



Bureau Veritas Formación
Javier María Méndez Muñiz
Rafael Cuervo García

Incluye CD
con Normativa
Actualizada



ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA



 **FC
EDITORIAL**

7ª Edición

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

7ª Edición

JAVIER MARÍA MÉNDEZ MUÑIZ
RAFAEL CUERVO GARCÍA
BUREAU VERITAS FORMACIÓN

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. 7ª Edición

Autores: Javier María Méndez Muñiz
Rafael Cuervo García
BUREAU VERITAS FORMACIÓN

Edita:
© FUNDACIÓN CONFEMETAL
Príncipe de Vergara, 74 – 28006 Madrid
Tel.: 91 782 36 30. Fax: 91 563 17 41
editorial@fundacionconfemetal.es
www.fundacionconfemetal.com

ISBN: 978-84-92735-77-8
Depósito Legal: M-22517-2011

Maquetación e Impresión:
GRAFICAS MARCAR, S.A.
Ulises, 95 - 28043 Madrid

Impreso en España –Printed in Spain

Queda prohibida toda reproducción total o parcial de la obra por cualquier medio o procedimiento sin autorización previa.

ÍNDICE

Prólogo	13
1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	17
1.1. Energías Renovables	20
1.1.1. Sostenibilidad	22
1.1.2. Energía eólica	24
1.1.3. Energía hidráulica	25
1.1.4. Biomasa	27
1.1.5. Energía geotérmica	28
1.1.6. Otras energías renovables	30
1.1.7. Energía solar	31
1.2. Radiación Solar	33
1.2.1. Tipos de radiación solar	35
1.2.2. Movimiento del sol	36
1.3. Aplicaciones y Ventajas de la Energía Solar	39
1.4. Descripción de Sistemas Fotovoltaicos	41
1.4.1. Sistemas aislados	43
1.4.2. Sistemas de conexión a red	44
1.4.3. Sistemas híbridos	45
1.5. Evolución de las Instalaciones Fotovoltaicas	47
1.6. Ayudas y Subvenciones	51
2. CONVERSIÓN DE ENERGÍA SOLAR EN ELECTRICIDAD	53
2.1. Efecto Fotovoltaico	56

2.1.1.	Conceptos básicos	56
2.1.2.	Materiales semiconductores	58
2.1.3.	Unión “p-n”	59
2.1.4.	Ancho de banda prohibida	61
2.2.	Células Fotovoltaicas	61
2.2.1.	Tipos de células fotovoltaicas	63
2.3.	Fabricación de Células Fotovoltaicas	66
2.3.1.	Fabricación de células de silicio monocristalino	66
2.3.1.1.	Elaboración del silicio	67
2.3.1.2.	Fabricación de la célula	67
2.3.2.	Fabricación de otro tipo de células	71
2.3.2.1.	Fabricación de células de silicio poli- cristalino	71
2.3.2.2.	Fabricación de células de película delgada. Células de deposición	71
2.3.3.	Estructura de las células fotovoltaicas	76
2.3.4.	Riesgos sobre el medio ambiente asociados a la fabricación de células fotovoltaicas	79
2.3.5.	Sistemas de concentración fotovoltaica	81
2.3.5.1.	Limitaciones	83
2.3.5.2.	Fabricantes	84
2.4.	Módulos Fotovoltaicos	84
2.4.1.	Fabricación de módulos fotovoltaicos	87

2.5. Curvas Características	88
2.5.1. Curvas de las células fotovoltaicas	88
2.5.2. Curvas de los módulos fotovoltaicos	91
3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS	93
3.1. Sistemas de Generación Aislados	96
3.1.1. Directamente conectados a una carga	96
3.1.2. Sistemas con regulador y batería	97
3.1.3. Sistemas con regulador, batería e inversor	98
3.2. Acumuladores o Baterías Eléctricas	99
3.2.1. Conceptos generales	99
3.2.2. Conexión de baterías	103
3.2.3. Tipos de baterías	104
3.2.4. Baterías de plomo-ácido	105
3.2.5. Baterías de níquel-cadmio	106
3.2.6. Comprobación de baterías de plomo-ácido	107
3.2.7. Ubicación de las baterías	107
3.2.8. Normas para el mantenimiento de baterías ...	108
3.3. Reguladores de Carga	109
3.3.1. Funcionamiento	110
3.4. Inversores de Corriente	111
3.4.1. Pautas para inversores aislados	113

4. CÁLCULO DE INSTALACIONES AISLADAS	117
4.1. Dimensionado de una Instalación	120
4.2. Determinación del Consumo de Energía de la Instalación	121
4.2.1. Tipos de carga	122
4.2.1.1. Cargas en corriente continua	123
4.2.1.2. Cargas en corriente alterna	123
4.2.2. Bombeo de agua	124
4.2.2.1. Prueba de bombeo	126
4.2.2.2. Cálculo de la energía eléctrica requerida por la motobomba	126
4.2.3. Previsión de cargas	128
4.3. Período de Diseño y Factor de Irradiación	129
4.3.1. Orientación e inclinación óptimas	130
4.3.2. Factor de irradiación	131
4.4. Cálculo de Pérdidas por Sombras	132
4.4.1. Procedimiento	133
4.4.1.1. Tablas de Referencia para los Cálculos	136
4.4.2. Factor de llenado y factor de sombras.....	140
4.4.3. Ejemplo	141
4.5. Alineación de módulos solares	142
4.6. Dimensionado del Generador	144

4.7. Elección de la Capacidad del Acumulador	147
4.7.1. Consideraciones	149
4.8. Elección de la Configuración de la Instalación	150
4.8.1. Elección del inversor	151
4.8.2. Regulador de carga	153
4.8.3. Esquemas de conexiónados básicos	153
4.9. Hoja de Cálculo Excel	155
4.9.1. Estructura de la hoja	155
4.9.2. Pestaña de trabajo	156
4.9.3. Pasos para cubrir la hoja	157
4.9.3.1. Obtención de los datos geográficos y climatológicos	157
4.9.3.2. Estimación de las cargas diarias previstas en la instalación	158
4.9.3.3. Cálculo de la radiación prevista en la ubicación seleccionada	159
4.9.3.4. Cálculo de la potencia necesaria en la instalación	159
4.9.3.5. Resultados.....	160

5. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED. CÁLCULOS Y DIMENSIONAMIENTO	163
5.1. Instalaciones Fotovoltaicas de Conexión a Red	166
5.1.1. Condiciones de diseño de una instalación conectada a red	168
5.1.2. Sistemas generadores fotovoltaicos	168

5.1.3.	Inversores	170
5.1.4.	Protecciones	173
5.1.5.	Cableado	173
5.1.6.	Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	174
5.1.7.	Comentarios generales	174
5.2.	Dimensionamiento de la Instalación	176
5.2.1.	Determinación de la cantidad de energía incidente disponible en la ubicación de la instalación: G _{dm}	178
5.2.2.	Determinación de pérdidas por orientación e inclinación y sombras	179
5.2.3.	Definir los principales elementos que constituyen la instalación	180
5.2.4.	Rendimiento energético de la instalación (PR)	183
5.2.5.	Estimación de la producción energética mensual y anual de la instalación	189
5.2.6.	Estructura de la hoja	193
5.2.7.	Cumplimiento de la HE5 del CTE	195
5.2.8.	Pasos para realizar dimensionamiento de instalaciones	197
5.2.9.	Pestaña “CTE HE5”	197
5.2.9.1.	Obtención de los datos geográficos y climatológicos	197
5.2.9.2.	Ámbito de aplicación. Tipo de uso del edificio	198
5.2.10.	Pestaña “cálculo”	203
5.2.10.1.	Obtención de los datos geográficos y climatológicos	203
5.2.10.2.	Cálculo de la radiación prevista en la ubicación seleccionada	204

5.2.10.3. Datos relativos al sistema	206
5.2.10.4. Pérdidas	208
5.2.10.5. Resultados	209
5.2.11. Pestaña “Régimen Económico”	213
6. MARCO LEGAL ECONÓMICO-ADMINISTRATIVO DE LA CONEXIÓN A RED	215
6.1. Evolución de la Legislación de Conexión a Red	218
6.2. Instalaciones Fotovoltaicas. Aplicación de la Legislación Actual	227
6.2.1. La HE 5 del código técnico de la edificación (CTE)	228
6.3. Procedimiento para la Conexión a Red de Instalaciones Fotovoltaicas	242
6.3.1. Solicitud del punto de conexión a la empresa distribuidora (E.D.)	243
6.3.2. Solicitud de autorización administrativa	245
6.3.3. Otros permisos	246
6.3.4. Inscripción en el registro de preasignación de retribución	246
6.3.4.1. Tipología de las instalaciones	248
6.3.4.2. Cupos de potencia	250
6.3.4.3. Potencia de los proyectos	251
6.3.4.4. Régimen económico	252
6.3.5. Ejecución y puesta en servicio de las instalaciones	257
6.3.6. Formalización de contrato de venta de energía	257

6.3.7. Inscripción de la instalación en el registro de instalaciones de producción de electricidad en régimen especial (RIPRE)	258
6.3.8. Mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red	260
7. EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN	263
7.1. Integración Arquitectónica	266
7.1.1. Integración arquitectónica y CTE	266
7.1.2. Evolución y tendencias	268
7.1.3. Ejemplos de integración	271
7.2. Sistemas Soporte de Módulos Fotovoltaicos	272
7.3. Ubicación del Resto del Equipamiento	274
7.4. Dimensionado de Cables	275
7.5. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión	280
7.5.1. Circuitos de corriente continua	281
7.5.2. Circuitos de corriente alterna	284
ANEXO I. TABLA DE IRRADIACIÓN	287
ANEXO II. FACTOR DE CORRECCIÓN	291
ANEXO III. GLOSARIO DE TÉRMINOS	307
ANEXO IV. ENLACES RECOMENDADOS	313
ANEXO V. ENTIDADES RELACIONADAS CON LA ENERGÍA SOLAR.....	317

PRÓLOGO

La historia de la Energía Solar Fotovoltaica está marcada por el desarrollo tecnológico de una forma lenta pero segura. El efecto fotovoltaico fue descubierto por el francés Alexandre Edmond Becquerel en 1838 realizando un experimento con una pila electrolítica cuando comprobó, que la exposición al sol aumentaba la corriente de la pila.

A partir de aquí, numerosos descubrimientos propios del sector han ido impulsando el desarrollo de esta tecnología hasta nuestros días.

Actualmente, el horizonte de los combustibles convencionales, su escasez y problemas de uso, apoyado en una conciencia medioambiental creciente, ha provocado el despegue del aprovechamiento de esta tecnología, así como del resto de fuentes de energía renovables.

El desarrollo legislativo que surge de la política marcada por la Unión Europea, junto con la situación geográfica de España, y la aparición del nuevo Código Técnico de la Edificación, que fija las condiciones para la implementación de este tipo de instalaciones en determinadas edificaciones, convierte a nuestro país en un punto de referencia mundial para la evolución de este sector.

En Bureau Veritas Formación, empresa del Grupo Bureau Veritas, con presencia en 140 países con servicios multidisciplinares, que en el campo de la ingeniería abarca todos los sectores de la industria, de la construcción, de las energías renovables, queremos compartir nuestra experiencia y conocimiento con los potenciales lectores de esta obra.

El presente libro pretende servir de guía a todos aquellos interesados en la Energía Solar Fotovoltaica, como: profesionales del sector, técnicos consultores y formadores en la materia; y todos aquellos interesados en adquirir competencias para esta actividad, mostrando todos los temas más destacados de esta tecnología de forma que el lector comprenda fácilmente.

Abelardo IGLESIAS MENÉNDEZ
Product Manager de Ingeniería

José Luis LOMBARDERO RODIL
Director General
Bureau Veritas Formación

1.

**ENERGÍA SOLAR
FOTOVOLTAICA**

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable y, por tanto, inagotable, limpia y se puede aprovechar en el mismo lugar en que se produce (autogestionada).

La sostenibilidad energética en un futuro vendrá dada por el uso de las energías renovables.

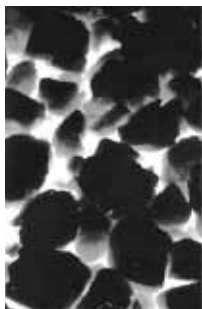
OBJETIVOS

Adquirir las competencias necesarias para el aprovechamiento de la energía solar y conocer sus aplicaciones.

CONOCIMIENTOS

- Energías renovables.
- Radiación solar.
- Aplicaciones y ventajas de la energía solar.
- Descripción de sistemas fotovoltaicos.
- Evolución de las instalaciones fotovoltaicas.
- Ayudas y subvenciones.
- Trámites burocráticos y legislación.
- Código Técnico de la Edificación (CTE).

1.1. ENERGÍAS RENOVABLES



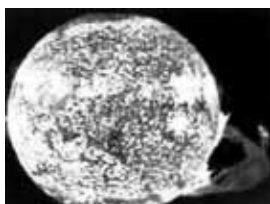
- Las fuentes de energía renovable han sido aprovechadas por el hombre desde hace mucho tiempo, básicamente acompañadas de la energía animal, y su empleo continuó durante toda la historia hasta la llegada de la *“Revolución Industrial”*, en la que la aparición del carbón, con una densidad energética muy superior a la de la biomasa y su menor precio, desplazó a estas.
- Posteriormente, el petróleo fue desplazando en muchas aplicaciones al carbón debido a su mayor limpieza, mayor poder calorífico y su carácter fluido.
- En el siglo XX aparece un nuevo recurso, más limpio y con mayores reservas, el gas natural, del que se dice será la energía del siglo XXI, con lo que es de suponer que también sufrirá una crisis a lo largo de este siglo.
- Durante los últimos años, precisamente pensando en el futuro agotamiento de las fuentes de energía fósiles, en la gran dependencia exterior de muchos países de estas, en el progresivo incremento de su coste y en los problemas medioambientales derivados de su explotación, transporte y consumo, se está produciendo un renacer de las energías renovables.

Las energías renovables son aquellas que **se producen de manera continua** y son inagotables a escala humana. Además tienen la ventaja adicional de poder complementarse entre sí, favoreciendo la integración entre ellas.

Son **respetuosas con el medio ambiente**, y aunque ocasionen efectos negativos sobre el entorno, son mucho menores que los impactos ambientales de las **energías convencionales** como combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón), energía nuclear, etc.

Las energías fósiles se crearon a partir de la energía solar que llegaba a la tierra y que por el efecto de la fotosíntesis se convertía en materia vegetal fijándose parte del carbono existente en la atmósfera. Este proceso necesitó miles de años y la energía obtenida se consumirá sólo en 300.

Las energías renovables por el contrario son parte de la energía que el sol aporta a la Tierra en cada momento.



El Sol es la fuente de energía de la Tierra. Se recibe en forma de radiación que retiene la atmósfera y permite que la tierra se mantenga una temperatura más o menos constante posibilitando que haya vida.

La radiación solar además de proporcionar luz, también se transforma en biomasa por medio del efecto de la fotosíntesis, en viento por los gradientes térmicos que se producen en la atmósfera o en energía hidráulica por la evaporación de los mares.

Dentro del marco de las energías renovables se pueden destacar las que tienen un mayor desarrollo tecnológico y por tanto mayores posibilidades de competir en el mercado. El Sol está presente en todas ellas.

ENERGÍAS RENOVABLES

- Eólica.
- Hidráulica.
- Biomasa.
- Geotérmica.
- Solar.

Con las energías renovables se **pueden obtener** las dos formas de energía más utilizadas: **calor y electricidad**.

Ventajas

- Son respetuosas con el medio ambiente.
- No emiten gases contaminantes.
- No generan residuos peligrosos.
- Se pueden instalar en zonas rurales y aisladas.
- Disminuyen la dependencia de suministros externos.

El impacto medioambiental en la generación de electricidad de las energías convencionales es **31 veces superior** al de las energías renovables.

1.1.1. Sostenibilidad

Como indica el primer principio de la termodinámica la energía ni se crea ni se destruye, por ello, **la utilización de la energía del sol** para

producir electricidad o calor, **no produce cambios sustanciales en el equilibrio de la tierra.**

La idea de **conseguir un desarrollo sostenible** analizada desde una visión energética, pasa por **el uso de las energías renovables**, es decir, aprovechar el sol que llega al planeta, lo cual no potenciará el efecto invernadero ni acelerará el cambio climático, no se emitirán sustancias contaminantes a la atmósfera y no existirá recalentamiento del planeta.

Para conseguir el tránsito energético se debe ir disminuyendo progresivamente el uso de **los combustibles fósiles** (carbón, petróleo y gas natural), que **irán desapareciendo en el siguiente orden:**

PETRÓLEO **—————>** **GAS NATURAL** **—————>** **CARBÓN**

Energía Nuclear

La **energía nuclear de fusión**, que actualmente es la tecnología dominada por el hombre, posiblemente jugará un papel importante en el tránsito a la utilización de las energías renovables, el problema es que los residuos radiactivos que produce tienen una vida media muy larga.

Posteriormente, se desarrollará la **energía nuclear de fusión**, más respetuosa con el medio ambiente debido a que su generación de residuos radiactivos es mucho menor, y su vida media muy reducida.

Hay que tener en cuenta que la energía nuclear es conceptualmente muy distinta de las energías renovables, ya que a partir de la masa se obtiene energía con la consecuente desaparición de masa.

Produce el calentamiento del planeta ya que se obtiene de una parte de la masa terrestre, sin embargo, no produce emisiones de CO₂ causantes del efecto invernadero.

Cuando se hayan agotado los combustibles fósiles, las energías renovables serán la base energética, complementada con una parte de energía nuclear de fusión.

1.1.2. Energía Eólica

El Sol provoca en la Tierra las diferencias de presión que dan origen a los **vientos**.



La energía del viento se deriva del **calentamiento** diferencial **de la atmósfera** por el Sol, y las **irregularidades de la superficie terrestre**.

Aunque sólo una pequeña parte de la energía solar que llega a la tierra se convierte en energía eólica, la cantidad total es enorme.

El dispositivo capaz de realizar la conversión de la fuerza del viento en electricidad es el aerogenerador o generador eólico, que consiste en un sistema mecánico de rotación provisto de palas a modo de los antiguos molinos de viento, y de un generador eléctrico con el eje solidario al sistema motriz, de forma que el viento hace girar las palas y el generador eléctrico.

Usos de la Energía Eólica
<ul style="list-style-type: none">• Bombeo de agua.• Electrificación rural.• Demandas de pequeña potencia.• Pueden agruparse y formar parques eólicos conectados a la red eléctrica.

En las instalaciones aisladas de la red de distribución eléctrica **se emplean acumuladores** para almacenar la energía en los períodos sin viento.

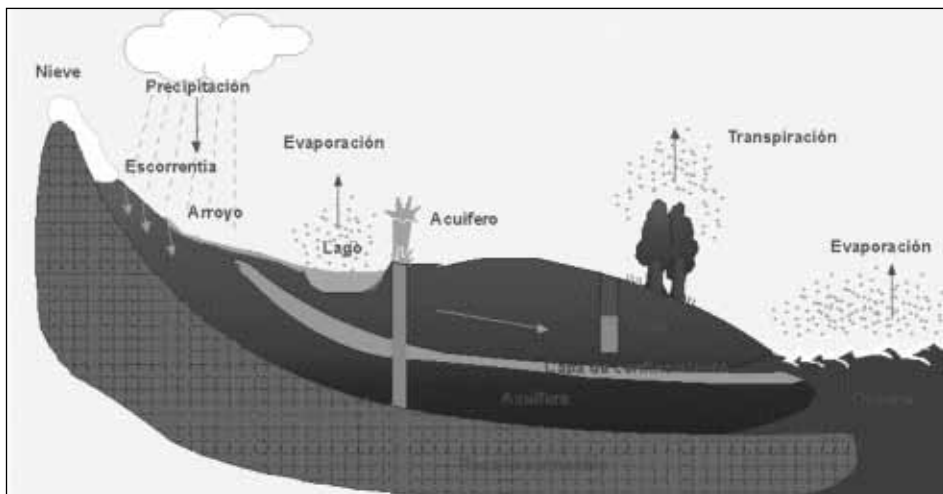
En la actualidad es una de las energías renovables más competitivas gracias a las mejoras técnicas.

Energía Eólica	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Evita la importación de carbón, petróleo y materiales radiactivos. • Evita grandes impactos ambientales como la lluvia ácida y el efecto invernadero. • Es barata y no produce residuos. • La tecnología necesaria para instalarla es sencilla. • Los espacios ocupados pueden permitir la actividad agrícola.
Inconvenientes	<ul style="list-style-type: none"> • Repercute sobre la fauna y la flora. • Impacto visual. • Ruido. • Interferencias en los medios de comunicación.

1.1.3. Energía Hidráulica

Tiene su origen en el **ciclo del agua**, generado por el Sol.

El Sol evapora las aguas de los mares, lagos, etc. Este agua cae en forma de lluvia y nieve sobre la tierra y vuelve hasta el mar donde el ciclo se reinicia.



La energía hidráulica se obtiene a partir de la energía potencial asociada a los saltos de agua debido a la **diferencia de alturas** entre dos puntos del curso de un río.



Las centrales hidroeléctricas transforman en energía eléctrica el movimiento de las turbinas que se genera al precipitar una masa de agua entre dos puntos a diferente altura.

Hay diversos **tipos de centrales hidroeléctricas** en función de su tamaño:

- Grandes centrales hidroeléctricas de más de 10 MW de potencia que vierten la energía eléctrica a la red.

- Centrales minihidráulicas o minicentrales de menos de 10 MW de potencia, que no requieren grandes embalses reguladores y por tanto su impacto ambiental es mucho menor.
- Centrales microhidráulicas de muy pequeña potencia (varios kW) y generalmente no conectadas a la red eléctrica.

Energía Hidráulica	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • No contamina. • Es muy abundante.
Inconvenientes	<ul style="list-style-type: none"> • Sus infraestructuras son muy caras. • Depende de los factores climáticos. • Impacto medioambiental.

1.1.4. Biomasa



La fuente de la biomasa son las plantas, que necesitan del sol para poder realizar la fotosíntesis.

Es la energía renovable con mayor potencial, ya que la fotosíntesis permite convertir la energía solar en materia orgánica de la que se obtienen combustibles.

Combustibles	
A partir de: <ul style="list-style-type: none">• Aceites• Alcoholes• Plantas de digestión de residuos• Madera	Se obtiene: <ul style="list-style-type: none">• Sustitutivos del diésel.• Sustitutivos de la gasolina.• Biogás.• Combustible para calefacción.

Actualmente se estudian también ciertas especies vegetales que permiten realizar cultivos energéticos, es decir, las cosechas estarán destinadas a su uso energético. Incluso se estudia el aprovechamiento de las algas marinas.

1.1.5. Energía Geotérmica

Es la que **se encuentra en el interior de la Tierra en forma de calor**, como resultado de:



- La desintegración de elementos radiactivos.
- El calor permanente que se originó en los primeros momentos de formación del planeta.

Se manifiesta por medio de procesos geológicos como volcanes, géiseres que expulsan agua caliente y las aguas termales.

A partir de una profundidad aproximada de dos metros, la temperatura de la Tierra no sufre cambios bruscos de temperatura. Este efecto es aprovechado para fines térmicos en sistemas basados en bomba de calor, captando la energía mediante una red de tubos enterrados en el plano horizontal, o bien mediante una captación en vertical a profundidades mayores.

La conversión de la energía geotérmica en electricidad consiste en la utilización de un **vapor**, que pasa a través de una **turbina** que está conectada a un **generador** que produce la **electricidad**.

El **principal problema es la corrosión** de las tuberías que transportan el agua caliente.

Usos de la Energía Geotérmica

- **Balnearios:** aguas termales que tienen aplicaciones para la salud.
- **Calefacción y agua caliente.**
- **Electricidad.**
- **Extracción de minerales:** se obtienen de los manantiales de azufre, sal común, amoníaco, metano y ácido sulfhídrico.
- **Agricultura y acuicultura:** para invernaderos y criaderos de peces.

Energía Geotérmica	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">• No existen variaciones de temperatura importantes en el foco de captación de energía.• Los residuos que produce son mínimos y de poco impacto ambiental.
Inconvenientes	<ul style="list-style-type: none">• Emisión de ácido sulfhídrico que en grandes cantidades puede ser letal.• Emisión de CO₂ que aumenta el efecto invernadero.• Contaminación de aguas próximas.• Contaminación térmica.• Deterioro del paisaje.• No se puede transportar.

1.1.6. Otras Energías Renovables

Existen otras energías renovables que actualmente están en desarrollo, como la energía de las olas y las corrientes marinas o el potencial de las mareas.



Las tecnologías para estas aplicaciones están en desarrollo encontrándose en el mercado diferentes sistemas tecnológicos:

- Sistemas de boyas que flotan en el mar.

- Depósitos colocados en la costa que reciben de forma periódica las olas impulsando aire a una turbina.
- Largas estructuras flotantes articuladas que aprovechan el movimiento para producir electricidad.

La energía de las corrientes marinas se aprovecha utilizando sistemas parecidos a ventiladores axiales que se sumergen en el mar.

1.1.7. Energía Solar

La energía solar directa es la **energía del Sol sin transformar**, que calienta e ilumina.



Necesita sistemas de captación y de almacenamiento y aprovecha la radiación del Sol de varias maneras diferentes:

- **Utilización directa:** mediante la incorporación de acristalamientos y otros elementos arquitectónicos con elevada masa y capacidad de absorción de energía térmica, es la llamada **energía solar térmica pasiva**.
- **Transformación en calor:** es la llamada **energía solar térmica**, que consiste en el aprovechamiento de la radiación que proviene del Sol para calentar fluidos que circulan por el interior de captadores solares térmicos. Este fluido se puede destinar para el agua caliente sanitaria (ACS), dar apoyo a la calefacción para atemperar piscinas, etc.

- **Transformación en electricidad:** es la llamada **energía solar fotovoltaica** que permite transformar en electricidad la radiación solar por medio de células fotovoltaicas integrantes de módulos solares. Esta electricidad se puede utilizar de manera directa, se puede almacenar en acumuladores para un uso posterior, e incluso se puede introducir en la red de distribución eléctrica.

Es una de las energías renovables con mayores posibilidades.

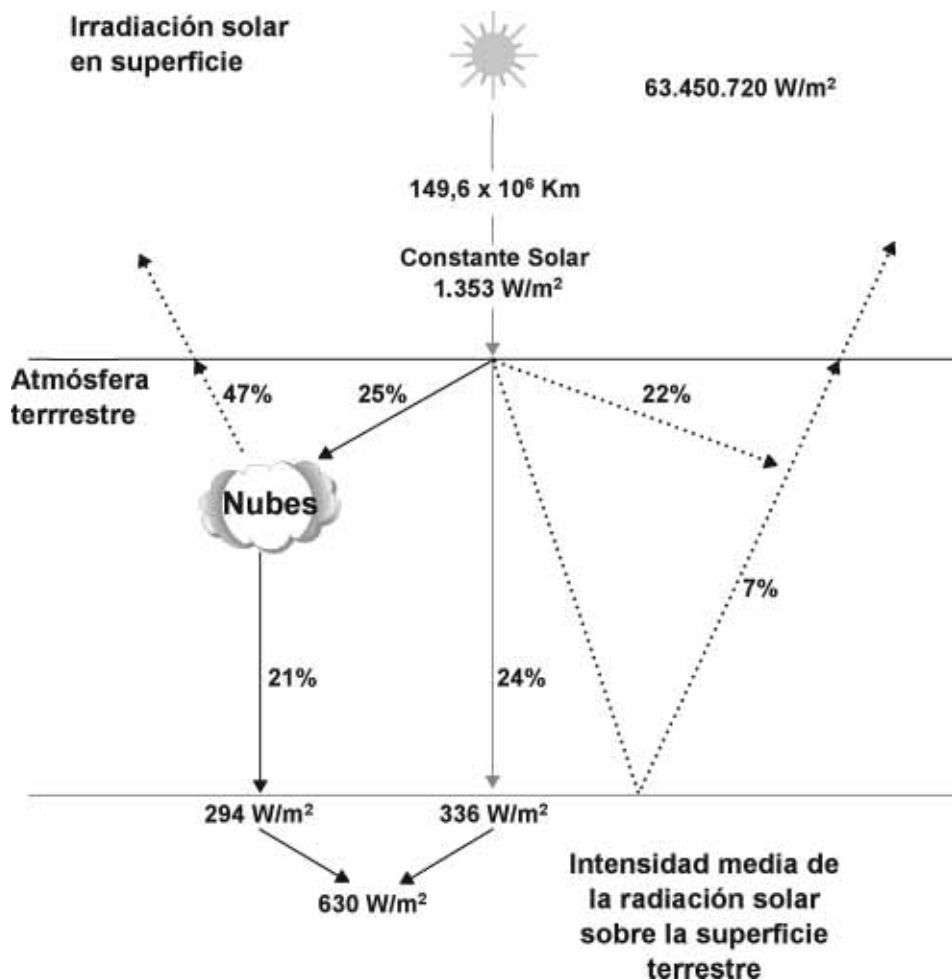
Energía Solar	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">• Escaso impacto ambiental.• No produce residuos perjudiciales para el medio ambiente.• Distribuida por todo el mundo.• No tiene más costes una vez instalada que el mantenimiento el cual es sencillo.• No hay dependencia de las compañías suministradoras.
Inconvenientes	<ul style="list-style-type: none">• Se precisan sistemas de acumulación (baterías) que contienen agentes químicos peligrosos. Los depósitos de agua caliente deben protegerse contra la legionela.• Puede afectar a los ecosistemas por la extensión ocupada por los paneles en caso de grandes instalaciones.• Impacto visual negativo si no se cuida la integración de los módulos solares en el entorno.

Durante el presente año, el Sol arrojará sobre la Tierra 4.000 veces más energía de la que se va a consumir.

1.2. RADIACIÓN SOLAR

El Sol es una estrella que se encuentra a una temperatura media de 5.500 °C, en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía liberada del Sol se transmite al exterior mediante la denominada **radiación solar**.

La radiación en el sol es 63.450.720 W/m². Si suponemos que el sol emite en todas direcciones y construimos una esfera que llegue hasta la atmósfera terrestre, es decir, que tenga un radio de la distancia de 149,6 millones de Km podremos determinar cual es la radiación en este punto. Este valor de la radiación solar recibida fuera de la atmósfera sobre una superficie perpendicular a los rayos solares es conocida como **constante solar** (1.353 W/m²), variable durante el año un $\pm 3 \%$ a causa de la elipticidad de la órbita terrestre.



A la Tierra sólo llega aproximadamente 1/3 de la energía total interceptada por la atmósfera, y de ella el 70 % cae en el mar. Aún así, es **varios miles de veces el consumo energético mundial**.

1.2.1. Tipos de Radiación Solar

En función de cómo inciden los rayos en la Tierra se distinguen tres **componentes de la radiación solar**:

Directa	Es la recibida desde el Sol sin que se desvíe en su paso por la atmósfera.
Difusa	Es la que sufre cambios en su dirección principalmente debidos a la reflexión y difusión en la atmósfera.
Albedo	Es la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas.

Aunque las tres componentes están presentes en la radiación total que recibe la Tierra, la **radiación directa es la mayor y más importante en las aplicaciones fotovoltaicas**.

Cuando la radiación directa no puede incidir sobre una superficie debido a un obstáculo, **el área en sombra también recibe radiación** gracias a la radiación difusa.

Proporciones de Radiación

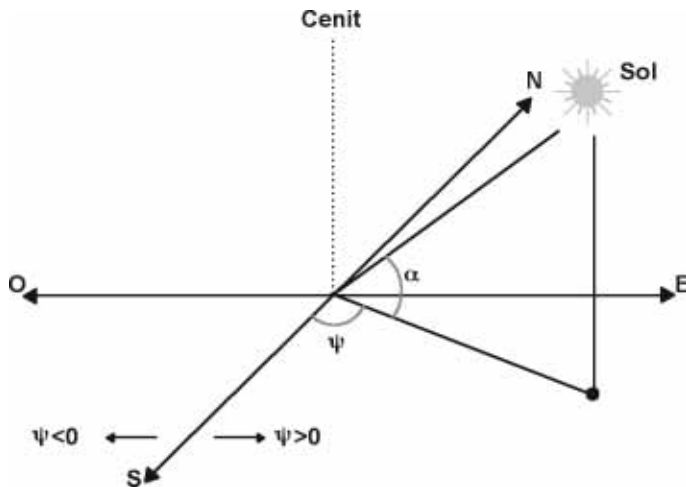
Las proporciones de radiación directa, difusa y albedo que recibe una superficie **dependen de:**

- **Condiciones meteorológicas:** en un día nublado la radiación es prácticamente difusa, mientras que en uno soleado es directa.
- **Inclinación de la superficie respecto al plano horizontal:** una superficie horizontal recibe la máxima radiación difusa y la mínima reflejada.
- **Presencia de superficies reflectantes:** las superficies claras son las más reflectantes por lo que la radiación reflejada aumenta en invierno por el efecto de la nieve.

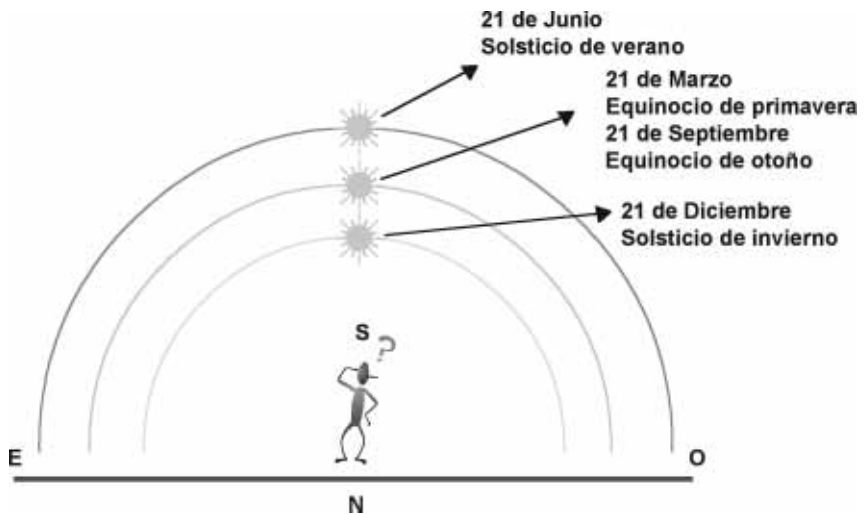
1.2.2. Movimiento del Sol

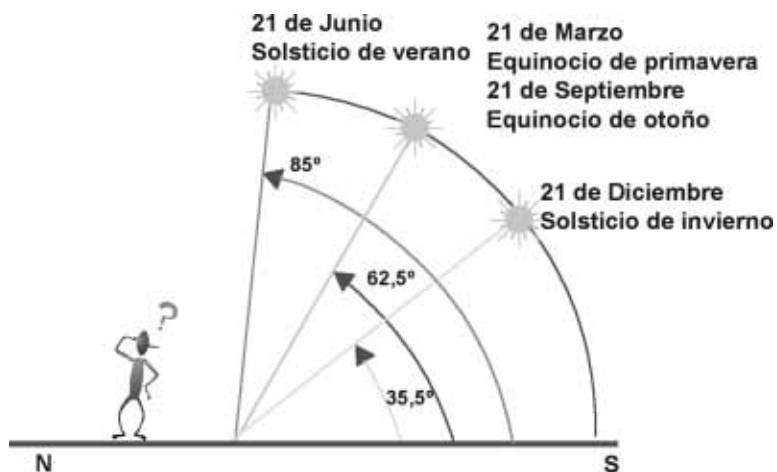
El Sol dibuja trayectorias diferentes según la estación del año. En invierno sube poco y en verano mucho, lo que hace que **las sombras sean diferentes en unas estaciones y en otras.**

Para conocer el movimiento del Sol se utilizará un **sistema de coordenadas** con dos ángulos, que permite saber en cada momento donde se encuentra.

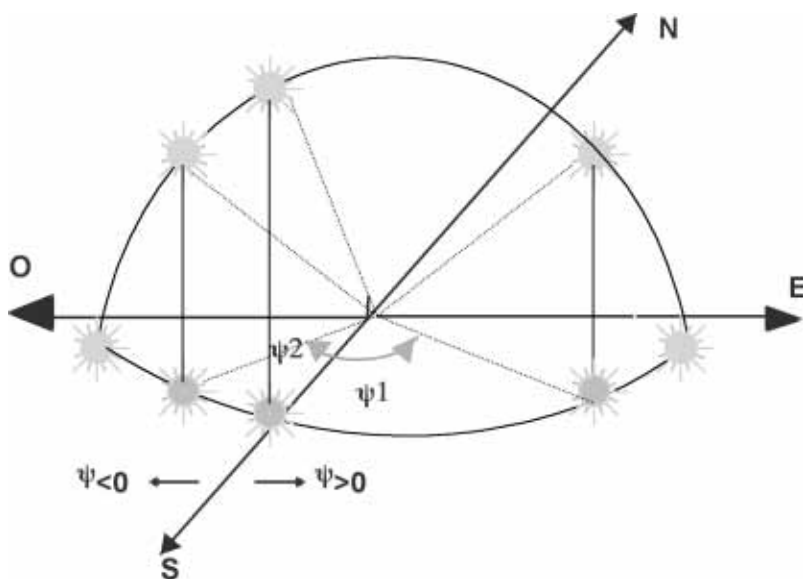


- **Altura solar (α):** es el ángulo formado por la posición aparente del Sol en el cielo con la horizontal del lugar.



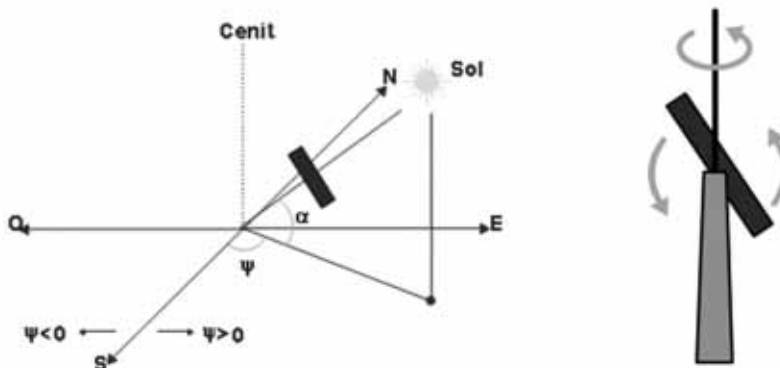


- **Azimut solar (ψ):** es el ángulo horizontal formado por la posición del Sol y la dirección del verdadero sur.



Para obtener el azimut y la altura solar, se utilizan unas tablas que definen dichas coordenadas en función del día del año, de la hora solar y de la latitud, con las que se puede saber la posición del Sol en cada momento lo que permite calcular las sombras que producen los objetos en determinados momentos, o puede ayudar a programar un sistema de seguimiento solar.

Para conseguir la mayor producción de una instalación interesa que los paneles solares estén en todo momento perpendiculares a los rayos solares, para lo que el sistema de paneles deberá tener dos grados de libertad.



1.3. APLICACIONES Y VENTAJAS DE LA ENERGÍA SOLAR

Aunque la red convencional de suministro eléctrico se encuentra muy extendida, quedan muchos casos en los que un generador fotovoltaico puede competir con ella.



La tecnología fotovoltaica **permite realizar instalaciones que alimentan sistemas alejados de la red de distribución, incluso** se pueden realizar **sistemas de generación distribuida**, de tal forma que se genere la energía en lugares próximos a los puntos de consumo, mediante la formación de una pequeña red de distribución.

Aplicaciones

Generalmente es utilizada en zonas excluidas de la red de distribución eléctrica o de difícil acceso a ella, pudiendo trabajar de forma independiente o combinada con sistemas de generación eléctrica convencional. Sus principales aplicaciones son:

- **Electrificación de:** sistemas de bombas de agua, repetidores de TV y telefonía, etc.
- **Electrificación de edificaciones aisladas:** alumbrado, pequeños electrodomésticos, pequeños consumos no destinados a calentamientos.
- **Alumbrado público aislado:** aparcamientos, áreas de descanso, etc.
- **Balizado y señalización:** marítimos, viales, antenas, etc.
- **Protección catódica.**
- **Conexión a la red eléctrica de pequeñas centrales eléctricas** que permiten disminuir las pérdidas en la red, ya que se acerca el consumo a la generación. Esta solución es la que está generando actualmente el mayor desarrollo de esta energía, ya que se vende a la red con un precio muy atractivo.

Ventajas

- No produce polución ni contaminación ambiental.
- Silenciosa.
- Tiene una vida útil superior a 20 años.
- Resistente a condiciones climáticas extremas: granizo, viento, etc.
- No requiere mantenimiento complejo, sólo limpieza del módulo solar y estado de baterías.
- Se puede aumentar la potencia instalada y la autonomía de la instalación, incorporando nuevos módulos y baterías respectivamente.
- No consume combustible.

1.4. DESCRIPCIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Un **sistema fotovoltaico** es el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar la energía solar disponible y transformarla en utilizable como energía eléctrica.

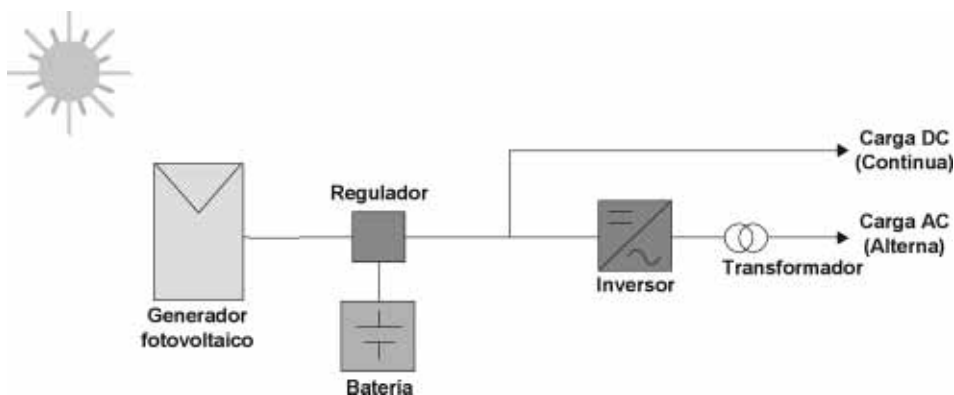
Estos sistemas independientemente de su utilización y del tamaño de potencia, se pueden **clasificar** según el esquema siguiente:

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

- AISLADOS {
 - Con Baterías.
 - Sin Baterías.
- CONECTADOS A RED
- HÍBRIDOS: combinados con otro tipo de generación de energía eléctrica.

Hay diferentes opciones para construir un sistema fotovoltaico, pero **esencialmente hay los siguientes componentes:**

- **Generador fotovoltaico:** encargado de captar y convertir la radiación solar en corriente eléctrica mediante módulos fotovoltaicos.
- **Baterías o acumuladores:** almacenan la energía eléctrica producida por el generador fotovoltaico para poder utilizarla en períodos en los que la demanda exceda la capacidad de producción del generador fotovoltaico.
- **Regulador de carga:** encargado de proteger y garantizar el correcto mantenimiento de la carga de la batería y evitar sobretensiones que puedan destruirla.
- **Inversor o acondicionador** de la energía eléctrica: encargado de transformar la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, necesaria para alimentar algunas cargas o para introducir la energía producida en la red de distribución eléctrica.
- **Elementos de protección del circuito:** como interruptores de desconexión, diodos de bloqueo, etc., dispuestos entre diferentes elementos del sistema, para proteger la descarga y derivación de elementos en caso de fallo o situaciones de sobrecarga.



Puede haber la necesidad de un **generador auxiliar** para complementar la energía del generador fotovoltaico cuando éste no pueda mantener la demanda y no pueda ser interrumpida.

1.4.1. Sistemas Aislados

Tienen como objeto satisfacer total o parcialmente la demanda de energía eléctrica de aquellos **lugares donde no existe red eléctrica** de distribución o ésta es de **difícil acceso**.



Los sistemas aislados **normalmente están equipados con sistemas de acumulación** de energía, ya que sólo pueden proporcionar energía durante el día y la demanda se produce a lo largo del día y de la noche.

Esto implica que el campo fotovoltaico ha de estar dimensionado de forma que permita, durante las horas de insolación, la alimentación de la carga y la recarga de las baterías de acumulación.

Principales Componentes

- **Módulos fotovoltaicos:** captan la energía solar y la transforman en energía eléctrica.
- **Regulador de carga:** protege a los acumuladores de un exceso de carga, y de la descarga por exceso de uso.
- **Sistema de acumulación:** almacena la energía sobrante para que pueda ser reutilizada cuando se demande energía.
- **Inversor:** transforma la corriente continua producida por los módulos, en corriente alterna para la alimentación de las cargas que así lo necesiten.
- **Elementos de protección del circuito:** protegen la descarga y derivación de elementos en caso de fallo o situaciones de sobrecarga.



También **hay aplicaciones aisladas que no requieren** la utilización de **acumuladores**, y por tanto funcionan siempre que haya sol, como por ejemplo un sistema de bombeo de agua.

1.4.2. Sistemas de Conexión a Red

Los sistemas conectados a red **no tienen sistemas de acumulación**, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica.



Estas instalaciones **cuentan con sistemas de seguimiento del estado de la tensión de la red de distribución**, de manera que se garantice el correcto funcionamiento de las mismas en lo referente a la forma de entregar la energía, tanto en modo como en tiempo, evitando situaciones peligrosas.

