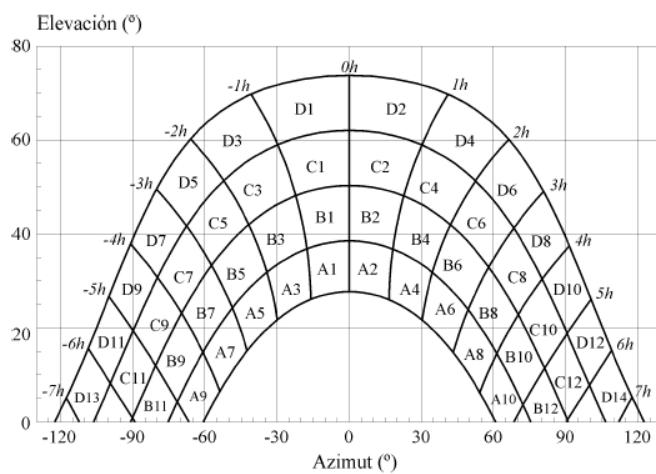
Los pasos a seguir son los siguientes:

a) Obtención del perfil de obstáculos

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito

b) Representación del perfil de obstáculos

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 5, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).



**Figura 59. Diagrama de trayectorias del sol (grados sexagesimales)**

c) Selección de la tabla de referencia para los cálculos.

Cada una de las porciones de la figura 59 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en el anexo C.

d) Calculo final

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año.

Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

Las tablas a que se refiere el subapartado c), y que se encuentran en el Anexo C: tablas de referencia para el calculo de perdidas por sombras, se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación ( $\beta$  y  $\alpha$ , respectivamente).

Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio.

Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente (según figura 59) resultase interceptada por un obstáculo.

**Ejemplo de cálculo de pérdidas por sombras:**

Superficie de estudio:

- Ubicada en Madrid
- Inclinada 30º
- Orientada 10º al Sudeste
- Perfil de obstáculos según figura 60

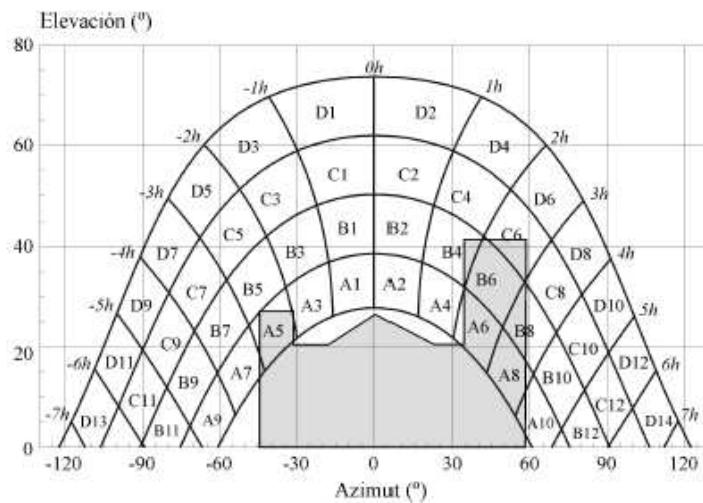


Fig. 6

Tabla VI. Tabla de referencia.

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Figura 60. Ejemplo del perfil de obstáculos y tabla de referencia.

Cálculos:

**Perdidas por sombreado (% de irradiación global incidente anual)** =  $0,25 \times B4 + 0,5 \times A5 + 0,75 \times A6 + B6 + 0,25 \times C6 + A8 + 0,5 \times B8 + 0,25 \times A10$   
 $= 0,25 \times 1,89 + 0,5 \times 1,84 + 0,75 \times 1,79 + 1,51 + 0,25 \times 1,65 + 0,98 + 0,5 \times 0,99 + 0,25 \times 0,11 =$   
 $= 6,16 \% = 6\%$

La distancia mínima entre módulos:

La distancia d, medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h, que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h / \tan(61^\circ - \text{latitud})$$

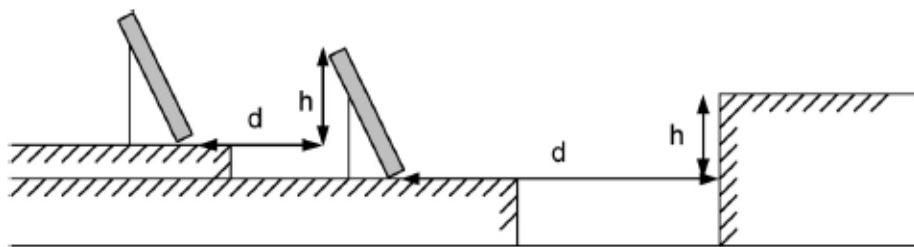
Donde  $1 / \tan(61^\circ - \text{latitud})$  es un coeficiente adimensional denominado k.

Algunos valores significativos de k se pueden ver en la tabla 5 en función de la latitud del lugar.

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

**Tabla 5. Valores de K en función de la latitud del lugar.**

Con el fin de clarificar posibles dudas respecto a la toma de datos relativos a h y d, se muestra la siguiente figura con algunos ejemplos:



**Figura 61. Representación de la altura y la distancia entre módulos.**

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando  $h$  a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

### **7.2.2. *El inversor.***

Con independencia de lo explicado en puntos anteriores, las características que se les exigen a los inversores conectados a una instalación fotovoltaica conectada a red son las siguientes:

- a) Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.
- b) Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
  - Principio de funcionamiento: Fuente de corriente.
  - Autonconmutado.
  - Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
  - No funcionara en isla o modo aislado.
- c) Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna
  - Tensión de red fuera de rango
  - Frecuencia de red fuera de rango.
  - Sobre tensiones mediante varistores o similares
  - Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.
- d) Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- e) Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:
- Encendido y apagado general del inversor. .
  - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz AC (podrá ser externo al inversor).
- f) Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar de un 10%

superiores a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- g) El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- h) El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- i) A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- j) Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

- k) Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0°C y 40°C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

### **7.2.3. *El cableado***

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

### **7.2.4. *La conexión a red***

Con independencia de lo estipulado en el Real Decreto 1663/2000, de 29 de Septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, pueden existir condiciones particulares en la normativa de la Compañía Eléctrica propietaria de la red de distribución en la que se pretenda conectar la instalación fotovoltaica.

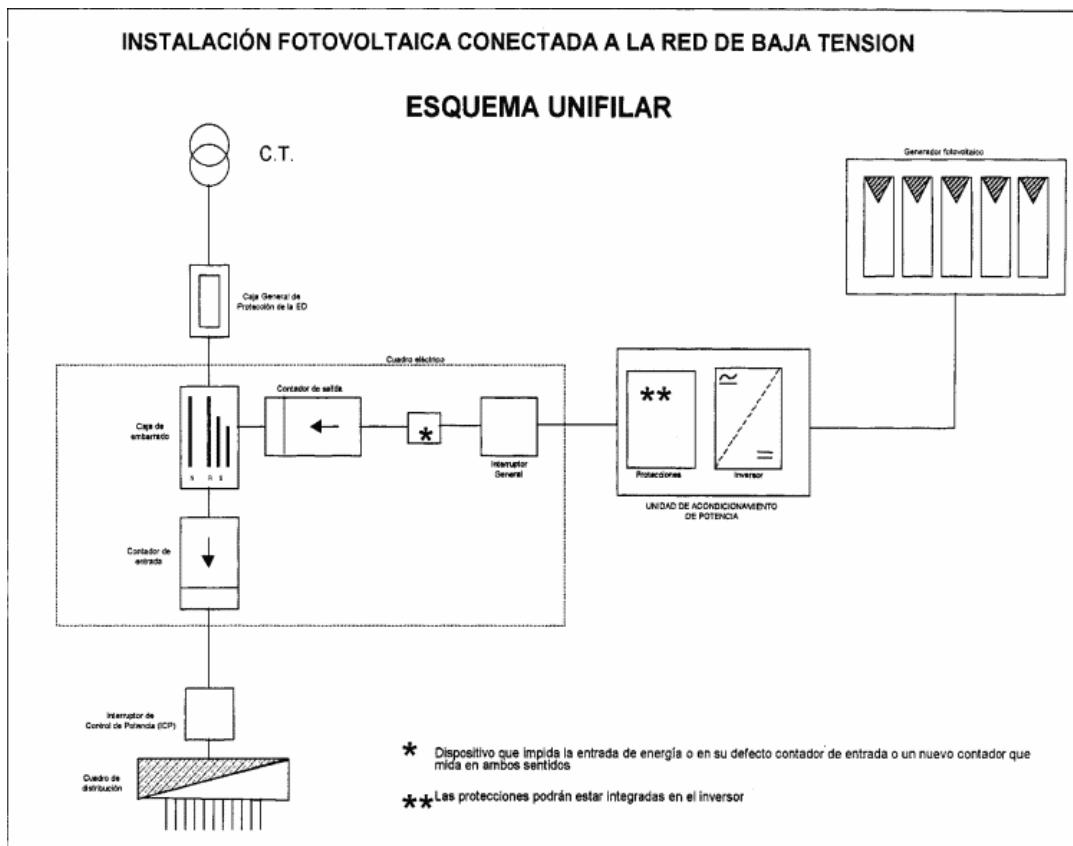
Considerando, por tanto, que puede ser necesario cumplir alguna condición particular a mayores, las características generales que debe cumplir la conexión a red son las siguientes:

- El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas a que se refiere el presente Real Decreto no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que, de acuerdo con la disposición adicional única del presente Real Decreto, resulte aplicable: En todo lo no previsto por el presente Real Decreto, las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión se regirán por el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, y por los reglamentos y demás disposiciones en vigor que les resulten de aplicación. No obstante, no les resultará aplicable la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 5 de septiembre de 1985 sobre normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica. Las instalaciones fotovoltaicas no vendrán obligadas a cumplir otros requisitos técnicos que los que vengan exigidos por la normativa a que se refiere el párrafo anterior.
  
- En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, las instalaciones fotovoltaicas no deberán mantener tensión en la línea de distribución.

- 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.
  
- 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.
  
- 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.
  
- 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:**

- 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.



**Figura 62. Esquema de instalación fotovoltaica conectada a la red de baja tensión.**

- En el caso de que sea preciso realizar la conexión en un centro de transformación, la suma de las potencias de las instalaciones en régimen especial conectadas a ese centro no podrá superar la mitad de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión. En caso de desacuerdo con la Compañía Eléctrica, el promotor de la instalación fotovoltaica deberá dirigirse a la Administración competente para que ésta proceda a la resolución de la discrepancia estableciendo las condiciones que las partes habrán de respetar.
- 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.

- En la conexión de una instalación fotovoltaica, la variación de tensión provocada por la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica no podrá ser superior al 5 % 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.
- 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.

#### **7.2.5. Protecciones**

El sistema de protecciones deberá cumplir las exigencias previstas en la reglamentación vigente. Este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente en la documentación relativa a las características de la instalación, en concreto descripción de los dispositivos de protección y elementos de conexión previstos, incluyendo lo siguiente:

- a) 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.

- b) 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.
  
  
- c) 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.
  
  
- d) En conexiones a la red trifásica, las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).
  
  
- e) Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora, tras las verificaciones realizadas a la misma, tanto en el caso de la conexión a la red y primera verificación como en las incluidas dentro del programa de verificaciones periódicas establecido por esta.
  
  
- f) El rearme del sistema de commutación 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.
  
  
- g) 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, si se cumplen las siguientes condiciones:

- I. Las funciones serán realizadas mediante un contactor cuyo rearme será automático, una vez se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red.
- II. El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente.
- III. El estado del contactor ("on/off"), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado.
- IV. En caso de que no se utilicen las protecciones precintables para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión mencionadas en este artículo, el fabricante del inversor deberá certificar:
  - Los valores de tara de tensión.
  - Los valores de tara de frecuencia.
  - El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.).

- Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites de establecidos de tensión y frecuencia.

Mientras que, de acuerdo con la disposición final segunda del presente Real Decreto, no se hayan dictado las instrucciones técnicas por las que se establece el procedimiento para realizar las mencionadas pruebas, se aceptarán a todos los efectos los procedimientos establecidos y los certificados realizados por los propios fabricantes de los equipos.

V. En caso de que las funciones de protección sean realizadas por un programa de "software" de control de operaciones, los precintos físicos serán sustituidos por certificaciones del fabricante del inversor, en las que se mencione explícitamente que dicho programa no es accesible para el usuario de la instalación.

#### **7.2.6. Puesta a tierra**

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 la empresa distribuidora, 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, con base en el desarrollo tecnológico. Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la memoria de solicitud y de diseño o proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

### 7.2.7. Mantenimiento

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo.

- Mantenimiento correctivo.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

#### Mantenimiento Preventivo:

El plan de mantenimiento preventivo se compone de una serie de operaciones de inspección visual, verificaciones de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia menor de 5 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietas, limpieza.
- Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.
- Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constara la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación, autorización de la empresa)

#### Mantenimiento correctivo:

El plan de mantenimiento correctivo se define por la realización de todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación dentro de los plazos previstos (una semana) y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.

- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

#### **7.2.8. Garantía**

##### Ambito general de la garantía

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

Normalmente el contrato de venta de la instalación incorpora las cláusulas relativas a la garantía de la misma.

##### Plazos de garantía

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 8 años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

#### Condiciones económicas

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

#### Anulación de la garantía

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por

personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto anterior.

#### Lugar y plazo de la prestación

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 15 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

## 8. PERDIDAS EN UN SISTEMA FOTOVOLTAICO Y POTENCIA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

### 8.1. PERDIDAS

Cuando un tipo de energía (luz solar) se transforma en otro tipo (energía eléctrica) la transformación no puede llevarse a cabo sin que ocurran pérdidas. Las pérdidas ocurren en toda las etapas del Sistema Fotovoltaico, por ello en el diseño se debe estimar las pérdidas del sistema y agregarlas a la parte generadora, a fin de no perder el balance entre generación y consumo.

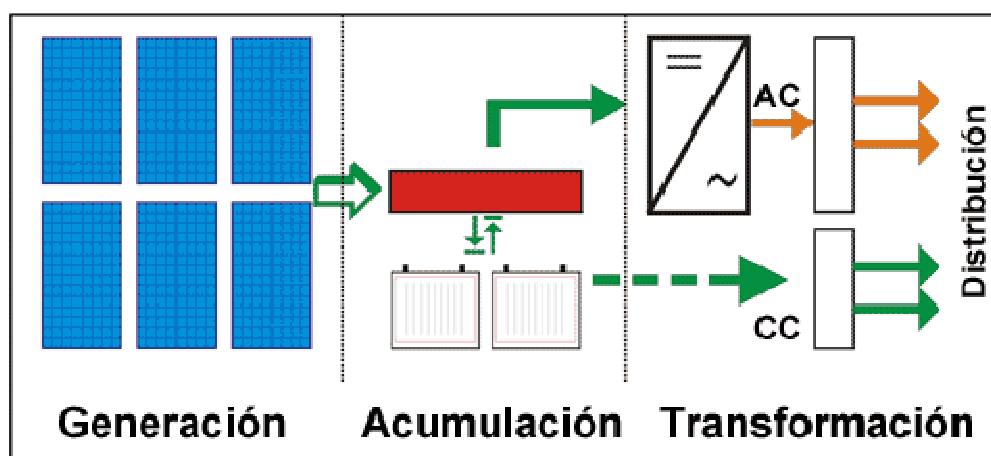


Figura 63. Partes de un sistema fotovoltaico

#### 8.1.1. Perdidas por temperatura

Es muy conocido que existe una estrecha relación existente entre la temperatura y cualquier sistema basado en la electricidad. Todo lo que tiene relación con la electricidad está sometido a los efectos negativos de la temperatura. En valores porcentuales la pérdida de potencia de un sistema eléctrico es algo considerable, pero si se adopta una visión más amplia y se ve a nivel global, se puede intuir la perdida de muchos megavatios por efectos de la temperatura.