Por otra parte, **se eliminan las baterías** que son la parte más cara y compleja de una instalación (ciclos de carga, vida útil, mantenimiento, etc.).

Principales Componentes

- **Módulos fotovoltaicos:** captan la energía solar.
- **Inversor para la conexión a red:** es uno de los componentes más importantes, maximiza la producción, transforma la corriente continua en corriente alterna y decide el momento de introducirla en la red de distribución.
- **Elementos de protección del circuito:** protegen la descarga y derivación de elementos en caso de fallo o situaciones de sobrecarga.
- **Contador de energía:** mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento.

1.4.3. Sistemas Híbridos

En algunos casos el sistema fotovoltaico aislado se puede complementar con otro a fin de tener mayores garantías de disponer de electricidad.

Cuando un sistema fotovoltaico además del generador **incorpora otro generador de energía** se denomina sistema híbrido, y en general se utiliza la energía eólica o los grupos electrógenos.



En la figura se muestra la electrificación de un repetidor de TV, donde se combina la energía solar fotovoltaica con la eólica.

Estas combinaciones se dan para **aprovechar algún recurso energético localizado cerca de la instalación** o para tener **mayor fiabilidad** en el suministro de energía.

Normalmente la generación fotovoltaica es compatible con cualquier otra generación eléctrica.

La **configuración** de los sistemas híbridos puede ser **variable**, y depende del tipo de equipos que se empleen para adaptar la potencia necesaria.

1.5. EVOLUCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS



Las instalaciones fotovoltaicas descritas anteriormente, tienen un precio elevado. Si se considera este precio como una amortización a lo largo de varios años repercutiéndolo como coste de la electricidad, en general no es competitivo con los precios de mercado. Este hecho debería variar con el tiempo por varias causas:

- Los sistemas fotovoltaicos deben de evolucionar y **conseguir mayores rendimientos**, es decir, que los paneles con el mismo tamaño obtendrán más energía.
- Los **precios de los paneles fotovoltaicos deben bajar** debido al aumento de la producción de los mismos. Esta tendencia de crecimiento de la producción y disminución de los precios ya se venía observando en los últimos años, sin embargo, en la actualidad al haber más demanda han surgido problemas con el suministro del silicio, encareciéndose nuevamente los paneles.
- Actualmente los precios de las energías convencionales son bajos principalmente porque no se están repercutiendo en ellos los costes medioambientales, se prevé que en el futuro con la entrada en vigor de medidas como el protocolo de Kyoto y la escasez de combustibles fósiles, el precio de estas energías suba.

Respecto de todo esto se puede señalar que:

- A título indicativo, aunque existen diferencias regionales y estacionales significativas, en España se recibe de media una insolación de 1.600 kWh/m² al año, lo que la sitúa, junto con Portugal, a la cabeza de Europa. Esto se traduce en un enorme potencial de los tejados fotovoltaicos, evaluado para España en 31.885 MWp para 1990, lo que podría proporcionar el 24,2 %

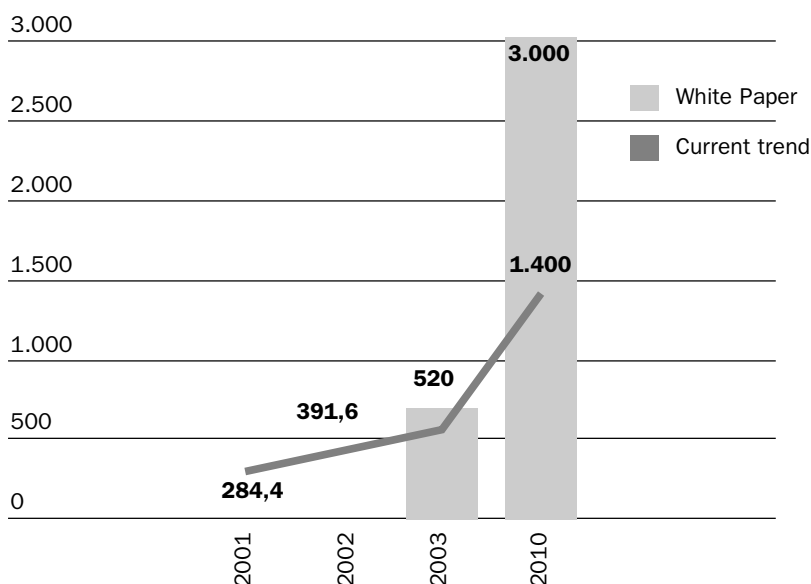
de la electricidad consumida y evitar la emisión de 17,5 a 50 millones de toneladas de CO₂, lo que supone reducir entre un 9 y un 20 % de estas emisiones.

- Con la tecnología fotovoltaica existente (10 % rendimiento) la producción eléctrica total de España precisaría de 53 Km², es decir, 7,3x7,3 Km, de superficie solar. Lo cual no parece una exageración ya que en España hay zonas semidesérticas de mayor tamaño.
- Actualmente la capacidad de producción mundial es de 400 MW con un crecimiento del 30 %, el cual es mayor que el de la industria electrónica. Se estima que en el 2025 la industria fotovoltaica tendrá un volumen de negocio como el de la General Motors.
- La contaminación producida por la industria fotovoltaica es la misma que la del sector de la electrónica, y actualmente la energía consumida para producir un panel es generada por él en 3 años de funcionamiento.
- El precio aun es demasiado alto, pero es 10 veces menor que el que tenía hace 20 años. Mientras que la energía convencional sube de precio la fotovoltaica continúa disminuyendo.
- La energía fotovoltaica jugará un papel importante en la dieta energética a lo largo de este siglo. Se perfeccionará, tendrá mayor rendimiento y mejor precio, por esto no se deben perder oportunidades negocio. En los países en vías de desarrollo será trascendental para el desarrollo de la electricidad.

El desarrollo de las energías renovables y entre ellas de la fotovoltaica, se hace necesario. Por ello la Unión Europea fijó objetivos para que en el año 2010 estas energías supongan el 12 % de la energía consumida. Esto se refleja en el Libro Blanco de las Energías Renovables, publicado en 1998.

La gráfica siguiente señala como se está produciendo la evolución fotovoltaica en Europa y cómo las previsiones de futuro, no cumplen con el objetivo señalado. Por ello, los países de Europa deben tomar medidas.

En España hay un Plan de Fomento de las Energías Renovables que señala unos objetivos para cada tecnología por Comunidades Autónomas.



El Instituto para la diversificación y el Ahorro Energético (IDAE_ <http://www.idae.es>) dependiente del Ministerio de Industria, es el organismo encargado en España de la planificación energética, y fue el encargado de desarrollar el actual Plan de Energías Renovables (PER) con los objetivos que se muestran en la siguiente tabla.

Objetivos de potencia instalada en MWp al año 2010

COMUNIDAD AUTÓNOMA	SITUACIÓN ACTUAL 2004 (MWp)	INCREMENTO 2005-2010 (MWp)	POTENCIA EN 2010 (MWp)
ANDALUCÍA	7,86	43,38	51,24
ARAGÓN	0,67	16,08	16,75
ASTURIAS	0,34	8,93	9,27
BALEARES	1,33	16,41	17,74
CANARIAS	1,20	16,04	17,24
CANTABRIA	0,07	9,14	9,21
CASTILLA Y LEÓN	2,73	25,60	28,33
CASTILLA - LA MANCHA	1,78	11,64	13,42
CATALUÑA	4,11	52,48	56,59
EXTREMADURA	0,54	12,85	13,39
GALICIA	0,51	23,49	24,00
MADRID	2,38	29,33	31,71
MURCIA	1,03	19,03	20,06
NAVARRA	5,44	14,20	19,64
LA RIOJA	0,15	9,08	9,23
COMUN. VALENCIANA	2,83	31,25	34,08
PAÍS VASCO	2,40	23,70	26,10
NO REGIONALIZABLE	0,77	-	0,77
TOTAL (MW)	37	363	400

FUENTE: IDAE. No regionalizadas: 0,869 MW

A finales del año 2005 la potencia instalada en España por las diferentes Comunidades Autónomas era de casi 12 MW de los cuales 0,78 eran en instalaciones aisladas y el resto conexiones a red. No obstante la potencia autorizada a instalar a finales de 2005 era de 98 MW, lo cual hace pensar que el objetivo del PER será alcanzado.

Es interesante señalar que en España surge el concepto de **huerta solar** consistente en la promoción conjunta de **varias instalaciones solares fotovoltaicas que comparten infraestructuras comunes**. Dado que la potencia eléctrica máxima permitida de las instalaciones con una prima elevada es de 100 kW las instalaciones están formadas por varias unidades de estas. La limitación que encuentra el tamaño de estas instalaciones es la potencia que admite el punto de conexión a la red eléctrica.

Durante el año 2008 España se convirtió en el primer mercado fotovoltaico del mundo, con más de 2.500 MW instalados, superando con ello a Alemania, tradicional líder internacional en implantación de la energía solar. Sin embargo, a diferencia de lo que ha ocurrido en Alemania, el crecimiento en España no se ha producido de un modo sostenible: si el Gobierno quería conectar 371 MW solares a la red en 2010, en la actualidad en España hay casi 10 veces más potencia instalada, puesto que se superan los 3.300 MW. Como resultado, el Gobierno ha recortado su política de ayudas el pasado mes septiembre al aprobar el Real Decreto 1578/2008.

1.6. AYUDAS Y SUBVENCIONES

Actualmente las líneas de ayudas desde el 2006 establecidas en el Plan de Energías Renovables en España 2005 – 2010 (PER) han sido transferidas a las Comunidades Autónomas. Las instalaciones fotovoltaicas aisladas continuarán recibiendo subvenciones, mientras que las conexiones a red se beneficiaran exclusivamente de las primas a recibir por la energía vendida a la red.

- **Instalaciones fotovoltaicas aisladas:** en el PER 2005 – 2010 se establecen ayudas a la inversión a fondo perdido.
- **Instalaciones fotovoltaicas conectadas a red:** se establecen incentivos a la explotación mediante la tarifa regulada establecida en el R.D. 436/2004, de 12 de marzo, pero no ayudas a la inversión. Solamente algunas aplicaciones especiales como aquellas

de innovación, demostración o para Entes Locales podrán recibir ayudas a la inversión.

Además, las Comunidades Autónomas pueden disponer de programas de subvenciones propios para estas instalaciones totalmente compatibles con las ayudas procedentes de la Administración General del Estado, y se obtienen una serie de beneficios fiscales.

2.

**CONVERSIÓN DE ENERGÍA SOLAR
EN ELECTRICIDAD**

La conversión directa de la energía solar en energía eléctrica se debe a la interacción de la radiación luminosa con los electrones en los materiales semiconductores, fenómeno conocido como efecto fotovoltaico.

OBJETIVOS

Adquirir las competencias necesarias para conocer el funcionamiento y la fabricación de los elementos que componen los módulos solares fotovoltaicos.

CONOCIMIENTOS

- Efecto fotovoltaico.
- Células fotovoltaicas.
- Fabricación de células fotovoltaicas.
- Módulos fotovoltaicos.
- Curvas características.

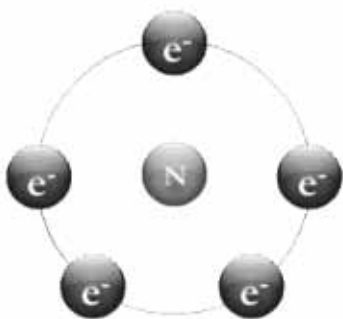
2.1. EFECTO FOTOVOLTAICO

El efecto fotoeléctrico o fotovoltaico consiste en la **conversión de luz en electricidad**. Este proceso se consigue con algunos materiales que tienen la propiedad de absorber fotones y emitir electrones. Cuando los electrones libres son capturados, se produce una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

2.1.1. Conceptos Básicos

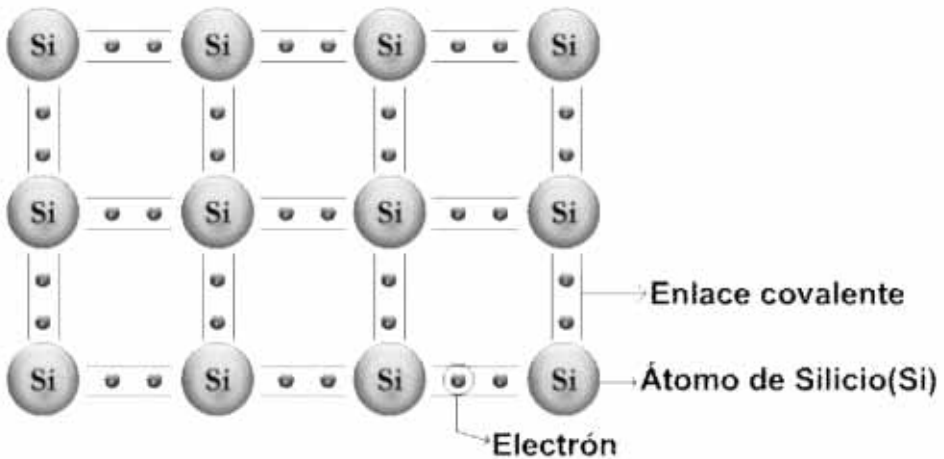
La materia está constituida por **átomos**, que tienen dos partes bien diferenciadas:

- **Núcleo:** carga eléctrica positiva.
- **Electrones:** carga eléctrica negativa.



Los electrones giran alrededor del núcleo en distintas bandas de energía y compensan la carga positiva de éste, formando un **conjunto estable y eléctricamente neutro**.

Los electrones de la última capa se llaman **electrones de valencia**, y se interrelacionan con otros similares formando una **red cristalina**.



Eléctricamente hablando, existen tres **tipos de materiales**:

Conductores	Los electrones de valencia están poco ligados al núcleo y pueden moverse con facilidad dentro de la red cristalina con un pequeño agente externo.
Semiconductores	Los electrones de valencia están más ligados al núcleo pero basta una pequeña cantidad de energía para que se comporten como conductores.
Aislantes	Tienen una configuración muy estable , con los electrones de valencia muy ligados al núcleo; la energía necesaria para separarlos de éste es muy grande.

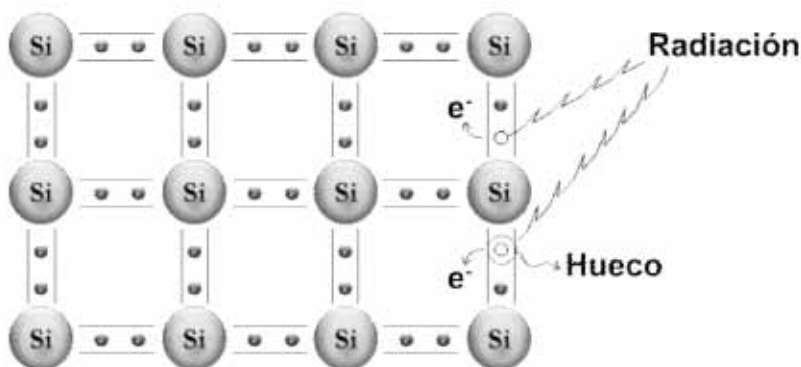
Los materiales usados en las células fotovoltaicas son los **semiconductores**.

2.1.2. Materiales Semiconductores

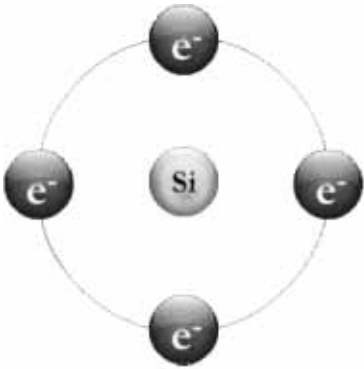
La energía que liga a los electrones de valencia con su núcleo es similar a la energía de los **fotones** (partículas que forman los rayos solares).

Cuando **la luz solar** incide sobre el material semiconductor, se **rompen los enlaces** entre núcleo y electrones de valencia, que quedan libres para circular por el semiconductor.

Al lugar que deja el electrón al desplazarse se le llama hueco y tiene carga eléctrica positiva (de igual valor que la del electrón pero de signo contrario).



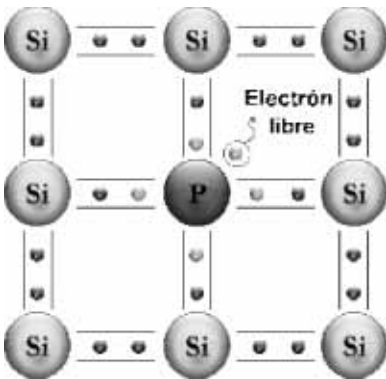
Los electrones libres y los huecos creados por la radiación tienden a recombinarse perdiendo su actividad. Para que ésto no ocurra, y poder aprovechar esta libertad de los electrones, hay que crear en el interior del semiconductor un **campo eléctrico**.



El material más utilizado en la fabricación de células solares es el **silicio**, que tiene cuatro electrones de valencia.

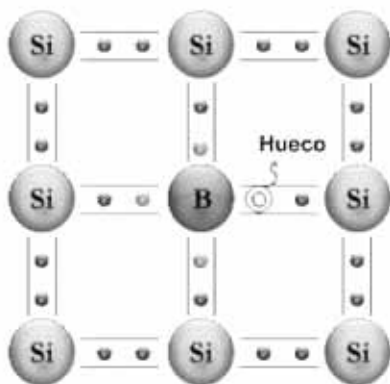
Para crear un campo eléctrico en este tipo de semiconductor se unen dos regiones de silicio tratadas químicamente (**unión “p-n”**).

2.1.3. Unión “p-n”



Para conseguir un **semiconductor** de silicio **tipo “n”**, se sustituyen algunos átomos del silicio por átomos de fósforo, que tiene cinco electrones de valencia.

Como se necesitan cuatro electrones para formar los enlaces con los átomos contiguos, queda un electrón libre.



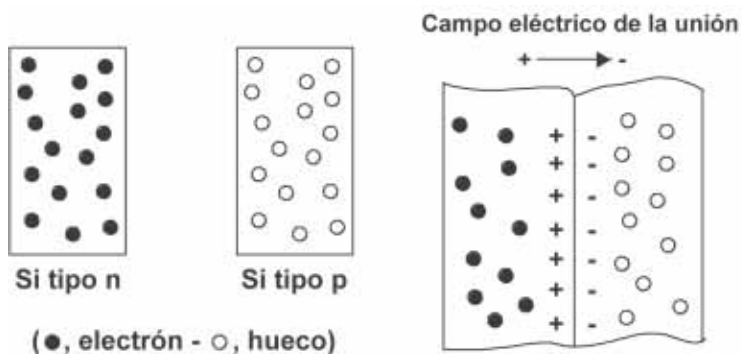
De forma análoga, si se sustituyen átomos de silicio por átomos de **boro** que tiene tres electrones de valencia, se consigue un **semiconductor tipo "p"**.

Al igual que el caso anterior, al formar los enlaces, falta un electrón, o dicho de otra forma, hay un hueco disponible.

Para conseguir una **unión "p-n"** se pone en contacto una superficie de semiconductor tipo "n" con la de un semiconductor tipo "p".

Los electrones libres del material tipo "n" tienden a ocupar los huecos del material tipo "p" y viceversa, creándose así un campo eléctrico que se hace cada vez más grande a medida que los electrones y los huecos continúan difundándose hacia lados opuestos.

El proceso continúa hasta que ya no se pueden intercambiar más electrones y huecos, consiguiéndose un **campo eléctrico permanente** sin la ayuda de campos eléctricos externos.



2.1.4. Ancho de Banda Prohibida

Para que se produzca el efecto fotovoltaico, es decir, para que se produzca una corriente eléctrica cuando incide energía sobre el material semiconductor, es necesario que los fotones tengan una energía mayor que un valor mínimo determinado, que se denomina **ancho de banda prohibida (E_g)**.

A este valor mínimo también se le denomina “gap” de energía y se suele expresar en electrón-voltios.

$$1 \text{ eV (electrón-voltio)} = 1,602 \times 10^{-19} \text{ J}$$

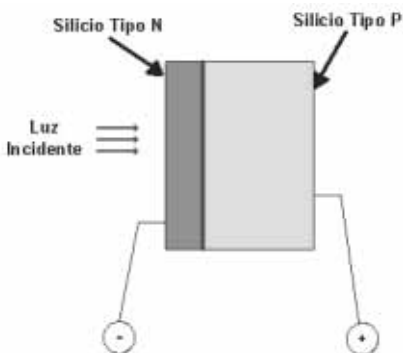
Ancho de Banda Prohibida (E_g)

- **La energía que se aprovecha de cada fotón es la E_g .** Si los materiales utilizados en la fabricación de las células fotovoltaicas tienen una E_g muy pequeña, se desaprovecharía mucha energía.
- **Si la E_g es muy grande, las células se mostrarían transparentes** a la mayoría de los fotones incidentes ya que el espectro de la luz solar se distribuye sobre un rango de longitudes de onda que va desde $0,35 \mu\text{m}$ hasta algo más de $3 \mu\text{m}$.
- El valor óptimo de E_g está en torno a $1,5 \text{ eV}$.

2.2. CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

La conversión de la radiación solar en corriente eléctrica tiene lugar en la **célula fotovoltaica**.

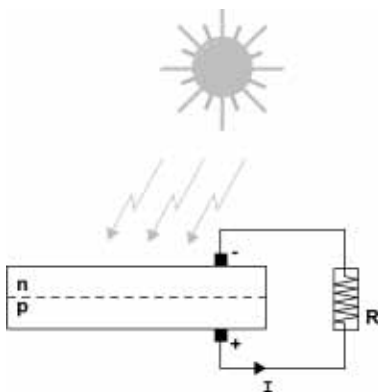
Una célula fotovoltaica es un dispositivo formado por una lámina de material semiconductor, cuyo grosor varía entre los 0,25 mm y los 0,35 mm, generalmente de forma cuadrada, con una superficie de aproximadamente 100 cm².



Cada célula fotovoltaica se compone de una **delgada capa de material tipo “n”** y otra de **mayor espesor de material tipo “p”**.

Ambas capas separadas son eléctricamente neutras, y al juntarlas se genera un campo eléctrico en la unión “p-n”.

Cuando la luz incide sobre la célula los fotones rompen el par electrón-hueco. El campo eléctrico de la unión los separa para evitar que se recombinen, llevando los electrones a la zona “n” y los huecos a la zona “p”. Mediante un conductor externo, se conecta la capa negativa a la positiva, generándose así un **flujo de electrones** (corriente eléctrica) **de la zona “p” a la zona “n”**.



La superficie de la zona “n” es la cara que se ilumina.

Mientras la luz siga incidiendo habrá corriente eléctrica, y su intensidad será proporcional a la cantidad de luz que reciba la célula.

2.2.1. Tipos de Células Fotovoltaicas



Las células fotovoltaicas más utilizadas son las formadas por la unión “p-n” y construidas con **silicio monocristalino**, aunque existen diversos procedimientos y tipos de materiales para su construcción.

Hay una serie de aspectos que afectan a todos los materiales semiconductores:

Cristalinidad	Indica la ordenación de los átomos en la estructura cristalina. El silicio, como otros materiales, puede aparecer en varias formas: monocristalino, policristalino o amorfo.
Coefficiente de Absorción	<p>Indica cómo la luz lejana, que tiene una longitud de onda específica, puede penetrar el material antes de ser absorbida.</p> <p>Un coeficiente de absorción pequeño significa que la luz no es absorbida fácilmente por el material.</p> <p>Depende de dos factores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Material que hay encima de la célula: tiene que tener un mínimo coeficiente de absorción. • Longitud de onda o energía de la luz que es absorbida. <p>Las células de silicio cristalino son de un espesor grande ya que tienen un coeficiente de absorción de la luz incidente relativamente reducido.</p>
Coste y Complejidad de Fabricación	<p>Varían dependiendo del material o materiales utilizados en las capas del semiconductor según los factores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Deposición en diversos compartimientos. • Necesidad de trabajar en un ambiente determinado. • Cantidad y tipo de material utilizado. • Número de pasos implicados. • Necesidad de mover las células. • Etc.

Las partes más importantes de una célula solar son las capas del semiconductor, ya que es en ellas donde se liberan los electrones y se produce la corriente eléctrica. Para hacer las capas de las distintas células solares se utilizan diferentes materiales semiconductores, y cada uno de ellos tiene sus ventajas y sus inconvenientes.

Células de Silicio	
Monocristalino	<ul style="list-style-type: none"> • Presenta una estructura completamente ordenada. • Su comportamiento uniforme lo hace buen conductor. • Es de difícil fabricación. • Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro. • Se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica. • Su rendimiento oscila entre 15 – 18 %.
Policristalino	<ul style="list-style-type: none"> • Presenta una estructura ordenada por regiones separadas. • Los enlaces irregulares de las fronteras cristalinan disminuyen el rendimiento de la célula. • Se obtiene de igual forma que la de silicio monocristalino pero con menos fases de cristalización. • Su superficie está estructurada en cristales con distintos tonos de azules y grises metálicos. • Su rendimiento oscila entre 12 – 14 %.
Amorfo	<ul style="list-style-type: none"> • Presenta un alto grado de desorden. • Contiene un gran número de defectos estructurales y de enlaces. • Su proceso de fabricación es más simple que en los anteriores y menos costoso. • Se deposita en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico. • Son eficientes bajo iluminación artificial. • Tiene un color marrón homogéneo. • Su rendimiento es menor del 10 %.

Otros Tipos de Células	
Célula de película delgada	<ul style="list-style-type: none"> • Una de las células más desarrolladas de este tipo es la de sulfuro de cadmio (Cd S) y sulfuro cuproso (Cu₂ S). • Están formadas por la unión de dos materiales. • Se necesita poco material activo. • Su proceso de fabricación es sencillo. • Los materiales utilizados están poco estudiados. • La tecnología para su obtención está poco desarrollada. • Tiene un rendimiento del 5 % aproximadamente.
Célula de Arseniuro de Galio (Ga As)	<ul style="list-style-type: none"> • Tiene buenos rendimientos con pequeños espesores. • Mantiene sus características a elevadas temperaturas. • Presenta tolerancia a radiaciones ionizantes. • Elevado coste de producción. • Material raro y poco abundante. • Tiene un rendimiento del 27 %.

2.3. FABRICACIÓN DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS



Aunque hay gran variedad de células fotovoltaicas, **las más utilizadas son las de silicio monocristalino.**

Para la fabricación de una célula es necesario considerar tanto los materiales como el diseño.

Parámetros de Diseño

- Propiedades electrónicas del material, pureza y grado de cristalinidad.
- Cantidad de luz absorbida en un determinado espesor de material (absortividad).
- Rango de longitudes de onda utilizadas por la celda (ancho de banda).
- Coste dependiendo del material, cantidad empleada y tecnología requerida.

2.3.1. Fabricación de Células de Silicio Monocristalino

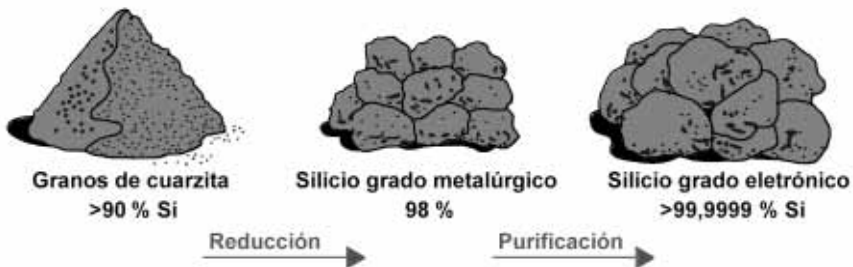
El proceso de fabricación de las células de silicio monocristalino es bastante complejo, y se pueden diferenciar dos **etapas**:

- Elaboración del silicio.
- Propia fabricación de la célula.

2.3.1.1. Elaboración del Silicio

El **silicio es el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre**, y se presenta en forma de dióxido de silicio (SiO_2).

Procesos	
Reducción	<ul style="list-style-type: none"> Proceso en el que se agrega carbón en cantidades controladas a altas temperaturas. Por medio de este proceso se extrae el silicio llamado de grado metalúrgico, que tiene una pureza del 98 %.
Purificación	<ul style="list-style-type: none"> Proceso en el que se trata el silicio químicamente obteniendo el llamado silicio de grado electrónico, que tiene una pureza del 99,9999 %.

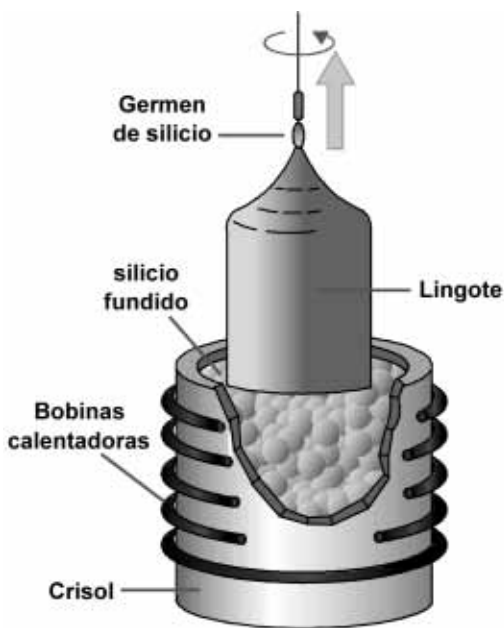


2.3.1.2. Fabricación de la Célula

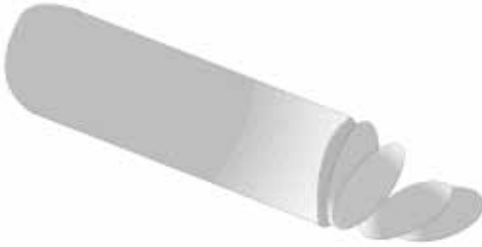
Para la obtención de un lingote de silicio monocristalino, se emplea el método **Czchralsky**.

Método Czchralsky

- Se introduce el silicio en un crisol con impurezas de boro, que se calienta a altas temperaturas para obtener una masa fundida.
- Una vez que todo el material se encuentra en estado líquido, se introduce una varilla con un germen de silicio en un extremo, que al ponerse en contacto con la masa empieza a solidificarla. La varilla tiene un movimiento de rotación y a la vez va ascendiendo lentamente, de forma que se obtiene un **lingote cilíndrico**.



Una vez obtenido el lingote con el método Czchralsky, se corta mediante sierras muy precisas, obteniendo **obleas** (discos) de un espesor aproximado de 0,3 mm.



El material sobrante se vuelve a utilizar fundiéndose de nuevo.

Con el corte se dañan las capas superficiales por lo que se tratan químicamente.

De esta forma se obtienen obleas de silicio de tipo “p” dopadas con boro.

El paso siguiente consiste en formar la unión “p-n”, mediante la difusión de impurezas de tipo “n” a altas temperaturas. **La profundidad de la capa “n” dependerá de la temperatura y la duración del proceso.** Para eliminar la zona “n” de la cara posterior y los lados se hace un ataque químico localizado.

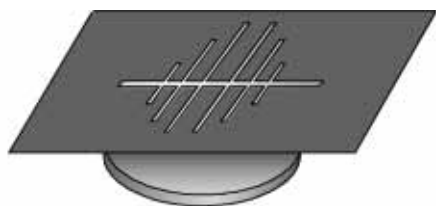
Ahora ya se tiene una unión “p-n” en el interior de la célula capaz de producir energía eléctrica al incidir radiación.

La superficie de la oblea es tan pulida que puede llegar a reflejar hasta una tercera parte de la luz incidente. Para evitarlo se crea una superficie rugosa formada por pirámides microscópicas que hacen rebotar al rayo incidente hacia el interior de la célula (**texturado**).



El siguiente paso es formar los **contactos metálicos**, utilizando técnicas serigráficas de pastas conductoras en las dos caras de la oblea.

Cuantos más contactos se pongan mayor cantidad de electrones será capturada, pero menor iluminación llegará a la parte activa.



Los contactos en la cara iluminada tienen forma de rejilla para permitir que la luz entre en el semiconductor, y en la cara posterior cubren toda la superficie.

Finalmente se aplica una **película antirreflectante** a la superficie para disminuir aún más la reflexión de la célula. Con este método junto con el texturado, se consigue que se pierda sólo un 8-10 %.

Una vez obtenidas las células, se realizan **medidas y pruebas eléctricas** para conocer sus características.

2.3.2. Fabricación de Otro Tipo de Células

El material más utilizado en la fabricación de células solares es el silicio monocristalino, aunque existen otros como:

- Silicio policristalino.
- Silicio amorfo.
- Telururo de cadmio (Cd Te).
- Etc.

2.3.2.1. Fabricación de Células de Silicio Policristalino

El silicio policristalino se produce a partir de silicio fundido, permitiendo que solidifique en forma de bloque de **sección cuadrada**. Esto permite llenar un módulo con mayor área activa que en el caso de las células circulares.

Esta tecnología ha permitido reducir los costes, y los módulos de silicio policristalino corresponden al 30 % del mercado mundial.

2.3.2.2. Fabricación de Células de Película Delgada. Células de Deposición



El término “*película delgada*” viene del método usado para depositar la película y no por el tamaño de la misma.

Este tipo de células se depositan en capas muy finas, consecutivas de átomos, moléculas, o iones, y tienen muchas ventajas.

Ventajas

- Utilizan menos material.
- Generalmente tienen un grosor de 1 a 10 micrómetros, mientras que las películas gruesas son de 100 a 300 micrómetros.
- Se pueden fabricar generalmente en un proceso de producción de gran área, automatizado y continuo.
- Pueden ser depositadas en materiales flexibles.
- Las capas se pueden depositar en varios sustratos baratos como por ejemplo el cristal, el acero inoxidable, o el plástico en cualquier forma.
- Se pueden trasladar a diferentes escalas fácilmente ya que se usa la misma técnica para hacer tanto una célula de 4 cm como para hacer un módulo de 50 cm x 100 cm.

Se utilizan varias **técnicas de deposición** y todas son potencialmente menos costosas que las técnicas del lingote requeridas para el silicio cristalino. **Se pueden clasificar en:**

- Deposición física del vapor.
- Deposición de vapor químico.
- Deposición electroquímica.
- Combinación de alguna de las deposiciones anteriores.

Una célula típica de película delgada no tiene una rejilla de metal para el contacto eléctrico superior, sino una capa delgada de un óxido conductor transparente. Por encima del óxido se coloca material antirreflejante para rematar el dispositivo, a menos que el óxido sirva para esa función.

Las células de película delgada policristalinas se hacen de muchos granos cristalinos minúsculos de material semiconductor. Los materiales usados en estas células tienen características diferentes de las del silicio.

Características

- Se crea mejor el campo eléctrico con un interfaz entre los dos materiales semiconductores “p” y “n”.
- La región intermedia de material semiconductor intrínseco, es la más ancha, y se llama heterounión.
- Tiene una capa muy fina (menos de 0,1 micrones) llamada capa de la ventana, cuya función es absorber energía solamente de la parte más energética del espectro de luz. Debe tener una E_g alta, de 2,8 eV o mayor.
- La capa absorbente debajo de la ventana es tipo “p” generalmente dopado, y debe tener una alta absorbencia para que proporcione un buen voltaje. Suele ser de 1 a 2 micrones de espesor.

Existen **varios tipos** de células de película delgada.

De Silicio Amorfo

El silicio amorfo absorbe la radiación con una eficiencia 40 veces superior a la del silicio cristalino, por lo que sólo se necesita una película de 1 mm de espesor para absorber el 90 % de la luz.

Consiste en una película superior altamente dopada tipo “p” de 10 nm, una película semiconductor de 500 nm y una película inferior altamente dopada tipo “n” de 10 nm.

Una de las principales ventajas es que pueden fabricarse no sólo células sino módulos en **proceso continuo**:

- Tratamiento de limpieza del sustrato.
- Deposición de Sn O_2 para formar el contacto superior transparente.

<p>De Silicio Amorfo</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Corte de las células individuales con un haz láser. • Deposición de la película tipo “p”, seguida de la película semiconductora y de la película tipo “n”. • Colocación del contacto inferior reflectivo de aluminio o plata. • Aislamiento de la célula. • Prueba de la célula. • Colocación de los contactos finales.
<p>De Cu In Se₂ (CIS)</p>	<p>Estas células absorben el 99 % de la luz en el primer micrómetro de material.</p> <p>La estructura de estas células consiste generalmente de un conductor transparente, una película antirreflectante y un semiconductor tipo “n”.</p> <p>La capa de la ventana es la película tipo “n”, del orden de 0,05 a 0,1 mm, y el material que generalmente se utiliza es el Cd S.</p> <p>La película tipo “p” es de CIS, y tiene baja E_g, por lo que la adición de pequeñas cantidades de Ga mejora el voltaje y por tanto la eficacia del dispositivo. A esta variación se le llama CIGS.</p> <p>Para la fabricación de las películas se emplea la evaporación, calentando los elementos a altas temperaturas.</p>
<p>De Cd Te</p>	<p>Tiene también una absorbencia muy alta.</p> <p>Las películas de Cd Te del tipo “p” suelen ser muy resistentes eléctricamente por lo que tienen grandes pérdidas internas.</p>

<p>De Cd Te</p>	<p>Para evitar las pérdidas se construye la siguiente estructura: capa de ventana tipo “n” de Cd S, depositada sobre una película antirreflectante, sobre la que se deposita una película semiconductora de Cd Te y finalmente, una tipo “p” de Zn Te.</p>
<p>De Ga As</p>	<p>Es un semiconductor compuesto formado por una mezcla de dos elementos, galio y arsénico. El galio es un subproducto de la fundición de otros metales, como del aluminio y del cinc, y es más raro que el oro. El arsénico no es raro, pero es venenoso.</p> <p>El arseniuro de galio es especialmente conveniente para el uso en multiunión y para células solares de alta eficiencia, por varias razones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La E_g es de 1,43 eV, casi ideal para la máxima eficiencia de aprovechamiento del espectro solar para una sola unión. • Tiene una absorbencia que permite una célula de solamente algunos micrones para absorber la luz del sol. • Al contrario de las células del silicio, las células del GaAs son relativamente insensibles al calor. Las temperaturas de la célula pueden ser muy altas, especialmente en los usos con un concentrador. • Las aleaciones hechas de GaAs y aluminio, fósforo, antimonio, o indio tienen características que son complementarias a las del arseniuro de galio, permitiendo gran flexibilidad en el diseño de la célula.

De Ga As	<ul style="list-style-type: none">• Es altamente resistente al daño de la radiación, que junto con su alta eficacia, lo hace el mejor material para usos espaciales. <p>Una de las ventajas más grandes del arseniuro de galio y de sus aleaciones como materiales es que es favorable a una amplia gama de diseños, lo que permite que el diseñador de la célula controle exactamente la generación de electrones y de agujeros.</p> <p>La gran barrera es el alto coste del sustrato de GaAs. Por esta razón, las células del GaAs se utilizan sobre todo en los sistemas denominados de concentrador, en los cuales la medida típica de la célula fotovoltaica es solamente de 0,25 cm² de área, que permite obtener eficacias entre el 25 % y el 30 %, con lo que pueden llegar a ser competitivas.</p>
-----------------	--

2.3.3. Estructura de las Células Fotovoltaicas

El diseño estructural de la célula depende de las limitaciones del material usado. Los tres diseños básicos son:

- Homounión.
- Heterounión.
- Multiunión o multijunta.

Homounión

El material más utilizado es el silicio cristalino, con el lado tipo “p” dominado por los huecos y el lado tipo “n” dominado por los electrones negativos.

Requiere el uso de materiales que puedan ser de tipo “p” y de tipo “n” al doparlos, y no muchos materiales fotovoltaicos tienen esta propiedad.

En este diseño se pueden variar diferentes aspectos de la célula para aumentar la eficacia de la conversión:

- Profundidad de la ensambladura de “p/n” debajo de la superficie de la célula.
- Cantidad y distribución de los átomos del dopante de cualquier lado de la ensambladura de “p/n”.
- Cristalinidad y pureza del silicio.

Heterounión

El material utilizado en este tipo de diseño es el CIS, donde la ensambladura esta formada con dos semiconductores CdS y CuInSe₂.

Esta estructura se elige a menudo para producir las células hechas de los materiales de película delgada que absorben la luz mucho mejor que el silicio.

Este diseño no precisa que el material sea tipo “p” y tipo “n”.

Los dispositivos fotovoltaicos más comunes usan una sola junta o interfase para crear un campo eléctrico dentro de un semiconductor, como por ejemplo una célula fotovoltaica, de silicio monocristalino.

En este tipo de células sólo aquellos fotones cuya energía sea igual o mayor a la del E_g del material, pueden liberar un electrón para ser usado

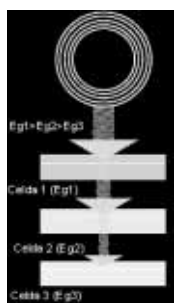
en un circuito eléctrico, es decir, la reacción fotovoltaica de las células de una sola junta está limitada a la porción del espectro solar cuya energía esté por encima de la E_g del material absorbente, y por tanto aquellos fotones con energías más bajas no son utilizados.

Multinión

Con este tipo de diseño se consigue eliminar la limitación impuesta por la E_g del material puesto que utiliza celdas diferentes con más de un ancho de banda y más de una junta para generar un voltaje.

Este tipo de celdas son conocidas como celdas multinión, multijunta, de cascada o tándem.

Los dispositivos multijunta pueden lograr una mayor eficiencia de conversión total porque pueden convertir una fracción más grande del espectro luminoso en electricidad.



Un dispositivo multijunta es un conjunto de celdas individuales de una sola junta, colocadas en orden descendente de acuerdo a su ancho de banda E_g .

La celda más alta captura los fotones de alta energía y deja pasar el resto de los fotones hacia abajo para ser absorbidos por las celdas con anchos de banda más bajos.

Muchas de las investigaciones que se realizan en la actualidad sobre celdas multijunta están enfocadas al uso del arseniuro de galio en uno o en todos los componentes de las celdas. Se han alcanzado eficiencias

alrededor del 35 % bajo luz solar concentrada.

Ejemplo: dispositivo multijunta que utiliza una celda superior de fosfato de indio con galio, una junta "de túnel" para facilitar el flujo de electrones entre las celdas, y una celda inferior de arseniuro de galio.



2.3.4. Riesgos sobre el Medio Ambiente Asociados a la Fabricación de Células Fotovoltaicas

Para que la industria fotovoltaica sea considerada una industria sostenible se ha de hacer un análisis desde el punto de vista ambiental y tecnológico de sus impactos durante los procesos de fabricación.

Los riesgos se pueden analizar en función de la tecnología utilizada:

<p>Silicio Cristalino</p>	<p>Desde el punto de vista de la salud el silicio es seguro y no da más problemas que el polvo que se produce por efectos sobre el aparato respiratorio. El otro material utilizado, el cristal, está también compuesto de silicio lo que en principio no supone problemas.</p> <p>Sin embargo, el uso de varios productos químicos en la fabricación de las células como ácido fluorhídrico, ácido nítrico e hidróxido sódico (utilizado en la depuración), precisan medidas que los estabilicen.</p> <p>Los gases tóxicos utilizados en el dopado del silicio como el bromuro de hidrogeno o derivados del fósforo, son productos con riesgos para la salud. Normalmente son productos potenciales del efecto invernadero y se deben minimizar sus emisiones.</p>
<p>Silicio Amorfo</p>	<p>En su fabricación se utiliza gas silano que es muy inflamable y explosivo en bajas concentraciones (4,5 %).</p> <p>Hay que establecer perímetros de seguridad alrededor de las plantas de manufactura entre 15 y 100 metros.</p> <p>El problema de este proceso es la cantidad de gas necesario. Para producciones superiores a 100 MW empezarían las complicaciones.</p>

Cd Te	<p>El cadmio es un producto peligroso para la salud, es cancerígeno.</p> <p>Dada su alta toxicidad, en las plantas de Cd Te se extreman las medidas de seguridad.</p> <p>Un problema para estos tipos de células solares son las altas temperaturas, como por ejemplo en caso de incendio. No obstante, el punto de fusión de Cd Te es de 1.050 °C, demasiado elevado en el caso de incendios en edificios residenciales pero no en fuegos industriales donde existen otros tipos de combustibles y puede fundirse el cadmio.</p> <p>Sin embargo, en los ensayos realizados en laboratorio a 1.100 °C se comprueba que el telurio de cadmio líquido es capturado por el cristal del módulo.</p> <p>Las emisiones que se producen están lejos de ser peligrosas, si se comparan con las de las pequeñas baterías de níquel-cadmio.</p>
CIS	<p>Se ha de señalar la toxicidad del cobre, y en menor medida las del indio y el selenio.</p> <p>El principal problema está asociado al uso del hidrógeno de selenio que es muy peligroso, lo que obliga a manipularlo en atmósferas cerradas especiales en depresión y con fuertes controles.</p>
Ga As	<p>En su fabricación se utilizan gases como el As H₃ y el PH₃ que son sustancias peligrosas pudiendo suponer un riesgo elevado su transporte.</p> <p>No obstante se tiende a los sistemas de concentración en lugar de los paneles planos, por lo que la necesidad de material será mucho menor que en otros tipos de sistemas.</p>

2.3.5. Sistemas de Concentración Fotovoltaica

En los últimos años ha habido un aumento del interés en la tecnología de concentración de la energía solar para su aplicación fotovoltaica en Europa, EE.UU y Asia. En 2004 apenas había instalado 1 MW fotovoltaico concentrado, y para 2006 hay previsto instalar 18 MW.