Los paneles fotovoltaicos son enemigos del calor

En el panel fotovoltaico se producen unas perdidas de potencia del orden de un 4 a 5% por cada 10º C de aumento de su temperatura de operación (dicho porcentaje va a depender ligeramente de la tecnología utilizada por el fabricante de la célula).

Tal y como se analiza en el apartado correspondiente al funcionamiento de los paneles fotovoltaicos, en la práctica, la temperatura de operación de los módulos depende tanto de los factores ambientales (irradiación, temperatura ambiente y velocidad del viento) como de otros relativos a su ubicación (como son la posición de los módulos o las condiciones de aireación por la parte posterior). Por tanto, si comparamos dos ubicaciones en las que las condiciones de irradiación solar incidente sean iguales, en aquella en la que el clima sea más frío, para un mismo sistema fotovoltaico, se producirá más energía.

De cara a minimizar esas perdidas se deberá intentar:

- Seleccionar equipos con menores coeficientes de perdidas por temperatura.
- Seleccionar una ubicación donde sea factible que el panel se refrigerue.

La selección de un generador fotovoltaico con sistema de seguimiento aportará unas menores perdidas por temperatura si se compara con un sistema ubicado sobre una estructura fija.

En las instalaciones fotovoltaicas es recomendable situar los paneles en lugares bien ventilados, para paliar los efectos negativos de la temperatura sobre las células fotovoltaicas, también es cierto que se está desaprovechando la energía en forma de calor que existe en las mismas.

### **8.1.2. *Perdidas por no cumplimiento de la potencia nominal***

A pesar de que los módulos fotovoltaicos se producen mediante un proceso industrial, no son todos idénticos, y que se componen de células fotovoltaicas que son por definición distintas unas a otras.

Esto implica que el valor de la potencia que puede entregar de modo individual, referida a las condiciones estándar de medida va a presentar una distorsión. Para los productos de mercado nos encontramos con que los fabricantes garantizan un valor para la potencia de un modulo tal que esta se encuentra dentro de un margen que oscila desde el ±3% hasta el ±10% sobre su potencia nominal.

La mayoría de los fabricantes entregan al cliente un certificado individual de cada panel, que contiene el valor de potencia unitaria entregada en condiciones STC. Dicho valor deberá estar siempre dentro de los márgenes marcados por la tolerancia citada anteriormente. No obstante, en muchas ocasiones el valor de la potencia certificada para la mayoría de los elementos se encuentra en los límites inferiores de dichos márgenes.

Como consecuencia de lo anterior, Podría ocurrir que si el valor individual de potencia de cada uno de los paneles que se instalen en un sistema fotovoltaico se encuentra dentro de aquellos cuya potencia se encuentra en la banda inferior garantizada por el fabricante, el valor de potencia entregada del sistema sea inferior en hasta un 10% sobre la prevista. Estas pérdidas podrán reducirse empleando paneles con una menor tolerancia en el valor de la potencia entregada.

### **8.1.3. *Perdidas por conexionado***

Los paneles fotovoltaicos de una misma serie van a presentar una potencia ligeramente distinta. Las perdidas por conexiónado son perdidas energéticas causadas al realizar la conexión entre módulo con distinto valor de potencia.

En la práctica lo que ocurre es que cuando se conecta un conjunto de módulos en serie, se va a producir una limitación sobre la corriente de la serie, ya que el panel que disponga de menos potencia de todos los conectados no va a permitir que circulen más amperios que los máximos que él pueda dar.

Del mismo modo cuando se realice la conexión en paralelo de distintos módulos, el panel de menos potencia limitará la tensión máxima de conjunto, ya que la potencia de un generador fotovoltaico será inferiores a la suma de las potencias de cada uno de los módulos que lo componen.

Estas pérdidas por conexión (pérdidas de mismatch) se pueden reducir mediante una instalación ordenada de potencias de los módulos (o en corrientes en el punto de máxima potencia), así como la utilización de diodos de by-pass.

Las pérdidas energéticas de mismatch pueden llegar hasta el 10% pero suelen estar en el rango del 1% al 4%, siempre que los módulos fotovoltaicos se preclasifiquen anteriormente a su instalación.

#### **8.1.4. Perdidas por sombreado del generador**

Un sistema fotovoltaico de conexión a red suele estar condicionado por la presencia de sombras en determinadas horas del día. Por ejemplo en una instalación ubicada sobre un tejado en un entorno urbano o industrial va a ser muy difícil que aparezcan sombras, especialmente a primeras y últimas horas de sol del día. Lo mismo ocurre en una instalación con seguidores móviles, donde será complicado que en ningún momento se generen sombras de unos elementos a otros.

Estas sombras sobre los paneles generan unas pérdidas energéticas causadas por un lado por la disminución de captación de radiación solar (al existir una menor radiación, la potencia generada disminuye), y por otro, por los posibles efectos de mismatch a las que estas puedan dar lugar al afectar a la potencia individual de un panel o a la de un conjunto de paneles del generador fotovoltaico.

### **8.1.5. Perdidas por polvo y suciedad**

Una vez instalado el panel fotovoltaico, en la intemperie, será inevitable que se vaya depositando el polvo y la suciedad sobre la superficie del mismo.

Suponiendo que esta deposición de polvo y suciedad fuese uniforme sobre la superficie del panel, se dará lugar a una disminución en la corriente y la tensión producida por el panel.

Las perdidas por polvo y suciedad dependen del lugar de la instalación y de la frecuencia de lluvias, puede estimarse por la inspección visual o mediante medidas específicas. Valores típicos anuales son inferiores al 4% para superficies con un grado de suciedad alto.

Pero en la práctica, esto se suma a la aparición de puntos de suciedad localizada (como pueden ser el caso de excrementos de ave) que van a dar lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las perdidas por formación de puntos calientes.

### **8.1.6. Perdidas angulares**

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico viene determinada por el fabricante en relación a unas condiciones estándar de medida, además de suponer un valor para la irradiación de 1.000 W/m<sup>2</sup> y 25°C de temperatura de célula e implican que la incidencia de los rayos solares es perpendicular.

En condiciones de operación del módulo fotovoltaico ocurrirá que ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de exposición.

El hecho de que la radicación solar incida sobre la superficie del panel con un ángulo que no será perpendicular implica unas perdidas que serán mayores cuanto mayor se aleje el ángulo de incidencia de la perpendicular.

Las perdidas energéticas anuales por efectos angulares están en el orden del 3 al 4%.

Adicionalmente, estas pérdidas angulares se van incrementar con el grado de suciedad: para dos paneles idénticos con la misma orientación, las pérdidas angulares serán mayores para el panel más sucio y cuando más sucio esté el panel.

#### **8.1.7. *Perdidas espectrales***

Las condiciones estándar en las que se analiza por parte del fabricante el valor de potencia del modulo asumen que el espectro es estándar AM 1.5G. Durante la operación del modulo fotovoltaico nos encontraremos con que el espectro no es estándar durante todo el tiempo de exposición.

La célula fotovoltaica es espectralmente selectiva. Esto quiere decir que la corriente generada es distinta para cada longitud de onda del espectro solar de la radicación incidente.

La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.

El efecto espectral puede hacer variar la potencia en un margen del 1%.

#### **8.1.8. *Perdidas por el rendimiento del inversor***

El funcionamiento de los inversores fotovoltaicos se define mediante una curva de rendimiento en función de cuál sea la potencia de operación.

Va a ser muy importante en la fase de diseño del generador fotovoltaico seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación, hecho que normalmente va a ir ligado a una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador. Esto se debe a que la utilización de un inversor de una

potencia excesiva en función de la potencia del generador fotovoltaico dará lugar a que el sistema opera una gran parte del tiempo en valores de rendimientos muy bajos, con las consecuentes pérdidas de generación.

Los inversores son uno de los elementos fundamentales en la producción de energía de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

El rendimiento del inversor es el parámetro más representativo de los inversores. Además de su diseño interno y características constructivas, el rendimiento del inversor viene determinado por la utilización o no en el equipo de un transformador de aislamiento galvánico. En algunos países, como España, la reglamentación obliga al instalador a utilizar inversores con aislamiento galvánico (o equivalente). Esto se puede conseguir en la práctica mediante el empleo de transformadores de baja frecuencia (LF) o de alta frecuencia (HF).

Con inversores que equipan transformadores de baja frecuencia se pueden alcanzar rendimientos máximos del 93%, mientras que los inversores que equipan transformadores de alta frecuencia pueden llegar hasta el 95%.

En otros países, como por ejemplo Alemania, se permite la instalación de inversores sin transformador. En este caso el rendimiento máximo de un inversor sin transformador puede llegar a alcanzar el 97%.

#### **8.1.9. *Perdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador***

El inversor fotovoltaico va a trabajar conectado directamente al generador, con un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador.

Este punto de máxima potencia cambiar con las condiciones ambientales. El dispositivo de seguimiento de los inversores funciona mediante unos algoritmos de control que pueden variar entre diferentes modelos y fabricantes.

Los inversores se van a caracterizar por trabajar con una curva de rendimiento en función de la potencia, de modo que será esencial conseguir el seguimiento del punto de máxima potencia definido como el cociente entre la energía que el inversor es capaz de extraer del generador y la energía que se extraería en un seguimiento ideal.

En condiciones normales de operación se van a producir interferencias sobre la potencia producida por el generador.

En lo que se refiere a los valores de rendimiento del inversor en el seguimiento de máxima potencia, los valores típicos se encuentran en un margen que van desde el 96% en días despejados hasta el 94% en días con presencia de nubes y claros.

#### ***8.1.10. Perdidas por caídas ohmicas en el cableado***

Tanto en la zona de corriente continua como en la parte de corriente alterna de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se van a reducir durante la fase de diseño, mediante un correcto dimensionado, considerando que la sección de los conductores sea suficiente en función de la corriente que por ellos circula.

El proyectista debe considerar que es necesario un equilibrio entre extra coste de la instalación produjo por un incremento en la sección de los cables y la reducción de las pérdidas de potencia en el generador fotovoltaico.

#### ***8.1.11. Perdidas por explotación y mantenimiento***

Durante la operación de un generador fotovoltaico es necesario realizar una serie de trabajo relacionado con el mantenimiento preventivo de la instalación. Estos trabajo pueden traer consigo en algún caso la parada de elementos clave en la generación de electricidad, como puede ser el inversor. Cuanto mayor sea el tiempo de parada del equipo mayores serán las pérdidas producidas para el sistema.

Del mismo modo, Se van a producir averías o condiciones de mal funcionamiento en equipos de manera que cuanto mayor sea el tiempo de sustitución o reparación de los equipos, mayor era su incidencia sobre la producción eléctrica.

## **8.2. COMPARATIVA ENTRE LAS PERDIDAS EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FIJOS Y CON SEGUIMIENTO**

Analizando los distintos factores entre sistemas fijo y de seguimiento, puede concluirse que en los sistemas con seguimiento solar las perdidas energéticas serán inferiores a las producidas en los sistemas fijos, con la excepción de aquellas motivadas por fallos o paradas de las partes móviles, que no estarán presentes en un sistema fijo.

Esta reducción comparativa de pérdidas se debe a:

- Las células fotovoltaicas van a operar a menor temperatura debido a la mayor aireación de los módulos, con lo que las pérdidas por temperatura se reducen sensiblemente.
- Los inversores van a trabajar durante un mayor numero de horas en la zona de mayor rendimiento, dando un rendimiento ponderado superior al definido para sistemas fijos. Para un mismo inversor en una misma ubicación, las pérdidas pueden reducirse en un factor de entre el 1% y el 3%.
- Las pérdidas debidas al efecto angular son muy inferiores debido a que la incidencia de los rayos solares es normal al

módulo fotovoltaico, reduciéndose las perdidas desde un 3% en sistemas fijos hasta un 1% en sistemas móviles.

- Las perdidas por polvo y suciedad se van a reducir también debido al propio movimiento de la estructura de seguimiento solar.
- Por la propia configuración del sistema, ocurre que se suele prestar una mayor atención, en lo que se refiere a las operaciones de mantenimiento preventivo y tiempo de actuación en el mantenimiento correctivo, a los sistemas con seguidor respecto a los fijos. Esto implica que las perdidas producidas por la explotación y mantenimiento sean normalmente inferiores en sistemas móviles.

En conjunto las perdidas pueden reducirse entre un 4% y un 5%, según los casos.

Por esta razón, mientras que en un sistema fijo el generador fotovoltaico se dimensiona entre un 20 a un 30% por encima de la potencia del inversor, en un sistema con seguimiento solar solo es necesario hacerlo en un factor del 10 al 20%.

Esto va a implicar una importante reducción de costes en el elemento más costoso de la instalación (el panel).

Otras ventajas añadidas de los sistemas con seguimiento solar son la mejora de calidad de onda debido a la menor distorsión armónica de la onda de corriente y mayor factor de potencia al operar los inversores muchas mas horas a mayores potencias que los sistemas fijos.

Sin embargo, en los sistemas con seguimiento es muy importante considerar el posible efecto de las sombras generadas por el movimiento de las partes móviles.

### **8.3. POTENCIA PRODUCIDA POR EL GENERADOR FOTOVOLTAICO IDEAL**

La estimación de la producción de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica en baja tensión se puede realizar, de modo simplificado, partiendo de los datos horarios de temperatura ambiente y de irradiación solar incidente en el plano del generador fotovoltaico de un año meteorológico tipo. Además será necesario conocer y seleccionar los distintos equipos que se van a instalar, en función de las características de los mismos, así como dimensionar todas y cada uno de los elementos de la instalación.

Pasos para calcular la potencia total producida por el generador fotovoltaico:

- 1) En primer lugar, es necesario conocer la temperatura de trabajo que alcanza un panel fotovoltaico. Esta temperatura de trabajo obedece una relación lineal dada por la expresión:

$$T_t = T_a + K \cdot R$$

Donde:

- $T_t$  es la temperatura de trabajo del panel
- $T_a$  es la máxima temperatura ambiente
- $R$  es el valor de la irradiación solar en  $\text{W/m}^2$
- $K$  es un coeficiente que varia entre 0,02 y 0,04  $^{\circ}\text{C m}^2 / \text{W}$ , dependiendo de la velocidad promedio del viento

2) Conocido el valor de temperatura de trabajo del panel se puede llegar a conocer el valor de la potencia de salida:

$$P_t = P_p - (P_p * \delta * \Delta T)$$

Donde:

- $P_t$  es la potencia de salida a la temperatura de trabajo ( $T_t$ )
- $P_p$  es la potencia pico del panel (a 25ºC)
- $\delta$  es el coeficiente de degradación de la célula
- $\Delta T$  es el incremento de temperatura sobre las condiciones STC, es decir, con  $T_p = 25^\circ C$ .

$$\Delta T = T_t - T_p = T_t - 25^\circ C$$

3) Ahora ya podemos obtener el valor de la potencia de salida  $P_t$ , para cada valor de radiación,  $G$ , y temperatura ambiente,  $T_t$ , a partir de la potencia en el punto de máxima potencia de un generador fotovoltaico ideal,  $P_p$ , en función de la expresión siguiente:

$$P_t = ((P_p * R) / R_p) * (1 - \delta * \Delta T)$$

Donde:

- $R$  es el valor de la radiación solar en  $W / m^2$

- $R_p$  es el valor de la irradiación en condiciones STC,  $R_p = 1000 \text{ W / m}^2$ .