Varias compañías están lanzando productos de este tipo de sistemas al mercado.



Principio de Concentrador Fotovoltaico (CPV)

Se trata de un **sistema totalmente directo**.

En los módulos convencionales fotovoltaicos, un área grande del material fotovoltaico (silicio generalmente cristalino) se expone a la luz del sol.

En el concentrador PV los sistemas utilizan **lentes o espejos para enfocar la luz del sol sobre una cantidad pequeña de material** fotovoltaico.

Generalmente se utiliza una lente de Fresnel para enfocar la luz entrante, que es una lente plana que utiliza un diseño en miniatura de dientes de sierra con dos posibles posiciones:

- En forma de círculos concéntricos, enfocando la luz en un punto central.
- En filas rectas, enfocando la luz en línea.

El **cociente de concentración** puede variar dependiendo del diseño de la célula solar y del material usado para hacerla. Los cocientes de concentración comerciales son **alrededor de 200 a 300 veces** y en un futuro se esperan sistemas de concentración de 1.000 veces.

Estas instalaciones implican casi siempre la necesidad de seguidores solares, rotando sobre un eje o sobre dos ejes, para mantener el sol centrado en la célula.

Ventajas
<ul style="list-style-type: none">• Uso más eficiente del material de la célula solar: con una cantidad más pequeña de material semiconductor se consigue la misma energía eléctrica que con un sistema convencional.• Las áreas grandes de espejos o de lentes que proporcionan la concentración óptica son baratas comparadas con las grandes áreas del material solar, así que se pueden mantener costes del sistema mas bajos.• Posibilidad de utilizar células más costosas debido al ahorro en el material.

El mayor rendimiento de los sistemas de CPV se consigue debajo de cielos despejados, por lo que las primeras instalaciones fueron hechas en Arabia Saudí, Arizona y Australia, aunque las condiciones del desierto no son esenciales, y esta tecnología puede hacer su entrada en mercados de otros países gracias a las tarifas de compra de la electricidad.

Hasta hace poco, los sistemas con concentrador que utilizaban seguidores solares no eran considerados convenientes para el uso en tejado, debido al peso y a la carencia de capacidad para soportar condiciones ventosas. Sin embargo, actualmente sí que se diseñan sistemas para este tipo de aplicación.

Desventajas

- Cocientes de concentración todavía bajos.
- Concentraciones altas tienen el problema del calor acumulado lo que puede provocar que la célula no sea capaz de convertir la energía.

Actualmente ya se han conseguido celdas de silicio cristalino con **sistemas de concentración con eficiencias del 26 %**. Es posible que con **celdas solares del tipo multi-unión** se pueda conseguir una **eficiencia próxima al 40 %**.

2.3.5.1. Limitaciones

- Los inversores no tienen mucha confianza en la tecnología CPV ya que necesitan **piezas móviles**. Sin embargo, existen muchos sistemas con seguidor que no dan excesivos problemas.
- Ninguna **lente** puede transmitir el 100 % de la luz incidente, las mejores pueden llegar al 95 %, pero la mayoría **transmite cerca del 85 %**.
- Los concentradores **no pueden enfocar la luz del sol difusa**, que es cerca de un 20 – 30 % de la radiación solar disponible en un día claro.
- Con la concentración solar aparecen **recalentamientos** que hacen disminuir el rendimiento de las células a medida que aumenta la temperatura. Sin embargo, no ha sido muy problemático en este tipo de sistemas ya que se utilizan materiales altamente conductores, como el cobre, directamente detrás de las células para separar el calor y algunos sistemas utilizan refrigeración de aire.
- **Sombras debidas a los contactos eléctricos** de las células. Para solucionarlo, se utilizan cubiertas prismáticas que permiten que la luz entre directamente y rebote entre los conductores, o se ponen

los contactos detrás de la célula. Esta última solución requiere silicio de más alta calidad.

- El **coste del Wp instalado** tiene un precio actualmente en los sistemas convencionales de 5 – 6 €/Wp, mientras que la industria CPV tiende, a medio plazo, a un coste de menos de 3 €/Wp.

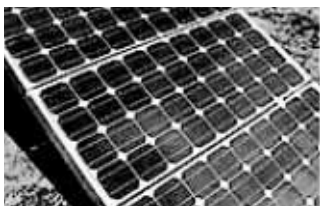
2.3.5.2. Fabricantes

Existen varias compañías que actualmente trabajan este mercado:



- **Concentrix Solar GmbH** en **Alemania**, trabaja en el Freiburg's ISE (Institute for Solar Energy) desarrollando una lente de Fresnel con una concentración de 500 veces. La célula solar es de 2 mm² y usa cobre como refrigerador de calor.
- **Amonix** en **California** con más de 15 años en el sector, tiene una eficiencia del 26 % en celdas de silicio, con una concentración de 250 veces.
- **Guascor e Isofotón** en **España**, con acuerdos de transferencia de tecnología con la americana Amonix, tienen una línea de desarrollo dentro de este campo.

2.4. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



Los paneles o módulos fotovoltaicos son un **conjunto de células conectadas** convenientemente de forma que reúnan unas condiciones determinadas que los hagan compatibles con las necesidades y equipos existentes en el mercado.

Se comercializan con distintos modelos y tamaños.

Los módulos **proporcionan a las células:**

- Resistencia mecánica.
- Protección contra los agentes ambientales externos.
- Aislamiento eléctrico que garantiza su duración y la seguridad de las personas y animales que se encuentran en su entorno.

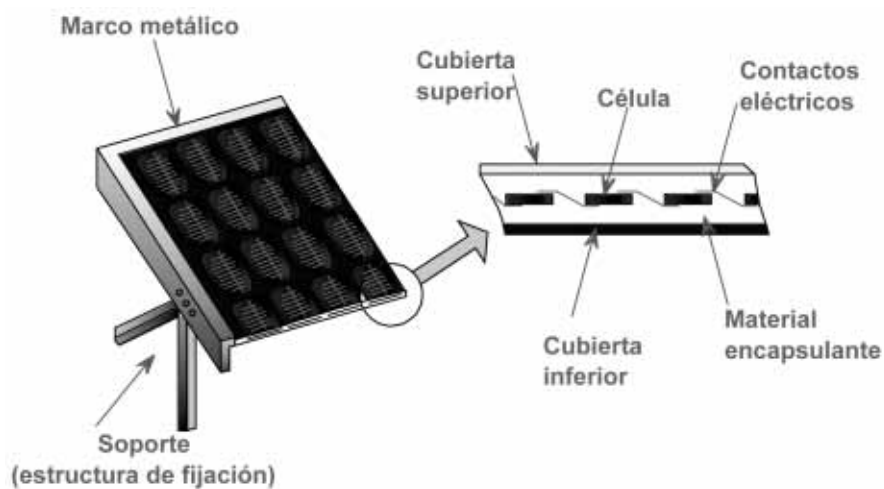
Uno de los **objetivos principales de los módulos respecto a las células** es favorecer la máxima captación solar evacuando el calor para mejorar el rendimiento.

Las células que se utilizan para construir un panel fotovoltaico han de tener los mismos parámetros eléctricos (se admiten pequeñas desviaciones) para que no se produzcan descompensaciones que limiten su funcionamiento.

Por ejemplo, la intensidad de toda una rama de células conectadas en serie queda limitada por la célula que tenga menor intensidad de corriente.

Por eso **son muy importantes los ensayos finales** que permitan clasificar y garantizar la igualdad de los parámetros y características eléctricas de las células.

El **módulo fotovoltaico tiene varias capas que recubren a las células** tanto por arriba como por abajo, dándoles protección mecánica y contra agentes ambientales, sobre todo contra el agua que puede llegar a causar la oxidación de los contactos que inutilizarían la célula.



Estructura del Módulo Fotovoltaico

- La **cubierta superior** es de un vidrio templado especial, resistente a los golpes y con una superficie exterior sumamente lisa para que no retenga la suciedad. Es muy importante su calidad óptica para asegurar la mayor transparencia a la radiación solar.
- La **cubierta inferior** suele ser opaca y sólo tiene una función de protección contra los agentes externos. Se suelen utilizar materiales sintéticos, Tedlar u otro vidrio.
- Entre las dos cubiertas y envolviendo las células y las conexiones eléctricas, se encuentra el **material encapsulante**, que debe ser transparente a la radiación solar, no alterarse con la radiación ultravioleta y no absorber humedad. Además, protege a las células ante posibles vibraciones y sirve de adhesivo a las cubiertas. Los materiales que se utilizan son siliconas, polivinilo y sobretodo EVA (etil-vinil-acetileno).
- Todo ésto, se monta sobre un **soporte metálico**, de aluminio anodizado o acero inoxidable, que confiere al panel rigidez y protección mecánica sobre todo contra el viento. Este soporte tiene taladros que permiten anclarlo y fijarlo a otros paneles.
- Por último, se encuentran los **elementos eléctricos externos** (cables, bornes, caja de conexión, etc.) que permiten interconectar los paneles entre sí y con la instalación eléctrica exterior.

2.4.1. Fabricación de Módulos Fotovoltaicos

La fabricación de los módulos tiene las siguientes **etapas**:

- **Interconexionado de células:** una vez que se dispone de las células seleccionadas y agrupadas, se interconexionan en serie para conseguir una tensión normalizada y, por tanto, fácil para trabajar con ella.
- **Laminación:** realizado el circuito electrónico, se colocan por una parte el cristal y una capa de encapsulante, y por la contraria otra capa de encapsulante y la de protección exterior, y se introduce todo en un horno especial para su laminación.

- **Vacío:** se realiza para eliminar toda bolsa de aire que pueda quedar en el interior.
- **Fundido del encapsulante:** se aumenta la temperatura para que el encapsulante se funda entre las células y los contactos.
- **Colocación del marco:** una vez que todas las capas forman un bloque compacto, se aplica el marco soporte con silicona para permitir las dilataciones del conjunto.
- Incorporación de Bornes de conexión.
- **Realización de pruebas para clasificar los módulos por potencias:** al igual que las células, los módulos han de tener características similares para un mejor rendimiento.

2.5. CURVAS CARACTERÍSTICAS

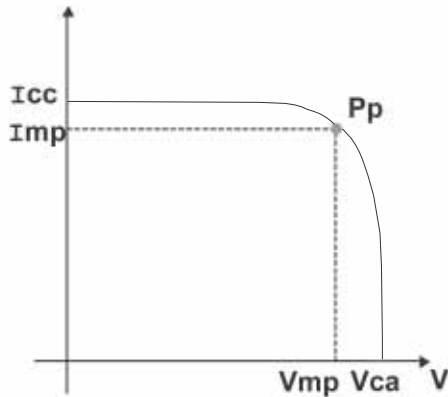
La representación típica de la característica de salida de un dispositivo fotovoltaico (célula, módulo, sistema) se denomina **curva intensidad-tensión (curva I-V)**.

La **corriente** y la **tensión** a las que opera un dispositivo fotovoltaico están determinadas por:

- Radiación solar incidente.
- Temperatura ambiente.
- Características de la carga conectada al mismo.

2.5.1. Curvas de las Células Fotovoltaicas

La **curva intensidad-tensión** que define el comportamiento de una célula fotovoltaica es la representada en la figura:



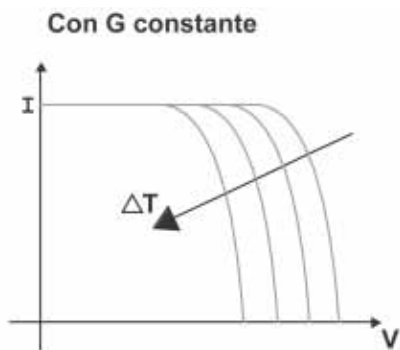
Parámetros que Definen una Célula

- **Corriente de cortocircuito (I_{cc}):** es la máxima corriente que puede entregar una célula a tensión nula, en determinadas condiciones de radiación y temperatura. Se puede medir directamente con un amperímetro conectado a la salida de la célula fotovoltaica.
- **Tensión de circuito abierto (V_{ca}):** es la máxima tensión que puede entregar una célula a corriente nula, en determinadas condiciones de radiación y temperatura. Su medida se realiza conectando un voltímetro entre bornes.
- **Potencia de pico (P_p):** es la máxima potencia que puede suministrar una célula, y corresponde al punto de la curva donde el producto de la tensión por la corriente es máximo. Todos los restantes puntos de la curva generan valores inferiores.
- **Corriente a máxima potencia (I_{mp}):** corriente que entrega la célula a potencia máxima bajo unas determinadas condiciones de radiación y temperatura. Se utiliza como corriente nominal de la célula.
- **Tensión a máxima potencia (V_{mp}):** tensión que entrega la célula a potencia máxima bajo unas determinadas condiciones de radiación y temperatura. Se utiliza como tensión nominal de la célula.

Hay que **tener en cuenta que:**

- La tensión varía en función de la temperatura.
- La corriente que la célula suministra a una carga exterior es proporcional a la intensidad de la radiación y a la superficie de la célula.

Manteniendo la radiación constante y variando la temperatura:

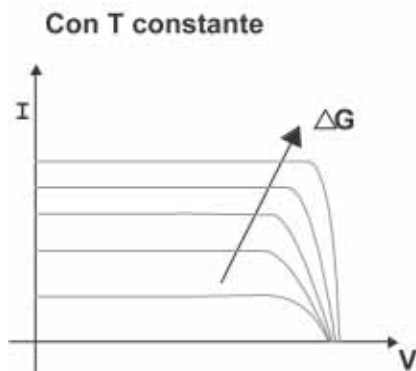


Se observa que la **tensión** se va haciendo cada vez **más pequeña** a medida que va **aumentando la temperatura**, mientras que la corriente permanece prácticamente constante.

T = temperatura.

G = radiación.

Si por el contrario, se mantiene constante la temperatura y se varía la radiación:



Se observa que la **corriente** se va haciendo **más pequeña** a medida que **disminuye la radiación**, mientras que la tensión casi no sufre variaciones.

T = temperatura.

G = radiación.

A medida que la temperatura de la célula aumenta, disminuye el rendimiento.

2.5.2. Curvas de los Módulos Fotovoltaicos

La **curva intensidad-tensión** de un módulo, se obtiene a partir de las curvas de las células que lo componen.

Como todas las células de un módulo han de tener características iguales, **para hallar la intensidad y corriente del módulo se hace lo siguiente:**

- **Intensidad:** se multiplica el parámetro de corriente de las células por el número de células en paralelo que tiene el módulo.

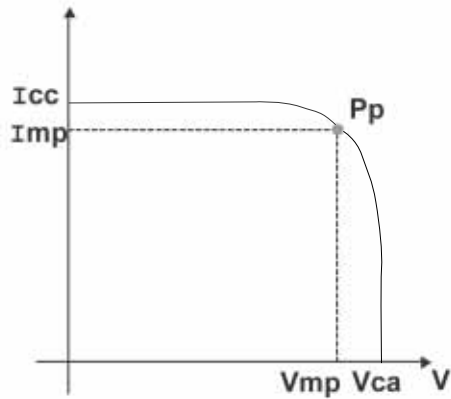
$$I_{CC \text{ MÓDULO}} = I_{CC \text{ CÉLULA}} \cdot N_{\text{CÉLULAS PARALELO}}$$

- **Tensión:** se multiplica el parámetro de tensión de las células por el número de células en serie que tiene el módulo.

$$V_{CA \text{ MÓDULO}} = V_{CA \text{ CÉLULA}} \cdot N_{\text{CÉLULAS SERIE}}$$

- **Potencia:** se multiplica el parámetro de potencia de las células por el número de células en paralelo y por el número de células en serie que tiene el módulo.

$$P_{\text{MÁX.MÓDULO}} = P_{\text{MÁX.CÉLULA}} \cdot N_{\text{CÉLULAS PARALELO}} \cdot N_{\text{CÉLULAS SERIE}}$$



La curva resultante tiene la misma forma que la de las células, y por tanto **sufrirá los mismos efectos con las variaciones de radiación y temperatura.**

3.

**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
AISLADOS**

El campo de la energía fotovoltaica aislada está básicamente indicado para las instalaciones con difícil acceso a la red eléctrica.

En países subdesarrollados, este tipo de energía se ha convertido en la única posibilidad de acceder a la electricidad y, a través de ella, a la posibilidad de una mejora de su calidad de vida.

OBJETIVOS

Adquirir las competencias necesarias para distinguir los distintos sistemas aislados y conocer el funcionamiento de sus componentes.

CONOCIMIENTOS

- Sistemas de generación aislados.
- Acumuladores o baterías eléctricas.
- Reguladores de carga.
- Inversores de corriente.

3.1. SISTEMAS DE GENERACIÓN AISLADOS

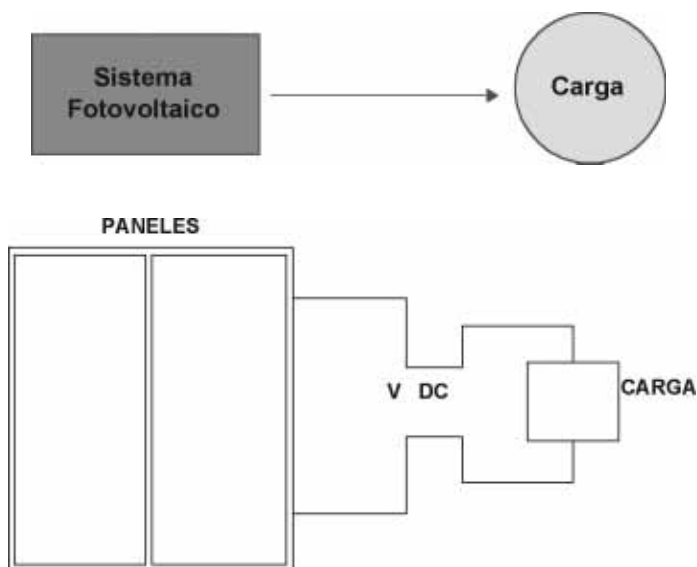
Los sistemas fotovoltaicos aislados tienen distinta estructura en función de los elementos que los componen.

Así, se pueden distinguir tres **tipos**:

- Directamente conectados a una carga.
- Con regulador de carga y batería.
- Con regulador de carga, batería e inversor.

3.1.1. Directamente Conectados a una Carga

Es el sistema más simple en el cual el generador fotovoltaico se conecta directamente a la carga, que normalmente es un motor de corriente continua.



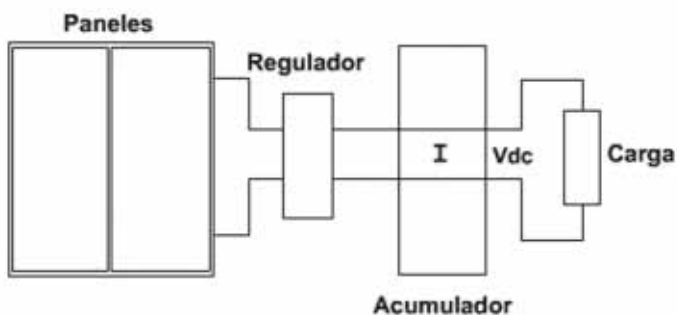
Al no existir baterías ni componentes electrónicos son bastante **fiables**, pero resulta difícil mantener una eficiencia a lo largo del día.

Se utilizan fundamentalmente en bombeo de agua.

3.1.2. Sistemas con Regulador y Batería

Es la configuración utilizada **con módulos de 33 ó 36 células**, en la cual se conecta el generador fotovoltaico a una batería a través de un regulador para que ésta no se sobrecargue.

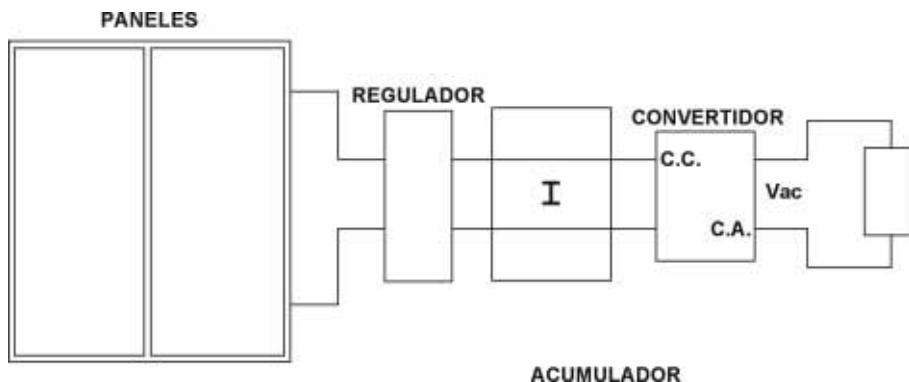
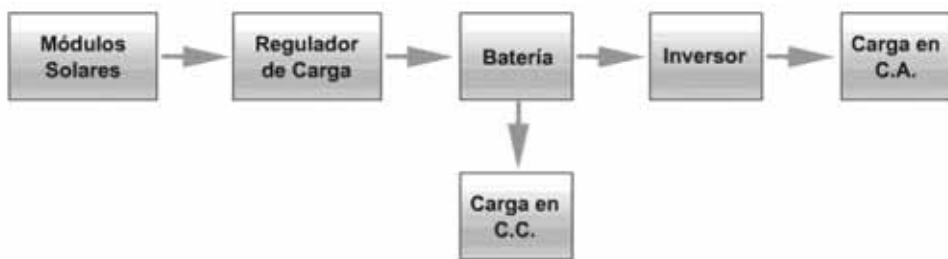
En este caso, las baterías alimentan cargas en corriente continua.



3.1.3. Sistemas con Regulador, Batería e Inversor

Este tipo de sistema se utiliza cuando se necesita **energía en corriente alterna**.

La energía generada en el sistema fotovoltaico puede ser transformada íntegramente en corriente alterna, o **pueden alimentarse simultáneamente cargas de corriente continua y de corriente alterna**.



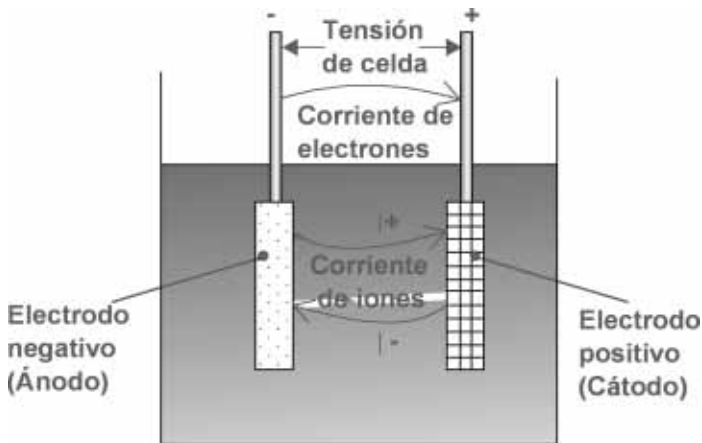
3.2. ACUMULADORES O BATERÍAS ELÉCTRICAS

Un acumulador o batería es un **dispositivo electroquímico** capaz de transformar una energía potencial química en energía eléctrica.

La **misión principal** de una batería dentro de un sistema solar fotovoltaico es la de acumular la energía producida para que pueda ser utilizada en períodos donde la iluminación es escasa o incluso nula.

3.2.1. Conceptos Generales

Una batería se **compone** esencialmente de dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se producen las reacciones químicas debidas a la carga o descarga.



Electrolito	Puede ser líquido, sólido o en pasta. Es un conductor iónico (con carga), que se descompone al pasar la corriente eléctrica.
Electrodos	Son conductores metálicos sumergidos en el electrolito. Uno de ellos es positivo, de donde parten los electrones al establecerse la corriente eléctrica, y el otro negativo, al que llegan.

La mayoría de las baterías son similares en su construcción y están compuestas por un determinado número de **celdas electroquímicas**.

El voltaje o tensión de la batería viene dada por el número de celdas que posea, siendo el **voltaje de cada celda de 2V**.

Las **características** que definen el comportamiento de una batería son fundamentalmente:

- Capacidad de descarga en Amperios hora (Ah).
- Profundidad de la descarga.
- Vida útil en ciclos.

Capacidad de Descarga

Se define la **capacidad** como la cantidad de electricidad que puede obtenerse durante una descarga completa de la batería plenamente cargada. Es el **producto de la intensidad de descarga por el tiempo que actúa**. Se expresa en Amperios hora (Ah).

Una batería de 200 Ah puede suministrar 200 A durante 1 hora, 50 A durante 4 horas, etc.

Existen factores que pueden variar la capacidad de una batería:

- **Tiempo de descarga:**

- Si es corto disminuye la capacidad.
- Si es largo aumenta la capacidad.

Los tiempos de descarga se refieren a 10, 20 ó 100 h principalmente. En consecuencia se define la capacidad de descarga de una batería en un tiempo establecido, mediante la nomenclatura XX Ah C_{YY} donde XX es la capacidad de la batería e YY el tiempo de descarga de la misma.

- **Temperatura de la batería y de su entorno:**

- Si es inferior a la temperatura a la que se cataloga la batería, la capacidad disminuye.
- Si es superior, la capacidad aumenta pero puede reducir el número de ciclos de vida de la batería.

- **Conexión de baterías:**

- En paralelo (positivo a positivo y negativo a negativo) se suman las capacidades. **Sólo se deben conectar en paralelo baterías de igual tensión y capacidad.**
- En serie (positivo a negativo) no afecta a la capacidad.

Profundidad de Descarga

Se denomina **profundidad** de descarga al porcentaje de la capacidad total de la batería que es utilizada durante un ciclo de carga / descarga.

En función de la profundidad de descarga las baterías se **clasifican** en:

- **Baterías de descarga superficial:** entre el 10-15 % de descarga media, puede llegar hasta el 40-50 %.
- **Baterías de descarga profunda:** entre el 20-25 % de descarga media, pudiendo llegar hasta el 80 %.

Para las aplicaciones fotovoltaicas se emplean baterías de descarga profunda.

Vida Útil

La **vida** de una batería se expresa en ciclos, que se definen como el número de veces que se produce una carga / descarga.

Los **factores** de que depende la vida de una batería son:

- Espesor de las placas.
- Concentración del electrolito.
- Profundidad de descarga.

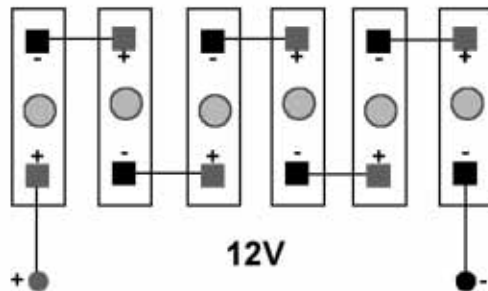
El factor más importante es la profundidad de descarga, cuanto más profunda sea la descarga, menor será el número de ciclos y por tanto menor será la vida útil de la batería, al producirse constantes ciclos de carga y descargas profundas.

El número de ciclos de una batería así como la profundidad de descarga deben ser facilitados por el fabricante.

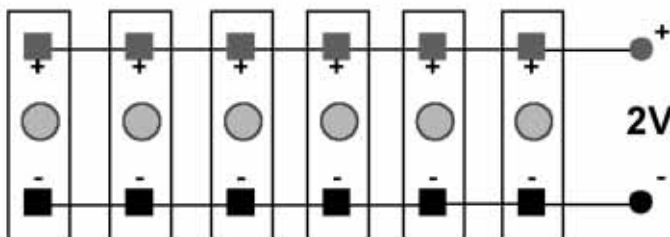
3.2.2. Conexión de Baterías

Las baterías se pueden **conectar entre sí** para incrementar el voltaje, la capacidad, o el voltaje y la capacidad:

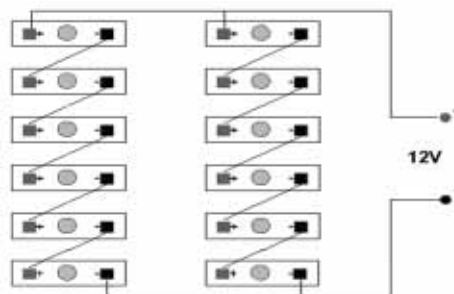
- **Conexión en serie (positivo a negativo):** las tensiones de las celdas se suman, obteniéndose baterías de 4, 6, 12 Voltios, etc. (suponiendo vasos de 2 voltios).



- **Conexión en paralelo (positivo a positivo y negativo a negativo):** las capacidades de las celdas se suman, manteniendo la misma tensión.



- **Conexión serie y paralelo:** se incrementa tanto el voltaje como la capacidad.



3.2.3. Tipos de Baterías

Básicamente las baterías se dividen en dos grupos:

No Recargables	<ul style="list-style-type: none"> • Son conocidas como pilas. • La reacción química que se produce durante su uso es irreversible. • Su vida dura lo que tardan en descargarse. • Sólo necesitan normas básicas de conservación: evitar calores o fríos excesivos, evitar el sol y la humedad, etc.
Recargables	<ul style="list-style-type: none"> • Son conocidas como acumuladores. • La reacción química que se produce durante su uso es reversible. • Su vida útil depende del número de ciclos y de la profundidad de descarga. • Necesitan algunas normas de mantenimiento.

Existen diferentes tipos de baterías en el mercado, pero fundamentalmente se puede hablar de baterías de:

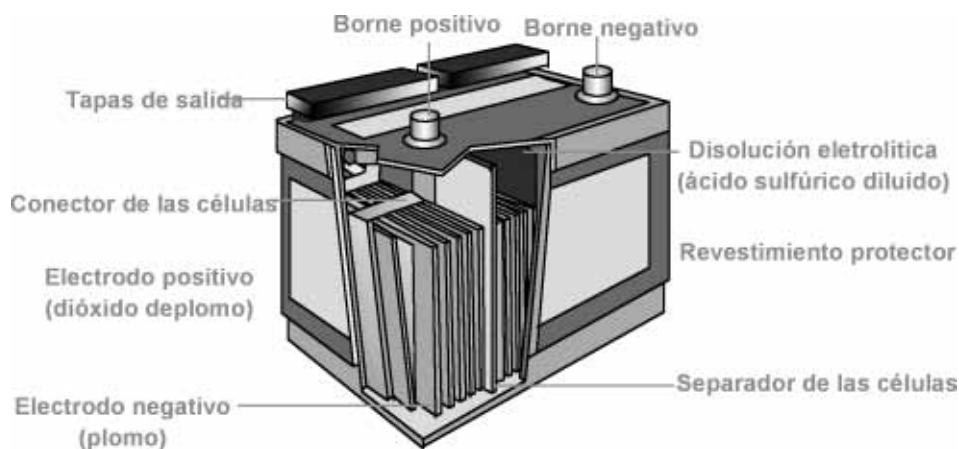
- **Plomo-Ácido.**
- **Níquel-Cadmio.**

Aunque estas últimas presentan unas cualidades excepcionales, no son muy recomendables para los sistemas fotovoltaicos ya que su coste es elevado.

Por el contrario las de Plomo-Ácido son las más usadas ya que se adaptan a cualquier corriente de carga con un coste poco elevado.

3.2.4. Baterías de Plomo-Ácido

Este tipo de batería se usa en aplicaciones en las que el tamaño y el peso no son factores determinantes.



Dentro de la categoría plomo-ácido las **más comunes** son:

- Plomo-Antimonio.
- Plomo-Selenio.
- Plomo-Calcio.

Características
<ul style="list-style-type: none"> • Tensión por celda: 2V. • Capacidades de servicio típicas: 1-10.000 Ah. • Pueden ser abiertas o cerradas. • Tienen un bajo coste. • Requieren un alto mantenimiento. • Necesitan ventilación y protección contra ambientes corrosivos (ácido) y potencialmente explosivos (por desprendimiento de hidrógeno en la carga). • Tienen un peso y tamaño considerable.

Las denominadas **estacionarias** de bajo contenido en antimonio son una buena opción para los sistemas fotovoltaicos.

Hay otros tipos de baterías de Plomo que **permiten su colocación casi en cualquier posición**, ya que no derraman electrolito:

Selladas	<ul style="list-style-type: none"> • El electrolito es tipo gel. • No admiten descargas profundas.
De Electrolito Absorbido	<ul style="list-style-type: none"> • El electrolito está absorbido en una fibra de vidrio. • Permiten descargas moderadas.

3.2.5. Baterías de Níquel-Cadmio

Al igual que las baterías de Plomo-Ácido, se pueden encontrar en versión estándar y selladas.

Características

- El **electrolito** es **alcalino**.
- Admiten **descargas profundas** de hasta el 90 % de la capacidad nominal.
- **Bajo coeficiente de autodescarga**.
- **Alto rendimiento ante variaciones extremas de temperatura**.
- Tensión por celda: **1,2 V**.
- **Alto rendimiento de absorción de carga** (mayor al 80 %).
- Muy **alto costo** comparadas con las baterías ácidas.

3.2.6. Comprobación de Baterías de Plomo-Ácido

Un método de diagnóstico para baterías eléctricas de Plomo-Ácido puede ser **comprobar**:

- Visualmente el exterior: conexiones, cargador, etc.
- Fugas al exterior del electrolito.
- El nivel del electrolito: jamás debe dejar al aire parte de las placas.
- La densidad del electrolito: debe comprobarse tanto el valor de cada celda, como que los valores entre celdas no sean dispares.
- Si hay partículas de suciedad u otras en el electrolito.
- La descarga y el voltaje efectuando una pequeña prueba.

3.2.7. Ubicación de las Baterías

Las baterías deben permanecer en un **lugar**:

- Fresco.
- Bien ventilado.

- Evitando temperaturas extremas.
- Fuera del alcance de los niños.

Las baterías son peligrosas puesto que contienen ácidos dañinos y lógicamente almacenan electricidad. Por ello, **las baterías deben de manipularse con precaución, realizando las operaciones de instalación y mantenimiento siguiendo las indicaciones del fabricante, y además, una vez usadas deberán ser recicladas.**

3.2.8. Normas para el Mantenimiento de Baterías

Las siguientes normas básicas pueden ser útiles a la mayoría de instalaciones:

- **Mantener el lugar donde se coloquen las baterías entre 15-25 grados**, el frío ralentiza las operaciones tanto de carga como de descarga; y el calor aumenta la evaporación del agua del electrolito y promueve la oxidación de las placas positivas.
- Siempre que sea posible, **fijar bien las baterías**, evitando su movimiento.
- **Mantener los terminales de conexión limpios, apretados** (no en exceso) **y seca la carcasa de la batería.**
- **Mantener el nivel del electrolito adecuado**, añadiendo agua destilada en caso de necesidad, evitando tanto dejar las placas al aire como el llenado excesivo que provoque el desbordamiento del electrolito.
- **Evitar la descarga completa de las baterías.**
- **Calcular adecuadamente el número de baterías** que necesite la instalación para evitar un uso excesivo que limite su vida útil.
- **Comprobar el funcionamiento del cargador de la batería**, las cargas excesivas o insuficientes pueden disminuir su vida útil.
- **Evitar** siempre que se pueda **las cargas rápidas de las baterías**, les hacen sufrir importantes deterioros a medio plazo.
- **Comprobar que no hay diferencia de carga entre las distintas celdas de la batería**, y si fuera así, efectuar una carga de nivelación.

3.3. REGULADORES DE CARGA

En general, la primera necesidad es **evitar la descarga de las baterías sobre los paneles**, para ello básicamente se emplea un **diodo** que evite este tránsito de energía en forma inversa.

Por otra parte se debe disponer de un sistema de regulación que **evite que la batería se sobrecargue o que se descargue más de la cuenta** por que podría deteriorarse.



Los elementos que hacen estas dos funciones son los **reguladores** que conectan el campo fotovoltaico con las baterías.

<i>Tipos de Reguladores</i>	
Una Etapa	<ul style="list-style-type: none"> • Es el diseño más simple. • Involucra una sola etapa de control: la descarga o la carga. • Se necesitan dos reguladores, uno para cada etapa.
Dos Etapas	<ul style="list-style-type: none"> • Son más complejos. • Controlan la carga y la descarga simultáneamente. • Son los más habituales en las instalaciones fotovoltaicas.

3.3.1. Funcionamiento

El regulador **monitorea constantemente la tensión de la batería**. Cuando dicha tensión alcanza un valor para el cual se considera que la batería se encuentra cargada (aproximadamente 14,1 V para una batería de 12 V nominales) el regulador interrumpe el proceso de carga.

Cuando el consumo hace que la batería comience a descargarse y por lo tanto a bajar su tensión, el regulador reconecta el generador a la batería y vuelve a comenzar el ciclo.

Estas operaciones actualmente se realizan con el apoyo de un **microprocesador** que además puede gestionar la forma en que se carga la batería, optimizando la energía que producen los paneles fotovoltaicos.

En el caso de reguladores de carga cuya etapa de control opera en dos pasos, la tensión de carga a fondo de la batería puede ser algo mayor a 14,1 V.

El regulador **queda definido** especificando su **nivel de tensión** (que coincidirá con el valor de tensión del sistema) **y la corriente máxima que deberá manejar**.

Algunos reguladores están equipados con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico. Este dispositivo sigue el punto de máxima potencia y, obliga al generador fotovoltaico a trabajar en dicho punto. **Tiene la función de adaptar las características de producción del campo fotovoltaico a las exigencias de la carga.**

Ejemplo

Suponer que se tiene que alimentar una vivienda rural con un consumo de 12 Vcc, para lo que se utilizan dos módulos de 15 V en paralelo.

La corriente máxima de los módulos es $I_{mp} = 2,75 \text{ A}$ y la de cortocircuito $I_{cc} = 3 \text{ A}$.

Al estar los módulos en paralelo, la corriente total máxima que deberá controlar el regulador será:

$$I_{TOTAL} = 2 \times 3 \text{ A} = 6 \text{ A}$$

Se considera la corriente de cortocircuito para contemplar la peor situación.

El regulador a elegir, por lo tanto, deberá estar diseñado para trabajar en una tensión de 15 V (tensión de trabajo de los módulos) y manejar una corriente de 6 A.

3.4. INVERSORES DE CORRIENTE

Los inversores de corriente, también llamados convertidores, son dispositivos que transforman la corriente continua en alterna.

Se basan en el uso de dispositivos electrónicos que actúan como interruptores que permiten interrumpir y conmutar su polaridad.

Existen, básicamente, dos tipos de inversores en función del tipo de instalación a la que se destinan:

<p>Instalaciones conectadas a la Red de Distribución de Baja Tensión</p>	<p>Los inversores en este tipo de instalación utilizan una fuentes exterior (la red de distribución) para realizar la conmutación. La señal de salida del inversor sigue la tensión y frecuencia de la red a la que vierte la energía.</p>
<p>Instalaciones aisladas de la Red de Distribución de Baja Tensión</p>	<p>Los inversores en este tipo de instalación tienen una conmutación forzada (autoconmutados), no necesitan la red porque ellos mismos fuerzan la conmutación.</p>

Para la elección del inversor de sistemas aislados, es necesario tener en cuenta también la **forma de la onda producida**, ya que existen **diferentes tipos** en función de esta característica:

- De onda senoidal pura.
- De onda trapezoidal.
- De onda cuadrada.



Los primeros son los que **reproducen una forma de onda prácticamente idéntica a la de la red eléctrica** y, por consiguiente, permiten alimentar cualquier tipo de carga. Son los más caros.

Los otros dos tipos puede que **no alimenten de forma correcta cargas de tipo electrónico**, además producirán más pérdidas en equipos de consumo senoidal. Su elección está justificada cuando las cargas no son elevadas y la forma de onda no es determinante para su correcto funcionamiento.

3.4.1. Pautas para Inversores Aislados

El IDAE (<http://www.idae.es/>) en su pliego señala las siguientes pautas para inversores aislados:

- **Los requisitos técnicos de inversores monofásicos o trifásicos funcionan como fuente de tensión fija** (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos).
- **Serán de onda senoidal pura.** Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.
- **Se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador.** En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.
- **Deben asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.**
- La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

$V_{\text{NOMINAL}} \pm 5 \%$, siendo $V_{\text{NOMINAL}} = 220 V_{\text{RMS}}$ ó $230 V_{\text{RMS}}$

(V_{RMS} : tensión nominal de salida)

$f_{\text{NOMINAL}} \pm 2 \%$.

- **Serán capaces de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.**
- **Deberán arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación,** especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (televisión, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.

- Estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:
 - Tensión de entrada fuera del margen de operación.
 - Desconexión del acumulador.
 - Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
 - Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.
- **El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.**
- **Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía.** Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).
- **El rendimiento del inversor con cargas resistivas** será superior a los límites especificados en la tabla:

Tipo de Inversor		Rendimiento al 20 % de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
Onda senoidal	$P_{\text{NOM}} < 500 \text{ VA}$	> 80 %	> 70 %
	$P_{\text{NOM}} > 500 \text{ VA}$	> 85 %	> 80 %
Onda no senoidal		> 85 %	> 80 %

Se considera que los inversores son de onda senoidal si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5 % cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20 % hasta el 100 % de la potencia nominal.

- **Deberán estar etiquetados** con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA).
 - Tensión nominal de entrada (V).
 - Tensión (VRMS) y frecuencia (Hz) nominales de salida.
 - Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
 - Polaridad y terminales.
- Para el cálculo en el caso de un sistema aislado, se hace necesario evaluar la potencia total máxima que tendrá que conectarse al inversor.

Ejemplo

Calcular el inversor necesario para 2 lámparas de 15 W y una televisión de 60 W:

$$\text{Potencia total} = 2 \times 15 \text{ W} + 60 \text{ W} = 90 \text{ W}$$

Lo que significa que hay que utilizar un inversor cuya **potencia nominal sea superior a 90 W**.

En general, los inversores tienen capacidad para mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo, lo que se denomina **capacidad de sobrecarga**, y es lo que se necesita para el arranque de la televisión, un motor, etc.

4.

**CÁLCULO DE INSTALACIONES
AISLADAS**

Aunque las instalaciones conectadas a red cada día estén cobrando más fuerza, el empleo de la energía solar fotovoltaica en aplicaciones aisladas sigue contando con bastantes aplicaciones, lo que le confiere una importante cuota de mercado.

Además de su uso en instalaciones situadas en sitios remotos o de difícil acceso a la red eléctrica, tiene importancia su utilización en el sector de las telecomunicaciones, que está experimentando un gran auge.

OBJETIVOS

Adquirir las competencias necesarias para realizar los cálculos y diseñar correctamente una instalación fotovoltaica aislada.

CONOCIMIENTOS

- Dimensionado de una instalación.
- Determinación del consumo de energía de la instalación.
- Período de diseño y factor de irradiación.
- Cálculo de pérdidas por sombras.
- Dimensionado del generador.
- Elección de la capacidad del acumulador.
- Elección de la configuración de la instalación.
- Hoja de cálculo Excel.

4.1. DIMENSIONADO DE UNA INSTALACIÓN

El método de cálculo está basado en el pliego de condiciones del IDAE (<http://www.idae.es/>) para su programa de ayudas.

Se trata de un método ratificado por su uso en muchas instalaciones y elaborado por un equipo de expertos del sector. Además, es de **obligado cumplimiento para las instalaciones subvencionadas dentro del marco del PER.**

Todo ello, asegura el buen diseño de la instalación y el ajustarse a lo requerido para el cumplimiento de las exigencias básicas establecidas en el Código Técnico de la Edificación, u obtener las correspondientes subvenciones, en su caso.

El método de cálculo se basa en el siguiente procedimiento:

- Determinación de las cargas energéticas previstas que la instalación ha de satisfacer.
- Determinación de la cantidad de energía incidente disponible en la ubicación de la instalación.
- Determinación de las pérdidas por efecto de la orientación e inclinación del campo de captación (FI), así como de las sombras (FS), si las hubiese, y el valor de la constante K en función del período de diseño.
- Determinación de la potencia mínima necesaria para asegurar el abastecimiento energético.
- Determinación de la energía incidente en el plano de captación de los módulos solares.
- Determinación de la potencia en función de los valores comerciales de los módulos solares y la configuración del sistema.
- Determinación del almacenamiento necesario para asegurar una autonomía, frente a períodos de baja producción o consumos mayores a los previstos.

4.2. DETERMINACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA DE LA INSTALACIÓN

A la hora de diseñar un sistema hay que tener en cuenta dos aspectos referentes a las cargas de consumo:

- Potencia de cada carga.
- Horas de utilización de cada carga.

La **potencia** de cada carga, es un dato esencial que **se obtiene de las características de cada elemento de consumo**.

Conjuntamente con la potencia de la carga, deberán especificarse **las horas diarias** de utilización de dicha **carga**.

Multiplicando la potencia por las horas de utilización, se obtendrán los watios hora requeridos por la carga total al cabo de un día.

Puede ser difícil conocer con exactitud este dato en algunos tipos de cargas, pero se puede hacer una estimación de las horas de funcionamiento. Es el caso de frigoríficos, televisión y radio, cargadores de teléfono, electrodomésticos en general y pequeñas herramientas.

Otras pueden requerir al diseñador un mayor conocimiento del ciclo de funcionamiento del sistema. Por ejemplo, los equipos de comunicaciones requieren mucha más energía cuando funcionan en transmisión, lo que muchas veces ocurre sólo durante algunos minutos al día, mientras que el resto del tiempo requieren un pequeño consumo de mantenimiento.

Hay que tener en cuenta estos matices de cada instalación en el diseño del sistema.

4.2.1. Tipos de Cargas

Según el sistema de alimentación a los puntos de consumo de la instalación, se pueden distinguir **dos tipos de cargas**:

- De corriente continua.
- De corriente alterna.

Atendiendo a los tipos de cargas a alimentar, los **12 ó 24 V** normalmente se utilizarán en sistemas como:

- Pequeñas cabañas que sólo precisen de alumbrado.
- Instalaciones pequeñas de transmisión de señales de control.
- Gestión de instalaciones de agua como potabilización o mando de bombas.

Mientras que los sistemas que utilizan la asociación de acumuladores de **2 ó 6 V** se usan donde se necesitan atender necesidades energéticas más elevadas (48 ó 96 V):

- Electrificaciones de edificaciones aisladas con consumos elevados.
- Sistemas de telecomunicaciones y repetidores de radio y TV.
- Aplicaciones en general, con consumos elevados.

Consideraciones Previas
<ul style="list-style-type: none">• Los equipos de iluminación que se utilicen han de ser de bajo consumo (alta eficiencia), como por ejemplo:<ul style="list-style-type: none">— Fluorescentes.— Lámparas electrónicas de bajo consumo.— Etc.• Se evitarán las lámparas de incandescencia.• Los frigoríficos generalmente tienen un alto consumo, por lo que en instalaciones pequeñas se recomienda el empleo de aquellas que funcionan a gas.• La lavadora no debe tener resistencia para agua caliente, por los mismos motivos que el caso anterior.

A continuación se darán unos datos de referencia y como tratarlos.

4.2.1.1. Cargas en Corriente Continua

Aparato	Horas de Uso por Día (A)	Consumo del Aparato en W (B)	Total Watios hora/Día (A x B)
Lámpara bajo consumo (7 W)	1	8,5	8,5
2 lámparas de bajo consumo (9 W)	3 c/u	10	60
TOTAL			68,5

4.2.1.2. Cargas en Corriente Alterna

Aparato	Horas de Uso por Día (A)	Consumo del Aparato en W (B)	Total Watios hora/Día (A x B)
TV color 14"	2	60	120
Fluorescente	2	20	40
Lavadora	1	400	400
Frigorífico	6	200	1.200
Ordenador	3	200	600
TOTAL			2.360

Los **pasos** seguidos son los siguientes:

- Identificar cada carga de corriente continua, su consumo en watios y la cantidad de horas al día que opera.
- **Multiplicar la columna (A) por la columna (B)** para obtener los Watios hora / Día de consumo de cada aparato. Columna (A x B).

- **Sumar los Watios hora / Día** de cada aparato para obtener los Watios hora / Día totales de las cargas de continua.
- Hacer lo mismo con las cargas de corriente alterna.

En este método también se considerarán los autoconsumos de los equipos, tales como el regulador y el inversor, y otros que formen parte de la instalación.

4.2.2. Bombeo de Agua

Para este caso el pliego del IDAE define un método abreviado para su cálculo.

Previamente se darán una serie de definiciones.

Definiciones	
Altura de Fricción: H_f (m)	Contribución equivalente en altura de las pérdidas por fricción en las tuberías para un caudal determinado.
Altura del Depósito: H_D (m)	Altura entre la parte superior del depósito de agua y el suelo.
Altura Total Equivalente: H_{TE} (m)	Altura fija (constante ficticia) a la que se habría tenido que bombear el volumen diario de agua requerido.
Volumen Diario de Agua Requerido: Q_d (m ³ /día)	Cantidad de agua que debe ser bombeada diariamente por el sistema fotovoltaico.
Caudal Medio o Aparente: Q_{AP} (m ³ /h)	Valor medio del volumen diario de agua requerido. $Q_{AP} = Q_d / 24$
Eficiencia de la Motobomba: η_{MB} (adimensional)	Cociente entre la energía hidráulica y la energía eléctrica consumida por la motobomba.
Energía Hidráulica: E_H (Wh / día)	Energía necesaria para bombear el volumen diario de agua requerido.
Energía Eléctrica Consumida por la Motobomba: E_{MB} (Wh / día)	Energía consumida por la motobomba.

4.2.2.1. Prueba de Bombeo

Se trata de un experimento que permite determinar el descenso de nivel de agua de un pozo al extraer un determinado caudal de prueba.

Mediante este ensayo se caracteriza el pozo con la medida de tres **parámetros**:

Nivel Estático del Agua: H_{ST} (m)	Distancia vertical entre el nivel del suelo y el nivel del agua antes de la prueba de bombeo.
Nivel Dinámico del Agua: H_{DT} (m)	Distancia vertical entre el nivel del suelo y el nivel final del agua después de la prueba de bombeo.
Caudal de Prueba: Q_T (m ³ /h)	Caudal de agua extraído durante la prueba de bombeo.

4.2.2.2. Cálculo de la Energía Eléctrica Requerida por la Motobomba

Se estimará la **energía eléctrica consumida por la motobomba** como:

$$E_{MB} (Wh / día) = \frac{E_H (Wh / día)}{\eta_{MB}} = \frac{2,725 Q_d (m^3 / día) \cdot H_{TE} (m)}{\eta_{MB}}$$

Para sistemas de bombeo de corriente alterna, la **eficiencia de la motobomba** (η_{MB}), es un parámetro que suele estar incluido en el rendimiento del conjunto inversor-motobomba.

Habitualmente, el fabricante proporciona herramientas gráficas para el cálculo del rendimiento global del sistema, incluyendo el propio generador fotovoltaico.

Por defecto, puede utilizarse un rendimiento típico $\eta_{MB} = 0,4$ para bombas superiores a 500 W.

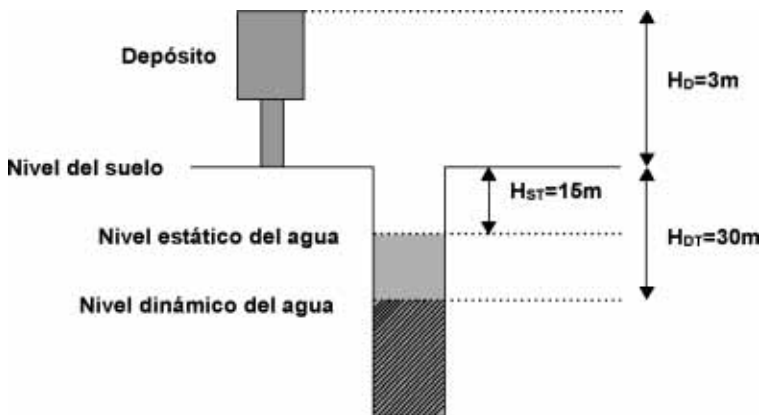
La **altura de bombeo (H_{TE})**, es un parámetro ficticio que **incluye**:

- Características físicas del pozo y del depósito.
- Pérdidas por fricción en las tuberías (contribución equivalente en altura).
- Variación del nivel dinámico del agua durante el bombeo.

Para su cálculo puede utilizarse la **fórmula** siguiente:

$$H_{TE} = H_D + H_{ST} + \left(\frac{H_{DT} - H_{ST}}{Q_T} \right) Q_{AP} + H_f$$

La suma de los dos primeros términos es la altura desde la salida de la bomba en el depósito hasta el nivel estático del agua, como se muestra en la figura:



El tercer término es una corrección para tener en cuenta el descenso de agua durante el bombeo.

El cuarto es la contribución equivalente en altura de las pérdidas por fricción en las tuberías y en otros accesorios del sistema hidráulico (válvulas, codos, grifos, etc.). Estas pérdidas de acuerdo con el pliego de condiciones técnicas, serán inferiores al 10 % de la energía hidráulica útil, es decir:

$$H_f < 0,1 H_{TE}$$

4.2.3. Previsión de Cargas

Con las estimaciones de los consumos energéticos previstos se puede realizar una tabla de previsión de cargas como la siguiente:

1. Consumo diario de energía eléctrica

[illegible]

2. Sistemas de bombeo de agua

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
Volumen de agua diario requerido Q_d (m ³ / día)	
Altura del depósito H_D (m)	
Profundidad del pozo (m)	
Altura total equivalente H_{TE} (m)	
Rendimiento de la motobomba η_{MB}	
Prueba de bombeo	
Nivel estático del agua H_{ST} (m)	
Nivel dinámico del agua H_{DT} (m)	
Caudal de prueba Q_T (m ³ /h)	

4.3. PERÍODO DE DISEÑO Y FACTOR DE IRRADIACIÓN

Se establecerá un período de diseño para calcular el dimensionado del generador **en función de:**

- Período estacional en que se efectúa un mayor consumo.
- Nivel mínimo de radiación disponible.

Se indicará cuál es el período para el que se realiza el diseño y los motivos de la elección.

El período determinará una constante K de diseño que será utilizada posteriormente para el cálculo de $G_m(\alpha, \beta)$. Este valor de K compara la irradiación diaria sobre el generador sobre un plano α_{opt} , β_{opt} y la correspondiente al plano horizontal:

$$K = \frac{G_{dm}(0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$$

Ejemplos

- En escenarios de **consumo constante a lo largo del año**, el período de diseño será el **anual**, sin embargo, en aquellos casos donde se quiera asegurar la producción en las peores condiciones el criterio “mes peor” corresponde con el de menor radiación, y por tanto **se debe escoger diciembre** para garantizar la energía en ese mes.
- En **instalaciones de uso en verano, la elección debe ser julio** (aunque no corresponda con la mínima radiación).
- Las **instalaciones de uso en invierno el período de diseño será diciembre**.

4.3.1. Orientación e Inclinación Óptimas

Se determinarán la **orientación e inclinación óptimas** ($\alpha_{\text{opt}} = 0^\circ$, β_{opt}) para el período de diseño elegido.

El diseñador intentará, en la medida de lo posible, orientar el generador de forma que la energía captada sea máxima en el período de diseño.

Sin embargo, no siempre será posible orientar e inclinar el generador de forma óptima debido a la influencia de varios **factores**:

- Integración en el edificio.
- Sombras.
- Resistencia al viento.
- Etc.

Es decir, **la instalación**, por diferentes motivos **tendrá una orientación y una inclinación** α , β **que pueden ser distintas a las óptimas**, y que serán las causantes de un grado de captación de energía incidente en el campo solar inferior al ideal.

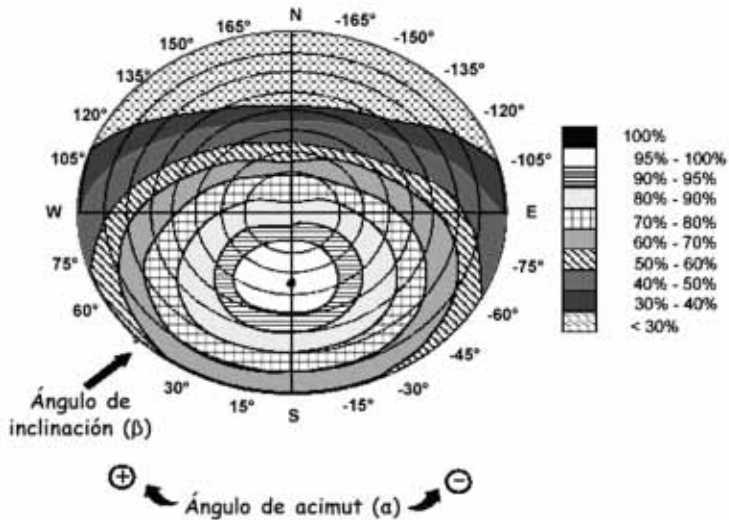
En la tabla se indican períodos de diseño habituales y la correspondiente inclinación (β_{opt}) del generador que hace que la energía sea máxima.

Período de diseño	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

ϕ = Latitud del lugar en grados

4.3.2. Factor de Irradiación

Se pueden estimar de forma aproximada las pérdidas por orientación e inclinación de forma gráfica.



Trasladando los datos de α y β de los módulos solares al gráfico se determina cuál es el porcentaje de energía captada en el plano de trabajo respecto a la situación ideal α_{opt} , β_{opt} .

Cada anillo se corresponde con un porcentaje determinado que va desde el 100 % para el caso de una instalación orientada con α_{opt} , β_{opt} , hasta anillos con porcentajes de energía captada igual al 30 % que se corresponde con instalaciones con muy mala orientación.

Para calcular el **factor de irradiación** para la orientación e inclinación elegidas se utilizan las expresiones:

$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2]$	$\text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$
$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2]$	$\text{para } \beta \leq 15^\circ$

NOTA: α y β se expresan en grados.

4.4. CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR SOMBRAS

Este cálculo también se realizará utilizando el pliego de condiciones técnicas del IDAE

Se describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes.

Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie, de no existir sombra alguna.

4.4.1. Procedimiento

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

Los **pasos** a seguir son los siguientes:

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).

Representación del Perfil de Obstáculos

Se representa tal y como se indica en la figura, en la 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:

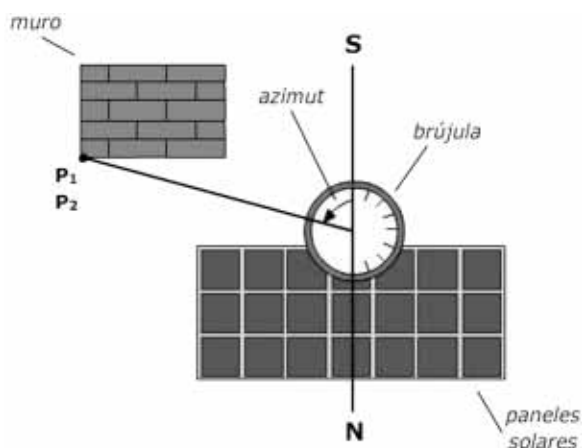
- **Negativas antes del mediodía solar.**
- **Positivas después del mediodía solar.**

Además están identificadas por una letra y un número:

- A1
- A2
- D14
- Etc.

Para representar un objeto en este diagrama, hace falta conocer su azimuth respecto al centro de la instalación, y su elevación desde el plano de la misma:

- **Azimet:** situándose en el centro de la instalación y mirando al sur, se determina el ángulo formado por la línea Norte-Sur y uno de los puntos que definen el contorno del objeto a representar.

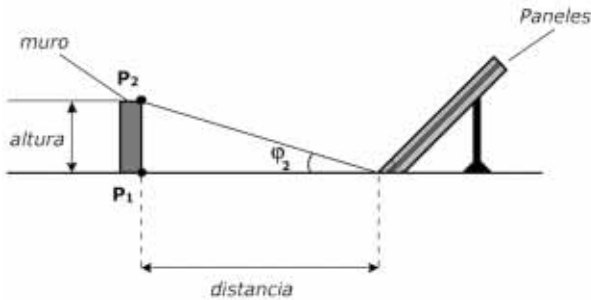


Sistema para determinar el ángulo de azimuth de un objeto visto en planta.

Una vez conocido el azimuth se traslada al diagrama mediante una línea vertical que definirá un extremo para la representación del objeto.

Los valores al este son negativos y al oeste son positivos

- **Elevación, se debe conocer:**
 - La diferencia de alturas entre el punto a representar y el plano donde se ubicará la instalación solar.
 - La distancia en línea recta entre el punto y el centro de la instalación.



Sistema para determinar la elevación de un objeto visto en perfil.

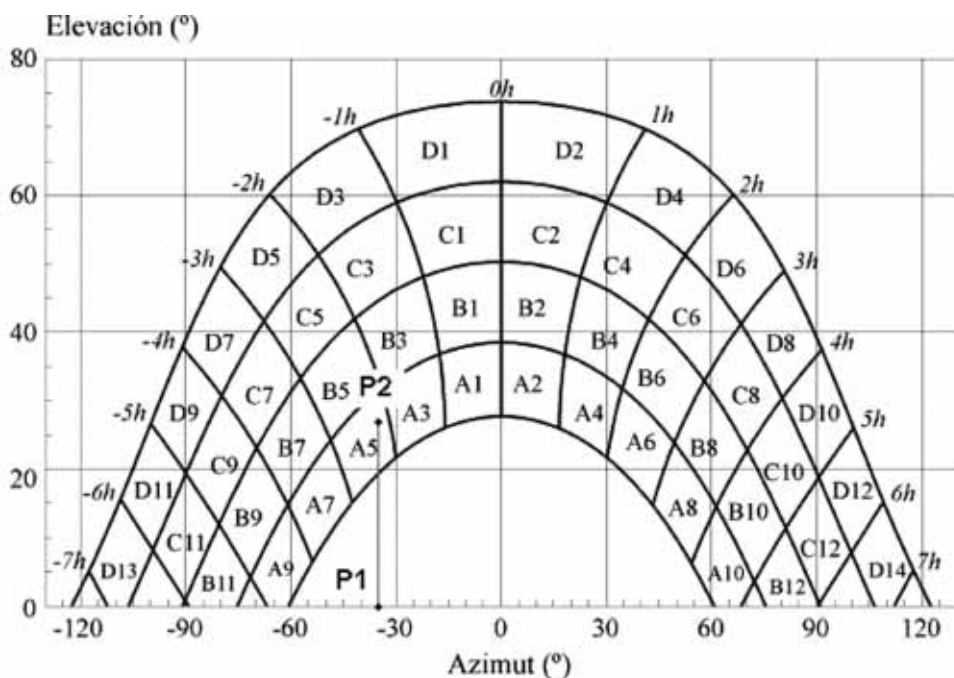
La elevación será el ángulo del triángulo formado, es decir:

$$d = \arctg \frac{\text{altura}}{\text{distancia}}$$

Con este valor se traza una línea horizontal en el diagrama.

El punto resultante de la intersección de las líneas de azimuth y elevación determinarán la representación del punto analizado del obstáculo a representar.

La repetición del método para ubicar el resto de los puntos que forman el obstáculo, tendrá como resultado la representación del obstáculo en el diagrama. Cuantos más puntos se representen, más fiable será el valor obtenido en el proceso de cálculo de FS.



4.4.1.1. Tablas de Referencia para los Cálculos

Cada una de las porciones de la figura 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.

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 las que se incluyen a continuación, que será aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio.

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de:

- Inclinación: β .
- Orientación: α .

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

Tabla 5 - A

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	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

Tabla 5 - B

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

Tabla 5 - C

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,15
11	0,00	0,01	0,02	0,15
9	0,23	0,50	0,37	0,10
7	1,66	1,06	0,93	0,78
5	2,76	1,62	1,43	1,68
3	3,83	2,00	1,77	2,36
1	4,36	2,23	1,98	2,69
2	4,40	2,23	1,91	2,66
4	3,82	2,01	1,62	2,26
6	2,68	1,62	1,30	1,58
8	1,62	1,09	0,79	0,74
10	0,19	0,49	0,32	0,10
12	0,00	0,02	0,02	0,13
14	0,00	0,00	0,00	0,13

Tabla 5 - D

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla 5 - E

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33
11	0,06	0,01	0,15	0,51
9	0,56	0,06	0,14	0,43
7	1,80	0,04	0,07	0,31
5	3,06	0,55	0,22	0,11
3	4,14	1,16	0,87	0,67
1	4,87	1,73	1,49	1,86
2	5,20	2,15	1,88	2,79
4	5,02	2,34	2,02	3,29
6	4,46	2,28	2,05	3,36
8	3,54	1,92	1,71	2,98
10	2,26	1,19	1,19	2,12
12	1,17	0,12	0,53	1,22
14	0,22	0,00	0,00	0,24

Tabla 5 - F

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55

Tabla 5 - G

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,43
11	0,00	0,01	0,27	0,78
9	0,09	0,21	0,33	0,76
7	0,21	0,18	0,27	0,70
5	0,10	0,11	0,21	0,52
3	0,45	0,03	0,05	0,25
1	1,73	0,80	0,62	0,55
2	2,91	1,56	1,42	2,26
4	3,59	2,13	1,97	3,60
6	3,35	2,43	2,37	4,45
8	2,67	2,35	2,38	4,65
10	0,47	1,64	1,82	3,95
12	0,00	0,19	0,97	2,93
14	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabla 5 - H

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,34	1,28	1,73	3,79
5	2,17	1,79	2,21	4,70
3	2,90	2,05	2,43	5,20
1	3,12	2,13	2,47	5,20
2	2,88	1,96	2,19	4,77
4	2,22	1,60	1,73	3,91
6	1,27	1,11	1,25	2,84
8	0,52	0,57	0,65	1,64
10	0,02	0,10	0,15	0,50
12	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,00	0,00	0,00	0,08

Tabla 5 - I

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24
11	0,00	0,05	0,60	1,28
9	0,43	1,17	1,38	2,30
7	2,42	1,82	1,98	3,15
5	3,43	2,24	2,24	3,51
3	4,12	2,29	2,18	3,38
1	4,05	2,11	1,93	2,77
2	3,45	1,71	1,41	1,81
4	2,43	1,14	0,79	0,64
6	1,24	0,54	0,20	0,11
8	0,40	0,03	0,06	0,31
10	0,01	0,06	0,12	0,39
12	0,00	0,01	0,13	0,45
14	0,00	0,00	0,00	0,27

Tabla 5 - J

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,56
11	0,00	0,04	0,60	2,09
9	0,27	0,91	1,42	3,49
7	1,51	1,51	2,10	4,76
5	2,25	1,95	2,48	5,48
3	2,80	2,08	2,56	5,68
1	2,78	2,01	2,43	5,34
2	2,32	1,70	2,00	4,59
4	1,52	1,22	1,42	3,46
6	0,62	0,67	0,85	2,20
8	0,02	0,14	0,26	0,92
10	0,02	0,04	0,03	0,02
12	0,00	0,01	0,07	0,14
14	0,00	0,00	0,00	0,12

Tabla 5 - K

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,36	2,37	2,56	4,61
3	3,49	2,06	2,10	3,67
1	2,81	1,52	1,44	2,22
2	1,69	0,78	0,58	0,53
4	0,44	0,03	0,05	0,24
6	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,36

4.4.2. Factor de Llenado y Factor de Sombras

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, hay que **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 un coeficiente, llamado **factor de llenado**, y que en función del grado de su ocupación toma unos valores proporcionales al mismo:

- 0,25 si se ocupa aproximadamente una cuarta parte de la porción.
- 0,50 si se ocupa aproximadamente la mitad de la porción.
- 0,75 si se ocupa aproximadamente tres cuartas partes de la porción.
- 1 si se ocupa aproximadamente la totalidad de la porción.

El factor de llenado se define como la fracción oculta respecto del total de la porción.

El sumatorio de las porciones ocultas por su factor de llenado determina las pérdidas por sombreado en porcentaje.

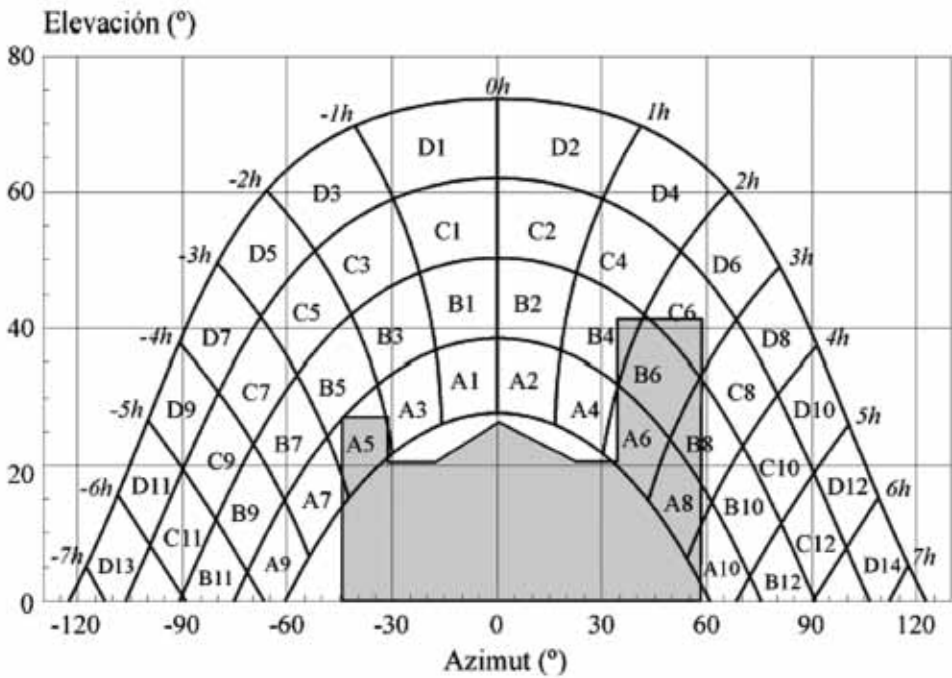
El **máximo porcentaje de sombras permitido** por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE es del **10 %**.

El factor de sombras (FS) se obtiene aplicando la siguiente expresión:

$$FS = \frac{100 - \text{Pérdidas por sombreado (\%)}}{100}$$

4.4.3. Ejemplo

Se calcularán las pérdidas por sombra en una superficie ubicada en Madrid, inclinada 30° y orientada 10° al Sudeste.



$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0	0	0	3
11	0	1	12	44
9	13	41	62	149
7	100	95	127	276
5	184	150	183	387
3	270	188	221	467
1	315	212	243	504
2	317	212	233	499
4	270	189	201	446
6	179	151	165	363
8	98	99	108	255
10	11	42	52	133
12	0	2	10	40
14	0	0	0	2

Pérdidas por sombreado (% de irradiación global incidente anual) =

$$= 0,25 \times B4 + 0,5 \times A5 + 0,75 \times A6 + B6 + 0,25 \times C6 + A8 + 0,5 \times B8 + 0,25 \times A10 = 0,25 \times 1,89 + 0,5 \times 1,84 + 0,75 \times 1,79 + 1,51 + 0,25 \times 1,65 + 0,98 + 0,5 \times 0,99 + 0,25 \times 0,11 = 6,16 \% \approx \mathbf{6 \%}.$$

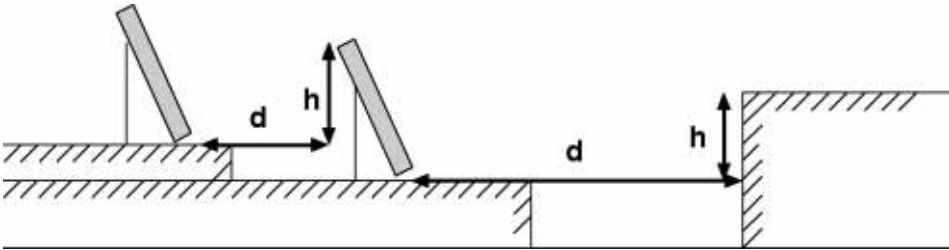
Para el ejemplo, el factor de sombras tiene un valor de:

$$FS = \frac{100 - 6}{100} = 0,94$$

4.5. ALINEACIÓN DE MÓDULOS SOLARES

Cuando se hagan varias alineaciones de módulos solares, como puede ser en una terraza o sobre el terreno, **hay que tener en cuenta las diferentes alineaciones de cada panel por separado.**

El método de cálculo es sencillo y muy gráfico:



La **distancia “d”** medida sobre la horizontal, entre una fila de módulos solares y un **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 de la expresión:

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

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

Algunos valores significativos de “k” se muestran en la tabla incluida a continuación, y están 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

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la que se obtiene sustituyendo en la expresión anterior el valor de “h” por la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente.

4.6. DIMENSIONADO DEL GENERADOR

Para poder dimensionar el generador, se necesita saber cuál es la irradiación sobre el mismo orientado e inclinado, para lo que deberán conocerse los siguientes datos:

$G_{dm}(0)$	<p>Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre una superficie horizontal en kWh/m²día.</p> <p>Este valor se puede obtener a través de las tablas proporcionadas por los distintos Organismos.</p>
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	<p>Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/m²día y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado (FS).</p> <p>Este valor se calcula a partir de la expresión:</p> <p>$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \times K \times FI \times FS$</p> <p>Siendo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • FI = factor de irradiación. FI > 0,8696 • FS = factor de sombreado. FS > 0,9 • FI x FS > 0,8 $K = \frac{G_{dm}(\alpha = 0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$ <p>Este parámetro puede obtenerse de la tabla de orientación e inclinación óptimas.</p>

El **dimensionado mínimo** del generador se hará de acuerdo con los datos anteriores según la expresión:

$$P_{mp,min} = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) PR}$$

Siendo:

- $G_{CEM} = 1 \text{ kW /m}^2$
- $E_D = \text{Consumo de la carga en kWh / día.}$

En instalaciones aisladas, para el rendimiento energético de la instalación o “performance ratio” (PR), se pueden considerar aproximadamente los siguientes valores:

Valores Típicos del PR	
Sistemas con inversor	PR = 0,7
Sistemas con inversor y batería	PR = 0,6
Sistemas Directos	PR = 1

Una vez obtenida la potencia mínima del generador, esta se ajustará conforme a los valores comerciales de módulos solares más próximos, atendiendo a los valores de tensión y potencia nominal, y a otros requerimientos que el diseñador pueda necesitar, puesto que la potencia del campo solar anteriormente calculada, $P_{mp,min}$, puede ser incrementada hasta un 20 %, lo cual permite adaptarse a los valores comerciales con bastante facilidad.

$$P_{mp, \text{máx}} = 1,2 \cdot P_{mp, \text{mín}}$$

En aplicaciones especiales, podrá aumentarse el tamaño del generador si está justificado y no se vea alterado el correcto funcionamiento del resto de los equipos integrantes de la instalación.

Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la siguiente tabla:

Pérdidas de Radiación del Generador	Valor Máximo Permitido (%)
Inclinación y Orientación	20
Sombras	10
Combinación de ambas	20

Con los cálculos anteriores se puede rellenar la **tercera tabla del método del IDAE**.

3. Dimensionado del generador

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
Localidad			
Latitud ϕ			
E_D	kWh/día		Consumo de la carga
Período diseño			Razón:
$(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$			
(α, β)			
$G_{dm}(0)$	kWh/(m ² ·día)		Fuente:
FI			$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} a^2]$
FS			Causa:
PS			
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	kWh/(m ² ·día)		$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$
$P_{mp, min}$	kWp		$P_{mp, min} = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) PR}$

4.7. ELECCIÓN DE LA CAPACIDAD DEL ACUMULADOR

La capacidad del sistema se calculará con la expresión:

$$C_{20} = \frac{A \cdot L_p}{PD_{m\acute{a}x} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{rb}}$$

Siendo:

- C_{20} = Capacidad del acumulador en Ah (*).
- A = Autonomía del sistema en días.

- L_D = Consumo diario medio de la carga en Ah. Se calcula mediante la expresión ED/V_{nom} .
- PD_{max} = Profundidad de descarga máxima.
- η_{inv} = Rendimiento energético del inversor.
- η_{rb} = Rendimiento energético del acumulador + el regulador.

(*) La utilización de C20 en lugar de C100 lleva a sobredimensionar el acumulador un 25 %, pero se compensa con la pérdida de capacidad con el tiempo.

Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de 3 días.

Como caso general, la capacidad nominal de la batería no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en condiciones estándar de medida (CEM) del generador fotovoltaico, aunque en casos muy específicos, donde la necesidad de autonomías elevadas es necesaria por razones de operatividad del sistema, esta condición puede ser mayor.

$$\frac{C_{20}}{I_{cc}} < 25$$

Para poder transformar los datos del acumulador dados en otra escala de tiempo se utilizan las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned} C_{100} / C_{20} &= 1,25 \\ C_{20} / C_{10} &= 1,17 \end{aligned}$$

4.7.1. Consideraciones

- La **autonomía prevista** (A) se puede elegir de 3 o más días en función de la instalación y de la región en la que se encuentre.
- La exigencia mínima del IDAE es de 3 días, pero puede ser demasiado bajo para zonas de baja radiación donde pueden darse períodos largos de días nublados, donde se amplía a 6 ó 7 días.
- Para sistemas rurales domésticos se toman entre 3 y 5 días, y para sistemas de comunicaciones remotos entre 7 y 10 días de autonomía.
- El pliego de condiciones técnicas impone una **limitación a la hora de sobredimensionar los acumuladores en exceso** ya que de ser así, el ciclo de llenado del generador a máxima potencia necesitaría mucho tiempo para cargar el acumulador y no estaría trabajando de forma idónea.
- Se tomará el valor normalizado inmediatamente superior al que resulte del cálculo.
- Las tensiones del regulador se ajustan de forma que la **profundidad de descarga máxima sea del 70 %**.
- La eficiencia energética del inversor se estima en el 85 %, y la del regulador más el acumulador en el 81 %.

Con todo esto ya se puede cubrir la **cuarta tabla del método del IDAE**:

4. Dimensionado final del sistema

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
P_{mp}	Wp		Potencia pico del generador
C_{20}	Ah		Capacidad nominal del acumulador
PD_{max}			Profundidad de descarga máx. permitida por el regulador
η_{inv}			Rendimiento energético del inversor
η_{rb}			Rendimiento energético del regulador-acumulador
V_{NOM}	V		Tensión nominal del acumulador
L_D	Ah		Cosumo diario de la carga ($L_D = E_D/V_{NOM}$)
A	Días		Autonomía: $A = \frac{C_{20} PD_{max} \eta_{inv} \eta_{rb}}{L_D}$
C_{20}/I_{sc}	h		$C_{20}/I_{sc} < 25$ para el caso general

4.8. ELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Llegado este punto hay que **determinar los elementos que forman la instalación.**

En función de la envergadura de la instalación, es decir, de la potencia del campo solar que se obtenga, se determinará la tensión de trabajo de la instalación, en lo que al sistema de acumulación se refiere.

En consecuencia, se pueden establecer unos valores de referencia para determinar la tensión de trabajo en función de la potencia obtenida según la siguiente tabla.

Referencias de Elección	
Potencia < 400 Wp	12 V
400 Wp < Potencia < 5.000 Wp	24 ó 48 V
Potencia > 5.000 Wp	48 – 110 V

Las **baterías monoblock se fabrican en sistemas de 12 V**, por lo que en general, se utilizarán sistemas de corriente continua de 12, 24 ó 48 V. Por otro lado, las baterías estacionarias se fabrican en sistemas de 2 y 6 V.

Las **instalaciones pequeñas** pueden ser suministradas en **corriente continua**, por lo que serán más baratas al no precisar de inversor, pero se encarecerá el coste de los cables al tener que utilizar elevadas intensidades.

En las **instalaciones que requieran suministro en corriente alterna**, por tener receptores de estas características, habrá que realizar una instalación eléctrica en baja tensión que permita el suministro de los receptores.

4.8.1. Elección del Inversor

Para poder elegir el inversor adecuado, se deberá **conocer cuáles son los niveles de tensión que se manejarán** tanto del lado de corriente continua como de alterna.

La potencia mínima del inversor está condicionada por el rendimiento del mismo en función de la onda de salida.

Tipo de Inversor		Rendimiento al 20 % de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
Onda senoidal	$P_{NOM} < 500 \text{ VA}$	> 80 %	> 70 %
	$P_{NOM} > 500 \text{ VA}$	> 85 %	> 80 %
Onda no senoidal		> 85 %	> 80 %

Se considera que los inversores son de onda senoidal si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5 % cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20 % hasta el 100 % de la potencia nominal.

La potencia nominal del inversor será la potencia de las cargas dividida por su rendimiento.

$$P_{NOM} = \frac{\text{Potencia cargas}}{\eta}$$

Pérdidas en el Cableado

Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, **los conductores de la parte de continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior** incluyendo cualquier terminal intermedio, a los valores especificados a continuación (referidos a la tensión nominal continua del sistema):

- Entre generador y regulador / inversor: 3 %.
- Entre regulador y batería: 1 %.
- Entre inversor y batería: 1 %.
- Entre regulador e inversor: 1 %.
- Entre regulador / inversor y cargas: 3 %.

4.8.2. Regulador de Carga

El regulador **se seleccionará atendiendo a la máxima intensidad que pueda manejar**. Debe soportar:

- Un incremento del 25 % de la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida (CEM).

Máxima intensidad soportada en la línea del generador $> 1,25 \cdot I_{CC\ CEM}$

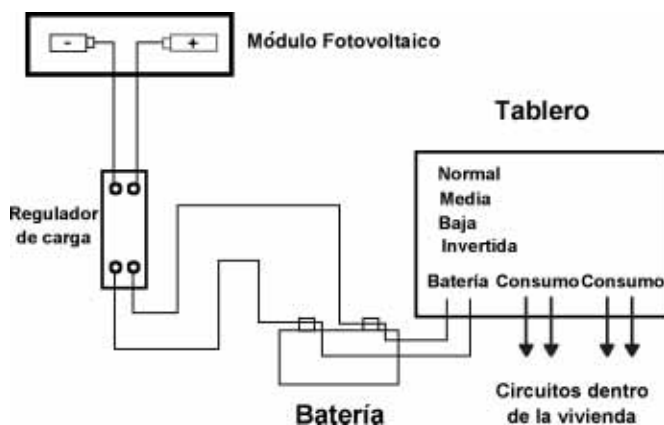
- Un incremento del 25 % de la corriente máxima de la carga de consumo.

Máxima intensidad soportada en la línea de consumo $> 1,25 \cdot I_{máx\ carga}$

4.8.3. Esquemas de Conexión Básicos

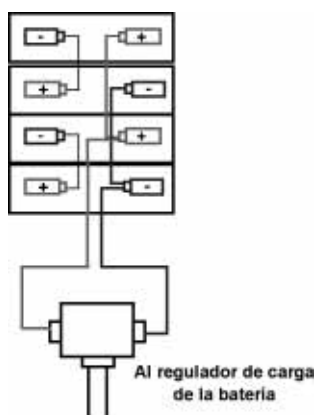
En función de las tensiones requeridas se tienen los siguientes esquemas.

Instalación en 12 V_{cc} con 1 módulo y regulador de 12 V_{cc}

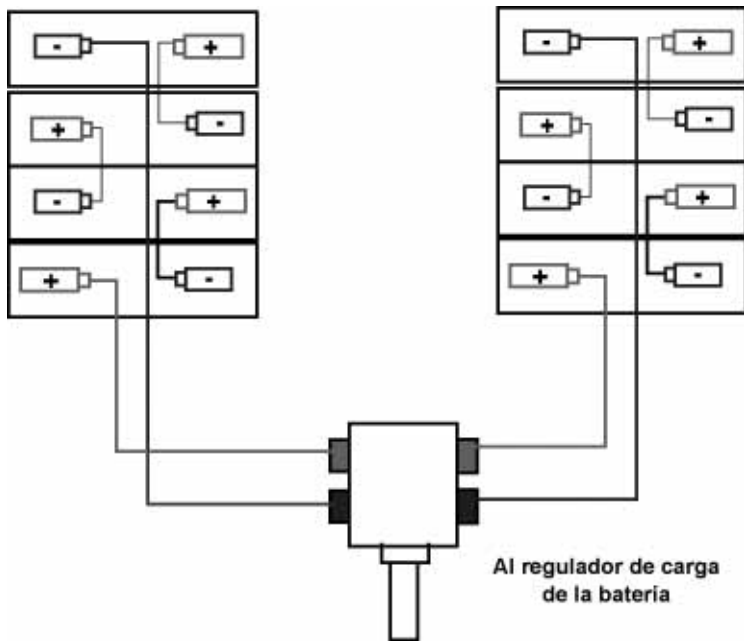


Instalación en 24 V_{cc} con 4 módulos de 24 V_{cc}

Para alimentación de equipos de comunicaciones pueden llegar a necesitarse tensiones superiores a los 12 V_{cc}. Las tensiones de trabajo típicas son 24 y 48 V_{cc}.



Instalación en 48 V_{cc} con 8 módulos de 48 V_{cc}



4.9. HOJA DE CÁLCULO EXCEL

Para facilitar el cálculo de la instalación, se adjunta una hoja Excel, que se explica a continuación para su correcto funcionamiento.

4.9.1. Estructura de la Hoja

La hoja de datos está estructurada en **tres pestañas**:

“Radiación”	Ofrece datos estadísticos acerca de temperaturas, radiación solar, latitud, altitud, etc., de los distintos emplazamientos que se pueden seleccionar.
“Módulos”	Es una base de datos de módulos solares en donde aparecen las principales características ofrecidas por los fabricantes. Tiene una capacidad de hasta 100 módulos, y se pueden añadir introduciendo la información adecuada en las casillas correspondientes.
“Cálculo”	Es la pestaña de trabajo. En ella se realizan todas las operaciones de cara a obtener los datos relativos a la instalación solar propuesta como: número de módulos solares necesarios, potencia pico a instalar, capacidad de los acumuladores, etc.

4.9.2. Pestaña de Trabajo

La pestaña de trabajo es la pestaña “Cálculo”, y los colores utilizados corresponden con la naturaleza de los datos que aparecen en las casillas que se somborean con ellos.

Verde	Son las casillas donde se requiere que el usuario introduzca un dato, bien por teclado o mediante una selección procedente de los datos que se ofrecen en los desplegables.
Gris	Estas casillas ofrecen el resultado de una operación o de una selección de datos que aparece en una celda adjunta.

Amarillo	Estas casillas ofrecen datos procedentes de la selección de un modelo de módulo fotovoltaico que figura en la base de datos (pestaña “Módulos”), y su contenido se vuelca automáticamente al seleccionar el modelo.
Azul	En estas casillas aparecen recomendaciones acerca de los rangos considerados como óptimos del dato que se debe introducir en la casilla adjunta.
Rojo	En estas casillas se indican anomalías en la selección de datos de la celda adjunta, que dan lugar a discrepancias con los rangos establecidos.

No deben ser manipuladas ninguna de las celdas que no sean de color verde, puesto que se perderían los datos que aparecen en su interior, y por tanto, resultaría dañado el proceso de cálculo.

4.9.3. Pasos para Cubrir la Hoja

Para rellenar la hoja de cálculo de una instalación fotovoltaica aislada se han de seguir los siguientes pasos.

4.9.3.1. Obtención de los Datos Geográficos y Climatológicos

Seleccionar la ubicación de la instalación introduciendo el nombre de la provincia en cada caso. Se debe respetar la mayúscula inicial y los acentos, ya que si no se obtendrían datos erróneos.

Una vez seleccionada la ubicación, aparecerán automáticamente los datos de latitud, radiación, temperatura, etc.

Provincia:	Asturias
Latitud de cálculo:	43,37
Latitud [°/min.]:	43,22
Altitud [m]:	232,00
Humedad relativa media [%]:	70,00
Velocidad media del viento [Km/h]:	1,00
Temperatura máxima en verano [°C]:	26,00
Temperatura mínima en invierno [°C]:	-2,00
Variación diurna:	9,00
Grados-día. Temperatura base 15/15 (UNE 24046):	979
Grados-día. Temperatura base 15/15 (UNE 24046):	1200

4.9.3.2. Estimación de las Cargas Diarias Previstas en la Instalación

Introducir los datos de las potencias de cada receptor previsto, indicando (según tabla):

- Potencia.
- Tensión de trabajo.
- Horas de utilización al día.
- Etc.

Receptor	Potencia (W)	Tensión (V)	Horas/día	Uds.	Consumo (Wh)	Cons. C.C. (Wh)	Cons. C.A. (Wh)	% Simult.	C.C. con simultaneidad	C.A. con simultaneidad
Luminaria tipo 1					0,0	0,0	0,0	100	0,00	0,00
Luminaria tipo 2					0,0	0,0	0,0		0,00	0,00
Luminaria tipo 3					0,0	0,0	0,0		0,00	0,00
Radio					0,0	0,0	0,0		0,00	0,00
TV					0,0	0,0	0,0		0,00	0,00
Cargador teléfono					0,0	0,0	0,0		0,00	0,00
Nevera					0,0	0,0	0,0		0,00	0,00
Herramienta 1					0,0	0,0	0,0		0,00	0,00
Herramienta 2					0,0	0,0	0,0		0,00	0,00
Herramienta 3					0,0	0,0	0,0		0,00	0,00
Otros 1					0,0	0,0	0,0		0,00	0,00
Otros 2					0,0	0,0	0,0		0,00	0,00
Autoconsumos					0,0	0,0	0,0	100	0,00	0,00
TOTALES					0,0	0,0	0,0		0	0,00
					Wh/día	Wh/día	Wh/día		W	A

4.9.3.3. Cálculo de la Radiación Prevista en la Ubicación Seleccionada

Introducir el mes de diseño y la variable K, según los cuadros de selección adjuntos.

Introducir manualmente el ángulo de azimut e inclinación de los módulos solares y el % correspondiente al cálculo del factor de sombras (FS).

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor
Consumo diario medio	E_D	Wh/día	0,00
Periodo de diseño (Mes más desfavorable)	-	Anual	▼
Radiación media del lugar donde se ubica la instalación	$G_{dm}(0)$	kWh/día	2,98
Variable de diseño en función del periodo de diseño	K		1,15
Ángulo de compensación de inclinación en función del periodo diseño	ϕ	Grados	-10
Inclinación óptima en función del periodo de diseño	β_{opt}	Grados	33,37
Ángulo de desvío del módulo solar respecto al sur (Azumut)	α_r	Grados	20
Ángulo de inclinación respecto a horizontal del módulo solar (0 a 90°)	β_r	Grados	45
Factor de Irradiación	FI	-	0,970
Porcentaje de radiación incidente sobre el plano orientado e inclinado	-	%	96,98
Porcentaje de pérdidas de radiación por orientación e inclinación	-	%	3,02
Porcentaje de sombras según metodología de cálculo	-	%	8,00
Factor de sombras	FS	-	0,920
Valor medio mensual de radiación diaria sobre plano orientado α_r, β_r	$G_{dm}(\alpha_r, \beta_r)$	Wh/m ² día	3.052,82

4.9.3.4. Cálculo de la Potencia Necesaria en la Instalación

Se ha de introducir:

- Coeficiente de eficiencia de la instalación en función de las condiciones de trabajo, según el cuadro de selección adjunto.
- Tensión de trabajo, según cuadro de selección adjunto.
- Módulo seleccionado, según cuadro de selección adjunto.
- Profundidad de descarga máxima de los acumuladores.
- Días de autonomía de la instalación.