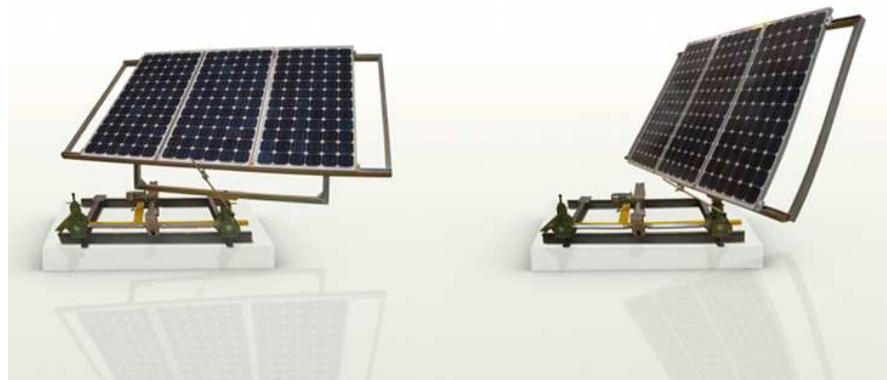
## ***8.4. CONCLUSIONES EN CUANTO A LA ESTIMACION DE ENERGIA GENERADA***

Al realizar un estudio sobre la estimación de la potencia generada por los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica basado en el concepto de factores de pérdidas energéticas, se llega a que los parámetros críticos para la generación de energía son:

- La potencia entregada por el fabricante de los módulos fotovoltaicos en comparación con la potencia nominal.
- El rendimiento del inversor.
- Las pérdidas de cableado.
- Las pérdidas por sombreado.
- El rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia.
- La ausencia de paradas.

Los sistemas con seguimiento solar presentan unas menores pérdidas (especialmente en lo que se refiere a pérdidas angulares, rendimiento del inversor, polvo y temperatura) que los sistemas fijos por lo

que el Performance Ratio (PR)\* será superior para unas mismas condiciones de trabajo.



**Figura 64. Ejemplo de sistema fotovoltaico con seguimiento solar.**

En una instalación con idéntica potencia nominal en un mismo lugar, mediante una variación de los parámetros de pérdidas, puede haber oscilaciones de hasta un 40% en la energía generada anualmente. Por tanto, existe una gran dispersión en los valores normalizados de producción energética para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica, incluso si se encuentran ubicadas en la misma localidad. No obstante esta dispersión suele tener una explicación dentro de la racionalidad en términos de pérdidas energéticas particularizadas.

Desde el punto de vista de un usuario o inversionista privado que dispone de una instalación fotovoltaica conectada a red cabría preguntarse si la inversión necesaria es la misma para una instalación que genera un 30% menos que otra que en la misma localidad. Desafortunadamente la respuesta a esta pregunta es afirmativa, puede ocurrir que el coste sea el mismo, a pesar de que una instalación facture más que la otra.

Surge entonces la necesidad de garantizar que la instalación rinda el máximo esperable, hecho que va a depender de la selección de componentes, del cuidado en el diseño y de la calidad de ejecución y explotación de la instalación.

En este punto podría distinguirse entre lo que supone unas condiciones de diseño previsibles, como la selección del inversor, el correcto dimensionado del cableado, el control de la potencia fotovoltaica instalada, los efectos del sombreado, la reselección de módulos en obra, etc.... y causas imprevisibles, como las perdidas por temperatura, averías...etc.

Por tanto y dado que sería lógico considerar que los factores denominados imprevisibles va a afectar a todas las instalaciones por igual, se puede concluir que la selección de componentes y la ingeniería de diseño e instalación tienen un efecto muy importante sobre la producción energética generada por un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.

### PERFORMANCE RATIO

El Performance Ratio (PR) o Factor de Rendimiento Total es el valor que se emplea para medir el rendimiento de una instalación una vez descontadas las pérdidas de potencia inherentes a un sistema fotovoltaico, y por lo tanto, es un parámetro completamente independiente de la irradiación. En una ubicación dada, hay que trabajar para que el PR sea máximo o las pérdidas mínimas.

Un PR medio por debajo del 70% (es decir, con pérdidas del 30%) es el mínimo valor que cabría esperar (por debajo sería enormemente ineficiente, aunque no descartable en días o incluso horas determinadas).

No resultaría descabellado sobrepasar sin demasiados problemas el 75%, y en determinadas ocasiones, incluso el 80%.

Por lo tanto, una vez que tenemos un emplazamiento determinado, debemos prestar toda nuestra atención a reducir al máximo las pérdidas.

## 9. LA SITUACION DEL SECTOR FOTOVOLTAICO

### 9.1. EL MERCADO FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA

Es evidente que la energía solar no puede sustituir a la producida con combustibles fósiles, pero si supone un complemento a las necesidades energéticas del país concreto.

La figura a continuación refleja el porcentaje de energía consumida en España procedente de combustibles fósiles.

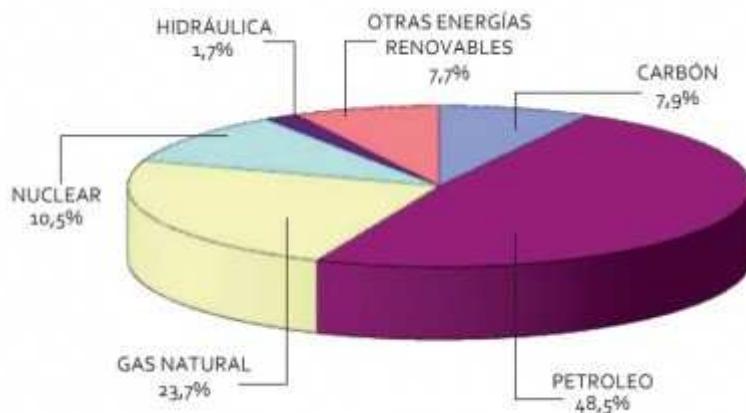


Figura 65. Energía consumida en España por fuente de origen.

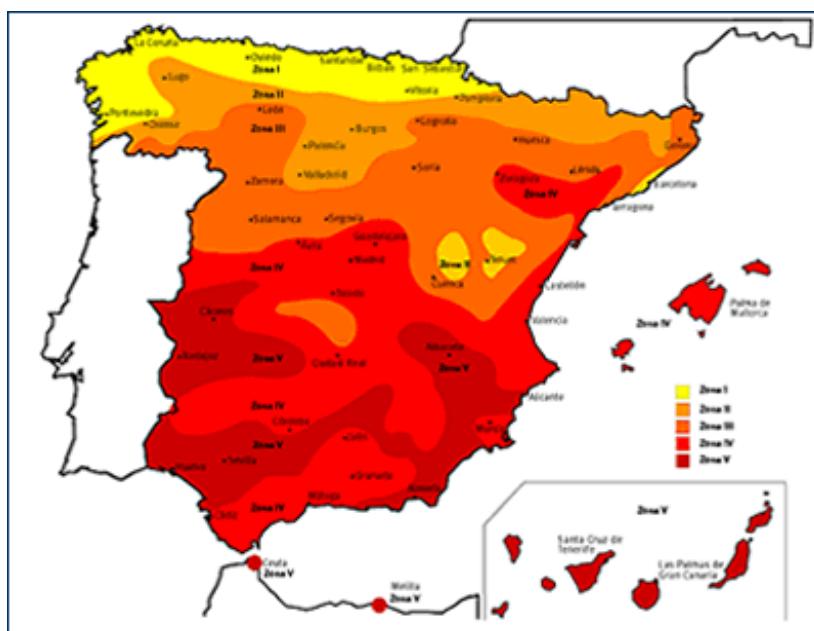
España es un país privilegiado en lo que a condiciones climatológicas se refiere. Con áreas de alta irradiancia que la sitúan favorablemente frente a otros países de la UE (especialmente si se compara con Alemania).

La irradiancia estará condicionada por la climatología del área geográfica así como por las sombras que interfieran con la captación de la misma por parte de los paneles, ya sean obstáculos de carácter natural (por ejemplo una montaña) como de carácter artificial (como por ejemplo que con el movimiento de los seguidores algunos paneles puedan proyectar sombras sobre otros).

El estudio del potencial solar del área geográfica es una ardua tarea que requiere de estudios de campo en la toma de datos de modo que aumentemos la validez y fiabilidad de los mismos, para que puedan ser lo suficientemente representativos y específicos del área estudiada.

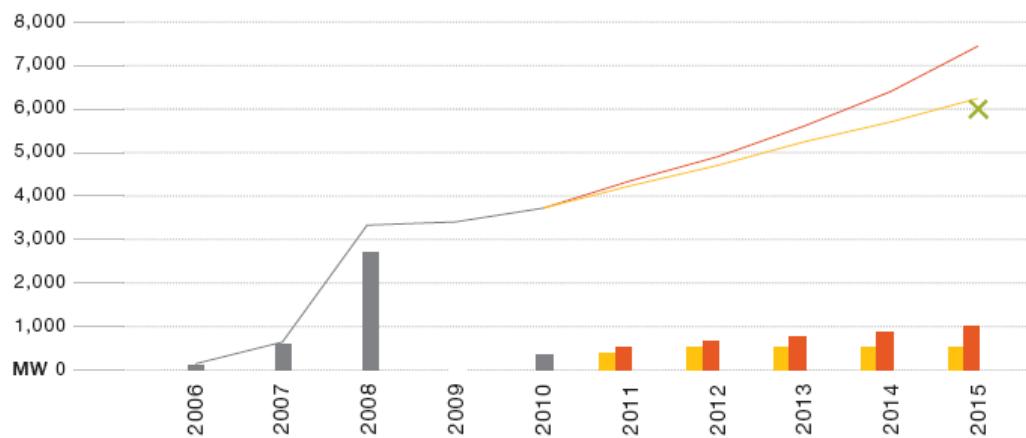
En los últimos años estos estudios han registrado un notable progreso en relación al estudio de los recursos solares por parte de cada comunidad autónoma, que ya han elaborado sus propios mapas de radiación ofreciendo datos bastante concretos de los recursos solares de cada zona.

La siguiente imagen muestra la estimación de la cantidad de energía media diaria por unidad de superficie (irradiación) en España, según 5 zonas climáticas.



**Figura 66. Irradiación media en España según zonas climáticas.**

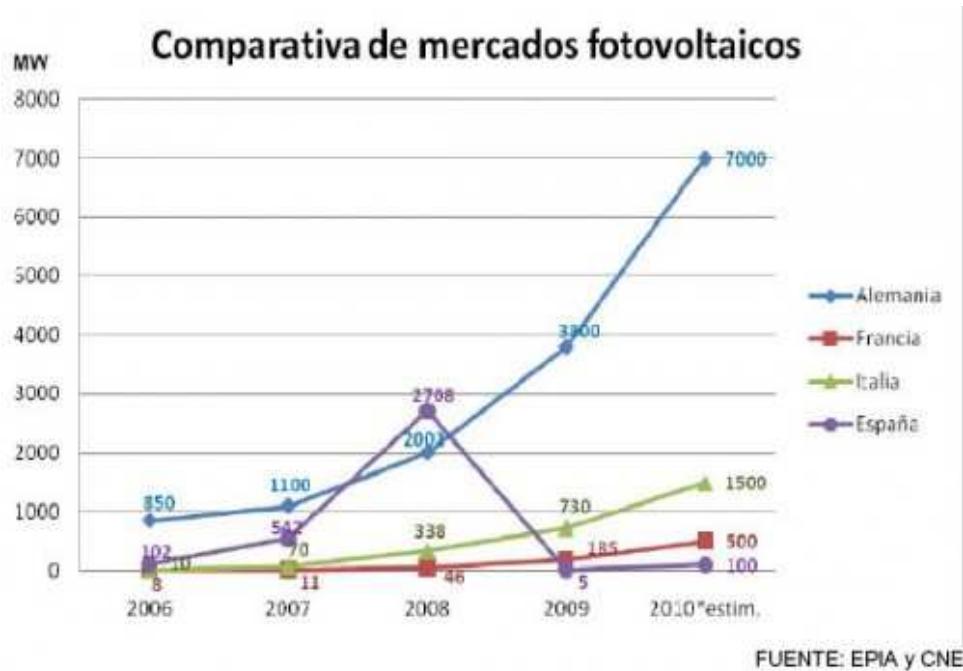
A continuación se muestra una grafica del desarrollo del mercado fotovoltaico en España.



**Figura 67. Desarrollo del mercado fotovoltaico en España**

Como puede observarse, el mercado fotovoltaico sigue en crecimiento año tras año, llegando en 2011 a cerca de los 4500 MW instalados.

En la imagen de a continuación, se muestra una comparativa de los mercados fotovoltaicos Europeos hasta 2010.



**Figura 68. Comparativa de los mercados Europeos.**

Como puede observarse, España ha pasado de situarse en el segundo puesto Europeo en lo respectivo a Energia solar Fotovoltaica

producida por año para el año 2008, al ultimo puesto en 2010, superada por Francia, Italia y Alemania.

Corren tiempos difíciles para las renovables y en particular para el sector fotovoltaico, que ha visto como en apenas 4 años, los diferentes cambios del marco legislativo han sido una tónica constante, que han terminado por cercenar el desarrollo de una fuente de energía, autóctona, social, sostenible y con una serie de ventajas estratégicas, que hacen disminuir la dependencia energética del exterior, al evitar en parte las importaciones de fuentes de origen fósil y las emisiones de gases de efecto invernadero

#### PLAN DE ENERGIAS RENOVABLES 2011- 2020

**España prevé que en 2020 la participación de las renovables en nuestro país será del 22,7% sobre la energía final y un 42,3% de la generación eléctrica.**

**Este superávit podrá ser utilizado, a través de los mecanismos de flexibilidad previstos en la Directiva de renovables, para su transferencia a otros países europeos que resulten deficitarios en el cumplimiento de sus objetivos.**

**Las estimaciones han sido informadas a la Comisión Europea en cumplimiento de la Directiva de Energías renovables recientemente aprobada.**

La aportación de las energías renovables al consumo final bruto de energía en España se estima para el año 2020 en un 22,7%, casi tres puntos superior al objetivo obligatorio fijado por la Unión Europea para sus estados miembros, mientras que la aportación de las renovables a la producción de energía eléctrica alcanzará el 42,3%, con lo que España también superará el objetivo fijado por la UE en este ámbito (40%).

Los datos están contenidos en el antícpio del Plan de Renovables 2011-2020, enviado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a la Comisión Europea en cumplimiento de la propia directiva comunitaria sobre

la materia (2009/28/CE), que contempla objetivos obligatorios de energías renovables para la UE y para cada uno de los Estados miembros en el año 2020, y la elaboración por parte de éstos de planes de acción nacionales para alcanzar dichos objetivos.

Cada país miembro de la UE ha notificado a la Comisión, antes del 1 de enero de 2010, una previsión en la que se indica:

- Su estimación del exceso de producción de energía procedente de fuentes renovables con respecto a su trayectoria indicativa que podría transferirse a otros Estados miembros, así como su potencial estimado para proyectos conjuntos hasta 2020.
  