- Tensión de trabajo de los acumuladores, según cuadro de selección adjunto.
- Rendimiento del inversor (de no existir este elemento poner 100).
- Rendimiento del conjunto regulador – acumulador.

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor
Eficiencia instalación en condiciones de trabajo para periodo diseño	PR	Con inversor	0,7
Potencia mínima a instalar	$P_{mp} \text{ min}$	Wp	0
Potencia máxima a instalar ($P_{mp} \text{ min} + 20\%$)	$P_{mp} \text{ max}$	Wp	0

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	Comentarios
Tensión de trabajo (V)	-	12		Tensión de trabajo recomendada 12 V

Marca	ATERSA A-120		
Modelo	A-120		
Potencia nominal	$P_{max} \text{ (Wp)}$	Wp	120
Tolerancia	Tol	%	5
Tensión nominal	V_{MPP}	V	16,9
Corriente nominal	I_{MPP}	A	7,100
Configuración	-	V	24
I_{sc}	I_{sc}	A	7,7
Peso	-	Kg	0

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	Comentarios
Consumo medio diario de la carga en Ah	L_D	Ah	0,9	
Profundidad de descarga máxima de las baterías	PD_{max}	%	70	Si existen descargas profundas habituales, PD_{max} hasta 60%. Si no existen, PD_{max} hasta 90%.
Autonomía del sistema	A	Días	3	
Tensión nominal de un acumulador o batería	V_b	V	12	
Rendimiento del inversor	η_{inv}	%	85	
Rendimiento regulador-acumulador	η_{rb}	%	81	

4.9.3.5. Resultados

Una vez introducidos todos los datos, siguiendo las indicaciones y recomendaciones de los cuadros de comentarios, aparecen los resultados energéticos de la instalación proyectada, en lo referente a potencia

total a instalar, número de ramas, tensión y potencia por rama, capacidad del acumulador y su número y, en su caso, la potencia del inversor.

Número de módulos totales necesarios	—	Uds	**
Potencia total a instalar	—	Wp	**
Número de ramas en paralelo	—	Uds	**
Número de módulos necesarios por rama	—	Uds	**
Potencia por rama	—	Wp	**
Tensión por rama	—	V	**
Intensidad de cortocircuito del generador $I_{CC(gen, CBM)}$	$I_{CC(gen, CBM)}$		**
Capacidad nominal del acumulador en C_{24}, C_{48}, C_{144} ($C_{144} / C_{24} = 1,25$, $C_{48} / C_{24} = 1,14$)	$C_{24} // C_{48} // C_{144}$	Ah	•
$C_{24} / I_{CC(gen, CBM)}$ (Esta relación es orientativa. Se puede prescindir en casos donde el tipo de instalación necesite grandes autonomías)	—	Uds	**
Tensión nominal del acumulador	V_{NOM}	V	**
Número de baterías en serie	n_{BS}	Uds	**
Intensidad máxima a soportar por regulador en la línea de generador	$I_{REG\ Generador}$	A	**
Intensidad máxima a soportar por regulador en la línea de consumo $1,25 \times (I_{C.C.} + I_{C.A.} / n_{BS})$ (considerando simultaneidad)	$I_{REG\ Consumo}$	A	•,••
Potencia nominal mínima del inversor (considerando simultaneidad)	$P_{Inv\ Nominal}$	W	•

5.

**INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS
CONECTADAS A RED.
CÁLCULOS Y DIMENSIONAMIENTO**

Las nuevas tendencias de la política mundial dan prioridad a la preservación del medio ambiente, y promueven la utilización de fuentes renovables y limpias para la producción de energía eléctrica.

Las administraciones españolas han desarrollado legislación específica para regular los aspectos técnicos, administrativos y económicos con el fin de establecer un escenario que tenga como consecuencia un incremento de la potencia instalada.

Este tipo de instalaciones constan fundamentalmente de un campo fotovoltaico de paneles que producen la energía y un inversor que realiza la inyección de esa energía en la red eléctrica.

OBJETIVOS

Adquirir las competencias necesarias para realizar correctamente instalaciones conectadas a la red de suministro eléctrico cumpliendo con la legislación vigente.

CONOCIMIENTOS

- Instalaciones Fotovoltaicas de Conexión a Red.
- Dimensionamiento de la Instalación.

5.1. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS DE CONEXIÓN A RED

Dentro del mundo de la energía solar fotovoltaica, el campo denominado “Instalaciones Conectadas a Red” es el más utilizado.

Estos sistemas **se basan en captar la radiación solar emitida hacia la Tierra todos los días del año y transformarla en energía eléctrica** mediante la instalación de un campo fotovoltaico, compuesto por paneles solares.

Posteriormente, esa energía generada se vierte directamente en la red de distribución eléctrica mediante un inversor de corriente específico para este tipo de instalaciones. Al contrario que en los sistemas aislados, la energía captada no se almacena en acumuladores para aprovecharla en periodos de baja o nula radiación solar.

Estas instalaciones, y de una forma básica, las podemos dividir en dos tipos:

— **Sobre una edificación:**

Esencialmente el sistema se compone de un campo de paneles fotovoltaicos y un **inversor** de características especiales, y que **es el elemento clave de la conexión**.

A continuación se muestra un **ejemplo de instalación** de conexión a red.



— **En el suelo:**

Se trata de centrales solares fotovoltaicas, generalmente son grandes extensiones con paneles fotovoltaicos que pueden estar fijos al terreno y con sistemas de seguimiento solar a fin de optimizar la captación de radiación solar.

Normalmente estas instalaciones se ubican en la proximidad de subestaciones o líneas eléctricas que faciliten su conexión a la red eléctrica.



Características de un Sistema de Conexión a Red

- **No puede contar con ningún mecanismo de acumulación de energía (baterías),** por tanto:
 - El mantenimiento de la instalación resulta algo más sencillo.
 - Los costes de conservación son más baratos.
- **Si la instalación se realiza en un emplazamiento donde ya exista un consumo, por ejemplo un edificio, el usuario no percibe ningún cambio en el servicio eléctrico,** manteniendo la misma seguridad de suministro y sabiendo que cada kW que produzca el generador contribuirá a disminuir la generación de energía eléctrica por otros medios contaminantes.

Características de un Sistema de Conexión a Red

En este caso los consumos se atienden mediante el suministro convencional ya existente, mientras que la energía generada se vierte en su totalidad a la red de distribución.

- **Las grandes instalaciones de conexión a red suelen darse en forma de grandes huertas solares** que permiten la recuperación de la inversión y la generación de beneficios continuos para el inversionista durante toda la vida de la instalación fotovoltaica.

Este tipo de instalaciones han de ser proyectadas conforme a la normativa medioambiental, debido a su impacto en el entorno.

Además, se deberá tener en cuenta la capacidad de las líneas de distribución, y en su caso de los centros de transformación, a las que se pretende verter la energía generada.

5.1.1 Condiciones de Diseño de una Instalación Conectada a Red

Las condiciones de diseño que aquí se citan están recopiladas básicamente del Código Técnico de la Edificación (CTE), dentro de la Exigencia Básica HE 5: “Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica”, y del pliego de condiciones del IDAE.

5.1.2. Sistemas Generadores Fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones **UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada**, así como **estar cualificados por algún laboratorio reconocido**, como por ejemplo:

— Centro Nacional de Energías Renovables CENER.

- Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT.
- Join Research Centre Ispra, etc.

El módulo fotovoltaico **llevará de forma claramente visible** e indeleble:

- Modelo y nombre o logotipo del fabricante.
- Identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Características Técnicas

- 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 del encapsulante.
- Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.
- La estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos cuando las tensiones nominales en continua superen los 48 V se **conectarán a tierra**.
- Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) **para la desconexión**, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una **de las ramas del resto del generador**.

5.1.3. Inversores

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, con la radiación solar existente, pueda proporcionar.

Los inversores que se utilizan en instalaciones conectadas a red son específicos, puesto que deberán asegurar el seguimiento de los valores de tensión y frecuencia de la red de distribución a la que están conectados, así como impedir el funcionamiento en modo isla en caso de que se descargue la línea para realizar labores de mantenimiento.

Deberán cumplir los requisitos especificados en el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de distribución, en cuanto a:

- Forma de conexión.
- Rangos de tensión y frecuencia admitidos.
- Factor de potencia.
- Dispositivos y elementos de seguridad con que debe contar la instalación en general, etc.

El IDAE en su pliego señala las siguientes **pautas para inversores conectados a la red**:

Características Técnicas

- El principio de funcionamiento será una fuente de corriente.
- Serán **autoconmutados**.
- Tendrán un seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.
- 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.
 - Frecuencias 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 la 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.
- Cada inversor incorporará, al menos, los **controles manuales** siguientes:
 - Encendido y apagado general del inversor.
 - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz. Podrá ser externo al inversor.

Características Eléctricas

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10 % superiores a las condiciones estándar de medida (CEM). Además soportará picos de magnitud un 30 % superiores a las CEM durante periodos 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 hubiera) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y al 90 % y 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada, deberá ser superior a 0,95 entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de **potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá verter energía en red.**
- Los inversores tendrán un **grado de protección** mínimo:
 - IP20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles.
 - IP30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles.
 - IP65 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.
 - Entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

5.1.4. Protecciones

Las instalaciones realizadas en baja tensión cumplirán con lo dispuesto en el **Real Decreto 1663/2000** (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con el esquema unifilar que aparece en la **Resolución de 31 de mayo de 2001**.

En conexiones a la red trifásicas, 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 V respectivamente) serán para cada fase.

Se dispondrá de:

- Interruptor magnetotérmico en el punto de conexión, accesible a la E.D.
- Interruptor diferencial.
- Interruptor automático de la interconexión con relé de enclavamiento accionado por variación de tensión (0,85 - 1,1 Vm) o frecuencia (49 - 51 Hz).
- Separación galvánica entre la red de distribución y la instalación fotovoltaica.

El inversor debe cumplir los niveles de emisión e inmunidad frente a armónicos y compatibilidad electromagnética. En general, varias de estas protecciones están adaptadas a los inversores comerciales; así sucede con la separación galvánica, con las protecciones de máxima y mínima tensión y frecuencia.

5.1.5. Cableado

Los **conductores serán de cobre** y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos:

- Los conductores de la **parte de continua** deberán tener la sección suficiente para que la **caída de tensión sea inferior al 1,5 %**.

- Los conductores de la **parte de alterna** deberán tener la sección suficiente para que la **caída de tensión sea inferior al 2 %**. (En ambos casos se tomarán como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones).
- Se incluirá toda la longitud de cable de continua y de alterna, debiendo 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**.

5.1.6. Puesta a Tierra de las Instalaciones Fotovoltaicas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el **Real Decreto 1663/2000** (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

5.1.7. Comentarios Generales

Las condiciones técnicas indicadas son las de obligado cumplimiento según el R.D. 1663/2000. Sin embargo existe **más normativa** que es necesario aplicar y que se resume en lo siguiente:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).
- Especificaciones Técnicas Particulares de las Comunidades Autónomas, como por ejemplo Andalucía.
- Especificaciones Técnicas Particulares de la Compañía Distribuidora.
- Normas nacionales que afecten a los equipos que componen las instalaciones fotovoltaicas.

Consideraciones Técnicas	
Puesta a Tierra	<ul style="list-style-type: none">• Para que el interruptor diferencial obligatorio por el R.D. 1663/2000 funcione, la instalación debe estar puesta a tierra.• La estructura soporte metálica de los módulos fotovoltaicos, así como los marcos de éstos, se conectarán a tierra, como medida de seguridad frente a descargas de origen atmosférico.• Cuando la tensión de la parte de corriente continua es superior o igual a 48 V, es obligatorio por el REBT que se instalen medios de protección contra contactos indirectos. <p>En general se emplea la clase II de los equipos, así los paneles y los cables deben ser de esta clase. No obstante, en instalaciones grandes y con elevados niveles de tensión en corriente continua se recomienda instalar un detector de defecto de aislamiento.</p>

Consideraciones Técnicas	
Otras Medidas	<ul style="list-style-type: none"> • Pensar en la posibilidad de retirar el inversor para su reparación, para lo cual deben existir cajas de conexiones, interruptores o terminales de clase II, de forma que cuando se retire el inversor no mantengan tensión ni en la parte de continua ni en la de alterna. <p>En la parte de alterna se puede utilizar un interruptor frontera, y en la de continua un interruptor general, seccionador fusible o terminal clase II.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pensar en la posibilidad de reparar o limpiar un módulo fotovoltaico cuando la tensión en la parte de continua es elevada ($> 120\text{ V}$), en cuyo caso se debe disponer de interruptores intermedios en el campo fotovoltaico o terminales clase II para interconectar los módulos en serie, de manera que cuando se acceda a un módulo, la tensión máxima alcanzable sea menor de 48 V.

5.2. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

A diferencia de una instalación aislada, donde se deben satisfacer unas necesidades energéticas, las instalaciones conectadas a red tienen como objetivo la producción energética para, posteriormente, ser introducida en la red de distribución.

Dado que no hay dichas necesidades, estas instalaciones buscan una buena producción energética para obtener unos resultados económicos tales que hagan atractivos los tiempos de retorno de la inversión inicial.

En consecuencia, el procedimiento de dimensionamiento de estas instalaciones difiere con el de las instalaciones aisladas, aunque en ambos casos llegan a manejarse en una gran mayoría las mismas expresiones para el cálculo de algunos parámetros.

Básicamente se busca conocer la producción energética de un **campo solar**, que estará **definido por las características técnicas del módulo solar y del inversor empleados**.

Con carácter general, el dimensionamiento, y en consecuencia la potencia de las instalaciones solares fotovoltaicas, pueden estar condicionados por los siguientes factores:

- Condiciones económicas.
- Condiciones del espacio físico en donde se va a implantar la instalación.
- Condiciones de la capacidad en el punto de conexión a la red.
- Condiciones de la capacidad de evacuación de energía de la línea eléctrica.
- Otros condicionantes (urbanísticos, ambientales, etc.).

En este caso, la instalación tendrá una potencia que resulte de satisfacer dichos posibles condicionantes, y el dimensionamiento se efectuará conforme a lo que se indica a continuación.

Además de lo anterior, algunas de las instalaciones solares fotovoltaicas pueden estar sujetas al cumplimiento de la HE 5 del CTE. En este caso, la potencia mínima a instalar está condicionada por el tipo de edificación y su superficie construida, así como por la zona climática en donde se ubique ésta.

Estos requerimientos mínimos son objeto de un capítulo específico que aparece más adelante. La instalación solar deberá tener, como mínimo, una potencia que será la resultante de aplicar la fórmula 2.1 recogida en la HE 5 del CTE.

El **método de dimensionamiento** es el siguiente:

- Determinar la cantidad de energía incidente disponible en la ubicación de la instalación.
- Determinar las pérdidas por efecto de la orientación e inclinación del campo de captación, así como de las sombras, si las hubiese.
- Definir los principales elementos que constituyen la instalación. Si la instalación está sujeta al cumplimiento del CTE, la potencia del campo solar y la potencia nominal del inversor deberán cumplir los requisitos mínimos establecidos en éste.
- Determinar el valor que define el rendimiento de la instalación (PR) y que contemple la eficiencia de los elementos integrantes y su respuesta ante factores como la temperatura, el comportamiento de la red, factores ambientales, etc.
- Estimar la producción energética mensual y anual de la instalación.

5.2.1. Determinación de la Cantidad de Energía Incidente Disponible en la Ubicación de la Instalación: $G_{dm}(\alpha, \beta)$

Tal y como se indicó en el caso de las instalaciones aisladas, se determina mediante el empleo de tablas:

- El **Nivel de radiación** incidente por unidad de superficie horizontal (valor promedio de un día del mes) del lugar elegido para el emplazamiento de la instalación, expresado en kWh/(m² día). Este dato se obtiene utilizando la tabla del **Anexo I**, y realizando la oportuna conversión de unidades, puesto que estos valores están expresados en MJ/(m² día). Se realizará un estudio mes a mes del nivel de radiación.
- Los valores de **Factores de corrección K** para el cálculo de la energía incidente sobre una superficie inclinada, correspondiente al plano de captación de los módulos solares, una vez conocida la incidente sobre una superficie horizontal. De este factor de corrección K debe tomarse también el correspondiente para

cada mes, conforme a los datos que figuran en las tablas del **Anexo III.**

En consecuencia, para la **determinación de Gdm (α, β) de cada mes** se procedería de la siguiente manera:

$$\text{Gdm}(\alpha, \beta)_{\text{enero}} = \text{Gdm}(0)_{\text{enero}} \times K_{\text{enero}} \times \text{FI} \times \text{FS}$$

$$\text{Gdm}(\alpha, \beta)_{\text{diciembre}} = \text{Gdm}(0)_{\text{diciembre}} \times K_{\text{diciembre}} \times \text{FI} \times \text{FS}$$

5.2.2. Determinación de Pérdidas por Orientación e Inclinación y Sombras

Se trata de determinar los valores para los factores FI y FS ya vistos en el caso de las instalaciones aisladas. Para este caso existen unos valores límite para las pérdidas por orientación e inclinación y de sombras, fijados por el CTE en la HE 5 en la Tabla 2.2 “Pérdidas límite” y que son los siguientes:

Tabla 2.2. Pérdidas límite

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15%
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

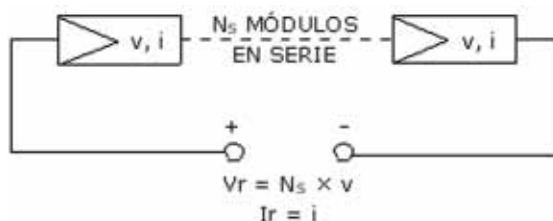
5.2.3. Definir los Principales Elementos que Constituyen la Instalación

En este apartado se deben definir los elementos que van a formar parte de la instalación, puesto que sus características técnicas intervendrán en el diseño de la misma:

- **Módulo solar a emplear:** se deben conocer:
 - La potencia pico.
 - Las tensiones máximas en condiciones de trabajo
 - Las tensiones en circuito abierto.
 - Las intensidades máximas en condiciones de trabajo y en cortocircuito.

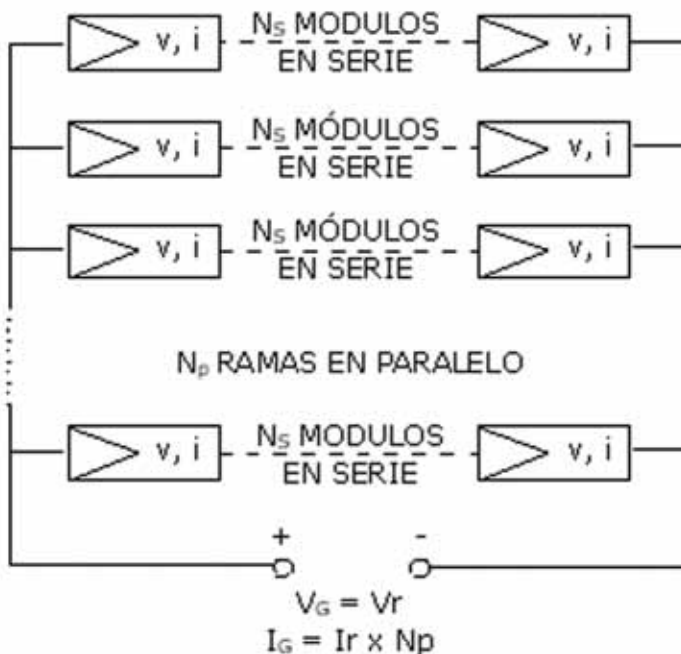
Estos datos se obtienen de los valores de catálogo ofrecidos por el fabricante. Conocidos estos datos se podrán establecer las condiciones de las ramas fotovoltaicas, que no podrán sobrepasar los valores máximos fijados por el fabricante para el inversor.

- **Inversor de corriente a emplear:** determinará los valores máximos para los datos anteriormente citados relativos a los módulos solares, así como su potencia máxima de entrada y la potencia nominal o de salida. Se debe tener en cuenta que la potencia nominal de la instalación es la suma de la potencia nominal de cada uno de los inversores puestos en paralelo.
- Una vez conocidos los módulos fotovoltaicos y el inversor a emplear, se debe establecer la **forma de conexión de los módulos** solares, formando ramas con módulos en serie de tal forma que no se superen los valores máximos permitidos de tensión máxima en condiciones de trabajo y de tensión en circuito abierto que soporta el inversor.



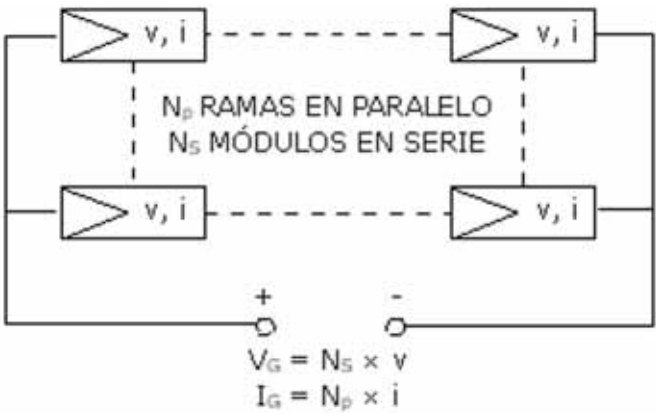
Tensión de la Rama Formada	$V_{rama} (V_r) = V_{módulo} (v) \times N^{\circ} \text{ módulos en serie } (N_s)$
Intensidad de la Rama Formada	$I_{rama} (I_r) = I_{módulo} (i)$

- Conocidas las condiciones de rama, se determina el **número de ramas iguales en paralelo que se pueden conectar a cada inversor**, lo cual estará limitado por la intensidad máxima en condiciones de trabajo y en cortocircuito que éste soporta. El número de ramas en paralelo forma el generador fotovoltaico.



Tensión e Intensidad del Generador Fotovoltaico Formado	
Tensión	La de las ramas puestas en paralelo: $V_G = V_r$
Intensidad	Suma de la intensidad de cada una de las ramas: $I_G = I_r \times N_p$

- La configuración campo fotovoltaico e inversor a emplear se denomina **grupo**, y se diseñaran tantos grupos como requiera la potencia del campo solar a instalar.



Es posible que sean necesarias varias combinaciones entre módulos, inversores y formas de conexión de las ramas y los grupos hasta llegar a la configuración definitiva. Incluso puede ser necesario cambiar alguno de los elementos inicialmente previstos por imposibilidad de adaptación a la configuración propuesta.

Ejemplo de Configuración de un Grupo

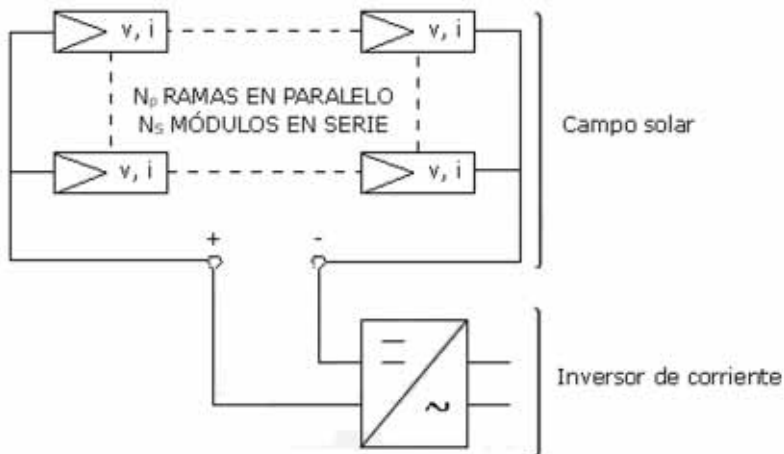


Diagrama de Bloques de una Instalación Fotovoltaica Conectada a Red



5.2.4. Rendimiento Energético de la Instalación (PR)

Se define el **PR** como la **eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el período de diseño**.

Este factor considera las **pérdidas en la eficiencia energética debidas a:**

- Efecto de la temperatura en las células fotovoltaicas.
- Dispersión de los módulos solares.
- Suciedad de los módulos solares.
- Pérdidas en el cableado.
- Errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- Otros.

Los elementos integrantes del campo solar definen la mayoría de estos parámetros.

PR puede englobar tantos factores como el diseñador pueda cuantificar, a fin de establecer un valor de eficiencia de la instalación lo más aproximado a las condiciones reales.

Se estima mediante la siguiente expresión y su valor varía en el tiempo en función de las distintas condiciones a las que se ve sometida la instalación:

$$PR(\%) = (100 - A - Ptemp) \cdot B \cdot C \cdot D \cdot E \cdot F$$

Cada uno de los **términos de la expresión de PR** se explicará por separado.

- **A** es la suma de otros tres parámetros:

$$A = A1 + A2 + A3$$

<p>A1</p>	<ul style="list-style-type: none"> — Representa la dispersión de los parámetros entre los módulos, debido a que no operan normalmente en las mismas condiciones que las reconocidas como estándar de medida, CEM. — Un rango de valores del 10% es de una dispersión elevada, entre un 5% y un 3% es un valor adecuado, y valores inferiores al 3% se identifican con un buen módulo solar, y en consecuencia, un buen campo solar en este aspecto.
<p>A2</p>	<ul style="list-style-type: none"> — Representa el efecto del polvo y la suciedad depositados sobre los módulos solares. — Es un valor muy variable, puesto que depende del emplazamiento de la instalación. Evidentemente, una instalación próxima a una vía no asfaltada se encontrará más afectada por el polvo que otra situada en una zona urbanizada. Lo mismo se puede esperar con la polución en las ciudades. — La posibilidad de realizar mantenimientos periódicos en este aspecto influye a la hora de estimar este coeficiente. — El rango de valores estaría entre el 2% para instalaciones poco afectadas por el polvo y suciedad, hasta el 8% donde este aspecto puede tener una mayor influencia.
<p>A3</p>	<ul style="list-style-type: none"> — Contempla las pérdidas por reflectancia angular y espectral. — El acabado superficial de las células tiene influencia sobre este coeficiente, presentando mayores pérdidas aquellas células con capas antirreflexivas que las que están texturizadas. — También la estacionalidad influye en este parámetro, aumentando las pérdidas en invierno, así como con la latitud. — Un rango de valores puede estar entre el 2 % para pérdidas bajas, un 4% para pérdidas moderadas y el 6% para pérdidas altas.

- P_{temp} = representa las pérdidas medias anuales debidas al efecto de la temperatura sobre las células fotovoltaicas.

$$P_{temp} (\%) = 100 \cdot [1 - 0,0035 \cdot (T_c - 25)]$$

Siendo T_c la temperatura de trabajo de las células solares.

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) \cdot \frac{E}{800}$$

T_{amb}	Temperatura ambiente en °C.
TONC	Temperatura de operación nominal del módulo fotovoltaico. Este valor lo proporciona el fabricante.
E	Irradiancia solar en W/m ² .

La temperatura de las células se eleva por encima de la temperatura ambiente de forma proporcional a la irradiancia incidente, lo que tiene como consecuencia una reducción del rendimiento de las mismas.

En el silicio cristalino se puede estimar que por cada grado que aumente la temperatura en la célula solar por encima de 25 °C, el rendimiento decrece un 0,4%.

Por **ejemplo**, el rendimiento de una célula fotovoltaica que en condiciones estándar (25° C) es del 15% y en condiciones de funcionamiento su temperatura alcanza los 60° C, será:

$$\text{Rend } T1(\%) = \text{Rend } 25^{\circ}\text{C}(\%) \cdot \left[1 - (T1 - 25) \cdot \frac{0,4}{100} \right]$$

$$\text{Rend } 60^{\circ}\text{C}(\%) = 15 \left[1 - (60 - 25) \cdot \frac{0,4}{100} \right] = 12,9\%$$

La temperatura es un factor a tener en cuenta en el momento de estudiar el emplazamiento de la instalación. Lugares ventilados reducen la temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos presentando mayores rendimientos que aquéllos que no lo están. Es un factor importante en instalaciones que contemplen su integración como un elemento diferenciador.

Puede darse el caso de que la máxima producción de una instalación no se corresponda con los periodos estivales, sino con periodos de primavera y otoño, en donde los índices de radiación son buenos y la temperatura ambiente es menor que en verano, a pesar de contar éste con mayor radiación.

- **B** = coeficiente relacionado con las pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua, es decir, entre los módulos fotovoltaicos y el inversor. Se incluyen las pérdidas en los fusibles, conmutadores, conexiones, etc.

$$B = (1 - Lcab_{cc})$$

El valor máximo admisible para **Lcab_{cc}** es 1,5 % por lo que el valor mínimo de B será 0,985.

- **C** = coeficiente que, al igual que el anterior, está relacionado con las pérdidas en el cableado, pero en este caso en la parte de corriente alterna.

$$C = (1 - Lcab_{ca})$$

El valor máximo admisible para **$Lcab^{ca}$** es 2 % y un valor recomendable es el 0,5 %, por lo que **C** tendrá unos valores comprendidos entre 0,980 y 0,995.

- **D** = está relacionado con las pérdidas por disponibilidad de la instalación. Con este coeficiente se cuantifican las pérdidas debidas al paro de la misma, de forma parcial o total, debido a fallos en la red, mantenimientos, etc.

$$D = (1 - Ldisp)$$

Un valor adecuado para las pérdidas por dispersión es el 5%, por lo que el valor mínimo de **D** será 0,95.

- **E** = representa los valores de eficiencia del inversor. En este caso hay que atender a los valores de rendimiento europeo y a la potencia del inversor a utilizar.

En función de la potencia nominal de salida, como mínimo el valor de **E** será:

Rango de la Potencia Nominal	Inversor menor de 5 kW	Inversor mayor de 5 kW
25 %	0,85	0,90
100 %	0,88	0,92

- **F** = está relacionado con las pérdidas por el no seguimiento del Punto de Máxima Potencia (PMP) y en los umbrales de arranque del inversor.

$$F = (1 - Lpmp)$$

Unos valores de referencia para estas pérdidas pueden ser entre el 5 % y el 10%, pudiendo tomar como valor de referencia el 8%, por lo que F tendrá valores comprendidos entre 0,95 y 0,90.

5.2.5. Estimación de la Producción Energética Mensual y Anual de la Instalación

Para realizar una estimación de la energía diaria aportada por una instalación solar fotovoltaica a la red de baja tensión (E_D), basta con conocer el valor de la radiación disponible en el plano de captación y el rendimiento global de la instalación que se diseña. Se utiliza la siguiente expresión:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}}$$

Siendo:

- E_p = energía estimada producida durante un día del periodo seleccionado (kWh/día).
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ = valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en las condiciones de orientación e inclinación del plano de captación solar (kWh/(m² día)).
- P_{mp} = potencia pico del generador (kWp).
- PR = rendimiento energético de la instalación o “Performance Ratio”.
- G_{CEM} = constante de valor 1 kW/m².

Esta expresión hace una estimación de la energía que produce durante un día una instalación solar fotovoltaica de potencia 1 kWp. Para distinguir que el valor de E_p es relativo a una potencia de 1 kWp, E_p pasa a denominarse E_{p1kWp}

$$E_{p \text{ 1kWp}} = E_p \times 1\text{kWp}$$

Si se quiere conocer la energía producida durante un día por una instalación de potencia distinta a 1 kWp, sólo hay que multiplicar la anterior expresión por la potencia de la instalación dimensionada, expresada en kWp. Y para saber que el valor de E_p calculado considera toda la potencia de la Instalación Conectada a Red (ICR), E_p pasa a denominarse $E_{p \text{ ICR}}$.

Es decir, si la instalación objeto de estudio tiene una potencia de n kWp, el valor de $E_{p \text{ ICR}}$ será:

$$E_{p \text{ ICR}} = E_{p \text{ 1kWp}} \times n \text{ kWp}$$

Lo habitual es realizar una estimación de la energía aportada por la instalación en periodos mensuales. Para ello simplemente ha de incluirse en la anterior expresión el número de días de cada mes:

$$E_p' = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}} \times n^\circ \text{ días}$$

Siendo:

- **E_p'** = energía estimada producida durante el período estudiado, por ejemplo un mes (Kwh/mes).
- **$G_{dm}(\alpha, \beta)$** = valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en las condiciones de orientación e inclinación del plano de captación solar (kWh/(m² día)).
- **P_{mp}** = potencia instalada en el campo solar (kWp).
- **PR** = “performance-ratio”.
- **$n^\circ \text{ días}$** = número de días del mes tomado como base para realizar la estimación energética.

El valor de **E_p** así calculado se corresponde con la energía estimada que produciría una instalación en un mes determinado. Si se realiza esta operación para cada uno de los 12 meses del año, se tendrá una estimación anual de producción energética.

Al igual que antes, se puede conocer la energía producida durante un mes de una instalación solar fotovoltaica de potencia 1 kWp, es decir, $E_{p' \text{ 1 kWp}}$

$$E_{p' \text{ 1kWp}} = E_p \times 1 \text{ kWp}$$

Y de igual manera se puede conocer la energía producida durante un mes por una instalación de potencia distinta a 1 kWp, es decir, que $E_{p' \text{ ICR}}$ será:

$$E_{p' \text{ ICR}} = E_{p' \text{ 1kWp}} \times n \text{ kWp}$$

Para conocer la energía producida por la instalación durante un año, debe realizarse el cálculo antes indicado para cada mes. La suma de la energía producida cada mes será la energía producida anualmente.

Resulta necesario conocer el parámetro denominado *Número de horas equivalentes de una instalación de producción de energía eléctrica*, que se define como el cociente de la producción neta anual expresada en kwh y la potencia nominal de la instalación expresada en kw.

Tal parámetro, definido en el Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, resulta necesario conocerlo puesto que éstas instalaciones tienen derecho a percibir cada año el régimen económico que tengan reconocido, pero hasta alcanzar unos límites en cuanto al número máximo de horas equivalentes de referencia, tomando como inicio las 0 horas del día 1 de enero de cada año.

Dichos límites dependen de la tecnología empleada (instalaciones fijas o con seguimiento a uno o dos ejes) y de la zona climática en

donde se ubiquen conforme a la distribución prevista en el Código Técnico de la Edificación, conforme se verá en el capítulo 6 destinado al marco legal.

Una vez conocidos todos los datos necesarios de la instalación, se pueden realizar los oportunos cálculos. Habitualmente, la forma de presentar los resultados se realiza mediante un estudio pormenorizado mensual en forma de tabla. Valga como ejemplo la siguiente:

Generador $P_{mp} = 1 \text{ kWp}$, orientado al Sur ($\alpha = 0^\circ$) e inclinado 35° ($\beta = 35^\circ$).

Mes	$G_{dn}(0)$ [kWh/(m ² ·día)]	$G_{dn}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$ [kWh/(m ² ·día)]	PR	E_p (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
Promedio	4,51	4,96	0,794	3,94

Cada diseñador puede incluir tantos datos como considere oportunos para el estudio de la instalación propuesta, por lo que puede encontrarse con otras tablas más completas, que aportan datos de producción energética de la instalación, ya sea diaria o mensualmente, así como la retribución económica por kWh introducido en la red. Éste sería el caso de la herramienta informática que se adjunta, y cuyo formato se muestra a continuación:

Mes	$G_{dm}(0)$	K	$G_{dm}(\alpha_i, \beta_i)$	PR	Ep 1 Kwp	Ep' 1 Kwp	Ep ICR	Ep' ICR	Prima
Uds	Kwh/(m ² día)	-	Kwh/(m ² día)	%	Kwh/día	Kwh/mes	Kwh/día	Kwh/mes	Euros/mes
Enero	1,49	1,41	2,10	76,64	1,61	49,879	18,42	571,02	194,15 €
Febrero	2,09	1,31	2,74	76,11	2,09	58,441	23,89	669,03	227,47 €
Marzo	2,90	1,20	3,48	74,12	2,58	79,848	29,48	914,10	310,79 €
Abril	3,58	1,09	3,90	74,60	2,91	87,357	33,34	1.000,06	340,02 €
Mayo	4,24	1,01	4,29	72,61	3,11	96,491	35,63	1.104,63	375,57 €
Junio	4,62	0,98	4,52	71,47	3,23	97,010	37,02	1.110,57	377,59 €
Julio	4,50	1,01	4,55	70,97	3,23	100,022	36,94	1.145,05	389,32 €
Agosto	3,94	1,10	4,34	71,76	3,11	96,487	35,63	1.104,58	375,56 €
Septiembre	3,36	1,25	4,20	73,19	3,07	92,243	35,20	1.056,00	359,04 €
Octubre	2,23	1,42	3,17	74,97	2,38	73,700	27,22	843,72	286,86 €
Noviembre	1,56	1,52	2,37	76,32	1,81	54,231	20,69	620,84	211,09 €
Diciembre	1,19	1,50	1,78	76,80	1,37	42,379	15,65	485,15	164,95 €
					Total	10.624,75	3.612,41		

Esta herramienta informática se presenta en una hoja Excel, y se adjunta para facilitar el dimensionamiento de la instalación. A continuación se explica su manejo para un correcto funcionamiento.

5.2.6. Estructura de la Hoja

La hoja de datos está estructurada en **cuatro pestañas**:

Radiación	Ofrece datos estadísticos acerca de temperaturas, radiación solar, latitud, altitud, etc., de los distintos emplazamientos que se pueden seleccionar para ubicar la instalación solar fotovoltaica.
“Módulos”	Base de datos de módulos solares en donde aparecen las principales características ofrecidas por los fabricantes. Tiene una capacidad hasta 100 módulos, y se pueden añadir más simplemente introduciendo la información adecuada en las casillas correspondientes.

“Inversores”	Base de datos de inversores, en donde aparecen las principales características ofrecidas por los fabricantes. Al igual que la pestaña anterior, se puede ampliar siguiendo la misma metodología.
“CTE HE5”	Pestaña de trabajo que determina la potencia eléctrica mínima que ha de instalarse para cumplir con los requisitos mínimos especificados en la HE 5 del Código Técnico de la Edificación (CTE).
“Cálculo”	Pestaña de trabajo para el dimensionamiento general de la instalación. En ella se realizan todas las operaciones de cara a obtener los datos relativos a la instalación solar propuesta como: número de módulos solares necesarios, potencia pico a instalar, potencia del inversor, etc.
“Tablas Factor de Corrección K”	Contiene las tablas en donde aparece el factor de corrección K para el cálculo de la energía incidente sobre una superficie inclinada.
“Tablas CTE”	Contiene las tablas que maneja la HE5 para determinar la potencia eléctrica mínima y la potencia mínima del inversor a instalar. También contiene las tablas correspondientes a las horas equivalentes de referencia contempladas en el RDL 14/2010.
“Régimen Económico”	Contiene las cuantías económicas por producción de energía eléctrica conforme a lo establecido en la legislación vigente.

- Las pestañas de trabajo habituales por parte del diseñador son las denominadas “CTE HE5” y “Cálculo” y su manejo se indica a continuación.
- Las pestañas denominadas “Módulos” e “Inversores” forman una pequeña base de datos de módulos solares y de inversores de conexión a red respectivamente. El diseñador puede ir aumentando el contenido de estas pestañas conforme tenga información de nuevos productos.
- El resto de las pestañas son tablas de donde la herramienta toma los datos necesarios en cada caso y el diseñador no debe modificar su contenido, salvo que exista una justificada variación de los datos que contienen.

5.2.7. Cumplimiento de la HE5 del CTE

Si el diseño de una instalación debe cumplir con lo establecido en la HE5 “Contribución Fotovoltaica Mínima de Energía Eléctrica” del Código Técnico de la Edificación (CTE), ha de tenerse en cuenta en el mismo la caracterización y cuantificación de las exigencias mínimas de la instalación, y sobre todo la potencia eléctrica mínima y la potencia mínima del inversor.

En este caso, la pestaña “CTE HE 5” sirve para realizar un predimensionamiento de la instalación atendiendo al condicionado de la citada HE5, obteniendo la potencia eléctrica mínima y la potencia mínima del inversor de la instalación que ha de implantarse en la edificación.

Estos extremos serán el objetivo mínimo cuando se realice el dimensionamiento de la instalación empleando para ello la pestaña “Cálculo”. Luego, en este caso, el paso previo de predimensionamiento de la instalación mediante el empleo de esta pestaña es necesario.

Sin embargo, no todas las instalaciones están sujetas a lo establecido en el CTE, luego no es necesario conocer unos requisitos mínimos de

partida para su dimensionamiento. En consecuencia, en estos casos no es necesario el paso por la pestaña “CTE HE5” y puede acudirse directamente al diseño de la instalación empleando la pestaña “Cálculo”.

Ambas pestañas tienen una serie de casillas, aquéllas donde se requiere la introducción de datos o aquéllas en que se ofrecen unos datos-resultado de un cálculo. Están sombreadas y los colores utilizados para ello corresponden con la naturaleza de los datos que aparecen en las casillas asociadas.

Verde	Casillas donde se requiere que el usuario introduzca un dato, bien por teclado o mediante una selección procedente de los datos que se ofrecen en los cuadros desplegable adjuntos.
Gris	Ofrecen el resultado de una operación o de una selección de datos que aparece en una celda adjunta o relacionada con ella.
Amarillo	Ofrecen datos procedentes de la selección de un modelo de módulo fotovoltaico que figura en la base de datos (pestaña “Módulos”) y de un modelo de inversor (pestaña “Inversores”), volcándose su contenido automáticamente al seleccionar el modelo.
Azul	En estas casillas aparecen recomendaciones acerca de los rangos considerados como óptimos del dato solicitado que se debe introducir en la casilla adjunta.
Rojo	En estas casillas se indican anomalías debidas a la selección de datos de la celda adjunta, que dan lugar a discrepancias con los rangos establecidos.

No deben ser manipuladas ninguna de las celdas que no sean de color verde puesto que se perderían los datos que aparecen en su interior y, por tanto, resultaría dañado el proceso de cálculo.

5.2.8. Pasos para Realizar Dimensionamiento de Instalaciones

Existen dos formas de dimensionar la instalación, en función de si la HE5 del CTE es de obligado cumplimiento o no.

Dichas formas se expondrán en los siguientes apartados.

5.2.9. Pestaña “CTE HE5”

Si la instalación debe cumplir con lo especificado en la HE5 del CTE, como ya se comentó anteriormente, debe realizarse un predimensionamiento de la misma mediante el empleo de esta pestaña. Los pasos a seguir para ello son los siguientes:

5.2.9.1. Obtención de los Datos Geográficos y Climatológicos

Seleccionar la ubicación de la instalación introduciendo el nombre de la provincia en cada caso. Se deben respetar la mayúscula inicial y los acentos, ya que si no se obtendrían datos erróneos. Pueden consultarse las ubicaciones disponibles en la pestaña “Radiación”.

Como información adicional puede incluirse la localidad del emplazamiento.

A continuación asignar la zona climática correspondiente para la ubicación de la instalación mediante el empleo del desplegable al uso.

DATOS GEOGRÁFICOS Y CLIMATOLÓGICOS				
6	Provincia	Asturias		Nota: Introducir datos exclusivamente en las casillas correspondientes en color verde.
7	Localidad	Oviedo		
8				
9				
10	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor
11	Zona climática del emplazamiento de la instalación:	—	—	1
12	Coefficiente climático C:	C	—	1,8

Automáticamente aparecerá el coeficiente climático “C” del edificio, correspondiente a la tabla 2.2 de la HE5 del CTE.

5.2.9.2. Ámbito de Aplicación. Tipo de Uso del Edificio

Los edificios, sus usos, y los límites de aplicación de la HE5 del CTE, están definidos en la Tabla 1.1 de dicha HE5.

En consecuencia, hay que definir el uso del edificio y la unidad de dimensión correspondiente en cada caso: m² construidos, plazas o camas.

15	ÁMBITO DE APLICACIÓN. TIPO DE USO DEL EDIFICIO 1				
16					
17	Tipo de uso del edificio 1:		Multienda y centro de ocio de más de 3.000 m ² construido	Escoge para el edificio 1 propuesto, uno de los siete usos previstos en la tabla 1.1 de la HE5 del CTE.	
18					
19	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
20	Superficie construida del edificio 1:	S	m ²	3.000	
21	Número de plazas del edificio 1:	—	Uds		
22	Número de camas del edificio 1:	—	Uds		
23	Coefficiente de uso A del edificio 1:	A	—	0,004608	
24	Coefficiente de uso B del edificio 1:	B	—	7,81	
25					
26					
27	CÁLCULO DE POTENCIA ELÉCTRICA MÍNIMA PARA EL EDIFICIO 1 Y EL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO				
28					
29	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
30	Potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio 1:	P _{el}	kWp	7,500	
31	Potencia eléctrica mínima del inversor a instalar para el edificio 1:	P _{el}	kW	La potencia mínima del inversor es de 510W	

Aparecerán los valores de los coeficientes de uso “A” y “B” del edificio, correspondientes a la tabla 2.1 de la HE5 del CTE.

Asimismo aparecerán los valores de potencia eléctrica mínima y potencia mínima del inversor.