- Su estimación de la demanda de energía procedente de fuentes renovables que deberá satisfacer por medios distintos de la producción nacional hasta 2020.

#### **El plan español de las energías renovables 2011-2020:**

El Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020 se encuentra actualmente en proceso de elaboración, por lo que tanto el escenario como los objetivos para cada una de las tecnologías renovables durante este periodo pueden ser objeto de revisión. Para la formación del escenario del mapa energético en 2020, se ha tenido en cuenta la evolución del consumo de energía en España, el alza de los precios del petróleo en relación a los mismos en la década de los noventa y la intensificación sustancial de los planes de ahorro y eficiencia energética. Las conclusiones principales del informe notificado a la Comisión Europea son las siguientes:

- En una primera estimación, la aportación de las energías renovables al consumo final bruto de energía sería del 22,7% en 2020—frente a un objetivo para España del 20% en 2020—, equivalente a unos excedentes de energía

renovable de aproximadamente de 2,7 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep).

- Como estimación intermedia, se prevé que en el año 2012 la participación de las energías renovables sea del 15,5% (frente al valor orientativo previsto en la trayectoria indicativa del 11,0%) y en 2016 del 18,8% (frente a al 13,8% previsto en la trayectoria).
- El mayor desarrollo de las fuentes renovables en España corresponde a las áreas de generación eléctrica, con una previsión de la contribución de las energías renovables a la generación bruta de electricidad del 42,3% en 2020.

**Consumo español de Renovables y su aportación en la Energía Final** (Metodología Comisión Europea), en Ktep (Tep: tonelada equivalente de petroleo).

CONSUMO FINAL DE ENERGÍAS RENOVABLES (en ktep)	2008	2012	2016	2020
Energías renovables para generación eléctrica	5.342	8.477	10.682	13.495
Energías renovables para calefacción/refrigeración	3.633	3.955	4.740	5.618
Energías renovables en transporte	601	2.073	2.786	3.500
Total en Renovables en ktep	9.576	14.504	18.208	22.613
Total en Renovables según Directiva	10.687	14.505	17.983	22.382

CONSUMO DE ENERGÍA FINAL (en ktep)	2008	2012	2016	2020
Consumo de energía bruta final	101.918	93.321	95.826	98.677
% Energías Renovables/Energía Final	10.5%	15.5%	18.8%	22.7%

**Figura 69. Consumo de energías renovables en España**

España hace saber en el informe enviado a Bruselas que está interesada en aprovechar las oportunidades que ofrecen los mecanismos de flexibilidad recogidos en la Directiva, en especial las transferencias

estadísticas basadas en acuerdos bilaterales y proyectos conjuntos con terceros países.

No obstante, para el aprovechamiento de los excedentes de energía renovable estimados, sobre los que España puede obtener significativos beneficios por su transferencia mediante los mecanismos de flexibilidad previstos en la Directiva, y habida cuenta que alrededor de dos tercios de la generación eléctrica renovable en 2020 se estima sea de carácter no gestionable, resulta indispensable un mayor desarrollo de las interconexiones eléctricas de España con el sistema eléctrico europeo, circunstancia sobre la que se ha llamado especial atención en el informe remitido a Bruselas.

## 10. INSTALACION DE LA CUBIERTA DE PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS.

### 10.1. RESUMEN

El fin perseguido es diseñar una cubierta solar fotovoltaica que genere el máximo de energía eléctrica posible con objeto de volcarla a la Red Eléctrica y obtener el consecuente beneficio económico por su venta tal y como establece el RD 1578 2008, en el que se definen las condiciones de explotación de plantas de generación de energía eléctrica mediante placas fotovoltaicas. Además del correspondiente beneficio ambiental y social por el ahorro de emisiones contaminantes y la mejora en la imagen del edificio que la implantación del sistema solar fotovoltaico supone.

En el desarrollo del proyecto se estudia el diseño e integración arquitectónica con objeto de alcanzar el dimensionado óptimo de la instalación fotovoltaica, atendiendo no sólo a las necesidades energéticas del edificio, sino también a criterios estéticos, arquitectónicos y de sostenibilidad.

### 10.2. INTRODUCCION

Antes de comenzar con el diseño de la cubierta y la elección de los componentes que se van a usar en esta instalación fotovoltaica, voy a recordar y comentar conceptos básicos sobre esta energía.

#### Ventajas e inconvenientes del uso de la energía solar fotovoltaica.

Las instalaciones de generación de energía eléctrica fotovoltaica presentan las siguientes ventajas:

- Son sistemas modulares, lo que facilita su flexibilidad para adaptarse a diferentes tipos de aplicaciones, y su instalación es relativamente sencilla.

- Tienen una larga duración. La vida útil de una planta fotovoltaica, la define la vida útil de sus componentes, principalmente el generador o módulo fotovoltaico, que constituye más del 50% del valor de la instalación. Los módulos tienen una vida esperada de más de 40 años. Realmente no se tienen datos para saber con exactitud la vida real de un generador conectado a red porque no se tiene suficiente perspectiva, existen módulos de instalaciones aisladas de red que llevan funcionando más de 30 años sin problemas.

En cuanto a las instalaciones conectadas a red, la instalación europea más antigua es la del Laboratorio de energía, Ecología y Economía (LEEE) de Lugano, Suiza, que empezó a funcionar hace veinticinco años. Los expertos de LEEE aseguran, que esta instalación, pionera en todos los aspectos, puede estar en funcionamiento, al menos, cinco años más. La vida útil de los restantes elementos que componen la planta FV, inversores y medidores, así como los elementos auxiliares, cableado, canalizaciones, cajas de conexión, etc., es la vida útil típica de todo equipo electrónico y material eléctrico, la cual es compatible con la larga vida útil del generador FV, con el adecuado mantenimiento.

- No requieren apenas mantenimiento. El mantenimiento es escaso, y no solo es conveniente hacerlo en las horas nocturnas para tener una disponibilidad diurna máxima, sino que es necesario, para evitar que existan tensiones en los generadores.
- Ofrecen una elevada fiabilidad. Las instalaciones fotovoltaicas son de una alta fiabilidad y disponibilidad operativa alta, del orden del 95%.

- No producen ningún tipo de contaminación ambiental, por lo que contribuyen a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) al utilizarse como alternativa a otros sistemas generadores de energía eléctrica más contaminantes.
- Tienen un funcionamiento silencioso.

Por otro lado, para conseguir su plena incorporación a los hábitos de la sociedad, como una solución complementaria a los sistemas tradicionales de suministro eléctrico, es necesario superar ciertas barreras:

- A nivel económico se deberá fomentar la reducción de los costes de fabricación y precio final de la instalación a partir de las innovaciones que se introduzcan en el sector y a las economías de escala generadas como consecuencia del aumento de la demanda y de los volúmenes de producción. Del mismo modo, se deberán conseguir condiciones de financiación aceptables para abordar la inversión necesaria.
- Desde el punto de vista estético se deberán integrar los elementos fotovoltaicos en los edificios des de su fase de diseño y también en los entornos tanto urbano como rural.

### **Unidades**

Existen dos unidades que permiten dimensionar la superficie del módulo solar:

- **HORA SOLAR PICO (H.S.P.)**

Se define como la cantidad de horas de sol con una intensidad de radiación de 1000 W/m<sup>2</sup>, que incide sobre la superficie del módulo

solar. En España este valor está comprendido entre las 2 horas en invierno y las 4 horas en verano.

- WATIO PICO (WP)

Se define como la máxima potencia que puede recibir un panel o módulo fotovoltaico y coincide con una intensidad de radiación constante de 1000 W/m<sup>2</sup> o 100 mW/cm<sup>2</sup> a una temperatura de 25°C.

### **Datos sobre instalaciones solares fotovoltaicas en España.**

#### VIDA ÚTIL

La vida útil de una planta fotovoltaica es la de sus componentes. Si la planta está diseñada correctamente y se realiza el mantenimiento recomendado, se pueden esperar en España los siguientes valores:

- Los módulos, vida esperada de más de 40 años.
- La electrónica, vida útil de más de treinta años.
- Las baterías, más de diez años para las de ácido-plomo y más de veinte años para las baterías alcalinas-níquel-cadmio.
- Los elementos auxiliares que componen la instalación cableado, canalizaciones, cajas de conexión etc., pueden durar más de 40 años.

#### RENDIMIENTO GLOBAL

Los módulos fabricados en España, dependiendo de la tecnología y de la potencia de las células fotovoltaicas que lo componen, tienen un rendimiento entre los valores del 15% y el 11,5%.

El rendimiento de la instalación viene también determinado por una serie de factores entre los que destacan:

- La tolerancia en los valores de potencia nominal del módulo fotovoltaico (entre un +0% y un -10%).
- La pérdida de potencia al trabajar el módulo en condiciones de operación distintas a las que tenía cuando que se midió su potencia nominal. El módulo, por ejemplo, adquiere en operación temperaturas superiores a los 25ºC con los que se midió en fábrica (pérdidas entre un 5 y un 10%).
- Las pérdidas del inversor están comprendidas entre un 5 y un 11%.
- Otras pérdidas, generalmente caídas de tensión (se suele tomar un 3% aproximadamente).

PÉRDIDAS EN UNA INSTALACIÓN FV	PÉRDIDA ÓPTIMA (%)	PÉRDIDA PROBABLE (%)
1 Tolerancia del módulo/Pérdidas con el tiempo	0,0	5,0
2 Dispersion de características (mismatch/espectrales, et	0,5	3,8
3 Polvo y suciedad	0,5	2,7
4 Aumento de temperatura de las células	3,0	6,5
5 Sombreado de módulos	0,0	1,0
6 Caídas de tensión en cables de c.c.	0,5	0,8
7 Rendimiento del inversor/Seguimiento del PMP	4,0	7,0
8 Caídas de tensión en cables c.a	0,5	0,7
9 Falta de disponibilidad por mantenimiento	1,0	2,5
<b>Pérdidas Totales (%)</b>	<b>10</b>	<b>30</b>

Fuente: Informe ASIF 2006

**Figura 70. Perdidas en una instalación fotovoltaica. ASIF 2006**

### **Estrategias de integración arquitectónica.**

La gran ventaja de los sistemas fotovoltaicos respecto a otros sistemas de generación eléctrica es que no ocupan necesariamente espacio adicional al ya ocupado por los edificios u otras construcciones. El campo fotovoltaico puede integrarse encima de superficies construidas o incluso ejercer la función de elemento de construcción.

Los módulos solares han pasado de ser unos simples equipos de producción de energía a ser al mismo tiempo un elemento constructivo capaz de sustituir elementos tradicionales, o bien ofrecer otras prestaciones adicionales a la de generación eléctrica. Los mismos fabricantes de placas fotovoltaicas han empezado a diseñar modelos que facilitan su integración o su función constructiva en fachadas o tejados.

### **Propiedades de los cerramientos fotovoltaicos:**

La sustitución de un cerramiento (fachada, muro, tejado, etc.) convencional por uno fotovoltaico supone que un elemento de generación energética realice muchas más funciones que ésta, como:

- Protección de los elementos climáticos exteriores (lluvia, viento, temperaturas extremas, etc.)
  
- Filtro de luz solar.
  
- Filtro de ruidos exteriores.
  
- Filtro de radiaciones electromagnéticas
  
- Aislamiento térmico

- Transmisión de luz natural controlada
- Aportación térmica.

Posibilidades de integración:

Cada vez son más numerosas las formas de situar sobre edificios campos fotovoltaicos con funciones diversas además de la estrictamente energética:

- Tejado fotovoltaico: sustituye el acabado final y, en algunos casos, la impermeabilización.
- Tejado en dientes de sierra: la vertiente sur es fotovoltaica y la norte puede ser opaca o permitir la entrada de luz cenital.
- Fachada: el campo solar puede recubrir totalmente la fachada
- Tejado plano: se pueden situar hileras de placas paralelas, a una distancia adecuada para no producir sombras entre sí
- Atrio: cubierta entre dos edificios
- Pérgolas, porches, voladizos.
- Franjas fotovoltaicas a lo largo de la fachada, alternando con franjas transparentes

- Lamas de sombreado: situadas encima de las ventanas, permiten evitar la entrada de radiación directa en verano
- Fachada inclinada: en forma de invernadero, para cerramientos fotovoltaicos semitransparentes
- Lamas o parapluies de inclinación variable



**Figura 71. Paneles fotovoltaicos en forma de girasol en un aeropuerto**

Los fabricantes de placas fotovoltaicas han comenzado a suministrar variantes de placas y de células para atender las demandas de los arquitectos solares. Para ello se han desarrollado modelos con variantes de tonos, colores, formas de células, así como sistemas de fijación que permitan adoptar diversas soluciones o mejoras estéticas.

Para conseguir una mejor integración del elemento fotovoltaico en los edificios es necesario tenerlo en cuenta desde el inicio del diseño del edificio. De esta manera se podrá conseguir mejorar el aspecto exterior y el coste del edificio al poderse sustituir elementos convencionales por los elementos fotovoltaicos. A veces es necesario sacrificar parte del rendimiento energético por mantener la estética del edificio.

Para aplicaciones arquitectónicas se utiliza frecuentemente el encapsulado de células convencionales en cristal – cristal. Dichos módulos cristal – cristal son muy apropiados para este tipo de aplicaciones, pues además de cubrir totalmente los requerimientos técnicos y estéticos del diseño, permiten ciertos niveles de semitransparencia que ayudan a aumentar la luminosidad del interior del edificio.

### Integración en cubiertas

La situación del campo fotovoltaico en una cubierta es la más usual, ya que se suelen dar unas condiciones más favorables que en las fachadas:

- Las inclinaciones habituales de las cubiertas están en el rango de máxima producción eléctrica anual (más planas en latitudes bajas y con más pendiente en latitudes más altas).
- La orientación de la cubierta inclinada no es tan decisiva a pequeñas inclinaciones como en el caso de las fachadas
- En las cubiertas planas se puede situar el campo fotovoltaico en la orientación e inclinación más favorable, independientemente de la orientación del edificio

- Las placas fotovoltaicas se pueden superponer al sistema de impermeabilización existente o, en algunos casos, podrían llegar a sustituirlo
- No interfiere en el plan arquitectónico de los edificios, y minimamente en su aspecto final
- En edificios de nueva construcción se ofrecen posibilidades constructivas interesantes:
  - Cubiertas semitransparentes para crear lucernarios
  - Formación de lucernarios en diente de sierra
  - Cubierta semitransparente de invernaderos adosados a viviendas
  - Cubiertas inclinadas formadas totalmente por placas fotovoltaicas
  - Cubiertas inclinadas formadas totalmente por placas fotovoltaicas



**Figura 72. Tejas fotovoltaicas (izda) y pérgola fotovoltaica (dcha)**

Para integrar el campo fotovoltaico en una cubierta, hay que tener en cuenta los criterios siguientes:

- Consideraciones estructurales:

La sobrecarga debida a un campo fotovoltaico es muy pequeña en relación a las sobrecargas que se tienen en cuenta en el cálculo de las cubiertas. No obstante, hay que tenerla en cuenta. Dependiendo del sistema utilizado como estructura de fijación, el peso que puede provocar el campo fotovoltaico estará en torno a 30 kg/m<sup>2</sup>.

- Sistemas de fijación:

Existen algunos sistemas en el mercado que facilitan la fijación de la estructura soporte de las placas a la cubierta existente. En cubiertas planas, con el fin de no perforar la impermeabilización, a menudo se utilizan sistemas de fijación por gravedad, situando elementos pesados para estabilizar a las hileras de placas.

Por último, tanto si van superpuestas sobre un tejado existente, pero sobre todo si van integradas, sustituyendo a las tejas u otro elemento de impermeabilización, hay que prever que tengan una correcta ventilación que impida el estancamiento de aire caliente bajo las placas. Un excesivo sobrecalentamiento de éstas reducirá fácilmente su eficiencia en un 10%.

### 10.3. DISEÑO DE LA CUBIERTA SOLAR FOTOVOLTAICA

#### Antecedentes. Situación actual del edificio.

##### Situación. Características del emplazamiento:

El edificio objeto del presente estudio es una nave industrial dedicada a la fabricación de tubos de escape. Es propiedad de la empresa Bosal y está situada en Figueruelas, Zaragoza.

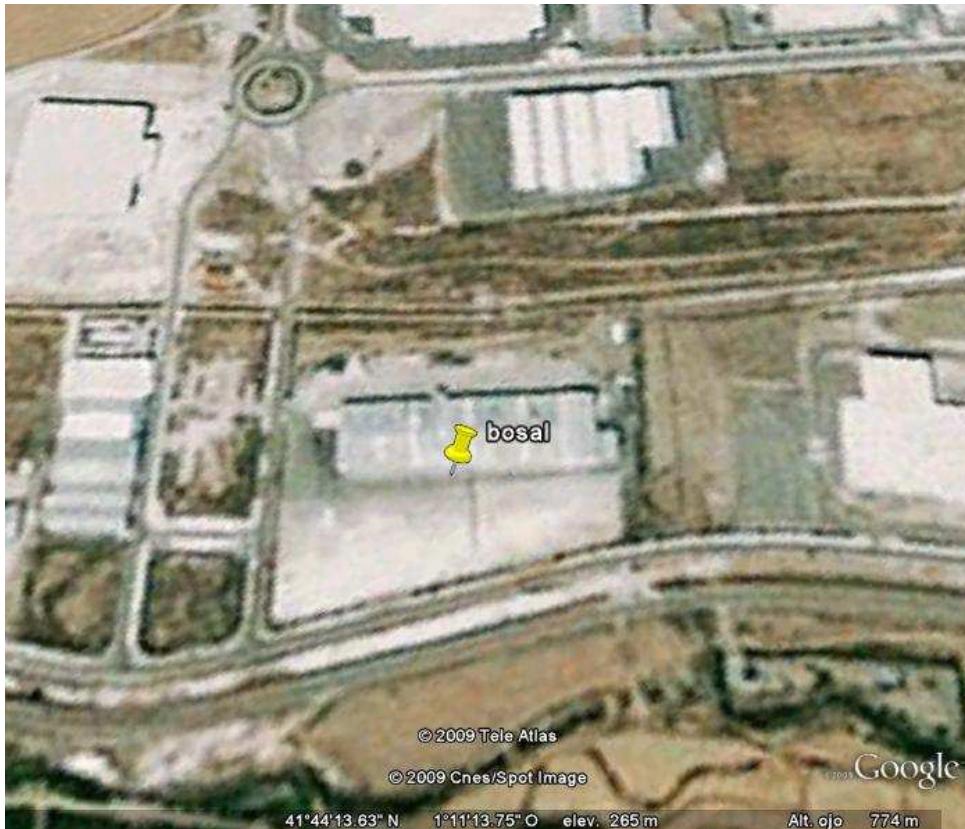
##### Localización:

La planta de Bosal Zaragoza se encuentra en la siguiente localización:

**41°44'13.63"N**

**01°11'13.75"O**

**Altura 265 metros**



**Figura 73. Localización de Google Earth de la planta Bosal.**

Climatología de la zona:

Zaragoza tiene un clima mediterráneo continental semidesértico, que es el propio de la depresión del Ebro. Los inviernos son frescos siendo normales las heladas y las nieblas que produce la inversión térmica en los meses de diciembre y enero. Los veranos son cálidos superando frecuentemente los 30°C e incluso rozando los 40°C algunos días. Las lluvias escasas se concentran en primavera. El promedio anual es bastante escaso, de unos 315 mm, influenciado sobre todo por el efecto foehn. Las temperaturas más altas de la historia son los 43,1°C del 22 de julio de 2009 y los 42,6°C del 17 de julio de 1978 y la más baja -14°C registrada el 1 de enero de 1888. Zaragoza sólo tiene de media 1 día de nieve al año al encontrarse encajonada en un valle a poca altitud.

Según la Agencia Estatal de Meteorología, la velocidad media del viento es de 19 Km/h. El cierzo sopla con frecuencia durante el invierno y a comienzos de la primavera.

**Componentes del sistema solar fotovoltaico.**

Como se ha explicado anteriormente, todo sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica, consta básicamente de 4 elementos:

- El panel solar fotovoltaico
  
- El inversor
  
- El cableado
  
- Las estructuras soporte

A continuación se incluye una tabla con los componentes utilizados para la instalación solar fotovoltaica que se ha propuesto:

Elemento	Marca	Modelo
Panel Solar Fotovoltaico	ATERSA	A-230P
Inversor	FRONIUS	IG 500
Cableado	TOP CABLE	TOP SOLAR
Estructura Soporte	BOSAL	TEJADO

**Tabla 6. Componentes del sistema solar fotovoltaico.**

En los anexos al proyecto, se incluyen los catálogos comerciales de los equipos propuestos. En apartados sucesivos se exponen con detalle las características técnicas de cada uno de los componentes del sistema solar fotovoltaico.

#### **PANEL FOTOVOLTAICO:**

Los paneles solares son el elemento de generación eléctrica y se pueden disponer en serie y/o paralelo para obtener la tensión y corriente nominal requerida en cada caso. Estos paneles están formados por un nº determinado de células que están protegidas por un vidrio, encapsuladas sobre un material plástico y todo el conjunto enmarcado con un perfil metálico.

El módulo solar propuesto es el modelo A-230P del fabricante ATERSA. Estos módulos están constituidos por células cuadradas fotovoltaicas de silicio policristalino. El uso de estas células evita los circuitos serie-paralelo con sus problemas inherentes, que utilizan otros fabricantes para la construcción de módulos de alta potencia. Este tipo de célula asegura una producción eléctrica que se extiende desde el amanecer hasta el atardecer, aprovechando toda la potencia útil posible que nos es suministrada por el sol.

La capa especial antireflexiva incluida en el tratamiento de las células, asegura una uniformidad de color en todas las células, evitando colores diferentes dentro del módulo, mejorando de este modo

sensiblemente la estética. La gran potencia de estos módulos hace que sean los más idóneos en grandes instalaciones, en las que el costo de interconexión y montaje es menor que si utilizamos más módulos de menor potencia.



**Figura 74. Módulos solares ATERSA.**

Gracias a la robusta construcción mecánica con sólidos marcos laterales de aluminio anodizado, capaces de soportar el peso y dimensiones de estos módulos y siendo la parte frontal de vidrio templado antirreflector de bajo contenido en hierro, estos equipos cumplen con las estrictas normas de calidad a que son sometidos, soportando las inclemencias climáticas más duras y funcionando eficazmente sin interrupción durante su larga vida útil.

Si se quiere mejorar la temperatura de las células de los paneles, conviene situarlas en lugares que estén bien aireados.

El circuito solar está intercalado entre el frente de vidrio y una lámina dorsal de TEDLAR, absolutamente rodeado de EVA, asegurando de esta forma su total estanqueidad. Son de construcción sumamente robusta que garantiza una vida de más de 20 años aún en ambientes climatológicos adversos.

A continuación se adjuntan las características técnicas mas importantes del módulo solar propuesto:

Característica Eléctrica / Física	Descripción
Nº de Células	60
Potencia	230 W
Corriente en punto de máxima potencia:	7,62 A
Tensión en punto de máxima potencia:	30,20 V
Corriente de Cortocircuito:	8,12 A
Tensión de circuito abierto:	37,40 V
Longitud:	1645 mm
Anchura:	990 mm
Espesor	50 mm
Peso:	23 kg

**Tabla 7. Características técnicas del modulo solar de Atersa A-230P**

### INVERSORES

El inversor es una pieza fundamental en la instalación eléctrica fotovoltaica, ya que permite la conversión de la energía generada por los paneles fotovoltaicos de corriente continua a corriente alterna.

El inversor propuesto es el modelo IG 500 del fabricante FRONIUS y está especialmente indicado para las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red.

La gama de inversores FRONIUS IG está diseñada específicamente para aplicaciones de conexión a red a partir de un generador fotovoltaico. Su facilidad de utilización, nulo mantenimiento y bajo nivel sonoro los hace muy adecuados tanto en entornos domésticos como industriales.

El FRONIUS IG 500 dispone de un sistema de control que le permite un funcionamiento completamente automatizado. Durante los

periodos nocturnos el inversor permanece parado vigilando los valores de tensión de la red y del generador fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador aumenta, lo que pone en funcionamiento el inversor, que comienza a inyectar corriente en la red.

Estos equipos están protegidos frente a situaciones como:

- Fallo en la red eléctrica
- Tensión de red fuera de rango
- Frecuencia de red fuera de los límites de trabajo
- Temperatura del inversor elevada
- Tensión del generador fotovoltaico baja
- Intensidad del generador fotovoltaico insuficiente

Los inversores FRONIUS IG pueden acoplarse en paralelo, conformando así un sistema abierto a posibles ampliaciones o múltiples tipos de conexiones.



**Figura 75. Inversor Fronius IG**

A continuación se adjunta una tabla con las características técnicas más importantes del inversor Fronius utilizado.

Característica Eléctrica / Física	Descripción
Voltaje máx. de entrada	530 V
Rango MPP	210...420V
Potencia PV recomendada	40-52 kWp
Máxima corriente entrada	205 A
Potencia de salida	40 kW
Rendimiento máximo	94,3%
Factor de potencia	1
Consumo propio noche	9 W
Temperatura de trabajo	-20°C...+50°C
Índice de protección	IP 20
Dimensiones	600 x 600 x 2557 mm
Peso	265 kg

**Tabla 8. Características técnicas del inversor Fronius IG 500.**

### **ESTRUCTURA SOPORTE**

Se considerarán dos alternativas para la instalación de los módulos solares: integración arquitectónica y superposición arquitectónica.

Se considera integración arquitectónica cuando los módulos cumplen una doble función – energética y arquitectónica - y además sustituyen elementos constructivos convencionales. Esta opción debe tenerse en cuenta en la fase de diseño del proyecto con objeto de diseñar la cubierta con el grado de inclinación óptimo.

Se considera superposición arquitectónica cuando la colocación de los módulos se realiza paralela a la envolvente del edificio, en este caso a la cubierta de la nave, que es la opción que hemos tomado.

*Integración arquitectónica:*

Son bien conocidos los problemas que se presentan a la hora de equipar con paneles solares cualquier edificación. La colocación de paneles solares tiene la desventaja, además de su coste, de que si se lleva a cabo sobre una cubierta, el anclaje de los soportes puede ocasionar la pérdida de estanqueidad en algunos puntos. Sin olvidar el improbable buen resultado estético del conjunto y su gran dificultad de integración arquitectónica, aspecto clave en el desarrollo de muchos proyectos.

Además, dado que los paneles solares están realizados en materiales duraderos y están térmicamente bien aislados, se evidencia que un panel es un excelente elemento constructivo.

Con este planteamiento se utilizarán los paneles solares como elemento de cubierta, permitiendo de este modo el ahorro de los materiales de construcción convencionales correspondientes a la superficie ocupada por los paneles solares. Una de las ventajas de este sistema es que se reduce al máximo la inversión que representa una instalación solar.

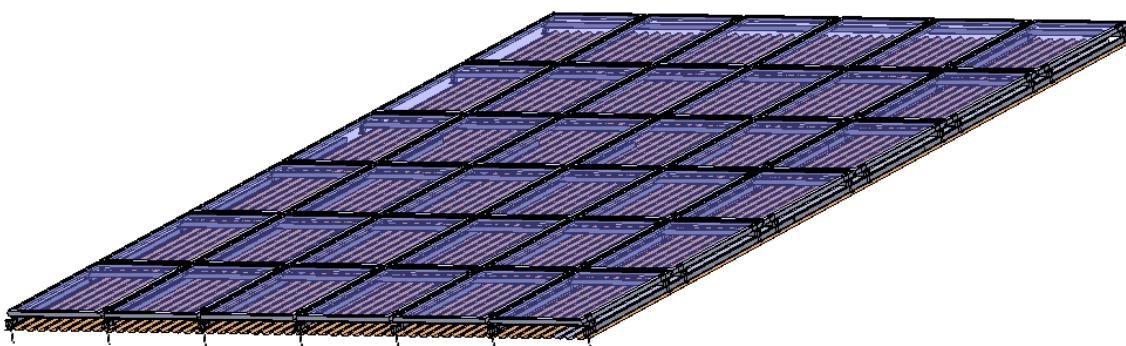
*Superposición arquitectónica:*

La cubierta solar escogida está constituida por módulos independientes, de modo que puede adaptarse a las dimensiones de cualquier tejado.

La cubierta solar se coloca sobre una estructura fijada en la nave. A esta estructura se fijan los módulos mediante piezas de sujeción que se sujetan en las pestañas laterales del módulo y a la estructura.

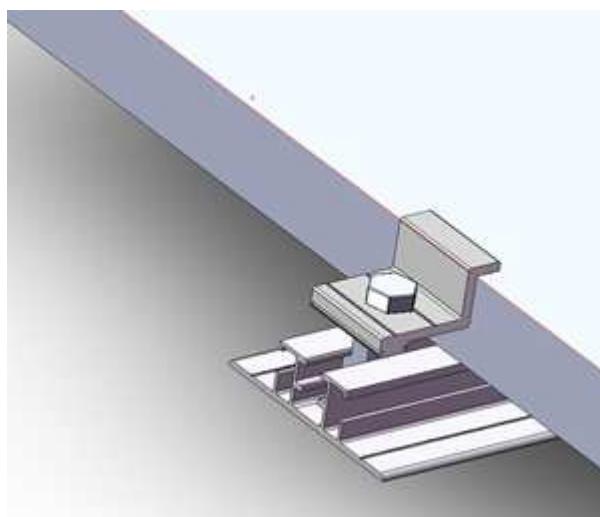
El sistema está compuesto por unos perfiles modulares de alta flexibilidad de ajuste, un elemento de sujeción de los módulos fotovoltaicos, una escuadra de sujeción para el tejado y diferentes elementos de unión.

Este sistema posee una gran capacidad de adaptación a cualquier tipo de módulo y garantiza un montaje rápido y sencillo.



**Figura 76. Superposición de paneles fotovoltaicos.**

Un ejemplo de estructura soporte para fijar los paneles fotovoltaicos a los raíles puede ser la siguiente imagen:



**Figura 77. Fijación de los paneles fotovoltaicos**

#### **10.4. DIMENSIONADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO**

En los siguientes apartados se detallan los aspectos que se han tenido en consideración para el dimensionado óptimo de la instalación fotovoltaica que nos ocupa. En cualquier caso, la cubierta ha sido dimensionada en función de la superficie disponible y a criterios estéticos.