En este punto, cabe indicar que el apartado 2.2 de la HE5 del CTE establece:

Punto 2	<i>“En cualquier caso, la potencia pico mínima a instalar será de 6,25 kWp. El inversor tendrá una potencia mínima de 5 kW.”</i>
Punto 3	<p><i>“La superficie S a considerar para el caso de edificios ejecutados dentro de un mismo recinto será:</i></p> <p><i>a) en el caso que se destinen a un mismo uso, la suma de la superficie de todos los edificios del recinto;</i></p> <p><i>b) en el caso de distintos usos, de los establecidos en la tabla 1.1, dentro de un mismo edificio o recinto, se aplicarán a las superficies construidas correspondientes, la expresión 2.1 aunque éstas sean inferiores al límite de aplicación indicado en la tabla 1.1. La potencia pico mínima a instalar será la suma de las potencias picos de cada uso, siempre que resulten positivas. Para que sea obligatoria esta exigencia, la potencia resultante debe ser superior a 6,25 kWp.”</i></p>

Es decir, que puede haber distintos usos para un mismo edificio, y hay que realizar su estudio por separado. Para ello se dispone de hasta tres usos distintos del edificio, denominados “Edificio 1”, “Edificio 2” y “Edificio 3”.

Nota: entiéndase por Uso 1, Uso 2 y Uso 3 lo que en la pestaña CTE HE5 de la herramienta se denomina como Edificio 1, Edificio 2 y Edificio 3.

Luego para determinar los distintos usos del edificio, caso de que existan, realizar los mismos pasos antes explicados para cada uso.

ÁMBITO DE APLICACIÓN. TIPO DE USO DEL EDIFICIO 1					
15					
16					
17	Tipo de uso del edificio 1:		Vivienda y centro de ocio de más de 3.000 m ² construido		
18	Escala para el edificio 1 propuesto, una de los siete usos previstos en la tabla 1.1 de la NRE del CTE				
19	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
20	Superficie construida del edificio 1:	S	m ²	3.200	
21	Número de plazas del edificio 1:	—	Uds.	Introduzca el número de plazas si esta variable condiciona el límite de aplicación del tipo de edificio	
22	Número de camas del edificio 1:	—	Uds.	Introduzca el número de plazas si esta variable condiciona el límite de aplicación del tipo de edificio	
23	Coefficiente de uso A del edificio 1:	A	—	0,004990	
24	Coefficiente de uso B del edificio 1:	B	—	-7,81	
25					
26					
27	CÁLCULO DE POTENCIA ELÉCTRICA MÍNIMA PARA EL EDIFICIO 1 Y EL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO				
28	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
29	Potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio 1:	P _{el}	kWp	7,580	
30	Potencia eléctrica mínima del inversor a instalar para el edificio 1:	P _{ai}	kW	La potencia mínima del inversor es de 5 kW	
31					
32	ÁMBITO DE APLICACIÓN. TIPO DE USO DEL EDIFICIO 2				
33					
34	Tipo de uso del edificio 2:		Administrativa de más de 4.000 m ² construido		
35	Escala para el edificio 2 propuesto, una de los siete usos previstos en la tabla 1.1 de la NRE del CTE				
36	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
37	Superficie construida del edificio 2:	S	m ²	5.000	
38	Número de plazas del edificio 2:	—	Uds.	Introduzca el número de plazas si esta variable condiciona el límite de aplicación del tipo de edificio	
39	Número de camas del edificio 2:	—	Uds.	Introduzca el número de plazas si esta variable condiciona el límite de aplicación del tipo de edificio	
40	Coefficiente de uso A del edificio 2:	A	—	0,001223	
41	Coefficiente de uso B del edificio 2:	B	—	1,360000	
42					
43					
44	CÁLCULO DE POTENCIA ELÉCTRICA MÍNIMA PARA EL EDIFICIO 2 Y EL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO				
45	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
46	Potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio 2:	P _{el}	kWp	7,48	
47	Potencia eléctrica mínima del inversor a instalar para el edificio 2:	P _{ai}	kW	La potencia del inversor debe ser dimensionada acorde a la potencia eléctrica mínima del campo solar	
48					
49	ÁMBITO DE APLICACIÓN. TIPO DE USO DEL EDIFICIO 3				
50	Tipo de uso del edificio 3:		Supermercado de más de 5.000 m ² construido		
51	Escala para el edificio 3 propuesto, una de los siete usos previstos en la tabla 1.1 de la NRE del CTE				
52	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
53	Superficie construida del edificio 3:	S	m ²	6.000	
54	Número de plazas del edificio 3:	—	Uds.	Introduzca el número de plazas si esta variable condiciona el límite de aplicación del tipo de edificio	
55	Número de camas del edificio 3:	—	Uds.	Introduzca el número de plazas si esta variable condiciona el límite de aplicación del tipo de edificio	
56	Coefficiente de uso A del edificio 3:	A	—	0,001875	
57	Coefficiente de uso B del edificio 3:	B	—	-3,130000	
58					
59					
60	CÁLCULO DE POTENCIA ELÉCTRICA MÍNIMA PARA EL EDIFICIO 3 Y EL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO				
61	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
62	Potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio 3:	P _{el}	kWp	8,12	
63	Potencia eléctrica mínima del inversor a instalar para el edificio 3:	P _{ai}	kW	La potencia del inversor debe ser dimensionada acorde a la potencia eléctrica mínima del campo solar	
64					

85	RESULTADOS				
86					
87	CÁLCULO DE POTENCIA ELÉCTRICA MÍNIMA PARA EL EDIFICIO CONJUNTO Y EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO				
88					
89	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
90	Potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio 1:	P_{E1}	kWp	7,56	
91	Potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio 2:	P_{E2}	kWp	7,48	
92	Potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio 3:	P_{E3}	kWp	8,12	
93					
94					
95	Total potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio conjunto:	P_E	kWp	23,16	La potencia del inversor debe ser dimensionada acorde a la potencia eléctrica mínima del conjunto de la instalación
96					
97	Potencia total mínima del inversor para el edificio conjunto:	P_{IE}	kW	18,524	

Si existe un único uso del edificio, deben cubrirse los datos relativos al “ÁMBITO DE APLICACIÓN. TIPO DE USO DEL EDIFICIO 1”, marcando para el resto de usos la opción “No existe edificio” de los desplegados correspondientes.

15	ÁMBITO DE APLICACIÓN. TIPO DE USO DEL EDIFICIO 1				
16					
17	Tipo de uso del edificio 1:	Multitenido y centro de ocio de más de 3.000 m ² construido	Elija para el edificio 1 propuesto, una de los siete usos previstos en la tabla 1.1 de la NBE del CTE		
18					
19	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
20	Superficie construida del edificio 1:	S	m ²	3.260	Introduzca el número de plantas si esta variable condiciona el límite de aplicación del tipo de edificio
21	Número de plantas del edificio 1:	—	Uds.		Introduzca el número de plantas si esta variable condiciona el límite de aplicación del tipo de edificio
22	Número de camas del edificio 1:	—	Uds.		Introduzca el número de plantas si esta variable condiciona el límite de aplicación del tipo de edificio
23	Coefficiente de uso A del edificio 1:	A	—	0,004686	
24	Coefficiente de uso B del edificio 1:	B	—	0,781	
25					
26					
27	CÁLCULO DE POTENCIA ELÉCTRICA MÍNIMA PARA EL EDIFICIO 1 Y EL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO				
28					
29	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
30	Potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio 1:	P_{E1}	kWp	7,560	Se considera esta potencia a efectos de dimensionamiento del sistema
31	Potencia eléctrica mínima del inversor a instalar para el edificio 1:	P_{IE1}	kW		La potencia mínima del inversor es de 5 kW
32					
33	ÁMBITO DE APLICACIÓN. TIPO DE USO DEL EDIFICIO 2				
34					
35	Tipo de uso del edificio 2:	No existe edificio	Elija para el edificio 2 propuesto, una de los siete usos previstos en la tabla 1.1 de la NBE del CTE		
36					
37	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
38	Superficie construida del edificio 2:	S	m ²	5.000	Introduzca el número de plantas si esta variable condiciona el límite de aplicación del tipo de edificio
39	Número de plantas del edificio 2:	—	Uds.		Introduzca el número de plantas si esta variable condiciona el límite de aplicación del tipo de edificio
40	Número de camas del edificio 2:	—	Uds.		Introduzca el número de plantas si esta variable condiciona el límite de aplicación del tipo de edificio
41	Coefficiente de uso A del edificio 2:	A	—	0,000000	
42	Coefficiente de uso B del edificio 2:	B	—	0,000000	
43					
44					
45	CÁLCULO DE POTENCIA ELÉCTRICA MÍNIMA PARA EL EDIFICIO 2 Y EL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO				
46					
47	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
48	Potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio 2:	P_{E2}	kWp	0,30	Se considera esta potencia a efectos de dimensionamiento del sistema
49	Potencia eléctrica mínima del inversor a instalar para el edificio 2:	P_{IE2}	kW		Para este edificio 2, se obtiene una potencia eléctrica negativa, no se considera en el cálculo del edificio conjunto y no se dimensiona el inversor
50					

66					
67					
68	ÁMBITO DE APLICACIÓN. TIPO DE USO DEL EDIFICIO 3				
69					
70	Tipo de uso del edificio 3: <div style="border: 1px solid black; border-radius: 15px; padding: 2px; display: inline-block;"> No existe edificio </div>	Escoge para el edificio 3 apropiado, una de las siete usos previstos en la tabla 9.1 de la NBE del CTE			
71					
72	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
73	Superficie construida del edificio 3	S	m ²	8.996	
74	Número de plantas del edificio 3	—	Uds		Introduzca el número de plantas de esta variable condicional en la tabla de aplicación del tipo de edificio.
75	Número de camas del edificio 3	—	Uds		Introduzca el número de camas de esta variable condicional en la tabla de aplicación del tipo de edificio.
76	Coefficiente de uso A del edificio 3	A	—	0.000000	
77	Coefficiente de uso B del edificio 3	B	—	0.000000	
78					
79					
80	CÁLCULO DE POTENCIA ELÉCTRICA MÍNIMA PARA EL EDIFICIO 3 Y EL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO				
81					
82	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
83	Potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio 3	P _{el}	kWp	0,00	Las condiciones del edificio del tipo 3, una potencia eléctrica mínima para las condiciones de cálculo del consumo.
84	Potencia eléctrica mínima del inversor a instalar para el edificio 3	P _{in}	kW		Para este edificio 3 se obtiene una potencia eléctrica negativa. No se cumplirá con el requisito del edificio conectado a redes inteligentes. El inversor

Una vez definido el o los usos del edificio, los resultados de las exigencias de potencia eléctrica mínima y de la potencia mínima del inversor aparecen a continuación, ya sea para el caso de un edificio con varios usos o para un edificio con un solo uso.

85	RESULTADOS				
86					
87					
88	CÁLCULO DE POTENCIA ELÉCTRICA MÍNIMA PARA EL EDIFICIO CONJUNTO Y EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO				
89					
90	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
91	Potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio 1:	P_{e1}	kWp	7,66	
92	Potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio 2:	P_{e2}	kWp	7,46	
93	Potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio 3:	P_{e3}	kWp	8,13	
94					
95	Total potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio conjunto:	P_i	kWp	23,16	La potencia del inversor debe ser dimensionada de acuerdo a la potencia eléctrica mínima del conjunto de la instalación.
96					
97	Potencia total mínima del inversor para el edificio conjunto	P_{ie}	kW	18,524	

Resultados para casos de varios usos en el edificio

85	RESULTADOS				
86					
87	CÁLCULO DE POTENCIA ELÉCTRICA MÍNIMA PARA EL EDIFICIO CONJUNTO Y EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO				
88					
89					
90	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	
91	Potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio 1	P_{e1}	kWp	7,36	
92	Potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio 2	P_{e2}	kWp	0,00	B edificio 2 no existe o no está definido
93	Potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio 3	P_{e3}	kWp	0,00	B edificio 3 no existe o no está definido
94					
95	Total potencia eléctrica mínima a instalar para el edificio conjunto:	P_e	kWp	7,36	La potencia del inversor debe ser dimensionada acorde a la potencia eléctrica mínima del conjunto de la instalación.
96					
97	Potencia total mínima del inversor para el edificio conjunto	P_{iE}	kW	6,048	

Resultados para casos de un solo uso en el edificio

Los resultados obtenidos de potencia eléctrica mínima y potencia mínima del inversor serán los objetivos mínimos de dimensionamiento de la instalación cuando se emplee la pestaña “Cálculo”.

5.2.10. Pestaña “Cálculo”

Si la instalación debe cumplir con lo especificado en la HE5 del CTE, los resultados obtenidos del predimensionamiento de la misma mediante el uso de la pestaña “HE5 CTE” serán los objetivos a alcanzar cuando se diseñe la instalación en la pestaña “Cálculo”.

Por el contrario, si no hay exigencia alguna en cuanto a una potencia eléctrica mínima a instalar, se puede acceder directamente al diseño mediante el uso de esta última pestaña.

En ambos casos los pasos a seguir son los siguientes:

5.2.10.1. Obtención de los Datos Geográficos y Climatológicos

Seleccionar la ubicación de la instalación introduciendo el nombre de la provincia en cada caso. Se deben respetar la mayúscula inicial y los acentos, ya que si no se obtendrían datos erróneos. Pueden consultarse las ubicaciones disponibles en la pestaña “Radiación”.

Una vez seleccionada la ubicación, aparecerán automáticamente los datos de latitud, radiación, temperatura, etc.

1	DATOS GEOGRÁFICOS Y CLIMATOLÓGICOS													
4														
5														
6														
7														
8														
9														
10														
11														
12														
13														
14														
15														
16														
17	Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
18	Tª media ambiente [°C]	9,30	9,40	11,30	12,30	14,10	17,00	19,50	19,50	18,10	15,10	12,00	10,10	14,0
19	Radi. horiz. [kWh/m²/año]	8,360	7,536	10,426	12,892	15,280	18,622	18,204	14,196	12,100	8,940	5,810	4,272	10,712
20	Radi. horiz. [kWh/m²/año]	1,49	2,09	3,90	3,59	4,24	4,62	4,50	3,94	3,38	2,23	1,56	1,19	2,98
21														
22	ORIGEN DE LOS DATOS:	Libro "Radiación Solar Sobre Superficies Inclinadas".												
23	ORGANISMO:	Centro de Estudios de la Energía (Ministerio de Industria y Energía)												

5.2.10.2. Cálculo de la Radiación Prevista en la Ubicación Seleccionada

Seleccionar el tipo de instalación conforme a lo indicado en la Tabla 2.2 de la HE5 del CTE, mediante el uso del desplegable adjunto. Aparecerán unos valores límite relativos al Factor de Irradiación FI, Factor de Sombras FS, pérdidas por Orientación e Inclinación POI, así como la combinación de estas últimas y las pérdidas por Sombras PS (POI + PS).

A continuación aparece el ángulo de inclinación óptimo β_{opt} en función de la latitud de la ubicación de la instalación.

Introducir el ángulo de azimut e inclinación de los módulos solares y el porcentaje de sombras PS obtenido del uso del método previsto para ello, y fijado en el apartado 3.4 de la HE5 del CTE.

CÁLCULO DE RADIACIÓN PARA EL LUGAR SELECCIONADO				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
33				
34				
35				
36				
37				
38				
39				

También aparecerán, entre otros, los datos relativos al Factor de Irradiación FI, Factor de Sombras FS, pérdidas por Orientación e Inclinación POI, así como la combinación de estas últimas y las pérdidas por Sombras PS (POI + PS) de la instalación propuesta. Estos valores han de ser inferiores a los valores límite antes comentados.

Finalmente han de determinarse qué valores ha de tomar K, que relaciona la radiación en el plano horizontal con la recibida en un plano inclinado. En este caso el diseñador tiene dos opciones:

- Que la propia herramienta informática seleccione, de los prefijados en las tablas en función de la latitud e inclinación de los módulos, los más adecuados y los incorpore directamente al cálculo.
- Que se aporten valores que el diseñador considere adecuados, incorporándolos posteriormente en la columna “K” de tabla denominada “Resultados” que se comentará más adelante.

En consecuencia, en la casilla adjunta a la denominada “Variable de diseño en función del periodo de diseño”, si se opta por la primera opción debe introducirse el valor uno (1). Por el contrario, si se opta por la segunda opción, debe introducirse el valor cero (0).

CÁLCULO DE RADIACIÓN PARA EL LUGAR SELECCIONADO				
				Tipo de instalación
				General
				Valores límite (%)
				POI 10 PS 15 POI+PS 15
				Comentarios
30	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor
31	Inclinación óptima en función del periodo de diseño	β_{opt}	Grados	33,37
32	Ángulo de Azimut	α_f	Grados	0
33	Ángulo de inclinación respecto a la horizontal del módulo solar (0 a 90)	β_s	Grados	33
34	Factor de irradiación	FI	-	1,000
35	Porcentaje de radiación incidente en el plano, ya orientado e inclinado	-	%	100,00
36	Porcentaje de pérdidas de radiación por orientación e inclinación	POI	%	0,00
37	Porcentaje de sombras según metodología de cálculo	PS	%	0,00
38	Factor de sombras	FS	-	1,000
39	Total pérdidas orientación e inclinación + pérdidas por sombras	POI+PS	%	0,00
40				
41			Inclinación tablas fi	Elección
42	Variable de diseño en función del periodo de diseño	K	35	1
43				

Puede tomar los valores ya prefijados por las tablas, o introducir otros valores de los mencionados en el apartado "Recapitulación" que el diseñador considere oportunos. En el primer caso introduzca en esta casilla el valor 1 (uno). Para considerar otros valores de K, introduzca en esta casilla el valor 0 (cero) + introduzca posteriormente los valores mencionados de K en el apartado "Recapitulación" columna "K".

5.2.10.3. Datos Relativos al Sistema

Se ha de introducir:

- Tipo de tecnología, para indicar si es una instalación fija, una instalación con seguimiento a 1 eje o finalmente, una instalación con seguimiento a 2 ejes. Para ello seleccionarse el tipo de tecnología mediante el uso del desplegable adjunto indicado.
- Modelo del módulo fotovoltaico, y en caso de que aparezca en la casilla adjunta a la denominada "Tonc" el mensaje "Dato no disponible. Buscar en catálogo. Valor de referencia 45", introducir este valor en dicha casilla.
- Modelo del inversor.

DATOS RELATIVOS AL SISTEMA					
Tipo de tecnología		Instalación fija			
Datos del módulo solar					
Referencia		Comentarios			
Marca y modelo		0			
Potencia nominal	P_{MAX}	Wp	0		
Tolerancia	Tol	%	0		
Tensión nominal en el punto máxima potencia	V_{MPP}	V	0		
Tensión máxima en circuito abierto	V_{OC}	V	0		
Corriente nominal en el punto de máxima potencia	I_{MPP}	A	0,000		
Corriente de cortocircuito	I_{SC}	A	0		
Tonc	TONC	°C	45		
Datos del inversor					
Parámetro		Símbolo	Unidad	Valor	Comentarios
Referencia					
Marca y modelo		0			
Potencia nominal	P_{NOM}	W	0	Dato no disponible. Consultar con el fabricante	
Potencia máxima CC en campo solar	P_{CCMAX}	W	0	Dato no disponible. Consultar con el fabricante	
Potencia mínima CC en campo solar	P_{CCMIN}	W	0	Dato no disponible. Consultar con el fabricante	
Tensión máxima CC en operación en el campo solar	V_{CCMAX}	V	0	Dato no disponible. Consultar con el fabricante	
Tensión mínima CC en operación en el campo solar	V_{CCMIN}	V	0	Dato no disponible. Consultar con el fabricante	
Tensión de conexión CC en el campo solar	V_{CONCC}	V	0	Dato no disponible. Consultar con el fabricante	

[RADIACIÓN](#) / [MÓDULOS](#) / [INVERSORES](#) / [CTE HES](#) / [CÁLCULO](#) / [TABLAS FACTOR CORRECCIÓN K](#) / [Tablas CTE](#) / [RÉGIMEN ECONÓMICO](#) / [14](#)

46	Datos del módulo solar				
47	Referencia	ISOFOTON I-106(24V)			Comentarios
48	Marca y modelo	ISOFOTON I-106(24V)			
49	Potencia nominal	P_{MAX}	Wp	106	
50	Tolerancia	Tol	%	±	
51	Tensión nominal en el punto máxima potencia	V_{MPP}	V	24,8	
52	Tensión máxima en circuito abierto	V_{OC}	V	43,2	
53	Corriente nominal en el punto de máxima potencia	I_{MPP}	A	3,090	
54	Corriente de cortocircuito	I_{SC}	A	3,27	
55	Terc:	TONC	°C	45	
56	Datos del inversor				
77	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	Comentarios
79	Referencia	SUNWAYS NT 4000			
80	Marca y modelo	SUNWAYS NT 4000			
81	Potencia nominal	P_{NOM}	W	3.300	
82	Potencia máxima CC en campo solar	$P_{CC MAX}$	W	4.125	
83	Potencia mínima CC en campo solar	$P_{CC MIN}$	W	1.550	
84	Tensión máxima CC en operación en el campo solar	$V_{CC MAX}$	V	650	
85	Tensión mínima CC en operación en el campo solar	$V_{CC MIN}$	V	350	
86	Tensión de conexión CC en el campo solar	$V_{CON CC}$	V	410	
87	Tensión de desconexión CC en el campo solar	$V_{DESCON CC}$	V	340	
88	Tensión máxima en circuito abierto CC en el campo solar	$V_{OC MAX}$	V	750	
89	Intensidad máxima CC en operación en el campo solar	$I_{CC MAX}$	A	10	
90	Rendimiento máximo	η_{MAX}	%	37	

Con el módulo fotovoltaico e inversor elegidos hay que determinar:

- El número de módulos que forman cada rama fotovoltaica
- El número de ramas en paralelo que se pueden conectar a cada inversor.

Esta asociación de ramas fotovoltaicas e inversor se denomina grupo, por lo que finalmente ha de definirse el número de grupos iguales al definido anteriormente para formar la instalación.

Estos datos se introducen en las casillas adjuntas a las denominadas:

- Número de módulos en serie.
- Número de ramas en paralelo.
- Número de grupos (conjunto inversor y ramas como los proyectados).

93	Determinación de los grupos				
94	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	Comentarios
95	Número de módulos en serie	—	Uds	12	
96	Tensión por rama en punto de máxima potencia	$V_{MPP\ MAX\ R}$	V	418	
97	¿Supera la tensión de conexión del inversor con la rama proyectada?	—	V	SI	
98	Tensión en circuito abierto de la rama	$V_{OC\ MAX\ R}$	V	518	
99	Corriente por rama en el punto de máxima potencia	$I_{MPP\ MAX\ R}$	A	3,05	
100	Corriente de cortocircuito por rama	$I_{CC\ MAX}$	A	3,27	
101	Potencia por rama	$P_{pot\ rama}$	kWp	1,272	
102					
103	Número de ramas en paralelo	—	Uds	3	
104					
105	Potencia del campo solar para cada inversor	$P_{SOLAR\ /INV}$	kWp	3,816	
106					
107	Potencia nominal inversor/Potencia de las ramas conectadas al mismo	—	%	88,48	
108					
109	Corriente máxima de entrada al inversor	$I_{MAX\ INV}$	A	9,810	
110					
111	Número de grupos: ¿Conjunto inversor y ramas como los proyectados?	—	Uds	3	
112					
113	Potencia total instalada en campo solar (Suma de la instalada por grupo)	$P_{SOLAR\ ICR}$	kWp	11,448	
114					
115	Potencia nominal de instalación (Suma de potencia nominal inversores)	$P_{NOM\ ICR}$	kW	9,900	

El diseñador ha de considerar en la fase de formación de ramas y grupos los valores resultantes de tensiones, intensidades y potencias del campo solar, puesto que éstos son los que van a ser soportados por el inversor en la parte de DC.

Para que la instalación tenga un funcionamiento correcto, estos valores no pueden sobrepasar los máximos fijados por el fabricante para evitar la destrucción del inversor. Asimismo deben ser tales que aseguren que para un funcionamiento normal el inversor puede comenzar a funcionar con el propósito de realizar la conexión y vertido de energía a la red.

5.2.10.4. Pérdidas

Se han de introducir los valores de las pérdidas:

- Pérdidas por presencia de polvo y suciedad sobre los módulos solares.
- Pérdidas por reflectancia angular y espectral en los módulos solares.

- Pérdidas en el cableado DC.
- Pérdidas en el cableado AC.
- Pérdidas por disponibilidad.
- Pérdidas en seguimiento del PMP.

Estos valores han de estar dentro de los límites permitidos. En los cuadros de comentario adjuntos figuran valores de referencia.

117	CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS				
118					
119	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	Comentarios
120	Pérdida por dispersión en módulos	A1	%	5	Valor de referencia 3 a 5%
121	Pérdidas por presencia de polvo y suciedad sobre módulos solares	A2	%	1,25	Bajas 2%, Moderadas 4%, Altas 6%
122	Pérdidas por reflectancia angular y espectral en los módulos solares	A3	%	1,25	Bajas 2%, Moderadas 4%, Altas 6%
123	Total pérdidas en el generador	A	%	8	
124					
125	Pérdidas en el cableado DC	B	1,5	0,995	(100-Pérdidas)/100. Máximo 1,5%
126	Pérdidas en el cableado AC	C	1,5	0,995	(100-Pérdidas)/100. Máximo 2%
127	Pérdidas por disponibilidad	D	5	0,990	d
128	Pérdidas por rendimiento del inversor	E	-	0,970	Mínimo 88% si $P_{\text{max}} \leq 5 \text{ kW}$ y 92% si $P_{\text{max}} > 5 \text{ kW}$
129	Pérdidas en seguimiento del PMP	F	5	0,990	(100-Pérdidas)/100. Valor de referencia 5

5.2.10.5. Resultados

Para determinar el régimen económico de la instalación fotovoltaica, que establece la cuantía económica que el titular de la instalación recibe por cada kWh introducido en la red, ha de elegirse una de las tres tipologías previstas en el art. 3 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología; modificado por el Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

En consecuencia, debe elegirse una de las tres opciones previstas en el desplegable adjunto a la casilla “Tipología de la instalación”.

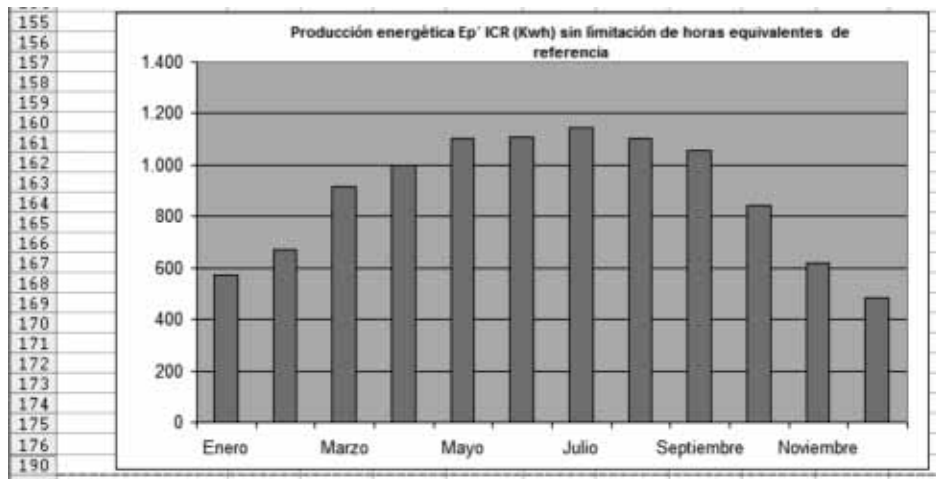
Estas opciones son las siguientes:

Tipo I.1	<ul style="list-style-type: none"> — Instalaciones ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a uso residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario. — En todos los casos, cuando en su interior exista un punto de suministro de potencia contratada por al menos un 25 por ciento de la potencia nominal de la instalación que se pretende ubicar durante los primeros veinticinco años a contar desde el primer día del mes siguiente al acta de puesta en marcha de la instalación de producción. — Instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreadamiento, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana. — Potencia inferior o igual a 20 kW. — Se excluyen expresamente las instalaciones ubicadas sobre estructuras de invernaderos y cubiertas de balsas de riego, y similares.
Tipo I.2	Instalaciones del tipo I.1 con una potencia superior a 20 kW.
Tipo II	Instalaciones no incluidas en los tipos I.1 e I.2 anteriores.

Conforme a lo dispuesto en el RD 1578/2008, para que las instalaciones puedan ser inscritas en el Registro de preasignación de retribución de primas, su potencia máxima será de 2 MW para instalaciones del Tipo I y de 10 MW para las instalaciones del Tipo II.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
132	RESULTADOS														
133															
134	Tipología de la instalación: Tipo 1.1 (P hasta 20 kW)														
135	Incentivo económico (c€/KWh introducido en la red)														
136	34														
137	Mes	$G_{gen}(D)$	K	$G_{gen}(\alpha_z, \beta_p)$	PR	Ep 1 Kwh	Ep 1 Kwh	Ep ICR	Ep ICR	Prom	ICR Instalación Conectada a Red (€/Kwh)				
138	Unidad	Kwh/m² (da)	-	Kwh/m² (da)	%	Kwh/da	Kwh/m²	Kwh/da	Kwh/m²	Euro/m²					
139	Enero	1,48	1,41	2,10	76,84	1,81	48,879	18,42	571,02	194,15 €					
140	Febrero	2,28	1,31	2,74	76,11	2,06	53,441	23,89	669,03	227,47 €					
141	Marzo	3,96	1,20	3,48	74,12	2,55	79,846	29,49	914,10	315,79 €					
142	Abril	3,58	1,09	3,90	74,66	2,91	67,267	33,34	1.203,96	349,02 €					
143	Mayo	4,24	1,01	4,29	72,61	3,11	96,491	36,63	1.194,62	375,57 €					
144	Junio	4,62	0,98	4,52	71,47	3,23	97,010	37,02	1.118,57	377,59 €					
145	Julio	4,58	1,01	4,55	70,87	3,23	100,022	36,94	1.145,05	388,32 €					
146	Agosto	3,94	1,10	4,34	71,78	3,11	98,487	36,63	1.104,08	375,56 €					
147	Septiembre	3,36	1,25	4,20	73,19	3,07	92,243	35,28	1.096,00	359,04 €					
148	Octubre	2,23	1,42	3,17	74,67	2,38	73,786	27,23	843,72	286,86 €					
149	Noviembre	1,56	1,52	2,37	76,32	1,81	54,231	20,09	620,94	211,09 €					
150	Diciembre	1,18	1,50	1,78	76,86	1,37	42,379	16,63	495,15	164,95 €					
151	Comentarios														
		Producción energética Ep' ICR (Kwh) sin limitación de horas equivalentes de referencia									Total	10.624,75	3.612,41		
152															

Finalmente se añade un gráfico que representa la producción energética de la instalación propuesta a lo largo del año.



El gráfico representado representa la producción energética de la instalación diseñada, pero sin atender a las posibles limitaciones de horas equivalentes que le pudiesen ser de aplicación conforme a lo establecido en el RDL 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se

establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

5.2.11. Pestaña “Régimen Económico”

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red tienen derecho a percibir una prima económica por la energía entregada. El importe de la prima se determina conforme al procedimiento de cálculo descrito en el capítulo III del RD 1578/2008.

En la página web de la Secretaría de Estado del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, concretamente en el apartado denominado “Productores en régimen especial” existe un submenú denominado “Registro de pre-asignación de retribución para instalaciones fotovoltaicas” donde se publica periódicamente información sobre las instalaciones que se registran en cada convocatoria y también los datos referentes a los cupos de potencia así como las tarifas que serán de aplicación a las instalaciones para las siguientes convocatorias.

Dicha información se encuentra disponible en la siguiente dirección electrónica:

<http://www.mityc.es/ENERGIA/ELECTRICIDAD/REGIMENESPECIAL/Paginas/InstalacionesFotovoltaicas.aspx>

El proyectista debe consultar las tarifas que le serán de aplicación a la instalación para la convocatoria que pretenda inscribirla en el Registro de pre-asignación de asignación para instalaciones fotovoltaicas.

Dichos datos deben ser incorporados en la correspondiente tabla según la tipología de la instalación.

VALORES TARIFA REGULADA Art. 11 RD 1578/2008 (c€/kWh)		
1	Tipo I.1 (P hasta 20 kW)	28,8821
2	Tipo I.2 (P mayor a 20 kW)	20,3726
3	Tipo II (P hasta 10 MW)	13,4585

Para el caso del ejemplo, los valores de las tarifas que se indican son los que serían de aplicación para la convocatoria del segundo trimestre de 2011, y que también figuran por defecto en la herramienta informática. Dichos valores son los que el proyectista debe actualizar periódicamente conforme a lo indicado anteriormente.

6.

**MARCO LEGAL ECONÓMICO–ADMINISTRATIVO
DE LA CONEXIÓN A RED**

El rápido desarrollo de la energía solar fotovoltaica en España, al igual que en Alemania, ha tenido lugar gracias a la elevada retribución de la energía eléctrica producida e inyectada en la red. Dicho sistema de retribución está englobado en el denominado Régimen Especial de producción de la energía eléctrica.

Las administraciones españolas han desarrollado legislación específica para regular los aspectos técnicos, administrativos y económicos con el fin de establecer un escenario que tenga como consecuencia un incremento de la potencia instalada.

Los objetivos previstos en el Plan de energías renovables a 2010 se han superado con creces y han producido un encarecimiento del sistema eléctrico, que es quien al final soporta estas retribuciones; por ello el Gobierno se ha visto obligado a modificar las tarifas que se aplican, así como el cupo de potencia a instalar cada año.

OBJETIVOS

Adquirir las competencias necesarias para calcular la retribución de las instalaciones y el conjunto de trámites necesarios para poder tener derecho a la retribución establecida.

CONOCIMIENTOS

- Evolución de la Legislación de Conexión a Red.
- Instalaciones Fotovoltaicas. Aplicación de la Legislación Actual.

6.1. EVOLUCIÓN DE LA LEGISLACIÓN DE CONEXIÓN A RED

La legislación aplicable a instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red ha ido evolucionando muy rápidamente en los últimos años.

La **Ley del Sector Eléctrico 54/1997**, de 24 de noviembre de 1997, establece un nuevo marco para el funcionamiento del sistema eléctrico español.

Esta ley señala la existencia de **dos sistemas de generación de energía eléctrica**:

- Uno denominado **ordinario**, donde están las instalaciones de energía eléctrica convencional, así la nuclear, la térmica, los ciclos combinados, la hidráulica, etc.
- Por otro lado hay un **régimen especial** donde entran las energías renovables, las cuales tienen prioridad en el acceso a la red eléctrica y cobran unos precios establecidos oficialmente. La ley establece que un 12% de la energía primaria ha de ser producida por energías renovables en el año 2010 en España.

Posteriormente, se publicaron varios **Reales Decretos** que fijaron el régimen especial y además se desarrolló legislación concreta para la conexión a red de instalaciones fotovoltaicas.

RD 1663/2000

Con fecha 30 de septiembre de 2000, se publicó en el Boletín Oficial del Estado el **Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.**

En este Real Decreto **se establecen:**

- Condiciones técnicas y de seguridad que deben contemplar este tipo de instalaciones, así como la realización de la conexión a la red de las mismas.
- Condiciones técnicas para solicitar el punto de conexión a la red de distribución de baja tensión.
- Condiciones técnicas y económicas del contrato a suscribir entre los titulares de estas instalaciones y las empresas distribuidoras, con objeto de entregar la energía generada y percibir una retribución económica en contraprestación, una vez se reconozca la instalación como productora de electricidad en régimen especial y se inscriba definitivamente en el correspondiente registro de instalaciones.
- Condiciones sobre **quién podrá realizar el montaje de este tipo de instalaciones**, indicando que provisionalmente deberá ser un instalador electricista convencional, regulado por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión mientras no se desarrolle el certificado de profesionalidad mencionado en el Real Decreto 2224/1998 y lo indicado por las diferentes comunidades autónomas.

En este caso, **sólo la comunidad autónoma de Andalucía realiza un examen común para todo tipo de instalaciones fotovoltaicas, para la obtención del certificado de profesionalidad de los instaladores.** Este certificado sólo es obligatorio para las instalaciones que se acojan al programa de subvención y financiación Prosol.

RD 661/2007

En el año 2007 se revisó el régimen especial y apareció un decreto que **deroga el anterior (436/2004)**, el **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la **actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial**.

Este Real Decreto, básicamente **actualiza las condiciones económicas** en concepto de primas por la producción energética y establece un nuevo escenario más estable que el que ofrecía el R.D. 436/2004 ya derogado.

Uno de los aspectos que contempló este R.D. es una revisión de las condiciones económicas en función de la evolución del sector. En concreto su art. 22 establece lo siguiente:

“Una vez se alcance el 85 por ciento del objetivo de potencia para un grupo o subgrupo, establecido en los artículos 35 al 42 del presente real decreto, se establecerá, mediante resolución del Secretario General de Energía, el plazo máximo durante el cual aquellas instalaciones que sean inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial con anterioridad a la fecha de finalización de dicho plazo tendrán derecho a la prima o, en su caso, tarifa regulada establecida en el presente real decreto para dicho grupo o subgrupo, que no podrá ser inferior a doce meses.”

Por este motivo, y una vez alcanzado dicho objetivo, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el 27 de septiembre de 2007 dictó una Resolución por la que se establece el plazo de mantenimiento de la tarifa regulada para la tecnología fotovoltaica, en virtud de lo establecido en el artículo 22 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo (BOE 29/09/07). Dicho plazo se fijó en doce meses, a contar a partir de la fecha de publicación de dicha resolución en el BOE.

RD 1578/2008

En el año 2008 apareció el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Este Real Decreto establece una reestructuración del marco económico para las instalaciones fotovoltaicas en función de su tipología, referente a integración en las edificaciones y a la evolución de la potencia instalada.

Esta modificación estaba prevista en la redacción del Real Decreto 661/2007, que como ya se comentó, en su art. 22 establecía:

- Un plazo de mantenimiento de las primas establecidas en dicho R.D.
- La posibilidad de una actualización de este marco reglamentario en función de la evolución del sector.

La entrada en vigor del vigente RD 1578/2008, introduce una serie de cambios muy importantes que se señalan a continuación:

- Clasifica las instalaciones solares en dos tipos:

Tipo I	<p>Instalaciones realizadas sobre cubiertas. A su vez estas instalaciones se agrupan en 2 sub-tipos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tipo I.1 para instalaciones solares de potencia igual o inferior a 20 KW. • Tipo I.2 para potencias superiores a 20 KW.
Tipo II	Instalaciones sobre suelo o terreno.

- Crea cupos de potencia anuales con cuatro convocatorias por año.
 - Tipo I: fija doscientos sesenta y siete MW distribuyendo el diez por ciento para el subtipo I.1 y el noventa por ciento para el subtipo I.2.
 - Tipo II: ciento treinta y tres MW. Adicionalmente, concede para este tipo, y con carácter extraordinario, otros cien MW para el año 2009 y sesenta MW para el 2010.

RD 1578/2008

- Se establece una nueva tarifa a aplicar a las instalaciones posteriores a la fecha del 29 de septiembre de 2008. Se crea un registro de preasignación al que es necesario que acudan todas las nuevas instalaciones y otorga un precio para las instalaciones inscritas en este registro de preasignación en la primera convocatoria de:
 - 0,34 euros/kwh para instalaciones acogidas al subtipo I.1.
 - 0,32 euros/kwh para las acogidas al subtipo I.2 y tipo II.Dicho precio puede llegar a reducirse a lo largo de un año hasta el diez por ciento si se cubriera el cupo de cada convocatoria.
- Todas las instalaciones, para acudir a este prerregistro, previamente deben depositar un aval.

RD 1565/2010

En el año 2010 apareció el Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Este Real Decreto, en lo que a fotovoltaica se refiere, modifica el RD 661/2007 y el RD 1578/2008 antes comentados; también modifica el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto; establece una reducción extraordinaria para la tarifa fotovoltaica; y finalmente modifica aspectos relativos al aval indicado en el artículo 124 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Básicamente las modificaciones indicadas son las siguientes:

- Modificación del RD 661/2007:
 - Será condición necesaria para la inclusión en el régimen especial que la instalación esté constituida por equipos nuevos y sin uso previo.
 - Se considerará modificación sustancial de una instalación preexistente las sustituciones de los equipos principales que se establezcan por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio.

RD 1565/2010

- Todas las instalaciones con potencia instalada mayor de 1 MW, o inferior a 1 MW pero que formen parte de una agrupación de instalaciones cuya suma de potencias sea mayor de 1 MW, deberán enviar telemedidas al operador del sistema, en tiempo real, antes del 30 de junio de 2011.
Se define agrupación al conjunto de instalaciones que se conecten en un mismo punto de la red de distribución o transporte, o dispongan de línea o transformador de evacuación común. Del mismo modo, formarán parte de la misma agrupación, aquellas instalaciones que se encuentren en una misma referencia catastral, considerada ésta por sus primeros 14 dígitos.
- Las instalaciones o agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 2 MW, están obligadas al cumplimiento del procedimiento de operación P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión. Si la fecha de inscripción de la instalación en el preregistro es anterior al 1 de julio de 2011, lo deberán cumplir a partir del 1 de octubre de 2011. Si la fecha de inscripción es posterior al 10 de junio de 2011, desde ese momento.
- Las instalaciones de régimen especial deberán contar con los equipos de medida, con anterioridad al comienzo del vertido, conforme al RD 1110/2007.
- Se modifican los valores de energía reactiva.
- Se eliminan los valores de las tarifas a partir del año 26 para las instalaciones de tipo b.1.1.
- Se habilita al Secretario de Estado a modificar al alza los objetivos límites de potencia de referencia para cada tecnología.
- Se habilita a la Secretaría de Estado de Energía a modificar, entre otros, el anexo XII relativo a los perfiles horarios para instalaciones fotovoltaicas e hidráulicas.
- **Modificación del RD 1578/2008**
 - Se modifica la definición de las instalaciones de Tipo I, y que básicamente queda de la siguiente forma:
 - Instalaciones Tipo I.1:
 - * Instalaciones ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a uso residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario.

RD 1565/2010

- * En todos los casos, cuando en su interior exista un punto de suministro de potencia contratada por al menos un 25 por ciento de la potencia nominal de la instalación que se pretende ubicar durante los primeros veinticinco años a contar desde el primer día del mes siguiente al acta de puesta en marcha de la instalación de producción.
 - * Instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreamiento, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana.
 - * Potencia inferior o igual a 20 kW.
 - * Se excluyen expresamente las instalaciones ubicadas sobre estructuras de invernaderos y cubiertas de balsas de riego, y similares.
- Instalaciones Tipo I.2:
- * Instalaciones del tipo I.1 con una potencia superior a 20 kW.
- Se elimina el apartado 4 del Anexo IV, es decir, la potencia de los proyectos cancelados no se incorporará como potencia adicional a la convocatoria siguiente.

Finalmente, la Disposición adicional cuarta del RD 1565/2010 establece una reducción extraordinaria de la tarifa fotovoltaica para la primera convocatoria de preasignación a partir de la entrada en vigor del real decreto (24 de noviembre de 2010).

RDL 14/2010

En el año 2010 apareció el Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

Este Real Decreto Ley, establece una serie de medidas en relación con la corrección del incremento del déficit tarifario, y entre ellas, algunas medidas que afectan a las instalaciones fotovoltaicas acogidas al especial.

En concreto, su Disposición adicional primera establece una limitación de las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones de cara a percibir las primas a las que tengan derecho. De tal forma, tomando como punto de inicio las 0 horas del día 1 de enero de cada año, y en función del tipo de tecnología de la instalación (fija o con seguimiento a uno o dos ejes) y de la zona climática donde se ubique la instalación (siguiendo la zonificación fijada en el HE5 del CTE) el titular de la instalación percibirá las citadas primas, pero hasta alcanzar un tope fijado por las horas equivalentes de referencia fijadas para cada caso.

Por otro lado, su Disposición transitoria segunda establece una limitación, hasta el 31 de diciembre de 2013, de las horas equivalentes de funcionamiento para las instalaciones fotovoltaicas acogidas al régimen económico establecido en el RD 661/2007, y también fijadas en función de la tecnología de la instalación como el caso anterior.

Finalmente, su Disposición final primera modifica la tabla 3 del artículo 36 del RD 661/2007, sustituyendo, para las instalaciones de tipo b.1.1, las referencias en el plazo a los primeros 25 años por los primeros 28 años.

RD 314/2006

En el R.D. 314/2006, de 17 de marzo, se aprueba el Código Técnico de la Edificación (BOE 28/03/2006).

Con los objetivos de mejorar la calidad de la edificación, y de promover la innovación y la sostenibilidad, el Gobierno aprueba el mencionado Código Técnico de la Edificación.

Se trata de un instrumento normativo que fija las exigencias básicas de calidad de los edificios y sus instalaciones.

A través de esta normativa se da satisfacción a ciertos requisitos básicos de la edificación relacionados con la seguridad y el bienestar de las personas, que se refieren tanto a la seguridad estructural y de protección contra incendios, como a la salubridad, la protección contra el ruido, el ahorro energético o la accesibilidad para personas con movilidad reducida.

Básicamente el CTE es de **aplicación** en:

- Obras de edificios de nueva construcción
- Obras de ampliación, modificación, reforma o rehabilitación que se realicen en edificios existentes.

En la parte energética el CTE establece en su artículo 15, “Exigencias básicas de ahorro de energía (HE)”, una serie de requerimientos a cumplir:

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

En los casos de aplicación del CTE, para el caso de la energía solar fotovoltaica, trata de instalaciones conectadas a la red de distribución.

6.2. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS. APLICACIÓN DE LA LEGISLACIÓN ACTUAL

Con carácter general, el dimensionamiento y, en consecuencia, la potencia de las instalaciones solares fotovoltaicas, pueden estar condicionados por los siguientes factores:

- Condiciones económicas.
- Condiciones de espacio físico.
- Condiciones de capacidad en el punto de conexión a la red.
- Condiciones de capacidad de la línea de evacuación de energía.
- Otros condicionantes (urbanísticos, ambientales, etc).

En este caso la instalación tendrá una potencia que será la resultante de satisfacer dichos posibles condicionantes, y el dimensionamiento se efectuará conforme a lo que se indica en el apartado específico.

Además, algunas de las instalaciones solares fotovoltaicas, como se ha visto en el apartado anterior, pueden estar sujetas al cumplimiento de la HE 5 del CTE. En este caso la potencia mínima a instalar está condicionada por el tipo de edificación y su superficie construida, así como de la zona climática en donde se ubique ésta.

Las tarifas señaladas anteriormente muestran que hay una mayor apuesta por el desarrollo de instalaciones en la cubierta de edificios, mientras que el caso de las instalaciones en el suelo, muy desarrolladas actualmente en España y que básicamente las podemos considerar centrales eléctricas, quedan más limitadas.

6.2.1. La HE 5 del Código Técnico de la Edificación (CTE)

1.1. Ámbito de aplicación

1. Los edificios de los usos indicados en la tabla 1.1 incorporarán sistemas de captación y transformación de energía solar por procedimientos fotovoltaicos cuando superen los límites de aplicación establecidos en dicha tabla.

Tabla 1.1: Tipo de uso Límite de aplicación

Tipo de uso	Límite de aplicación
Hipermercado	5.000 m ² construidos
Multitienda y centros de ocio	3.000 m ² construidos
Nave de almacenamiento	10.000 m ² construidos
Administrativos	4.000 m ² construidos
Hoteles y hostales	100 plazas
Hospitales y clínicas	100 camas
Pabellones de recintos feriales	10.000 m ² construidos

2. La potencia eléctrica mínima determinada en aplicación de exigencia básica que se desarrolla en esta Sección, podrá disminuirse o suprimirse justificadamente, en los siguientes casos:
 - a) cuando se cubra la producción eléctrica estimada que correspondería a la potencia mínima mediante el aprovechamiento de otras fuentes de energías renovables;
 - b) cuando el emplazamiento no cuente con suficiente acceso al sol por barreras externas al mismo y no se puedan aplicar soluciones alternativas;
 - c) en rehabilitación de edificios, cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la configuración previa del edificio existente o de la normativa urbanística aplicable;
 - d) en edificios de nueva planta, cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la normativa urbanística aplicable que imposibiliten de forma evidente la disposición de la superficie de captación necesaria;

- e) cuando así lo determine el órgano competente que deba dictaminar en materia de protección histórico-artística.
- 3. En edificios para los cuales sean de aplicación los apartados b), c), d) se justificará, en el proyecto, la inclusión de medidas o elementos alternativos que produzcan un ahorro eléctrico equivalente a la producción que se obtendría con la instalación solar mediante mejoras en instalaciones consumidoras de energía eléctrica tales como la iluminación, regulación de motores o equipos más eficientes.

1.2. Procedimiento de verificación

- 1. Para la aplicación de esta sección debe seguirse la secuencia que se expone a continuación:
 - a) Cálculo de la potencia a instalar en función de la zona climática cumpliendo lo establecido en el apartado 2.2;
 - b) Comprobación de que las pérdidas debidas a la orientación e inclinación de las placas y a las sombras sobre ellas no superen los límites establecidos en la tabla 2.2;
 - c) Cumplimiento de las condiciones de cálculo y dimensionado del apartado 3;
 - d) Cumplimiento de las condiciones de mantenimiento del apartado 4.

2. Caracterización y cuantificación de las exigencias

2.1. Potencia eléctrica mínima

- 1. Las potencias eléctricas que se recogen tienen el carácter de mínimos pudiendo ser ampliadas voluntariamente por el promotor o como consecuencia de disposiciones dictadas por las administraciones competentes.

2.2. Determinación de la potencia a instalar

1. La potencia pico a instalar se calculará mediante la siguiente fórmula (2.1):

$$P = C \cdot (A \cdot S + B)$$

Siendo

P la potencia pico a instalar [kWp];

A y B los coeficientes definidos en la tabla 2.1 en función del uso del edificio;

C el coeficiente definido en la tabla 2.2 en función de la zona climática establecida en el apartado 3.1;

S la superficie construida del edificio [m²].

Tabla 2.1. Coeficiente de uso

Tipo de uso	A	B
Hipermercado	0,001875	-3,13
Multitienda y centros de ocio	0,004688	-7,81
Nave de almacenamiento	0,001406	-7,81
Administrativo	0,001223	1,36
Hoteles y hostales	0,003516	-7,81
Hospitales y clínicas privadas	0,000740	3,29
Pabellones de recintos feriales	0,001406	-7,81

Tabla 2.2. Coeficiente climático

Zona climática	C
I	1
II	1,1
III	1,2
IV	1,3
V	1,4

2. En cualquier caso, la potencia pico mínima a instalar será de 6,25 kWp. El inversor tendrá una potencia mínima de 5 kW.
3. La superficie S a considerar para el caso de edificios ejecutados dentro de un mismo recinto será:
 - a) en el caso que se destinen a un mismo uso, la suma de la superficie de todos los edificios del recinto;
 - b) en el caso de distintos usos, de los establecidos en la tabla 1.1, dentro de un mismo edificio o recinto, se aplicarán a las superficies construidas correspondientes, la expresión 2.1 aunque éstas sean inferiores al límite de aplicación indicado en la tabla 1.1. La potencia pico mínima a instalar será la suma de las potencias picos de cada uso, siempre que resulten positivas. Para que sea obligatoria esta exigencia, la potencia resultante debe ser superior a 6,25 kWp.
4. La disposición de los módulos se hará de tal manera que las pérdidas debidas a la orientación e inclinación del sistema y a las sombras sobre el mismo sean inferiores a los límites de la tabla 2.2.

Tabla 2.2. Pérdidas límite

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

5. En la tabla 2.2 se consideran tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. Se considera que existe integración arquitectónica cuando los módulos cumplen una doble función energética y arquitectónica y además sustituyen elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica. Se considera que existe superposición arquitectónica cuando la colocación de los captadores se

realiza paralela a la envolvente del edificio, no aceptándose en este concepto la disposición horizontal con el fin de favorecer la autolimpieza de los módulos. Una regla fundamental a seguir para conseguir la integración o superposición de las instalaciones solares es la de mantener, dentro de lo posible, la alineación con los ejes principales de la edificación.

Nota de los Autores

Ejemplos de los casos de instalaciones propuestas en la tabla 2.2.

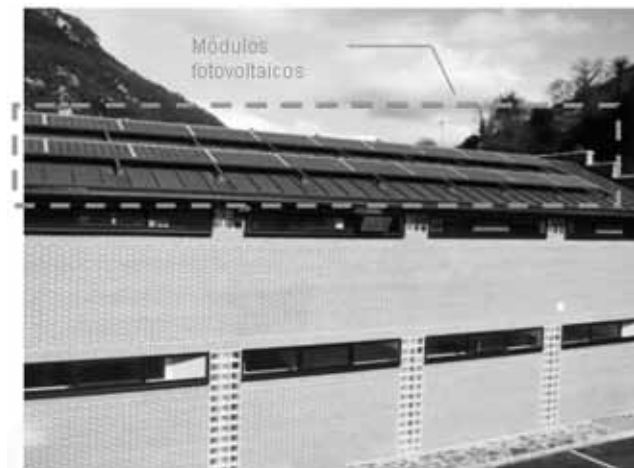
Para aclarar los conceptos de los casos a los que se hace referencia en el apartado anterior, se incluyen fotos de instalaciones que se corresponden con los tres casos indicados.

Caso General

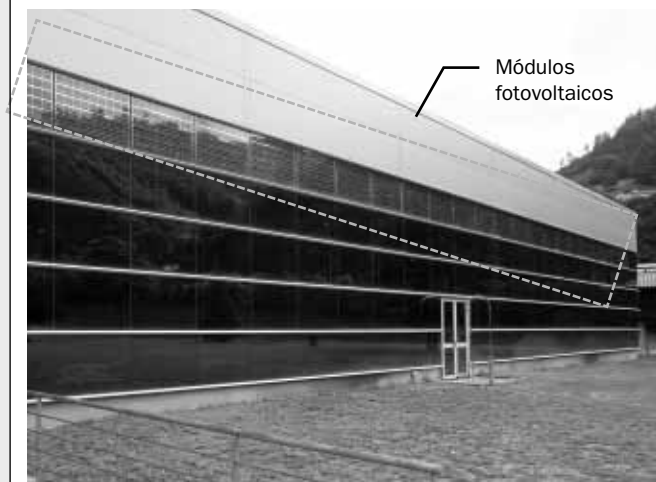


Nota de los Autores

Caso Superposición



Caso Integración Arquitectónica



6. En todos los casos se han de cumplir las tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores obtenidos con orientación e inclinación óptimas y sin sombra alguna. Se considerará como la orientación óptima el sur y la inclinación óptima la latitud del lugar menos 10° .
7. Sin excepciones, se deben evaluar las pérdidas por orientación e inclinación y sombras del sistema generador de acuerdo a lo estipulado en los apartados 3.3 y 3.4. Cuando, por razones arquitectónicas excepcionales no se pueda instalar toda la potencia exigida cumpliendo los requisitos indicados en la tabla 2.2, se justificará esta imposibilidad analizando las distintas alternativas de configuración del edificio y de ubicación de la instalación, debiéndose optar por aquella solución que más se aproxime a las condiciones de máxima producción.

3. Cálculo

3.1. Zonas climáticas

1. En la tabla 3.1 y en la figura 3.1 se marcan los límites de zonas homogéneas a efectos de la exigencia. Las zonas se han definido teniendo en cuenta la Radiación Solar Global media diaria anual sobre superficie horizontal (H), tomando los intervalos que se relacionan para cada una de las zonas.

Tabla 3.1 Radiación solar Global

Zona climática	MJ/m ²	kWh/m ²
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 18,0$	$H \geq 5,0$



Figura 3.1

Tabla 3.2. Zonas climáticas

A CORUÑA	Arteixo	I	Cerdanyola del	II	Rota	V
	Carballo	I	Valles		San Fernando	IV
	A Coruña	I	Cornella	de II	San Roque	IV
	Ferrol	I	Llobregat		Sanlúcar de	V
	Narón	I	Gava	II	Barrameda	
	Oleiros	I	Granollers	III	CANTABRIA	I
	Riveira	I	L'Hospitalet	de II	Santander	I
	Santiago de Compostela	I	Llobregat Igualada	III	Torrelavega	I
ALAVA	Vitoria-Gasteiz	I	Mannesa	III	CASTELLON	IV
ALBACETE	Albacete	V	El Masnou	II	Bumiana	IV
	Almansa	V	Mataró	II	Castellón de la Plana	IV
	Helín	V	Mollet del Valles	II	La Vall d'Uixó	IV
	Villanueva de Arzobispo	IV	Montcada i Corcó	II	Vila Real	IV
ALICANTE	Alicante	IV	El Prat de Llobregat	II	Vinaroz	IV
	Alicante	V	Premia de mar	II	CEUTA	V
	Benidorm	IV	Ripoll	II	CIUDAD REAL	IV
	Crevillente	V	Rubi	II	Alcazar de San Juan	IV
	Denia	IV	Sabadell	III	Ciudad Real	IV
	Elche	V	San Adrià de Besos	II	Puertollano	IV
	Elda	IV	San Boi de Llobregat	II	Tomelloso	IV
	Ibiza	IV	San Cugat del Valles	II	Valdepeñas	IV
	Javea	IV	San Feliu de Llobregat	II	CORDOBA	V
	Novelda	IV	San Joan Despi	II	Baena	V
	Orihuela	IV	San Pere de Ribes	II	Cabra	V
	Petrer	IV	San Vicenç dels Horts	II	Córdoba	IV
	San Vicente del Raspeig	V	Santa Coloma de Gramenet	II	Lucena	V
	Torrejón	V	Terrassa	III	Montilla	V
	Villajoyosa	IV	Vic	III	Priego de Córdoba	V
	Villena	IV	Viladecans	II	Puerto Genil	V
ALMERIA	Adra	V	Vilafranca del Penès	II	CUENCA	III
	Almería	V	Vilanova i la Geltrú	II	GIJÓN	III
	El Ejido	V	Aranda de Duero	II	Bianes	III
	Rosetas de mar	V	Burgos	II	Figueroles	III
ASTURIAS	Avilés	I	Miranda de Ebro	II	Girona	III
	Castrillon	I	CÁCERES	V	Olot	III
	Gijón	I	Plasencia	V	Salt	III
	Langreo	I	CADIZ	IV	GRANADA	IV
	Mieres	I	Algeciras	IV	Armúñeque	IV
	Oviedo	I	Arco de la frontera	V	Baza	V
	San Martín del Rey Aurelio	I	Barbate	IV	Granada	IV
	Siero	I	Cádiz	IV	Guadix	IV
AVILA	Ávila	IV	Chiclana de la frontera	IV	Loja	IV
BADAJOZ	Almendralejo	V	Jerez de la frontera	V	Motril	V
	Badajoz	V	La Línea de la Concepción	IV	GUADALAJARA	IV
	Don Benito	V	El Puerto de Santa María	IV	Guadalupe	IV
	Mérida	V	Puerto Real	IV	Arasate	IV
	Villanueva de la Serena	V			Mondragón	IV
BARCELONA	Badalona	II			Donostia-San Sebastián	I
	Barbera del valles	II			Elbar	I
	Barcelona	II			Errenteria	I
	Castelldefels	II			Irati	I
					HUELVA	V
					HUESCA	III
					ILLES	IV
					BALEARS	IV
					Calvià	IV
					Ciutadella	IV
					Menorca	IV
					Eivissa	IV
					Inca	IV

Tabla 3.2. Zonas climáticas

	Llucmajor	IV	MALAGA	Antequera	IV	Ecija	V	
	Mahon	IV		Benalmadena	IV	Lebrija	V	
	Manacor	IV		Estepona	IV	Mainera del	V	
	Palma de	IV		Fuengirola	IV	Aljarafe	V	
	Santa Eulalia del Rio	IV		Malaga	IV	Morón de la	V	
JAEN	Alcala la Real	IV		Marbella	IV	Los Palacios y	V	
	Andujar	V		Mijas	IV	Villanueva	V	
	Jaén	IV		Rincón de la	IV	La Rinconada	V	
	Linares	V		Victoria	IV	San Juan de	V	
	Martos	IV		Ronda	IV	Aznalfrache	V	
	Ubeda	V		Torremolinos	IV	Sevilla	V	
				Vélez-Málaga	IV	Utrera	V	
LA RIOJA	Logroño	II	MELILLA	Melilla	V	SORIA	Soria	III
LAS PALMAS	Arrecife	V	MURCIA	Águilas	V	TARRAGONA	Reus	IV
	Aruca	V		Alcantarilla	IV		Tarragona	III
	Gáldar	V		Caravaca de la	V		Tortosa	IV
	Ingenio	V		Cruz	V		Val de	IV
	Las Palmas de	V		Cartagena	IV		El Vendrell	III
	Gran Canaria	V		Cieza	V	TERUEL	Teruel	III
	San Bartolomé de Tirajana	V		Jumilla	V		Talavera de la	IV
	Santa Lucía	V		Lorca	V	TOLEDO	Reina	IV
	Telde	V		Molina de Segura	V		Toledo	IV
LEON	León	II		Murcia	IV	VALENCIA	Alaquas	IV
	Ponferrada	II		Torre-Pacheco	IV		Aldaia	IV
	San Andres del Rabadano	II		Tolosa	V		Algemesi	IV
				Yecla	V		Alzira	IV
							Burjassot	IV
LUGO	Lugo	II	NAVARRA	Barañain	II		Carcassent	IV
LLEIDA	Lleida	II		Pamplona	II		Catania	IV
MADRID	Alcala de	IV		Tudela	III		Cullera	IV
	Alcobendas	IV					Gandia	IV
	Alcorcón	IV	OURENSE	Ourense	II		Manises	IV
	Aranjuez	IV	PALENCIA	Palencia	II		Mislata	IV
	Arganda del Rey	IV	PONTEVEDRA	Cangas	I		Oliva	IV
	Colmenar Viejo	IV		A Estrada	I		Orlínyent	IV
	Collado Villalba	IV		Lalín	I		Paterna	IV
	Coslada	IV		Marín	I		Quart de poblet	IV
	Fuenlabrada	IV		Pontevedra	I		Sagunto	IV
	Getafe	IV		Redondela	I		Sueca	IV
	Leganes	IV		Vigo	I		Torrent	IV
	Madrid	IV		Vilagarcia de	I		Valencia	IV
	Majadahonda	IV		Arousa	I		Xativa	IV
	Mostoles	IV	SALAMANCA	Salamanca	III		Xirivella	IV
	Parla	IV	SANTA CRUZ	Arena	V	VALLADOLID	Medina del	III
	Pinto	IV	DE TENERIFE	lodo de los Vinos	V		Campo	IV
	Pozuelo de	IV		La Orotava	V		Valladolid	II
	Alarcón	IV		Puerto de la Cruz	V	VIZCAYA	Barakaldo	I
	Rivas-Vaciamadrid	IV		Los Realejos	V		Basauri	I
	Las Rozas de Madrid	IV	SANTA CRUZ DE TENERIFE	San Cristobal de	V		Bilbao	I
				Santa Cruz de	V		Durango	I
				Tenerife	V		Erandio	I
				Tacoronte	V		Galdakao	I
MADRID	San Fernando de Henares	IV	SEGOVIA	Segovia	III		Getxo	I
	San Sebastian de los Reyes	IV		Alcala de	V		leica	I
	Torrejón de Ardoz	IV	SEVILLA	Guadaira	V		Portugalete	I
	Tres Cantos	IV		Camas	V		Sanmurtzi	I
	Valdemoro	IV		Carmona	V		Sestao	I
				Coria del Río	V	ZAMORA	Zamora	III
				Dos Hermanas	V	ZARAGOZA	Zaragoza	IV

3.2. Condiciones generales de la instalación

3.2.1. Definición

1. 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.
2. 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 de elementos semiconductores conectados entre sí, 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.
3. Se entiende por potencia pico o potencia máxima del generador aquella que puede entregar el módulo en las condiciones estándares de medida. Estas condiciones se definen del modo siguiente:
 - a) irradiancia 1000 W/m^2 ;
 - b) distribución espectral AM 1,5 G;
 - c) incidencia normal;
 - d) temperatura de la célula $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

3.2.2. Condiciones generales

1. Para instalaciones conectadas, aún en el caso de que éstas no se realicen en un punto de conexión de la compañía de distribución, serán de aplicación las condiciones técnicas que procedan del RD 1663/2000, así como todos aquellos aspectos aplicables de la legislación vigente

3.2.3. Criterios generales de cálculo

3.2.3.1. Sistema generador fotovoltaico

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. Los módulos serán Clase II y tendrán un grado de protección mínimo IP65. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y

reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

5. Las exigencias del Código Técnico de la Edificación relativas a seguridad estructural serán de aplicación a la estructura soporte de módulos.
6. El cálculo 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 realizará teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
7. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.
8. En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, la estructura y la estanqueidad entre módulos se ajustará a las exigencias indicadas en la parte correspondiente del Código Técnico de la Edificación y demás normativa de aplicación.

3.2.3.2. Inversor

1. Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.
2. Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
 - a) principio de funcionamiento: fuente de corriente;
 - b) autoconmutado;
 - c) seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador;
 - d) no funcionará en isla o modo aislado.
3. La potencia del inversor será como mínimo el 80% de la potencia pico real del generador fotovoltaico.

3.2.3.3. Protecciones y elementos de seguridad

1. La instalación incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico, de modo que cumplan las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.
2. 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. En particular, se usará en la parte de corriente continua de la instalación protección Clase II o aislamiento equivalente cuando se trate de un emplazamiento accesible. Los materiales situados a la intemperie tendrán al menos un grado de protección IP65.
3. La instalación debe permitir la desconexión y seccionamiento del inversor, tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna, para facilitar las tareas de mantenimiento.

3.3. Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación

Nota de los autores: este cálculo está contemplado dentro del apartado específico correspondiente al dimensionamiento de las instalaciones fotovoltaicas.

3.4. Cálculo de pérdidas de radiación solar por sombras

Nota de los autores: este cálculo está contemplado dentro del apartado específico correspondiente al dimensionamiento de las instalaciones fotovoltaicas.

6.3. PROCEDIMIENTO PARA LA CONEXIÓN A RED DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Actualmente el proceso de conexión de las instalaciones fotovoltaicas a la red cuenta con **dos Decretos que lo regulan:**

- El RD 1663/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, aplicable a la baja tensión.
- El Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del RD 661/07.
- El Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- El Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

No obstante, la legislación aplicable al régimen especial está sujeta a modificaciones que deben tenerse en cuenta a la hora de proyectar una instalación, y que puedan afectar principalmente a aspectos del régimen económico, así como al acceso a la red eléctrica, tanto de transporte como de distribución.

De forma somera se pueden señalar los siguientes **trámites** para acceso a la Red de Distribución de nuevas instalaciones de producción fotovoltaica, su ejecución y puesta en funcionamiento:

Trámites

- Solicitud del punto de conexión a la empresa distribuidora (E.D.).
- Solicitud de autorización administrativa.
- Otros permisos.
- Inscripción en el Registro de Preasignación de Retribución.
- Ejecución y puesta en servicio de las instalaciones.
- Formalización del contrato de venta de energía.
- Inscripción de la instalación en el Registro de Instalaciones de Producción de Electricidad en Régimen Especial (RIPRE).
- Mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

6.3.1. Solicitud del Punto de Conexión a la Empresa Distribuidora (E.D.)

Una vez decidida la ejecución de una instalación, deben conocerse las condiciones de conexión a la red.

Documentos a Presentar a la E.D.

- Nombre, dirección, teléfono u otro medio de contacto.
- Situación de la instalación.
- Esquema unifilar de la instalación.
- Punto propuesto para realizar la conexión.
- Características técnicas de la instalación, entre las que se incluirán:
 - Potencia pico del campo de paneles y potencia nominal de la instalación
 - Descripción, modos de conexión y características del inversor o inversores.
 - Descripción de los dispositivos de protección y elementos de conexión previstos.
- Aval de la instalación por un valor de 500 €/kW instalado para las instalaciones fotovoltaicas (Quedan excluidas de la presentación de este aval las instalaciones fotovoltaicas colocadas sobre cubiertas o paramentos de edificaciones destinadas a vivienda, oficinas o locales comerciales o industriales; no obstante dichas instalaciones también tienen que depositar el mencionado aval para acudir al preregistro de instalaciones que se señalará más adelante).

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

- Punto de conexión y medida propuesto.
- Tensión nominal máxima y mínima de la red en el punto de conexión.
- Potencia de cortocircuito esperada en explotación normal en el punto de conexión.
- Potencia nominal máxima disponible de conexión en ese punto, en relación con la capacidad de transporte de la línea o, en su caso, con la capacidad de transformación del centro de transformación.
- En el caso de que el punto de conexión y medida para la cesión de energía por parte del titular de la instalación sea diferente del de recepción, informe justificativo de esta circunstancia.

En el caso de que la potencia nominal máxima disponible de conexión sea inferior a la potencia de la instalación fotovoltaica, la empresa distribuidora deberá determinar los elementos concretos de la red que precisa modificar para igualar ambas potencias. Los gastos de las modificaciones irán a cargo del titular de la instalación, salvo que no fueran exclusivamente para su servicio, en cuyo caso se repartirían de mutuo acuerdo. En caso de discrepancia, la Administración competente resolverá en un plazo máximo de tres meses desde que le fuera solicitada su intervención.

Además de la documentación anterior, el RD 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica establece que para las nuevas instalaciones de producción en régimen especial el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de distribución, deberá haber presentado un aval; la presentación de este resguardo será requisito imprescindible para la iniciación de los procedimientos de acceso y conexión a la red de distribución por parte del gestor de la red de distribución.

Conocidas las condiciones de conexión aportadas por la E.D., pueden darse dos casos:

- Que la instalación se ajuste al condicionado aportado por la E.D., por lo que se aceptaría el punto de conexión y se puede pasar a la fase de montaje de la instalación.
- Que la instalación no se ajuste al condicionado aportado por la E.D., por lo que se debe proceder a una revisión de su diseño para ajustarse a este condicionado. Una vez modificados aquellos aspectos que difieren del condicionado, proceder a la remisión a la E.D. para su validación. Con la conformidad de la E.D. ya se puede aceptar el punto de conexión y pasar a la fase de montaje de la instalación.

6.3.2. Solicitud de Autorización Administrativa

Las instalaciones de tensión superior a 1 Kv precisan de este trámite, que se encuentra regulado en el Título VII del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, con las particularidades que establezcan las diversas Comunidades Autónomas.

Cuando su aprovechamiento afecte a más de una Comunidad Autónoma, o cuando el transporte o distribución salga del ámbito territorial de una de ellas, será competencia del Estado.

En general, este trámite se realizará en la Comunidad Autónoma correspondiente.

6.3.3. Otros Permisos

En algunos casos la solicitud puede necesitar de permisos:

- Medioambientales.
- Urbanísticos.
- Del Patrimonio Cultural, etc.

La instalación de sistemas de captación de energía solar en los municipios está sujeta a la previa obtención de la licencia municipal de actividad y obra.

6.3.4. Inscripción en el Registro de Preasignación de Retribución

La instalación debe inscribirse en el Registro de preasignación de retribución conforme a lo especificado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Este trámite se realiza en cuatro convocatorias anuales que convoca el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, y es el trámite por el que se le asigna la cuantía económica a percibir por la producción energética de la instalación fotovoltaica.

La documentación a presentar, de forma conjunta con la solicitud de inscripción en el registro de preasignación, es la siguiente:

Documentación

- Autorización administrativa de la instalación, otorgada por el órgano competente, y concesión del acceso y conexión a la red de transporte o distribución correspondiente.
- En el caso de instalaciones del tipo I.1 se aportará exclusivamente concesión del acceso y conexión a la red de transporte o distribución correspondiente.
- Licencia de obras del proyecto de instalación, otorgada por el órgano competente.
- Resguardo de constitución del aval a que hace referencia el artículo 59 bis o 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, o, en su caso, el previsto en el artículo 9 del presente Real Decreto otorgado por el gestor de la red.
- Inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente del órgano competente, si la instalación dispusiera de ella.

Hasta el 30 de abril de 2009, para las instalaciones de potencia igual o inferior a 100 kW, no es necesaria la presentación de la Autorización administrativa de la instalación, otorgada por el órgano competente, y en su lugar ha de presentarse la concesión del acceso y conexión a la red de transporte o distribución correspondiente.

Las inscripciones en el Registro de preasignación de retribución, irán asociadas a un periodo temporal que se denominará, en lo sucesivo, convocatoria, dando derecho a la retribución que quede fijada en dicho periodo temporal.

La solicitud de inscripción en el Registro de preasignación de retribución, para un proyecto de instalación o instalación, se dirigirá a la Dirección General de Política Energética y Minas, adjuntando la documentación indicada en el art. 6 del Real Decreto 1578/2008.

La solicitud deberá ser presentada en el plazo establecido, para cada una de las cuatro convocatorias cuatrimestrales en la que se

desee inscribir. La solicitud presentada será válida para convocatorias sucesivas, en tanto en cuanto un proyecto o instalación no sea inscrito en el Registro de preasignación de retribución.

Recibidas las solicitudes y cerrado el plazo de presentación de las mismas, la Dirección General de Política Energética y Minas procederá a ordenarlas cronológicamente, dentro de cada uno de los tipos y subtipos previstos y se procederá a la asignación de retribución, empezando por las fechas más antiguas y hasta que sea cubierto el cupo de potencia previsto para esa convocatoria en cada tipología.

Aquellos proyectos a los que se les asignó potencia, son inscritos por la Dirección General de Política Energética y Minas en el Registro de preasignación de retribución, asociados a dicha convocatoria. El resto de solicitudes serán desestimadas en la convocatoria, entrando automáticamente en la siguiente, salvo declaración en contra expresa.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, publicará en su página Web la relación de proyectos que se han inscrito en el Registro de preasignación de retribución, y la de proyectos que han sido desestimados para dicha inscripción.

6.3.4.1. Tipología de las instalaciones

A los efectos de lo dispuesto en el Real Decreto 1578/2008 y su modificación por el Real Decreto 1565/2010, las instalaciones del subgrupo b.1.1. del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, se fijan en dos tipos:

<p>Tipo I</p>	<p>Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a uso residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario, en todos los casos, cuando en su interior exista un punto de suministro de potencia contratada por al menos un 25 por ciento de la potencia nominal de la instalación que se pretende ubicar durante los primeros veinticinco años a contar desde el primer día del mes siguiente al acta de puesta en marcha de la instalación de producción. O bien, instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreadamiento, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana.</p> <p>Se excluyen expresamente de este tipo I las instalaciones ubicadas sobre estructuras de invernaderos y cubiertas de balsas de riego, y similares.</p> <p>Las instalaciones de este tipo se agrupan, a su vez, en dos subtipos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tipo I.1: Instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 kW. • Tipo I.2: Instalaciones del tipo I, con un potencia superior a 20 kW.
<p>Tipo II</p>	<p>Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.</p>

6.3.4.2. Cupos de Potencia

Para cada convocatoria de inscripción en el Registro de preasignación de retribución se establecerán unos cupos de potencia por tipo y subtipo que estarán constituidos por las potencias base, y, en su caso, las potencias adicionales traspasadas o incorporadas de acuerdo a lo dispuesto en el apartado 4 del artículo 5 y el anexo IV del Real Decreto 1578/2008.

Dicho R.D. establece las siguientes **potencias base** para las convocatorias del primer año:

- **Tipo I:** 267/m MW, con el reparto siguiente:
 - 10 por ciento para el subtipo I.1.
 - 90 por ciento para el subtipo I.2.
- **Tipo II:** 133/m MW.

Siendo m el número de convocatorias por año para las que se establezca la inscripción en el Registro de preasignación de retribución, de acuerdo con lo dispuesto en el anexo III de este R.D.

Las potencias base correspondientes a las convocatorias del segundo año y sucesivos se calcularán tomando como referencia las potencias base de cada tipo y subtipo de las convocatorias correspondientes al año anterior, incrementándolas o reduciéndolas en la misma tasa porcentual acumulada que se reduzca o incremente, respectivamente, la retribución correspondiente a las convocatorias celebradas durante el año anterior.

También en este R.D. establece el mecanismo de traspaso de potencia adicional a la potencia base para la convocatoria siguiente, cuando no se cubra alguno o todos los cupos de potencia de una convocatoria.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio publicará en su página Web, con anterioridad al cierre de cada convocatoria, los cupos de potencia

para cada uno de los tipos y subtipos, así como los valores de las tarifas reguladas que les sean de aplicación.

6.3.4.3. *Potencia de los Proyectos*

La potencia máxima de los proyectos o instalaciones que sean inscritos en el Registro de preasignación de retribución **no podrá superar:**

- Los 2 MW para instalaciones de tipo I.
- Los 10 MW para instalaciones de tipo II.

A efectos de la determinación del régimen económico establecido en el Real Decreto 1578/2008, se considerará que pertenecen a una única instalación o un solo proyecto, según corresponda, cuya potencia será la suma de las potencias de las instalaciones unitarias de la categoría b.1.1, las instalaciones o proyectos que se encuentren en referencias catastrales con los catorce primeros dígitos idénticos. A estos efectos, los titulares de las instalaciones suministrarán la referencia catastral de los inmuebles en los que se ubiquen las mismas.

Del mismo modo, a los efectos de la inscripción, en una convocatoria, en el Registro de preasignación de retribución, se considerará que pertenecen a un solo proyecto, cuya potencia será la suma de las potencias de las instalaciones unitarias, aquellas instalaciones que conecten en un mismo punto de la red de distribución o transporte, o dispongan de línea de evacuación común. A estos efectos se considera un único punto de la red de distribución o transporte, una subestación o un centro de transformación.

Sin perjuicio de lo anterior, cuando los consumos de energía eléctrica en el interior de la parcela, identificada por los catorce primeros dígitos de la referencia catastral, durante al menos el 95 % de las horas del año sea igual o superior a la producción nominal de la instalación fotovoltaica que pretende ubicarse, la restricción recogida en el primer párrafo de

este apartado para las instalaciones de tipo I se elevará hasta los 10 MW, si bien, a los efectos de la inscripción en una convocatoria, se mantendrá el límite de 2 MW establecido en el apartado 1 de este artículo. Dicho hecho deberá de justificarse suficientemente en la solicitud de Preasignación de retribución presentada a la Dirección General de Política Energética y Minas, y deberá basarse en datos históricos de duración no inferior a 24 meses.

6.3.4.4. Régimen Económico

Para tener derecho a retribución recogida en el Real Decreto 1578/2008, será necesaria la inscripción, con carácter previo, de los proyectos de instalación o instalaciones en el Registro de preasignación de retribución.

Los valores de la **tarifa regulada** correspondientes a las instalaciones del subgrupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que sean inscritas en el registro de preasignación asociadas a la **primera convocatoria** serán los siguientes:

Tipología	Tarifa Regulada (c€/kWh)
Tipo I Subtipo I.1	34,00
Tipo I Subtipo I.2	32,00
Tipo II	32,00

Los valores de la **tarifa regulada** correspondientes a las instalaciones que sean inscritas en el registro de preasignación asociadas a la **convocatoria n**, se calcularán en función de los valores de la convocatoria anterior $n - 1$, de la siguiente forma:

$P \geq 0,75 _ P_0$	$T_n = T_{n-1} \left[\frac{(1-A) \times (P_0 - P)}{0,25 \times P_0} + A \right]$
$P < 0,75 _ P_0$	$T_n = T_{n-1}$

Siendo:

P	Potencia pre-registrada en la convocatoria n-1.
P₀	Cupo de potencia para la convocaria n-1.
T_{n-1}	Tarifa para las instalaciones pre-registradas asociadas a la convocatoria n-1.
T_n	Tarifa para las instalaciones pre-registradas asociadas a la convocatoria n.
A	Factor 0,91/m, siendo m el número de convocatorias anuales.

Si durante dos convocatorias consecutivas no se alcanzara el 50 por ciento del cupo de potencia para un tipo o subtipo, se podrá incrementar, mediante Resolución de la Secretaría General de Energía, la tarifa para la convocatoria siguiente en el mismo porcentaje que se reduciría si se cubriera el cupo, siendo necesario que durante dos convocatorias adicionales no se volviera a alcanzar el 50 por ciento del cupo para realizar un nuevo incremento.

La tarifa regulada de las instalaciones del subtipo I.1, no podrá nunca ser inferior a la de las instalaciones del subtipo I.2. En el caso en el que, de acuerdo con el mecanismo previsto en este artículo, el valor de la tarifa regulada para el subtipo I.1 pudiera resultar inferior a del subtipo I.2, se considerará exclusivamente el mecanismo de modificación de la tarifa para el subtipo I.2, y se hará la tarifa regulada para el subtipo I.1, igual a la anterior.

La tarifa regulada que le sea de aplicación a una instalación, de acuerdo con el Real Decreto 1578/2008, se mantendrá durante un plazo máximo de veinticinco años a contar desde la fecha más tardía de las dos siguientes:

- La fecha de puesta en marcha.
- La fecha de inscripción de la instalación en el Registro de preasignación de retribución.

Dicha retribución no podrá nunca serle de aplicación con anterioridad a la fecha de inscripción en el mismo.

Las instalaciones que sean inscritas de forma definitiva en el Registro administrativo de producción en Régimen Especial dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con posterioridad al 29 de septiembre de 2008, en tanto en cuanto no sean inscritas en el Registro de preasignación de retribución, percibirán la retribución prevista en el artículo 22.2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Estos valores de la tarifa regulada serán objeto de las actualizaciones previstas en el artículo 44.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para las instalaciones del subgrupo b.1.1, a partir del día 1 de enero del segundo año posterior al de la convocatoria en que sean fijados.

A modo de ejemplo, el resumen de dicha metodología que se estableció para el año 2009, es la que aparece en la siguiente tabla:

TIPOS	MW	Asignación Instalaciones		Primas FV €/kWh	
Subtipo	Cupo	< 20 kW	> 20kW	< 20kW	> 20kW
I. Cubiertas, fachadas, aparcamientos, sombreado	267	10%	90%	0,34	0,32
II. Otros tipos de soporte	133	100%		0,32	
$\Sigma =$	400	Media =		0,3213350	

A todo lo anterior debe tenerse en cuenta las limitaciones introducidas por Real Decreto Ley 14/2010 en lo que se refiere al régimen económico que tengan reconocido las instalaciones fotovoltaicas si alcanzan un número de horas equivalentes de referencia.

En concreto, las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica tendrán derecho, en su caso, a percibir en cada año el régimen económico primado que tengan reconocido, hasta alcanzar el número de horas equivalentes de referencia, tomando como punto de inicio las 0 horas del 1 de enero de cada año.

Dichas horas equivalentes de referencia, en función del tipo de tecnología de la instalación y de la zona solar climática donde se ubique de acuerdo con la clasificación de zonas climáticas según la radiación solar media en España establecidas en el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, serán las indicadas en la siguiente tabla:

Tipo de tecnología	Horas equivalentes de referencia año				
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
Instalación fija	1.232	1.362	1.492	1.632	1.753
Instalación con seguimiento a 1 eje	1.602	1.770	1.940	2.122	2.279
Instalación con seguimiento a 2 ejes	1.664	1.832	2.015	2.204	2.367

A estos efectos se define el número de horas equivalentes de funcionamiento de una instalación de producción de energía eléctrica como el cociente entre la producción neta anual expresada en kWh y la potencia nominal de la instalación expresada en kW.

El Gobierno podrá modificar mediante real decreto, lo anteriormente indicado para adecuarlo a la evolución de la tecnología.

Por otra parte, la Comisión Nacional de Energía aplicará la limitación de horas indicadas a las liquidaciones de primas correspondientes a las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica. Asimismo aplicará la limitación que se establece en la disposición transitoria segunda del citado Real Decreto Ley 14/2010 a las liquidaciones que se refieran a las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica acogidas al régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Dicha limitación reside en establecer, hasta el 31 de diciembre de 2013 para las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica acogidas al régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007, las horas equivalentes de referencia indicadas en la siguiente tabla:

Tipo de tecnología	Horas equivalentes de referencia año
Instalación fija	1.250
Instalación con seguimiento a 1 eje	1.644
Instalación con seguimiento a 2 ejes	1.707

6.3.5. Ejecución y Puesta en Servicio de las Instalaciones

Una vez superados los trámites anteriores se procederá a la ejecución de la instalación finalmente definida:

- Para las instalaciones de producción de potencia inferior a 100 KW por parte de una empresa autorizada en baja tensión, y una vez ejecutada la instalación, la empresa emitirá un certificado de instalación en baja tensión conforme a lo establecido en el art. 18 del R.D. 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Para la puesta en servicio de las instalaciones de producción de potencia superior a 100 kw (incluidas las agrupaciones cuando la suma de las potencias unitarias sea superior a dicha cifra), será necesaria la obtención de la Autorización de explotación: Una vez ejecutado el proyecto, permite la puesta en servicio de la instalación.

6.3.6. Formalización de Contrato de Venta de Energía

Una vez finalizada la instalación, debe formalizarse un contrato de venta de energía entre el titular de la instalación y la E.D. El modelo de contrato está fijado en la Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen

modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

6.3.7. Inscripción de la Instalación en el Registro de Instalaciones de Producción de Electricidad en Régimen Especial (RIPRE)

Posteriormente, el titular debe inscribir su instalación en el Registro de Instalaciones de Producción de Electricidad en Régimen Especial (RIPRE), y conforme a lo especificado en Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Este trámite se desarrolla en **dos fases**:

Primera Fase

La solicitud de inscripción previa se dirigirá al órgano correspondiente de la comunidad autónoma competente o, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas. Ésta deberá resolver sobre la solicitud de inscripción previa en un plazo máximo de un mes.

La solicitud de inscripción previa se acompañará, al menos, de

- El acta de puesta en servicio provisional para pruebas.
- El contrato técnico con la empresa distribuidora o, en su caso, contrato técnico de acceso a la red de transporte, a los que se refiere el artículo 16 de este Real Decreto.
- Aquella documentación que hubiera sido modificada respecto de la presentada para el otorgamiento de la condición de instalación acogida al régimen especial.

La formalización de la inscripción previa dará lugar a la asignación de un número de identificación en el registro, que será comunicado a la Comisión Nacional de Energía y a la comunidad autónoma competente, al objeto de que por esta última se proceda a su notificación al interesado.

Esta notificación será efectuada por la Dirección General de Política Energética y Minas cuando se trate de instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado.

Segunda Fase

La solicitud de inscripción definitiva se dirigirá al órgano correspondiente de la comunidad autónoma competente o, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas acompañada de:

- Documento de opción de venta de la energía producida a que se refiere el artículo 24 de este RD.
- Certificado emitido por el encargado de la lectura, que acredite el cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre. Para todas las instalaciones correspondientes a puntos de medida tipo 3, el encargado de la lectura será el distribuidor correspondiente.
- Informe del operador del sistema, o del gestor de la red de distribución en su caso, que acredite la adecuada cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión y el cumplimiento de los requisitos de información, técnicos y operativos establecidos en los procedimientos de operación, incluyendo la adscripción a un centro de control de generación con los requisitos establecidos en el presente Real Decreto.
- Acreditación del cumplimiento de los requisitos exigidos en el artículo 4 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, para los sujetos del mercado de producción. En el caso en el que el titular de una instalación que hubiera elegido la opción a del artículo 24.1, vaya a ser representado por un representante en nombre propio, será este último el que deberá presentar la acreditación establecida en el presente párrafo.

6.3.8. Mantenimiento de las Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red

El protocolo a seguir para el mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red obligadas al cumplimiento de la HE5 del CTE está fijado en su apartado 4.

El mantenimiento de las instalaciones que queden fuera del cumplimiento de la HE5 del CTE, seguirá las pautas establecidas en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE. No obstante, este protocolo de la HE5 también puede utilizarse para el mantenimiento de dichas instalaciones.

Protocolo
<p>Para englobar las operaciones necesarias durante la vida de la instalación con el propósito de asegurar el funcionamiento, aumentar la fiabilidad y prolongar la duración de la misma, se definen dos escalones complementarios de actuación:</p> <ul style="list-style-type: none">— Plan de vigilancia.— Plan de mantenimiento preventivo.

Plan de Vigilancia

Se refiere básicamente a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación son correctos.

Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales (energía, tensión etc.) para verificar el correcto funcionamiento de la instalación, incluyendo la limpieza de los módulos en el caso de que sea necesario.

Plan de Mantenimiento Preventivo

1. Son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.
2. El plan de mantenimiento debe realizarse por personal técnico competente que conozca la tecnología solar fotovoltaica y las instalaciones eléctricas en general. La instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas así como el mantenimiento correctivo.
3. El mantenimiento preventivo ha de incluir todas las operaciones de mantenimiento y sustitución de elementos fungibles o desgastados por el uso, necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.
4. El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una revisión semestral en la que se realizarán las siguientes actividades:
 - a) comprobación de las protecciones eléctricas;
 - b) comprobación del estado de los módulos: comprobar la situación respecto al proyecto original y verificar el estado de las conexiones;
 - c) comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc;
 - d) comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietos, limpieza.

7.

EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Para realizar la ejecución de una instalación fotovoltaica se han de tener en cuenta ciertas normas e instrucciones, que vienen regidas por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), el CTE y las Normas Básicas de Edificación (NBE), entre otras.

En este capítulo, se describen especificaciones y pautas para el montaje y el cableado de las instalaciones.

OBJETIVOS

Adquirir las competencias necesarias para realizar la instalación de los distintos elementos que forman los sistemas fotovoltaicos correctamente.

CONOCIMIENTOS

- Integración arquitectónica.
- Sistemas soporte de módulos fotovoltaicos.
- Ubicación del resto del equipamiento.
- Dimensionado de cables.
- Reglamento electrotécnico de baja tensión.

7.1. INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA

Se distinguen **diferentes tipos de integración arquitectónica** que reciben distintas denominaciones.

General	No tiene cuidados con la arquitectura. Es el caso de una instalación en una cubierta plana donde los módulos fotovoltaicos se disponen en una estructura metálica orientada al sur y a la que se le da una inclinación adecuada.
Superposición Arquitectónica	Los módulos solares se colocan paralelos a los planos que forman la envolvente del edificio. Pueden ser paralelos a una fachada o a una cubierta. En este caso, no han de colocarse en horizontal puesto que se perdería el efecto de autolimpieza con la lluvia.
Integración Arquitectónica	Se considera que existe integración arquitectónica cuando los módulos cumplen una doble función: la energética y la arquitectónica, ya que los módulos fotovoltaicos sustituyen elementos constructivos convencionales o son constituyentes de la composición arquitectónica.