Es decir, no se pretende conseguir la autosuficiencia energética del edificio sino que se persigue el aprovechamiento óptimo de la cubierta con objeto de instalar el máximo número de generadores fotovoltaicos posibles. Se ha diseñado a modo de una minicentral eléctrica que vierte la energía producida a la red general.

Como regla general hay que decidir la disposición de los módulos fotovoltaicos respecto del sol, puesto que hay que instalarlos en un lugar donde se reciba la mayor cantidad de radiación solar posible. Esto nos lleva a tener en cuenta en el dimensionado de la instalación tres factores básicos: la orientación, la inclinación y las posibles sombras.

La energía solar en forma de radiación es la energía renovable más abundante y mejor distribuida, pero a pesar de su abundancia, esta energía presenta dos grandes inconvenientes:

- Es altamente difusa (de baja concentración).
- Esta sometida a un ciclo diario y a uno anual, provocado por los movimientos de traslación y rotación de la tierra.

Estos ciclos están provocados porque la tierra gira describiendo una órbita elíptica y al mismo tiempo gira sobre su propio eje, el cual se mantiene en una inclinación respecto al plano de la órbita de 23,5º. Como consecuencia de la combinación de estos movimientos y dependiendo de la época del año, un mismo punto terrestre verá movimientos del sol variables sobre el horizonte: el sol saldrá más pronto o más tarde, o la altura de éste al mediodía será mayor o menor.

La energía que llega a la superficie terrestre a través de la radiación solar depende básicamente del lugar (latitud), de la declinación solar y de la inclinación y orientación de la superficie fotovoltaica. También afecta la turbulencia atmosférica que difunde la radiación solar y la masa de aire que el rayo solar debe atravesar.

### **Alternativas de diseño**

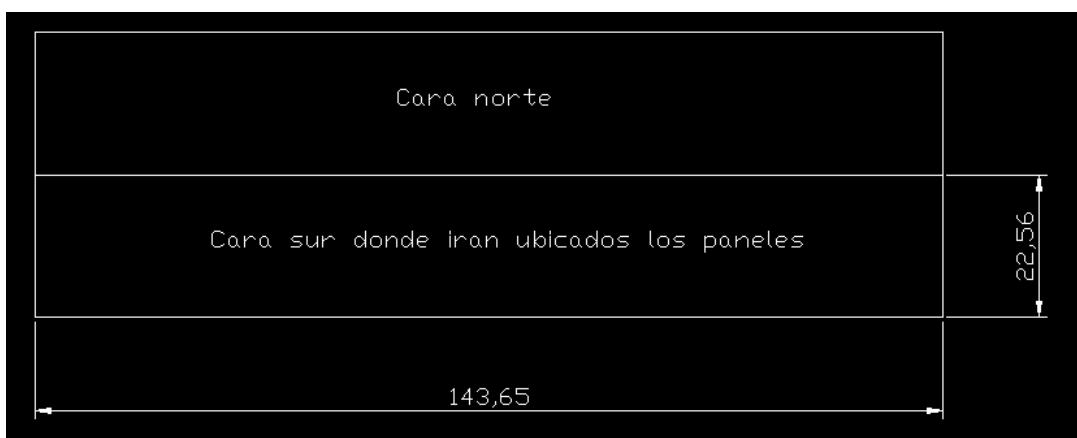
Para el diseño del tejado solar fotovoltaico se han tenido en consideración una única alternativa posible, primando en cualquier caso los criterios arquitectónicos de superposición de los módulos fotovoltaicos en la estructura del edificio, evitando de alguna forma el impacto visual y facilitando su instalación sobre la cubierta ya existente.

#### **Cubierta:**

Los módulos solares se situaran en la vertiente sur de la cubierta, para de esta forma aprovechar al máximo la radiación solar diaria.

Las dimensiones de la cubierta son:

- Longitud planta = 143,65 m
- Ancho planta = 22,56 m



**Figura 78. Dimensiones cubierta de Bosal.**

### **Orientación**

La desviación del plano de captación solar respecto al sur supone una reducción en la energía que incidirá diariamente sobre éste, mayor

cuanto más grande sea dicha desviación. Por este motivo los módulos fotovoltaicos se instalarán con orientación Sur.

### **Inclinación**

El ángulo de incidencia del rayo solar sobre la superficie captadora determina a su vez la densidad de rayos solares que entrarán dentro de una superficie determinada. Una superficie situada perpendicularmente a la trayectoria de la radiación solar, recogerá más rayos solares que otra superficie de la misma dimensión con una inclinación distinta.

Como el Sol tiene dos tipos de movimiento aparente sobre el horizonte, el recorrido azimutal y el de altura, el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre una superficie fija varía constantemente a lo largo del día, y de un día a otro.

Para el caso de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en los que los módulos solares están dispuestos a una inclinación fija a lo largo de todo el año, como es el caso que nos ocupa, el criterio a seguir para obtener una optimización global del sistema consiste en dar un grado de inclinación tal que permita recibir la mayor cantidad de energía en el cómputo global del año.

Existe un programa (PVSYS) que tiene una aplicación para encontrar el grado óptimo de inclinación de los paneles solares y así aprovechar al máximo la radiación solar para conseguir producir la mayor cantidad de energía posible.

Utilizando esta aplicación, he llegado a la conclusión de no darle a los paneles una inclinación mayor a los  $10^{\circ}$ , que es justamente la inclinación que tiene el tejado de Bosal.

A continuación se muestra una imagen recortada del programa PVSYS, donde se observa la inclinación del módulo fotovoltaico respecto a la horizontal.

Tilt 10°



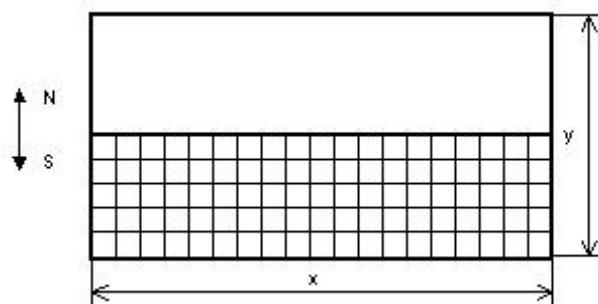
**Figura 79. Inclinación de los paneles solares fotovoltaicos.**

### **Cálculo de sombras y distancia entre paneles**

Debido a que en la cara sur del tejado donde se van a colocar los paneles fotovoltaicos, no existe ningún tipo de chimenea ni elemento que cause sombras, y además, los paneles están continuos y pegados al techo de la nave, no va a haber ninguna perdida por sombras, por lo tanto no es necesario realizar su cálculo.

### **Superficie disponible en el tejado**

En primer lugar calcularemos la superficie máxima de la que disponemos para la instalación de los paneles solares. En la figura siguiente se representa la planta de la cubierta del edificio. Podemos observar que las placas solares se sitúan sobre la vertiente sur tal y como se ha comentado con anterioridad:



**Figura 80. Planta de la cubierta.**

Donde:

- X = longitud de la planta del edificio = 143,65 m
- Y = anchura de la planta del edificio = 45,12 m

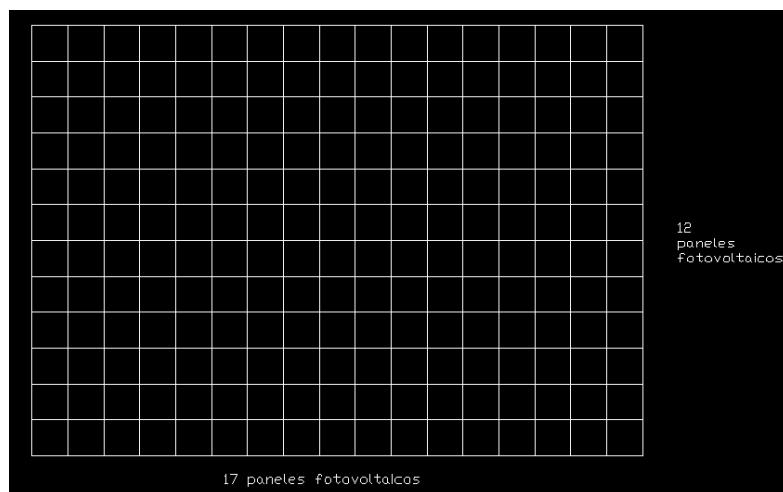
## 10.5. CONEXIONADO A LA RED ELECTRICA

### Dimensionado de los inversores

El Inversor seleccionado para esta instalación es el IG 50 del fabricante FRONIUS , el cual posee una potencia nominal de 40 kW, admite una potencia en el generador fotovoltaico de hasta 52 kWp, con una tensión máxima de entrada de 530 V, todo esto según hoja de características.

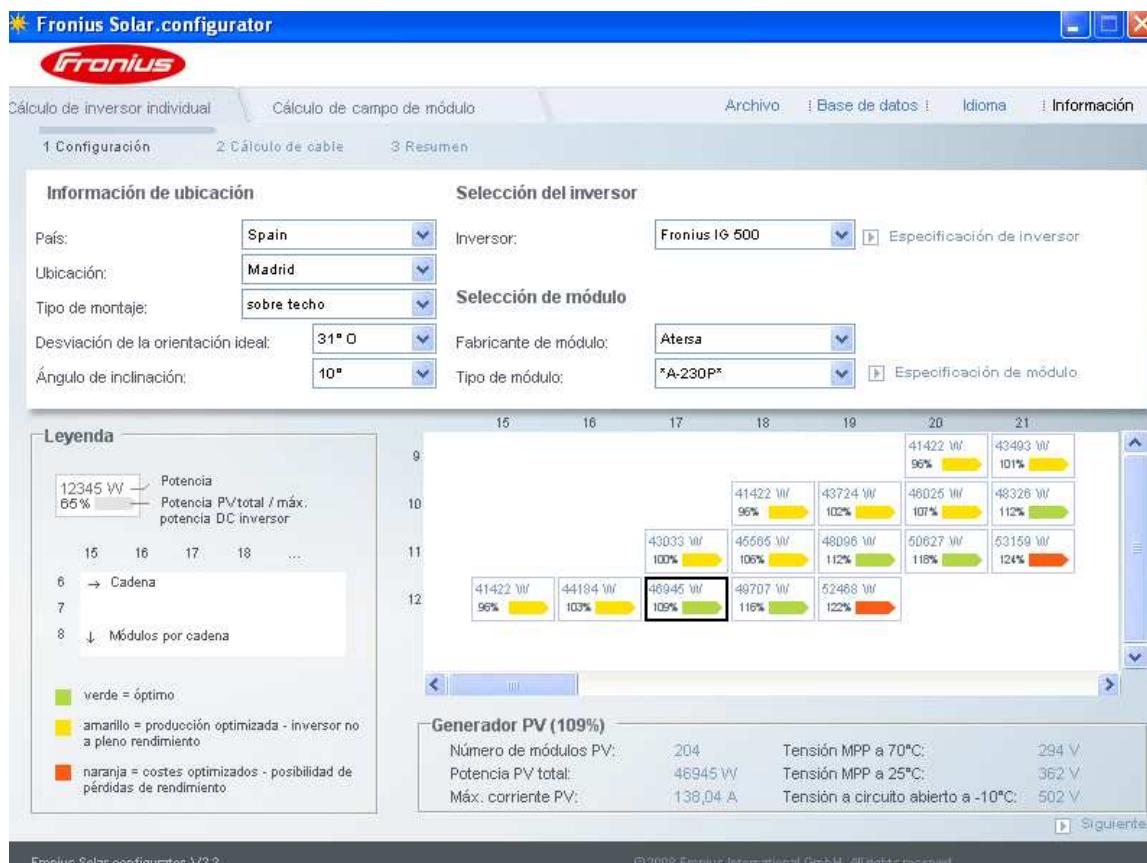
Se ha estudiado la mejor forma de interconectar todos los paneles en la configuración propuesta siguiendo las indicaciones del fabricante de los inversores mediante la utilización de la aplicación informática de Fronius Solar Configurator, creada y distribuida gratuitamente por el propio fabricante con objeto de aprovechar al máximo el rendimiento de los inversores.

Introduciendo todas las características específicas del modulo que hemos utilizado (ATERSA A-230P), el programa nos ha devuelto que la mejor configuración para un inversor individual es de una cadena de 17 paneles por 12 módulos por cadena, es decir:



**Figura 81. Configuración de uno de los módulos fotovoltaicos**

A continuación se muestra la captura de pantalla del programa, donde se nos indica la cantidad de paneles solares que podemos poner en un modulo (17x12). Primeramente hay que decir que el programa únicamente nos da la opción de elegir Madrid como ciudad española, pero esto no implica muchos problemas ya que prácticamente el clima madrileño y el zaragozano son parejos.



**Figura 82. Captura de pantalla del programa Fronius donde nos dice la configuración optima de los paneles.**

### Calculo de los módulos totales que se pueden instalar en Bosal:

Fijándose en que la longitud de la planta del edificio es de 143,65 metros, caben 8 módulos de los anteriores, con lo que obtendríamos una longitud del campo fotovoltaico de:

Medidas de un modulo:

Ancho:  $17 \times 0,99\text{m} = 16,83\text{ m}$

Largo:  $12 \times 1,645\text{m} = 19,74\text{ m}$

Medidas de la instalación fotovoltaica (8 modulo):

Ancho:  $16,83\text{m} \times 8 = 134,64\text{ m}$

Largo:  $19,74\text{ m}$

Como podemos observar, cumplimos perfectamente con las limitaciones físicas de medida del techo de Bosal, es mas, aun disfrutamos de aproximadamente 9 metros para dejar espacio entre módulos por si tuviéramos que realizar tareas de mantenimiento.

En total se instalaran 1632 paneles fotovoltaicos en la cubierta de Bosal.

Potencia producida por el tejado fotovoltaico:

A continuación voy a proceder a calcular la potencia total que es capaz de generar el campo fotovoltaico instalado en la cubierta de la empresa Bosal.

Primeramente debemos calcular la tensión que va a recibir cada inversor (8 en total, 1 para cada modulo fotovoltaico).

$$V_{inv} = N_s \times V_p = 12 \times 30,20 = 362,4\text{ V}$$

Donde :

$$N_s = \text{nº de módulos en serie}$$

$$V_p = \text{tensión máxima que puede proporcionar un panel (V)}$$

$$V_{inv} = \text{tensión de trabajo del inversor}$$

Sabiendo que cada inversor puede trabajar con una potencia de entrada de 40 kWp, podremos calcular la intensidad que han de generar los módulos fotovoltaicos.

$$I_{dc} = P_{inv} / V_{inv} = 40 / 362,4 = 110,38 \text{ A.}$$

Donde:

$I_{dc}$ = intensidad de entrada al inversor (A)

$P_{inv}$ : potencia de entrada al inversor (W)

$V_{inv}$ : tensión de entrada al inversor (V)

Al conectar 17 paneles fotovoltaicos en paralelo se obtiene una intensidad de instalación de cada inversor:

$$I_{nst} = N_p \times I_m = 17 \times 7.62 = 129,54 \text{ A}$$

Donde:

$N_p$ = nº de paneles en paralelo

$I_{nst}$ = intensidad máxima que recibe el inversor.

$I_m$ = intensidad máxima que proporciona un módulo fotovoltaico.

Siguiendo las instrucciones del fabricante en su programa, instalaremos 204 paneles en cada modulo fotovoltaico, 17 ramas en paralelo de 12 paneles en serie cada una. A partir de aquí podemos calcular la potencia de la instalación para cada inversor:

$$P_{inst} = I_{nst} \times V_{inv} = 129,54 \times 362.4 = 46945,296 \text{ W}=47kWp.$$

La potencia total de la instalación, contando con todos los inversores será de :

$$P_p = N_{inv} \times P_{inv} = 8 \times 47 \text{ kWp} = \boxed{376 \text{ kWp}}$$

El hecho de que la potencia instalada sea superior a la potencia de salida de los inversores no supone ningún inconveniente, ya que se ha de tener en cuenta que la potencia pico ( $W_p$ ) es una potencia medida en laboratorio, calculada a partir de un eje lumínico de 1000 W/m<sup>2</sup>, normal a la superficie y en un ambiente con temperatura a 25°C, con el objetivo de comparar las placas de los diferentes fabricantes.

En situación de explotación real no se consigue una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> sobre superficies inclinadas más que en algunos mediodías solares del mes de enero, en los que los rayos solares son los más bajos de todo el año. Esta información puede ser contrastada en los datos obtenidos de la explotación real de algunos campos solares en Zaragoza.

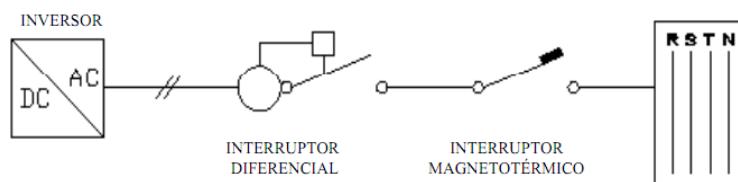
Dimensionando el campo solar por encima de la capacidad de producción de los inversores se consigue mantener los niveles de generación de energía facturable al máximo de su capacidad durante la mayor parte del periodo de funcionamiento, y por lo tanto mejora el rendimiento económico por  $W_p$  instalado.

### **Características de la interconexión**

La interconexión entre la generación y la red se efectuará mediante un interruptor automático sobre el que actuarán los equipos de protección y maniobra. La interconexión se compone de las siguientes partes:

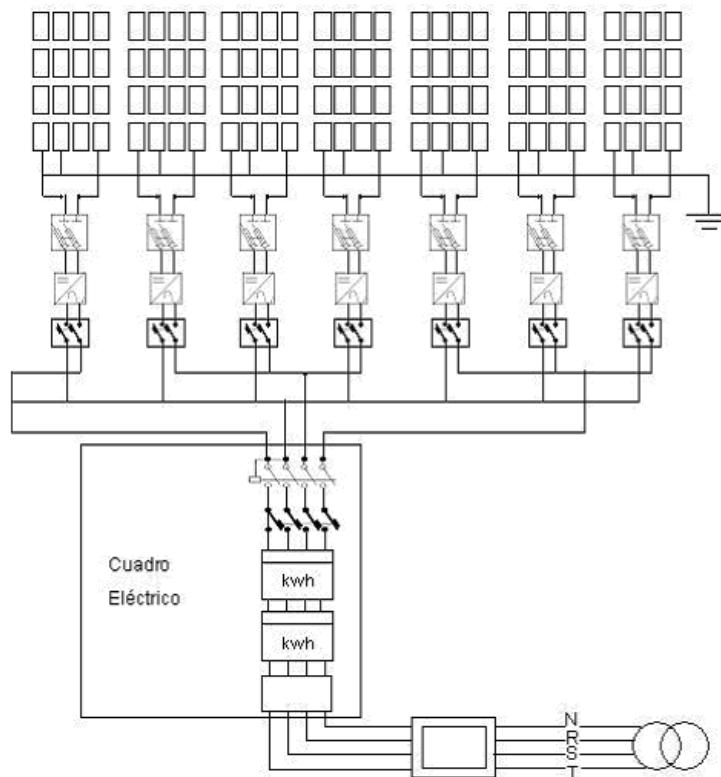
- **Circuito de potencia:** En el esquema unifilar se definen los elementos que configuran el circuito de potencia de la interconexión.
  
- **Protecciones:** Las protecciones eléctricas tienen como objetivo asegurar la protección de las personas y cosas, así como mantener el nivel de calidad del servicio de la red. Para ello se dispondrán un conjunto de elementos destinados a tal fin que actuarán sobre el interruptor de interconexión.

Tanto la instalación como la utilización de las protecciones de conexión, se realizan de acuerdo a la normativa vigente y a las normas particulares establecidas por la compañía suministradora. Con las protecciones se podrán proteger las instalaciones propias y las de la compañía suministradora. También se podrá aislar la instalación en caso de avería interna. Las protecciones a instalar son las que se recogen en el esquema unifilar.



**Figura 83. Protecciones de la instalación.**

- **Medida:** Finalmente se instalará un contador de medida de la energía generada (venta) y otro para la medida de la energía importada de la compañía eléctrica (compra).



**Figura 84. Esquema unificar de la instalacion. Nº real de paneles, 204 por inversor. (12x17)**

## **10.6. CALCULO TEORICO DE LA ENERGIA GENERADA POR LA INSTALACION**

Como en el apartado anterior, a efectos de calcular la energía eléctrica generada por la instalación tendremos en cuenta únicamente la alternativa de diseño que nos permite la instalación del nº máximo de paneles fotovoltaicos con objeto de valorar la máxima producción energética posible.

Para estimar la producción mensual teórica de energía eléctrica generada por la instalación, se partirá de los datos de radiación solar del emplazamiento del edificio y se utilizará la ecuación siguiente:

$$P_i \text{ (kWh)} = I_i \text{ (kWh /m2)} \times P_p \text{ (kWp)} \times N$$

Donde:

$P_i$  la energía generada en un mes

$I_i$  la irradiancia en el mes

$P_p$  la potencia nominal del panel i (230 Wp)

N el nº de paneles del campo fotovoltaico (1632 paneles).

A continuación se muestra una tabla con los valores de radiación mensual y la energía que se ha producido en cada mes, utilizando la formula anteriormente descrita.

Mes	Radiación (KWh / m <sup>2</sup> )	Energía (kWh)
<b>ENERO</b>	54.5	20457
<b>FEBRERO</b>	69.2	25975
<b>MARZO</b>	120.3	45155
<b>ABRIL</b>	141.4	53075
<b>MAYO</b>	179.5	67377
<b>JUNIO</b>	191	71693
<b>JULIO</b>	198.7	74584
<b>AGOSTO</b>	174.3	65425
<b>SEPTIEMBRE</b>	136.1	51086
<b>OCTUBRE</b>	95.6	35884
<b>NOVIEMBRE</b>	58.7	22033
<b>DICIEMBRE</b>	46.6	17491
<b>TOTAL</b>	<b>1465.9</b>	<b>550235</b>

**Tabla 9. Producción mensual de energía eléctrica.**

Los datos de irradiación mensual han sido calculados a través de la irradiación diaria para cada mes.

Obviamente, esta cantidad de energía producida es totalmente teórica y no se tienen en cuenta la cantidad de potencia que son capaces de recibir los inversores y que nos limita la energía que podemos verter a la red.

La producción real de energía generada por la instalación siempre será muy inferior al valor teórico calculado, dado que las condiciones de explotación no serán las de laboratorio y los diferentes elementos que intervienen en el sistema: paneles, conductores eléctricos, inversores, etc., producen unas pérdidas que reducen notablemente la eficiencia del conjunto. Así mismo, la distribución y orientación de los paneles sobre la

cubierta, y las proyecciones de sombras sobre éstos, originan una serie de pérdidas adicionales que deben ser contempladas

## 10.7. RESULTADOS OBTENIDOS CON EL PROGRAMA PVSYST

A continuación, a modo de obtener una aproximación lo más cercana a la realidad, se ha procedido a evaluar el sistema en el programa PVSYST V5.42 desarrollado por la universidad de Ginebra.

Se ha desarrollado para un solo inversor, por lo tanto los resultados únicamente hay que multiplicarlos por el numero total de inversores de la instalación (8 en total).

En la siguiente imagen se puede ver, el numero de paneles solares instalados A-230P (un total de 204 módulos, repartidos en una cuadricula de 17x12) con la potencia nominal que generarian, y tambien podemos observar el inversor que hemos utilizado para este proyecto, el IG 500 de Fronius. La simulación esta realizada a lo largo de 365 dias y se puede observar la energia producida por el sistema anual en kWh.

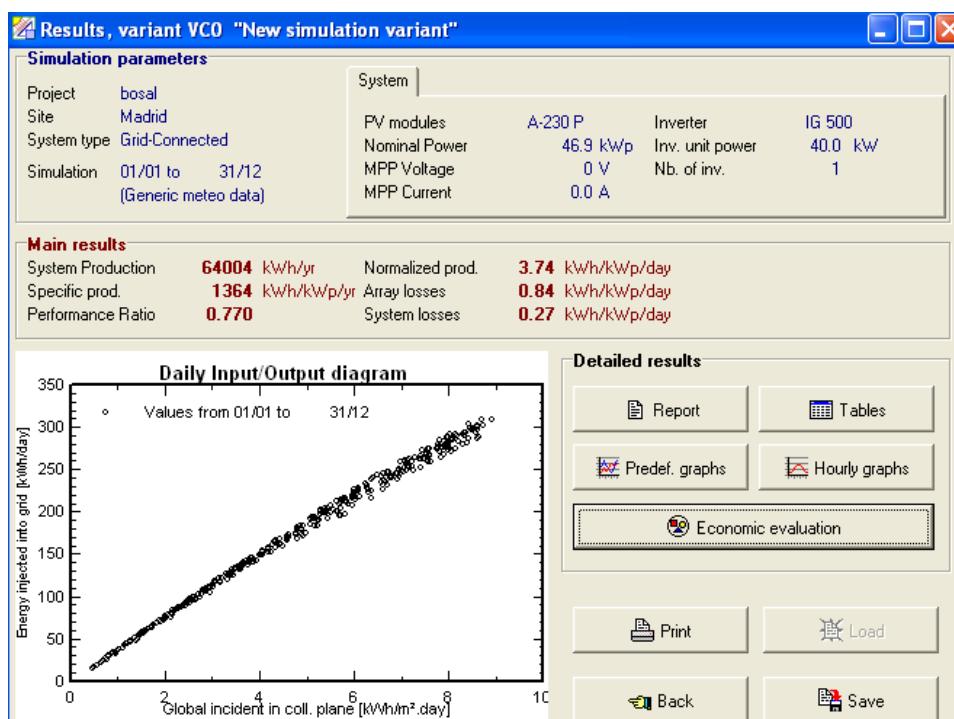


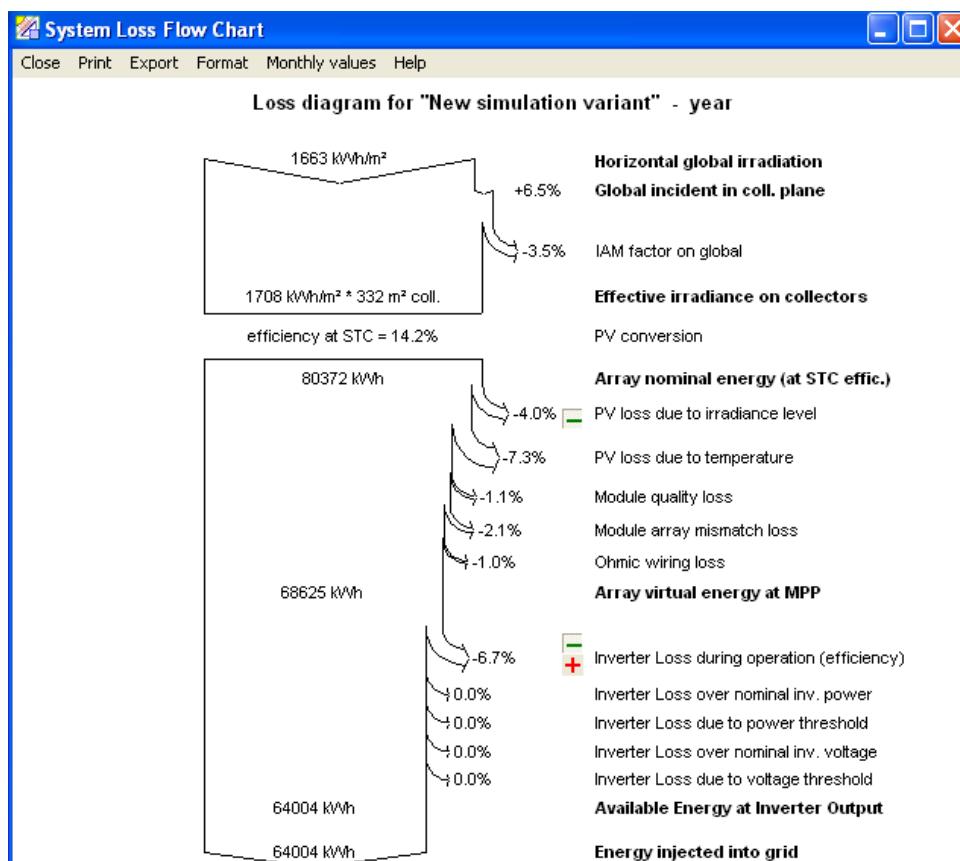
Figura 85. Parámetros obtenidos con el programa PVSYST.

Como se puede observar, el sistema, con un solo inversor para uno de los grupos de 204 paneles solares fotovoltaicos, es capaz de generar 64004 kWh por año.

Si este valor lo multiplicamos ahora por 8, que es el número total de inversores de nuestro sistema, obtendremos, igual que en el apartado anterior, la cantidad de energía generada por la instalación fotovoltaica, de esta manera queda:

$$64004 \text{ kWh} \times 8 \text{ Inversores} = 512032 \text{ kWh.}$$

A continuación se muestra un grafico con las perdidas del sistema, para un solo inversor. En el se muestran algunas perdidas importantes como son las de perdidas por temperatura en los módulos fotovoltaicos, eficiencia del inversor, perdidas ohmicas en el cableado.



**Figura 86. Perdidas del sistema.**

A continuación se adjunta una tabla con los datos más importantes de la simulación, sacados íntegramente del programa PVSYST, donde:

**GlobHor** *Irradiación Global Horizontal*

**T Amb**: *Temperatura ambiente*

**GlobInc**: *Irradiación Global sobre plano a 35º*

**GlobEff**: *Irradiación Global Corregida (efecto sombras)*

**Earray**: *Energía Efectiva a la salida de los módulos*

**EoutInv**: *Energía disponible a la salida de los inversores*

**EffArrR**: *Eficiencia a la salida de los módulos.*

**EffSysR** *Eficiencia a la salida del sistema.*

	New simulation variant								
	Balances and main results								
	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %	
<b>January</b>	66.0	5.50	80.3	76.3	3261	3054	12.22	11.45	
<b>February</b>	77.0	7.00	87.9	84.2	3552	3320	12.16	11.36	
<b>March</b>	141.0	9.30	156.6	150.8	6285	5864	12.08	11.27	
<b>April</b>	153.0	11.60	160.1	154.5	6362	5934	11.96	11.16	
<b>May</b>	204.0	15.50	207.4	200.9	8050	7496	11.68	10.88	
<b>June</b>	223.0	20.40	223.0	216.2	8448	7863	11.40	10.61	
<b>July</b>	230.0	24.30	231.5	224.6	8593	8000	11.17	10.40	
<b>August</b>	201.0	23.80	208.9	202.6	7832	7300	11.28	10.52	
<b>September</b>	150.0	20.30	162.6	156.9	6216	5802	11.51	10.74	
<b>October</b>	105.0	14.50	119.0	114.2	4686	4379	11.85	11.08	
<b>November</b>	64.0	8.90	74.6	71.0	2973	2781	11.99	11.22	
<b>December</b>	49.0	5.90	58.8	55.8	2366	2212	12.11	11.32	
<b>Year</b>	1663.0	13.96	1770.6	1708.1	68625	64004	11.67	10.88	

**Tabla 10. Principales resultados de la simulación con PVSYST.**

Conviene recordar que la simulación ha sido realizada para un único inversor.

## **10.8. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACION.**

Para garantizar una alta productividad de la instalación, es esencial reducir los períodos de parada por avería o mal funcionamiento. Para ello son necesarias tanto la supervisión del usuario del sistema, como la asistencia de un servicio técnico.

En cualquier caso, las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red ofrecen muy pocos requerimientos de mantenimiento preventivo y, en general, son poco susceptibles a sucesos que provoquen la intervención de un mantenimiento correctivo. Sin embargo, es recomendable seguir el programa de mantenimiento detallado a continuación.

### **Mantenimiento a cargo del usuario**

El usuario de la instalación debería llevar a cabo las siguientes tareas de mantenimiento:

#### Supervisión general:

Corresponde a la simple observación de los equipos; esto consiste en comprobar periódicamente que todo esté funcionando. Para ello basta observar los indicadores de los inversores, con esa información se comprueba que el inversor recibe energía del campo solar y genera corriente alterna. La verificación periódica de las cifras de electricidad generada nos permitirá detectar bajadas imprevistas de producción, que serían síntoma de un mal funcionamiento. La producción solar final queda registrada en el contador de venta de electricidad que mensualmente hay que anotar para la emisión de la correspondiente factura. El balance mensual, aunque varía a lo largo del año, se mantiene en torno a un máximo y un mínimo que se debe conocer, por lo que se podrá detectar rápidamente una bajada no habitual de producción, lo cual indicaría, probablemente, una avería (o una perturbación periódica de la red).

Limpieza:

La limpieza incluye la eliminación de hierbas, ramas u objetos que proyecten sombras sobre las placas.

Verificación visual del campo fotovoltaico:

Con el objetivo de comprobar eventuales problemas de las fijaciones de la estructura sobre el edificio, aflojamiento de tornillos en la misma, o entre ésta y las placas, aparición de zonas de oxidación, etc.

**Mantenimiento a cargo del servicio técnico.**

El servicio técnico debería ser avisado por el usuario de la instalación cuando se detecte la bajada o paro total de la producción eléctrica, así como la aparición de defectos en la estructura de fijación del campo solar. En estos casos se realizará un mantenimiento correctivo, que detecte el origen de la avería y la repare. Es igualmente importante efectuar un mantenimiento preventivo, mediante revisiones periódicas, en las que, como mínimo, se debería incluir:

- Comprobación de tensión e intensidad para cada serie de placas fotovoltaicas (todas las series deberían dar valores idénticos o muy similares). Se pueden detectar fallos en las placas, como diodos fundidos o problemas de cableado y conexiones.
- Verificación de la solidez de la estructura del campo solar, reapriete de tornillos, estado de la protección de los soportes metálicos y anclajes, etc.
- Caracterización de la onda, frecuencia y tensión de salida en corriente alterna del inversor.
- Verificación de las conexiones del cableado en la caja de conexiones.

## 10.9. RESUMEN DEL PRESUPUESTO

A continuación se ofrece un presupuesto resumido del proyecto, en el que se incluyen todos los elementos incluidos, sin incluir la mano de obra.

COMPONENTE	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
PANEL ATERSA A-230P	1632	500€	816000€
ESTRUCTURA SOPORTE Y ELEMENTOS MECANICOS	-	50000€ (precio aproximado)	50000€
INVERSOR, CONTADORES Y PROTECCIONES	7	22500€	157500€
CABLEADO Y VARIOS	-	24000€ (precio aproximado)	24000€
PRESUPUESTO EJECUCION			1047500€
IVA 18%			188550€
PRESUPUESTO EJECUCION IMPUESTOS INCLUIDOS			1236050€

Tabla 11. Presupuesto de la instalación

## 10.10. ANALISIS DE LA SOSTENIBILIDAD DE LA INSTALACION

En el Capítulo 3, del RD 1578/2008, se establecen las tarifas para instalaciones Tipo I, subtipo I.1: energía solar:

Para el 2011 la tarifa de referencia es de 47,5597 céntimos de euro/kWh, tal y como establece el Real Decreto 1578/2008, de 27 de septiembre.

Anteriormente habíamos calculado la energía generada anualmente por la instalación (512032 kWh). Por lo tanto multiplicando esta cifra por el precio del kWh para instalaciones solares (siempre que vertamos toda la energía a la red y ninguna cantidad sea consumida).

**INGRESOS POR VENTA: 512032 kWh x 0,475597 €/kWh = 243520,88 €**

**(mantenimiento = 1450€)**

Anualmente, obtendríamos unas ganancias de 243520,88 €, con esta cantidad se puede obtener el periodo de retorno de la inversión.

### **Periodo de retorno de la inversión.**

A continuación se calcula el periodo de retorno de la inversión de la instalación solar fotovoltaica propuesta, siguiendo la fórmula:

$$\text{Periodo de retorno de la inversión (años): } T = \frac{I}{E - M}$$

Siendo:

T = tiempo de recuperación de la inversión (años)

I = inversión total del proyecto.

E = Beneficio anual conseguido mediante la venta de la energía producido.

M = Costes anuales de mantenimiento y explotación de la instalación (costes financieros y de amortización no incluidos).

De esta forma:

$$T = 5,1 \text{ Años.}$$

### **10.11. IMPACTO AMBIENTAL**

Además del punto de vista económico, las instalaciones solares fotovoltaicas se están implantando sobre todo por consideraciones ecológicas. El balance desde este punto de vista es totalmente favorable, tanto en reducción de emisiones contaminantes, como en el balance energético.

Todos los kWh generados con un sistema fotovoltaico equivalen a un ahorro de energía generada con otras fuentes de energía, con toda probabilidad con mayor o menor grado de poder contaminante, lo que conlleva, por lo tanto, a una reducción de emisiones.

Una de las fuentes de contaminación más importantes son los gases de efecto invernadero, ya que inciden gravemente en el cambio climático de la Tierra. El gas más significativo entre éstos es el CO<sub>2</sub>, generado en toda combustión de materiales carbonados.

Para calcular el ahorro de CO<sub>2</sub> obtenido gracias a la generación eléctrica “ limpia” de un sistema fotovoltaico, podemos utilizar la emisión media por unidad de electricidad generada en España que se cifra en 0,649 kg de CO<sub>2</sub> por kWh eléctrico generado según el RD 47/2007. Asimismo, existen otras emisiones nocivas como el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) o de nitrógeno (Ox) sobre las que podemos asumir las siguientes equivalencias:

- 16,52 t SO<sub>2</sub> / GWh
- 5,83 t Ox / GWh

En conclusión, para la cubierta solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica objeto del presente proyecto, el ahorro total de emisiones contaminantes es el que se resume en la tabla siguiente:

Producción anual: 512032 kWh	
Ahorro de emisiones	
CO <sub>2</sub>	259279 kg
SO <sub>2</sub>	6599 kg
O <sub>x</sub>	2329 kg

En cuanto a los impactos ambientales ocasionados por la implantación de un sistema solar fotovoltaico, se considera que el impacto principal se produce en las operaciones extractivas de las materias primas, ya que aunque la mayoría de las células fotovoltaicas se fabrican con silicio, material obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante en la naturaleza, es necesario transformarlo con consumo de energía hasta conseguir silicio de grado solar.

En la fase de uso las cargas ambientales son despreciables, y en la fase de eliminación, después de la vida útil, pueden establecerse vías claras de reutilización o retirada. El efecto visual sobre el paisaje es el principal impacto en la fase de uso, siendo susceptible de ser reducido gracias a la integración arquitectónica, como es el caso del presente proyecto.

En el medio físico y biótico no existen afecciones importantes ni sobre la calidad del aire ni sobre los suelos, flora y fauna, no provocándose ruidos ni afectándose tampoco a la hidrología existente.

## **10.12. IMPACTO SOCIAL**

La energía solar fotovoltaica ofrece la oportunidad, a un coste razonable, de emplear una energía renovable generando una electricidad respetuosa con el medio ambiente. Un sistema fotovoltaico por lo tanto, ayuda a sensibilizar hacia el ahorro energético, además de constituir un elemento diferenciador en los proyectos arquitectónicos y urbanísticos.

Es decir, con la instalación de un sistema fotovoltaico integrado arquitectónicamente en un edificio urbano no solo logramos dar una novedosa y mejor imagen al edificio, sino que también conseguimos mejorar el estatus social del mismo.

## 11. GLOSARIO DE TERMINOS

A continuación se explican los términos fundamentales sobre el tema de la energía solar fotovoltaica:

Caja de conexión: Caja donde se llevan los cables para realizar las conexiones.

Carga: Cualquier dispositivo o aparato que demanda potencia. Esta depende de cada aparato y varía a lo largo del día de acuerdo a la manera en que esta opera.

Celda solar o celda fotovoltaica: Elemento que transforma la luz solar (fotones) en electricidad. Es el elemento fundamental de los módulos solares fotovoltaicos.

Celdas de película delgada o amorfa: Celdas fabricadas de película del orden de micrones de material sensible a la radiación solar.

Conexión a la red: Sistema de generación conectado a la red publica de electricidad.

Conexión en paralelo: Método de conexión en el cual todos los bornes positivos y negativos se juntan. Si los módulos son todos iguales, la corriente se suma y la tensión permanece invariable.

Conexión en serie: Método de conexión por el cual el borne positivo de un modulo se conecta con el borne negativo del siguiente y así sucesivamente. Si los módulos son todos iguales, el voltaje se suma y la corriente permanece invariable.

Conductor eléctrico: Todo material capaz de conducir la corriente eléctrica. Para transportar la energía eléctrica se utilizan “hilos” fabricados generalmente de cobre y/o aluminio.

Consumo eléctrico: Numero de watios hora (Wh) utilizado para que funcione un aparato eléctrico durante un tiempo determinado. Depende de la potencia del aparato y del tiempo que este en funcionamiento.

Contador eléctrico: Instrumento que mide la energía consumida. Puede ser propiedad del cliente o de la empresa suministradora. Mide los consumos en kWh.

Corriente de cortocircuito: Corriente que se mide en condiciones de cortocircuito en los terminales de salida de un modulo.

Corriente de máxima potencia: es la corriente correspondiente al punto de máxima potencia.

Cortocircuito: conexión accidental de dos conductores de distinta fase, o de estos con el neutro.

Curva I-V: Característica intensidad vs. Voltaje tomada bajo condiciones determinadas de radiación. Es la información esencial para caracterizar los módulos fotovoltaicos.

Diodo de bloqueo: Dispositivo conectado en serie entre el modulo y la batería para prevenir el flujo de corriente de la batería hacia los módulos.

Eficiencia de la celda: Relación entre la potencia que entrega una celda solar (expuesta a pleno sol) y la potencia solar incidente sobre ella.

Horas de sol pico: Numero equivalente de horas a 1kWh/m<sup>2</sup> de radiación solar que produce la misma cantidad de energía solar que bajo las condiciones reales de insolación.

Instalación eléctrica: Conjunto de aparatos y de circuitos asociados en previsión de un fin particular. Producción, conversión, transformación, transmisión, distribución o utilización de la energía eléctrica.

Interruptor: aparato utilizado para conectar o desconectar parte de una instalación.

Modulo solar fotovoltaico: Conjunto de celadas solares fotovoltaicas conectadas entre sí dentro de una unidad sellada.

Potencia eléctrica: Capacidad de los aparatos eléctricos para producir trabajo. La unidad de medida es el Watt (W).

Punto de máxima potencia: Punto de la curva I-V en donde el producto “IxV” (potencia) tiene su valor máximo.

Radiación difusa: Radiación proveniente del cielo como resultado de la dispersión de la radiación solar por la atmósfera.

Regulador de carga: También llamada unidad de control o controlador de carga. Componente que controla el flujo de corriente hacia la batería y de la batería hacia los equipos para proteger la batería de sobrecargas y sobredescargas.

Tensión eléctrica: Diferencia de potencial eléctrico que tiene que existir entre los bornes de conexión o entre dos partes activas de una instalación, para que la corriente eléctrica circule por dicha instalación. La unidad de medida es el voltio (V).

Tierra (grounding): Conexión que se hace en la tierra para emplearla como retorno en un circuito eléctrico y arbitrariamente como punto de potencial cero.

Voltaje de circuito abierto: voltaje que se mide en los terminales sin carga de un sistema fotovoltaico.

Voltaje de máxima potencia: Voltaje correspondiente al punto de máxima potencia.

Watio pico: Unidad de medida de un modulo solar fotovoltaico, que significa la cantidad de potencia máxima que puede generar el modulo a condiciones de funcionamiento estándar (1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C y 1,5 masa de aire).

## 12. BIBLIOGRAFIA

Principales publicaciones examinadas para la realización del proyecto:

- [1] ***"Physics of Solar Cells: From Basic Principles to Advanced Concepts"*** Peter Würfel ,2010
- [2] ***"Energía solar fotovoltaica"*** Méndez Muñiz, Javier María y Cuervo García, Rafael, 2008.
- [3] ***"Sistemas solares fotovoltaicos: fundamentos, tecnologías y aplicaciones"*** Javier Martín Jiménez, 2008
- [4] ***"Guía completa de la energía solar fotovoltaica y termoeléctrica: adaptada al código técnico de edificación"*** José María Fernández Salgado, 2008
- [5] ***"Sistemas fotovoltaicos conectados a red: estándares y condiciones técnicas"*** M. Castro Gil, L. Dávila Gómez, A. Colmenar.
- [6] "Photon: la revista de fotovoltaica" [www.photon.com.es](http://www.photon.com.es)
- [7] ***"Energías renovables"*** Antonio Creus Solé, 2004

Principales páginas Web utilizadas para la realización del proyecto:

- [8] Centro nacional de energías renovables (CENER), [www.cener.com](http://www.cener.com)
- [9] [www.solarweb.net](http://www.solarweb.net)
- [10] Instituto para la diversificación y ahorro de la energía (IDAE) [www.idae.es](http://www.idae.es)
- [11] Endesa, [www.endesa.es](http://www.endesa.es)
- [12] Iberdrola, [www.iberdrola.es](http://www.iberdrola.es)
- [13] Wikipedia, [www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org)

[14] Sitio solar, [www.sitiosolar.com](http://www.sitiosolar.com)

[15] Buscador de paginas web solares, [www.top50-solar.de/es](http://www.top50-solar.de/es)

[16] Comisión nacional de energía CNE, [www.cne.es](http://www.cne.es)

[17] Centro de estudios de la energía solar, [www.censolar.es](http://www.censolar.es)

[18] Blog de energías renovables, [www.erenovables.com](http://www.erenovables.com)

[19] Portal de energías renovables, [www.portalenergia.es](http://www.portalenergia.es)

[20] Atersa, grupo Elecnor, [www.atersa.com](http://www.atersa.com)

[21] Fronius, [www.fronius.com](http://www.fronius.com)

[22] Buscador google, [www.google.es](http://www.google.es)