Una buena pauta para integrar o superponer instalaciones en un edificio es la de seguir las líneas principales del mismo.

7.1.1. Integración Arquitectónica y CTE

El CTE exige evaluar, sin excepciones, y siguiendo las pautas establecidas, las pérdidas por orientación, inclinación y sombras del sistema generador para asegurar un emplazamiento adecuado. La instalación de

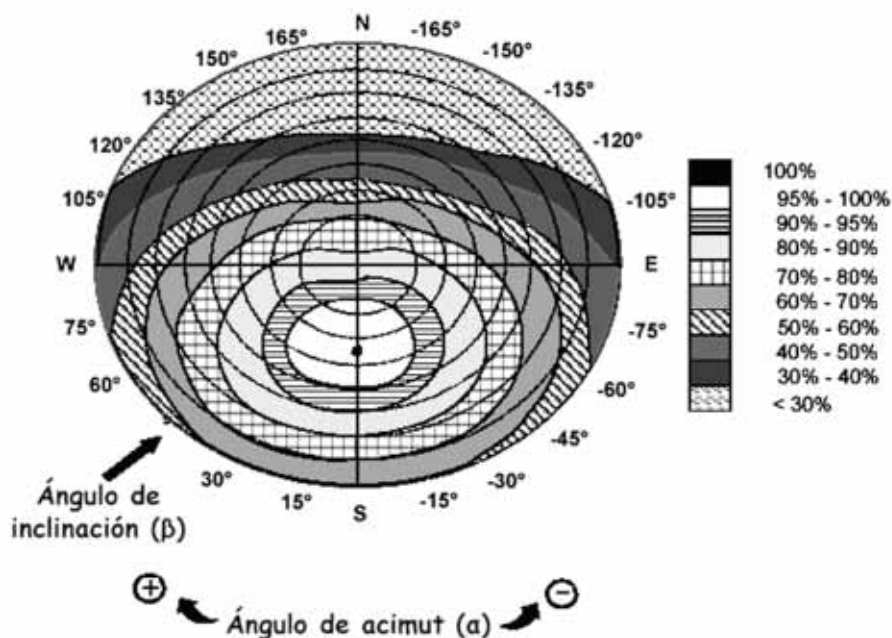
los módulos solares se efectuará de forma que las pérdidas debidas a estos factores sean inferiores a los límites indicados en la siguiente tabla:

PÉRDIDAS LÍMITE			
Caso	Orientación e Inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Sin embargo, en aquellos casos que por razones arquitectónicas excepcionales no se pueda instalar la potencia exigida cumpliendo con los valores de pérdidas límite establecidos, se justificará dicha imposibilidad y se buscará la ubicación que se aproxime a la que ofrezca la máxima producción.

Esta condición de evaluar las pérdidas por orientación e inclinación, puede ser considerada no como una restricción a la forma de implantar los módulos solares, sino como un aliciente para lograr una implantación adecuada de los mismos, respetando las características de la edificación y su entorno.

En la siguiente figura, se puede comprobar de una forma aproximada las pérdidas en una instalación por motivo de su orientación e inclinación, en comparación con la que tendría si tuviese una orientación e inclinación óptima.



Se observa que variaciones de 30° en el acimut, o variaciones de 15° en la inclinación, tienen unas pérdidas energéticas aproximadas del 5 % respecto al máximo que se puede conseguir con una orientación e inclinación óptimas. Esto da lugar a que se puede conseguir una adecuada implantación de instalaciones, buscando soluciones que no desentonen en la edificación o el entorno, sin renunciar a unos rendimientos energéticos adecuados.

7.1.2. Evolución y Tendencias

En principio, la implantación de los sistemas solares tenía como principal objetivo el abastecimiento energético. El paulatino incremento de la potencia instalada junto a la mejora de la tecnología empleada, ha acercado al público en general a estas tecnologías, efectuándose una labor

divulgativa que ha tenido como consecuencia la progresiva desaparición de las dudas acerca de la efectividad de estas instalaciones. Esto ha dado pie a que **actualmente** los nuevos retos no sean sólo energéticos, sino que además se buscan soluciones arquitectónicas que integren, en mayor o menor medida, **las instalaciones solares en las edificaciones**.

La integración de instalaciones solares en un proyecto de construcción de un edificio ya definido puede no resultar una tarea fácil. La dificultad de encontrar un emplazamiento adecuado de los módulos solares, presencia de sombras, dificultades en la forma de anclaje de las estructuras soporte, dificultades de asegurar una adecuada estanqueidad o el trazado de las líneas de conexión entre elementos, pueden ser aspectos que pesen demasiado como para dar por cerrado y sin éxito el proyecto de instalación.

Sin embargo, considerarlo en la fase de diseño arquitectónico puede ser mejor recibido por parte de los técnicos y proporcionar unos resultados satisfactorios en todas sus facetas.

Los efectos de la integración arquitectónica de una instalación solar en una edificación deben ser considerados en cada etapa del desarrollo del proyecto, comportamiento térmico, control de la luz natural y reducción del empleo de luz artificial, aspectos estéticos, etc. También debe ser un factor a tener en cuenta con el fin de minimizar los costes, evitar los posibles problemas constructivos e interacciones derivadas, así como para poder optimizar el proceso de fabricación y montaje, intentando coordinar adecuadamente las distintas unidades de ejecución previstas en cada momento.

Hay que tener en cuenta que la integración arquitectónica no es una técnica estándar, por lo que se necesita la atención y el compromiso de todas las partes involucradas.

El entorno urbano ofrece oportunidades interesantes a la hora de proyectar una instalación fotovoltaica. Las ciudades disponen de mucha

superficie construida que puede utilizarse para la ubicación de una instalación solar sin necesidad de ocupar más suelo urbano.

Pueden diseñarse de forma que sirvan como elementos de construcción, cubiertas, muros, dispositivos para la protección solar y la lluvia, etc. Pueden ser visibles o virtualmente invisibles tanto para usuarios de un edificio como para el resto de público: las cubiertas de los edificios, ya sean acristaladas o no, los muros estructurales, los muros cortina acristalados, las marquesinas ubicadas en los aparcamientos de centros comerciales, estaciones de autobuses, hoteles, bóvedas destinadas a proteger los viales de interconexión entre edificios, salidas de bocas de metro, los edificios singulares con las particularidades que ofrece sus peculiares diseños, etc.

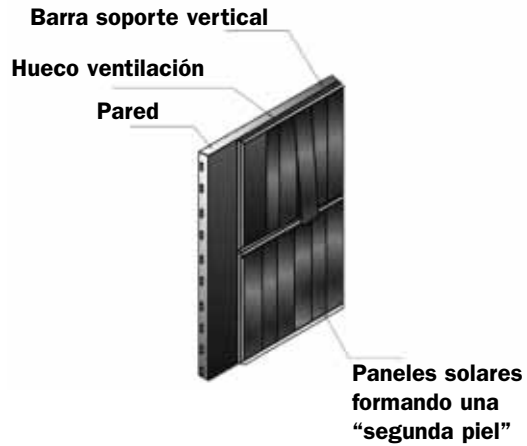
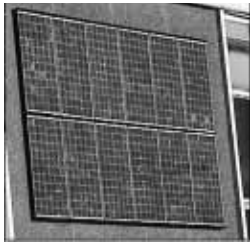
Evidentemente no todos estos emplazamientos son siempre los óptimos o adecuados. Como ya se ha comentado, los efectos de sombras de edificios próximos, posibles variaciones en el desarrollo urbanístico en los alrededores o una inadecuada orientación de la edificación pueden ser las barreras a salvar, pero puede ser un punto de partida a la hora de decidir dónde y cómo implantar una instalación solar.

Además de ser un elemento generador de energía, **este tipo de instalaciones deben ser consideradas como elementos arquitectónicos innovadores, diferenciadores, y que son capaces de transmitir una imagen de arquitectura comprometida con el desarrollo sostenible, así como una política de concienciación ambiental.**

En definitiva, todo un ejercicio de imaginación para el promotor, arquitecto, proyectista, instalador, y por que no, usuarios y ciudadanos, para que entre todos, se busque un plus para este tipo de instalaciones.

7.1.3. Ejemplos de Integración

- En **fachadas**:



- **Integración total:**



Se trata de dos soluciones donde se ha construido el panel fotovoltaico a medida. En el caso de la derecha con el mismo cristal del muro cortina, se han ensamblado las obleas de silicio sobre uno de los cristales, embebiéndolas en EVA (etil-vinil-aceto).

7.2. SISTEMAS SOPORTE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Existen diversos tipos y modelos de estructuras soporte para módulos solares. Algunas de estas estructuras ya están diseñadas por los propios fabricantes, lo que facilita su elección y montaje. Puede darse el caso de que la instalación proyectada requiera de una solución no estandarizada, ya sea por tamaño, forma constructiva o criterios de integración arquitectónica.

En cualquier caso, deben tenerse en cuenta aspectos relativos a resistencia de materiales, dilataciones térmicas, transferencias de cargas, estanqueidad, etc, **debiendo ajustarse a las exigencias indicadas en la parte correspondiente del CTE y demás normativa de aplicación.**



La imagen de la figura muestra una estructura de Atersa colocada sobre una azotea.



En todos los casos se cumplirá con lo obligado por la Normativa Básica de la edificación (NBE), el CTE y demás normas aplicables.

Especificaciones Más Importantes

- La **estructura** ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas de viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la **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.
- 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 del módulo.
- El **diseño de la estructura** se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, mantenimiento y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- La **tornillería** será realizada en acero inoxidable. 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.
- Los **topes de sujeción** de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- En el caso de **instalaciones integradas** en cubierta que además hagan de cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias del CTE y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.
- Las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terrazza) como integrados sobre tejado incluirán todos los accesorios y anclajes.
- La estructura soporte será calculada según el CTE para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.
- Si la estructura está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá el CTE para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

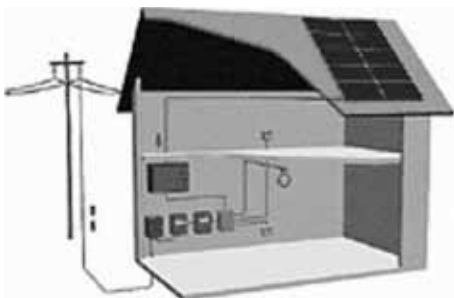
7.3. UBICACIÓN DEL RESTO DEL EQUIPAMIENTO

Los **paneles solares se ubican en el exterior**, es decir, a intemperie, por lo que deben de disponer de una caja de conexión con un grado de estanqueidad adecuado (protección correspondiente a las proyecciones de agua IPX4) según la Instrucción Técnica **ITC – BT – 30** del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

De esta misma forma las **conexiones del cableado de tipo manguera** serán de un **aislamiento de 0,6/1kV** y deberán ajustarse perfectamente al correspondiente prensaestopas.

Las **instalaciones a menos de 48 voltios en corriente continua** podrán considerarse como de muy baja tensión por lo que solamente se deberá aplicar lo señalado en la Instrucción Técnica **ITC – BT – 36** del Reglamento para Baja Tensión, que permitirá utilizar un conductor con aislamiento menor, pero procurarán ajustarse lo mejor posible al correspondiente prensaestopas.

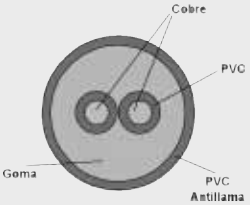
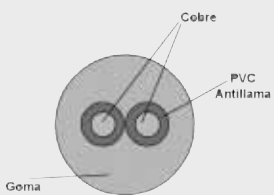
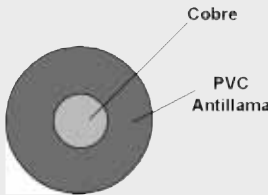
En general, si es posible, **el resto de equipos se ubicaran en interior** a fin de poder utilizar material no estanco. Esto es de aplicación fundamentalmente para los inversores y los cuadros eléctricos. De la misma forma sucede en los casos de instalaciones aisladas con los bloques de baterías y el regulador.



En el caso de que por no existir edificación, se deba colocar el inversor y el cuadro eléctrico a la intemperie se escogerá el material con la adecuada protección (protección correspondiente a las proyecciones de agua IPX4).

7.4. DIMENSIONADO DE CABLES

Puesto que **el recorrido de los cables es casi todo a la intemperie**, deberán ser aptos para esta condición.

Tipos de Cable	
<p>Cable Multiconductor Doble Aislamiento</p> 	<p>Este tipo de cable no necesita protección mecánica, es decir, no necesitará realizar su recorrido dentro de un tubo.</p> <p>Su nivel de aislamiento es de 1.000 V.</p>
<p>Cable Multiconductor Simple Aislamiento</p> 	<p>Se trata de cables muy flexibles no aptos para la intemperie, por lo que tienen que ser instalados dentro de un tubo de PVC o metálico, que les servirá de protección mecánica</p> <p>Su nivel de aislamiento es de 500 V.</p>
<p>Cable de Un Conductor</p> 	<p>Es un cable de cobre con aislamiento de PVC antillama, que no es apto para instalaciones a la intemperie, debe ir bajo tubo.</p> <p>Su nivel de aislamiento es de 750 V.</p>

Generalmente, entre los paneles se utiliza un cable de doble aislamiento de 1.000 V y monoconductor. En una instalación fotovoltaica, los cables que unen los paneles con el inversor, deben ser adecuados para que permitan soportar la intensidad que conducen y que **no se produzcan caídas de tensión superiores al 3 % en sistemas aislados y al 1,5 % en sistemas conectados a red.**

En las instalaciones de **conexión a red**, los **cables que unen el inversor con la red deben soportar el 125 % de la intensidad máxima que produce el inversor. La caída de tensión permitida entre la red y el inversor será del 1,5 % para la intensidad nominal.**

En general los conductores que unen los paneles conectados en serie son todos iguales y de la misma sección. Cuando hay que unir varias series en paralelo, es cuando se debe calcular la sección del cable. Si el campo fotovoltaico fuese una conexión a red sería igual pero conectándolo con el inversor.

Para simplificar el proceso de selección del cable, y **con el objeto de obtener una rápida aproximación de la sección a emplear**, se tiene la tabla que se muestra a continuación, que indica la sección adecuada de cable a utilizar para una **caída de tensión del 5 % en sistemas de 12 V.**

Sección (mm ²) Corriente (A)	35	25	16	10	6	4	2,5	1,5
1	540	389	246	156	93	62	39	22
2	270	194	123	78	46	31	19	11
3	180	130	82	52	31	20	13	7
4	135	97	62	39	23	15	10	5
5	108	78	49	31	18	12	8	4
6	90	65	41	26	15	10	6	3
7	77	55	35	22	13	9	5	2,8
8	67	49	31	19	12	8	4,5	2,5
9	60	43	27	17	10	7	4	2
10	54	39	25	16	9	6	3,5	1,8
12	45	32	20	13	8	5	3	1,5
15	36	26	16	10	6	4	2	1
18	30	22	14	9	5	3	1,8	0,8
21	26	18	12	7	4	3	1,6	0,7
24	22	16	10	6,5	3,5	2,5	1,5	0,5
27	20	14	9	5,5	3	2	1	–
30	18	13	8	5	2,5	1,5	0,8	–

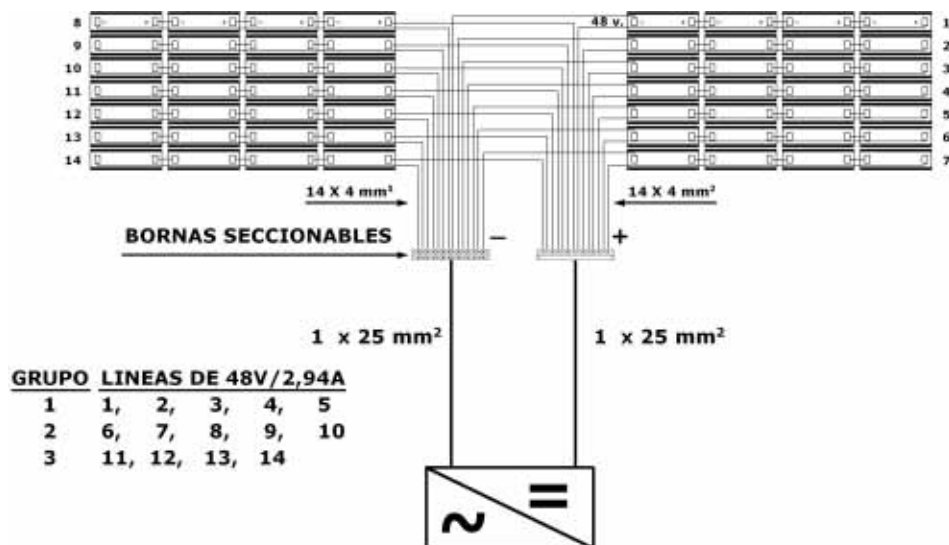
Para utilizar la tabla correctamente se han de seguir ciertas **indicaciones**:

- En la columna de la izquierda debe elegirse la corriente que se espera circulará por el cable.
- Sobre el renglón anterior, se busca la distancia que recorrerá dicho tramo de cable.
- Mirando en la parte superior de la columna donde coinciden los datos anteriores, se obtiene la sección adecuada.

Para instalaciones de 24, 36 ó 48 V, se procederá de forma similar, pero la sección obtenida se dividirá entre 2, 3 y 4 respectivamente.

Si el valor obtenido de la división no corresponde con un valor normalizado de sección, deberá tomarse el normalizado inmediatamente superior.

Sin embargo, para realizar el **cálculo real de la sección** del conductor a emplear, se deberán adoptar los **criterios indicados en las ITC del Reglamento para Baja Tensión** que resulten aplicables en cada caso. También el Ministerio de Ciencia y Tecnología, dispone de una **Guía Técnica de aplicación del RBT**, y que en su **Anexo 2** indica la forma de proceder para el citado cálculo.



7.5. REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO DE BAJA TENSIÓN

En general, si el tipo de instalación solar fotovoltaica es de potencia **menor a 10 kW, no precisan proyecto técnico.**

En el caso de existir proyecto, será éste el que fije las características de la instalación.

En caso de instalaciones de potencias **menores de 10 kW, los instaladores electricistas ejecutarán y diseñarán las instalaciones**, las de **más de 10 kW las diseñan proyectistas y las ejecutan instaladores electricistas.**

Las **Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento Electrotécnico** para Baja Tensión aplicables a las instalaciones solares fotovoltaicas son:

ITC-BT-08	Se refiere a los sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica.
ITC-BT-24	Se refiere a la protección contra los contactos directos e indirectos en las instalaciones interiores o receptoras.
ITC-BT-40	Se refiere a las instalaciones generadoras de baja tensión.

Aparte, se aplicarán otras ITC en lo referente a cálculo de secciones de conductores, ejecución de las instalaciones, etc.

Las instalaciones fotovoltaicas contempladas están formadas, en general, por dos circuitos eléctricos diferentes, uno en corriente continua y otro en corriente alterna.

7.5.1. Circuitos de Corriente Continua

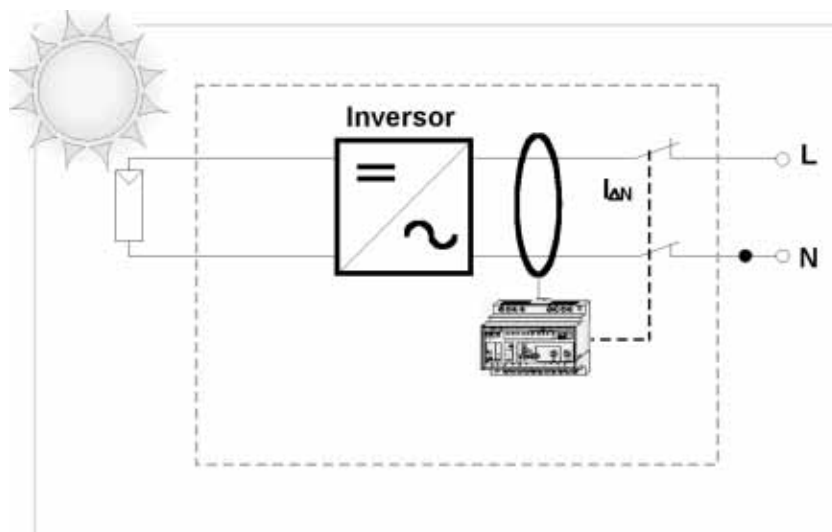
En las instalaciones de corriente continua de tensiones bajas, hasta 75 V, no existen problemas de seguridad.

En general, se adopta según la **ITC – BT – 24** el sistema de protección siguiente:

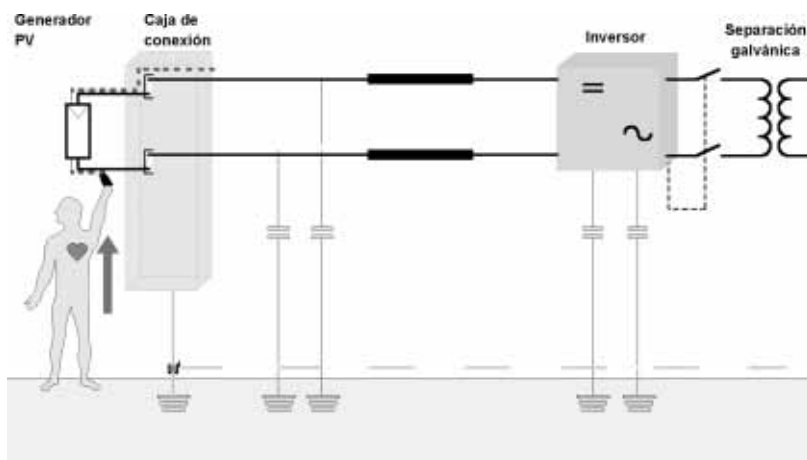
- **Protección contra contactos directos:** mediante lo señalado en la **ITC – BT – 24** en el apartado 3.1 aislamiento de partes activas.
- **Protección contra contactos indirectos:** mediante lo señalado en la **ITC – BT – 24** en el apartado 4.2 protección por empleo de equipos de la clase II.

Se debe contrastar que tanto los módulos solares como las conexiones sean de clase II. Asimismo, los conductores deberán ser de doble aislamiento.

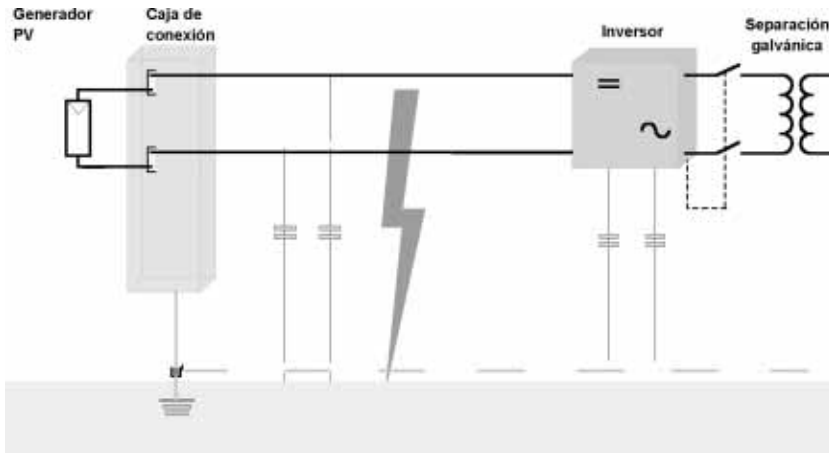
En el caso de tratarse de conexiones a red donde se pueden utilizar tensiones en corriente continua muy elevadas (varios cientos de voltios) la solución anterior pese a ser reglamentaria puede llegar a ser peligrosa. Normalmente se utiliza el **sistema de corriente continua aislado de tierra. Los conductores activos no se ponen a tierra y la corriente continua llega al inversor. Las protecciones, están después del inversor en la parte de alterna.**



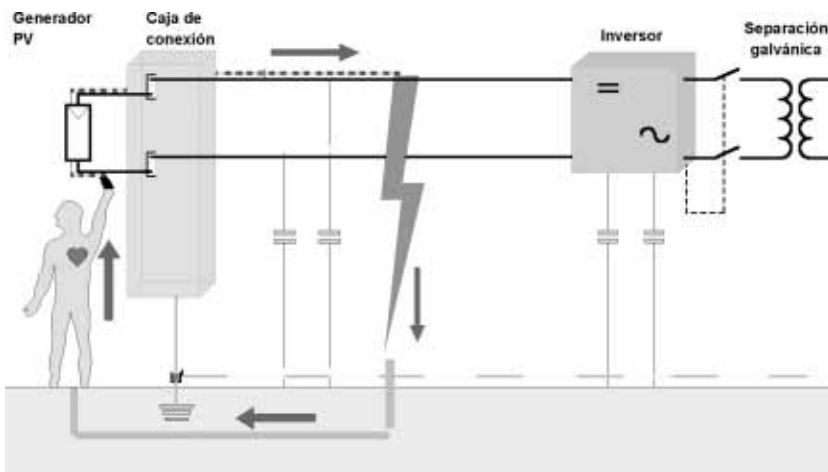
El **generador fotovoltaico** es una red que **no** está **unida a tierra**. Si una persona hace un contacto con un elemento eléctrico (toca un cable) el contacto no afecta a la persona puesto que no existe retorno de la corriente por estar aislado de tierra.



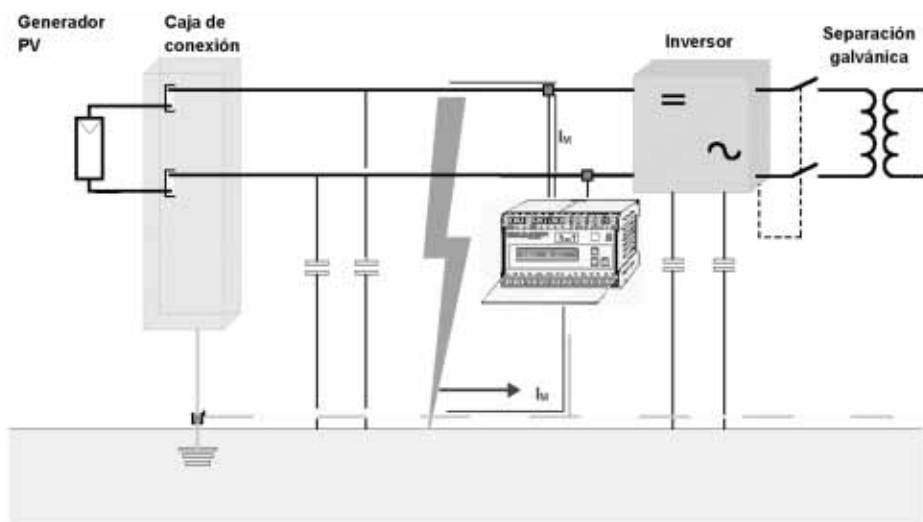
Si por el paso del tiempo en la instalación se produce un defecto en la parte de corriente continua, la instalación sigue funcionando ya que el defecto no se manifiesta con la derivación a tierra.



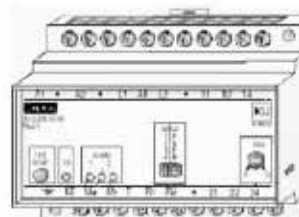
En este caso, si se produce un contacto de la persona con la instalación, sí existe riesgo grave, teniendo en cuenta la elevada tensión de corriente continua a la que se trabaja.



Por ello, para estos casos sería recomendable el uso de un sistema de detección de defecto de aislamiento.



Vigilante de Aislamiento →



7.5.2. Circuitos de Corriente Alterna

En la parte de corriente alterna de las instalaciones, tanto en las de sistemas aislados como en las de sistemas conectados a red, no deben existir problemas.

Sistemas	
Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas con Inversor de Corriente Alterna a 220 V	<ul style="list-style-type: none"> La protección contra contactos directos se realiza mediante lo señalado en la ITC – BT – 24 en el apartado 3.1, aislamiento de partes activas, y 3.5, protección diferencial. La protección contra contactos indirectos se realiza según los esquemas de la ITC – BT – 08.
Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red	<p>El Real Decreto 1663/2000, señala la forma de ejecutar esta parte de la instalación:</p> <ul style="list-style-type: none"> Capítulo III, art. 8 – 1) Condiciones técnicas de carácter general: “Así mismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación...”. Capítulo III, art. 11 – 2) Protecciones: “Interruptor automático diferencial con el fin de proteger a las personas en el caso de derivaciones de algún elemento de la parte continua de la instalación...”. Capítulo III, art. 12) Condiciones de puesta a tierra: “Las instalaciones deberán disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas...”.

ANEXO I

TABLA DE IRRADIACIÓN

**ENERGÍA H EN MEGAJULIOS QUE INCIDE SOBRE UN METRO CUADRADO DE SUPERFICIE
HORIZONTAL EN UN DÍA MEDIO DE CADA MES.**

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OTC	NOV	DIC	AÑO
1 ÁLAVA	4,6	6,9	11,2	13	14,8	16,6	18,1	17,3	14,3	9,5	5,5	4,1	11,3
2 ALBACETE	6,7	10,5	15	19,2	21,2	25,1	26,7	23,2	18,8	12,4	8,4	6,4	16,1
3 ALICANTE	8,5	12	16,3	18,9	23,1	24,8	25,8	22,5	18,3	13,6	9,8	7,6	16,8
4 ALMERÍA	8,9	12,2	16,4	19,6	23,1	24,6	25,3	22,5	18,5	13,9	10	8	16,9
5 ASTURIAS	5,3	7,7	10,6	12,2	15	15,2	16,8	14,8	12,4	9,8	5,9	4,6	10,9
6 ÁVILA	6	9,1	13,5	17,7	19,4	22,3	26,3	25,3	18,8	11,2	6,9	5,2	15,1
7 BADAJOZ	6,5	10	13,6	18,7	21,8	24,6	25,9	23,8	17,9	12,3	8,2	6,2	15,8
8 BALEARES	7,2	10,7	14,4	16,2	21	22,7	24,2	20,6	16,4	12,1	8,5	6,5	15
9 BARCELONA	6,5	9,5	12,9	16,1	18,6	20,3	21,6	18,1	14,6	10,8	7,2	5,8	13,5
10 BURGOS	5,1	7,9	12,4	16	18,7	21,5	23	20,7	16,7	10,1	6,5	4,5	13,6
11 CÁCERES	6,8	10	14,7	19,6	22,1	25,1	28,1	25,4	19,7	12,7	8,9	6,6	16,6
12 CÁDIZ	8,1	11,5	15,7	18,5	22,2	23,8	25,9	23	18,1	14,2	10	7,4	16,5
13 CANTABRIA	5	7,4	11	13	16,1	17	18,4	15,5	13	9,5	5,8	4,5	11,3
14 CASTELLÓN	8	12,2	15,5	17,4	20,6	21,4	23,9	19,5	16,6	13,1	8,6	7,3	15,3
15 CEUTA	8,9	13,1	18,6	21	24,3	26,7	26,8	24,3	19,1	14,2	11	8,6	18,1
16 CIUDAD REAL	7	10,1	15	18,7	21,4	23,7	25,3	23,2	18,8	12,5	8,7	6,5	15,9
17 CÓRDOBA	7,2	10,1	15,1	18,5	21,8	25,9	28,5	25,1	19,9	12,6	8,6	6,9	16,7
18 LA CORUÑA	5,4	8	11,4	12,4	15,4	16,2	17,4	15,3	13,9	10,9	6,4	5,1	11,5
19 CUENCA	5,9	8,8	12,9	17,4	18,7	22	25,6	22,3	17,5	11,2	7,2	5,5	14,6
20 GERONA	7,1	10,5	14,2	15,9	18,7	19	22,3	18,5	14,9	11,7	7,8	6,6	13,9
21 GRANADA	7,8	10,8	15,2	18,5	21,9	24,8	26,7	23,6	18,8	12,9	9,6	7,1	16,5
22 GUADALAJARA	6,5	9,2	14	17,9	19,4	22,7	25	23,2	17,8	11,7	7,8	5,6	15,1
23 GUIPÚZCOA	5,5	7,7	11,3	11,7	14,6	16,2	16,1	13,6	12,7	10,3	6,2	5	10,9
24 HUELVA	7,6	11,3	16	19,5	24,1	25,6	28,7	25,6	21,2	14,5	9,2	7,5	17,6
25 HUESCA	6,1	9,6	14,3	18,7	20,3	22,1	23,1	20,9	16,9	11,3	7,2	5,1	14,6
26 JAÉN	6,7	10,1	14,4	18	20,3	24,4	26,7	24,1	19,2	11,9	8,1	6,5	15,9
27 LEÓN	5,8	8,7	13,8	17,2	19,5	22,1	24,2	20,9	17,2	10,4	7	4,8	14,3
28 LÉRIDA	6	9,9	18	18,8	20,9	22,6	23,8	21,3	16,8	12,1	7,2	4,8	15,2
29 LUGO	5,1	7,6	11,7	15,2	17,1	19,5	20,2	18,4	15	9,9	6,2	4,5	12,5
30 MADRID	6,7	10,6	13,6	18,8	20,9	23,5	26	23,1	16,9	11,4	7,5	5,9	15,4
31 MÁLAGA	8,3	12	15,5	18,5	23,2	24,5	26,5	23,2	19	13,6	9,3	8	16,8
32 MELILLA	9,4	12,6	17,2	20,3	23	24,8	24,8	22,6	18,3	14,2	10,9	8,7	17,2

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OTC	NOV	DIC	AÑO
33 MURCIA	10,1	14,8	16,6	20,4	24,2	25,6	27,7	23,5	18,6	13,9	9,8	8,1	17,8
34 NAVARRA	5	7,4	12,3	14,5	17,1	18,9	20,5	18,2	16,2	10,2	6	4,5	12,6
35 ORENSE	4,7	7,3	11,3	14	16,2	17,6	18,3	16,6	14,3	9,4	5,6	4,3	11,6
36 PALENCIA	5,3	9	13,2	17,5	19,7	21,8	24,1	21,6	17,1	10,9	6,6	4,6	14,3
37 LAS PALMAS	11,2	14,2	17,8	19,6	21,7	22,5	24,3	21,9	19,8	15,1	12,3	10,7	17,6
38 PONTEVEDRA	5,5	8,2	13	15,7	17,5	20,4	22	18,9	15,1	11,3	6,8	5,5	13,3
39 LA RIOJA	5,6	8,8	13,7	16,6	19,2	21,4	23,3	20,8	16,2	10,7	6,8	4,8	14
40 SALAMANCA	6,1	9,5	13,5	17,1	19,7	22,8	24,6	22,6	17,5	11,3	7,4	5,2	14,8
41 STA. C. TENERIFE	10,7	13,3	18,1	21,5	25,7	26,5	29,3	26,6	21,2	16,2	10,8	9,3	19,1
42 SEGOVIA	5,7	8,8	13,4	18,4	20,4	22,6	25,7	24,9	18,8	11,4	6,8	5,1	15,2
43 SEVILLA	7,3	10,9	14,4	19,2	22,4	24,3	24,9	23	17,9	12,3	8,8	6,9	16
44 SORIA	5,9	8,7	12,8	17,1	19,7	21,8	24,1	22,3	17,5	11,1	7,6	5,6	14,5
45 TARRAGONA	7,3	10,7	14,9	17,6	20,2	22,5	23,8	20,5	16,4	12,3	8,8	6,3	15,1
46 TERUEL	6,1	8,8	12,9	16,7	18,4	20,6	21,8	20,7	16,9	11	7,1	5,3	13,9
47 TOLEDO	6,2	9,5	14	19,3	21	24,4	27,2	24,5	18,1	11,9	7,6	5,6	15,8
48 VALENCIA	7,6	10,6	14,9	18,1	20,6	22,8	23,8	20,7	16,7	12	8,7	6,6	15,3
49 VALLADOLID	5,5	8,8	13,9	17,2	19,9	22,6	25,1	23	18,3	11,2	6,9	4,2	14,7
50 VIZCAYA	5	7,1	10,8	12,7	15,5	16,7	17,9	15,7	13,1	9,3	6	4,6	11,2
51 ZAMORA	5,4	8,9	13,2	17,3	22,2	21,6	23,5	22	17,2	11,1	6,7	4,6	14,5
52 ZARAGOZA	6,3	9,8	15,2	18,3	21,8	24,2	25,1	23,4	18,3	12,1	7,4	5,7	15,6

ANEXO II

FACTOR DE CORRECCIÓN

LATITUD = 28°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
5	1,05	1,04	1,03	1,01	1,00	1,00	1,00	1,02	1,03	1,05	1,06	1,06
10	1,10	1,08	1,05	1,02	1,00	0,99	1,00	1,02	1,06	1,10	1,12	1,12
15	1,14	1,11	1,07	1,02	0,99	0,98	0,99	1,03	1,08	1,13	1,17	1,17
20	1,17	1,13	1,08	1,02	0,97	0,95	0,97	1,02	1,09	1,16	1,21	1,21
25	1,20	1,15	1,08	1,00	0,95	0,93	0,95	1,01	1,09	1,19	1,25	1,24
30	1,22	1,15	1,07	0,98	0,92	0,89	0,92	0,99	1,09	1,20	1,27	1,27
35	1,23	1,16	1,06	0,96	0,88	0,85	0,88	0,96	1,08	1,21	1,29	1,29
40	1,24	1,15	1,04	0,92	0,84	0,80	0,84	0,93	1,06	1,21	1,30	1,30
45	1,23	1,14	1,01	0,89	0,79	0,75	0,79	0,89	1,04	1,20	1,30	1,30
50	1,22	1,12	0,98	0,84	0,73	0,69	0,73	0,84	1,00	1,18	1,30	1,30
55	1,20	1,09	0,94	0,79	0,68	0,63	0,67	0,79	0,96	1,15	1,28	1,28
60	1,18	1,05	0,90	0,73	0,61	0,57	0,61	0,73	0,92	1,12	1,26	1,26
65	1,14	1,01	0,85	0,67	0,55	0,50	0,54	0,67	0,86	1,08	1,22	1,23
70	1,10	0,97	0,79	0,61	0,48	0,42	0,47	0,60	0,81	1,03	1,18	1,19
75	1,06	0,91	0,73	0,54	0,40	0,35	0,39	0,53	0,74	0,97	1,14	1,15
80	1,00	0,86	0,66	0,47	0,33	0,27	0,32	0,46	0,67	0,91	1,08	1,10
85	0,94	0,79	0,59	0,39	0,25	0,19	0,24	0,38	0,60	0,84	1,02	1,04
90	0,88	0,72	0,52	0,32	0,17	0,11	0,16	0,31	0,53	0,77	0,95	0,98

LATITUD = 29°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
5	1,05	1,04	1,03	1,02	1,00	1,00	1,00	1,02	1,03	1,05	1,07	1,06
10	1,10	1,08	1,05	1,02	1,00	0,99	1,00	1,03	1,06	1,10	1,12	1,12
15	1,15	1,11	1,07	1,03	0,99	0,98	0,99	1,03	1,08	1,14	1,18	1,17
20	1,18	1,14	1,08	1,02	0,98	0,96	0,98	1,03	1,10	1,17	1,22	1,22
25	1,21	1,15	1,08	1,01	0,95	0,93	0,95	1,01	1,10	1,20	1,26	1,25
30	1,23	1,16	1,08	0,99	0,92	0,90	0,92	1,00	1,10	1,21	1,28	1,28
35	1,24	1,17	1,07	0,97	0,89	0,86	0,89	0,97	1,09	1,22	1,30	1,30
40	1,25	1,16	1,05	0,93	0,85	0,81	0,85	0,94	1,07	1,22	1,32	1,31
45	1,24	1,15	1,02	0,90	0,80	0,76	0,80	0,90	1,05	1,21	1,32	1,32
50	1,23	1,13	0,99	0,85	0,75	0,71	0,74	0,85	1,02	1,19	1,31	1,31
55	1,22	1,10	0,95	0,80	0,69	0,64	0,68	0,80	0,98	1,17	1,30	1,30
60	1,19	1,07	0,91	0,75	0,63	0,58	0,62	0,75	0,93	1,14	1,28	1,28
65	1,16	1,03	0,86	0,69	0,56	0,51	0,55	0,69	0,88	1,10	1,24	1,25
70	1,12	0,98	0,80	0,62	0,49	0,44	0,48	0,62	0,82	1,05	1,20	1,22
75	1,07	0,93	0,74	0,55	0,42	0,36	0,41	0,55	0,76	0,99	1,16	1,17
80	1,02	0,87	0,68	0,48	0,34	0,28	0,33	0,48	0,69	0,93	1,10	1,12
85	0,96	0,81	0,61	0,41	0,26	0,21	0,25	0,40	0,62	0,87	1,04	1,06
90	0,90	0,74	0,54	0,33	0,18	0,13	0,17	0,32	0,54	0,79	0,97	1,00

LATITUD = 35°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
5	1,06	1,05	1,04	1,02	1,01	1,01	1,01	1,03	1,04	1,06	1,08	1,07
10	1,12	1,10	1,07	1,04	1,02	1,01	1,02	1,04	1,08	1,12	1,15	1,14
15	1,17	1,14	1,09	1,05	1,02	1,00	1,02	1,05	1,11	1,17	1,21	1,21
20	1,22	1,17	1,11	1,05	1,01	0,99	1,01	1,06	1,13	1,22	1,27	1,26
25	1,25	1,20	1,12	1,05	0,99	0,97	0,99	1,05	1,15	1,25	1,32	1,31
30	1,28	1,21	1,13	1,04	0,97	0,94	0,97	1,04	1,15	1,28	1,36	1,35
35	1,31	1,22	1,12	1,02	0,94	0,91	0,94	1,02	1,15	1,29	1,39	1,38
40	1,32	1,23	1,11	0,99	0,90	0,87	0,90	1,00	1,14	1,30	1,41	1,40
45	1,33	1,22	1,09	0,96	0,86	0,82	0,86	0,97	1,13	1,30	1,42	1,41
50	1,32	1,21	1,07	0,92	0,81	0,77	0,81	0,93	1,10	1,30	1,43	1,42
55	1,31	1,19	1,03	0,87	0,76	0,72	0,76	0,88	1,07	1,28	1,42	1,41
60	1,29	1,16	0,99	0,82	0,70	0,66	0,70	0,83	1,03	1,25	1,41	1,40
65	1,27	1,12	0,95	0,77	0,64	0,59	0,64	0,77	0,98	1,22	1,38	1,38
70	1,23	1,08	0,90	0,71	0,57	0,52	0,57	0,71	0,93	1,18	1,35	1,35
75	1,19	1,03	0,84	0,64	0,50	0,45	0,50	0,64	0,87	1,13	1,31	1,31
80	1,14	0,98	0,78	0,57	0,43	0,37	0,42	0,57	0,80	1,07	1,26	1,26
85	1,09	0,92	0,71	0,50	0,35	0,29	0,34	0,50	0,73	1,00	1,20	1,21
90	1,02	0,85	0,64	0,42	0,27	0,21	0,26	0,42	0,66	0,93	1,13	1,15

LATITUD = 36°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
5	1,07	1,05	1,04	1,02	1,01	1,01	1,01	1,03	1,05	1,07	1,08	1,08
10	1,13	1,10	1,07	1,04	1,02	1,01	1,02	1,05	1,08	1,13	1,15	1,15
15	1,18	1,14	1,10	1,05	1,02	1,01	1,02	1,06	1,12	1,18	1,22	1,21
20	1,22	1,18	1,12	1,06	1,01	0,99	1,01	1,06	1,14	1,22	1,28	1,27
25	1,26	1,20	1,13	1,05	1,00	0,98	1,00	1,06	1,16	1,26	1,33	1,32
30	1,29	1,22	1,13	1,04	0,98	0,95	0,98	1,05	1,16	1,29	1,37	1,36
35	1,32	1,23	1,13	1,02	0,95	0,92	0,95	1,03	1,16	1,31	1,40	1,39
40	1,33	1,24	1,12	1,00	0,91	0,88	0,91	1,01	1,16	1,32	1,43	1,41
45	1,34	1,23	1,10	0,97	0,87	0,84	0,87	0,98	1,14	1,32	1,44	1,43
50	1,34	1,22	1,08	0,93	0,82	0,78	0,82	0,94	1,12	1,31	1,45	1,44
55	1,33	1,20	1,05	0,89	0,77	0,73	0,77	0,90	1,08	1,30	1,44	1,43
60	1,31	1,17	1,01	0,84	0,71	0,67	0,71	0,84	1,05	1,27	1,43	1,42
65	1,29	1,14	0,96	0,78	0,65	0,60	0,65	0,79	1,00	1,24	1,41	1,40
70	1,25	1,10	0,91	0,72	0,59	0,53	0,58	0,73	0,95	1,20	1,37	1,37
75	1,21	1,05	0,85	0,66	0,52	0,46	0,51	0,66	0,89	1,15	1,33	1,33
80	1,16	1,00	0,79	0,59	0,44	0,39	0,44	0,59	0,82	1,09	1,28	1,29
85	1,11	0,94	0,73	0,52	0,37	0,31	0,36	0,51	0,75	1,03	1,23	1,23
90	1,05	0,87	0,65	0,44	0,29	0,23	0,28	0,44	0,68	0,96	1,16	1,17

LATITUD = 37°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
5	1,07	1,06	1,04	1,03	1,01	1,01	1,02	1,03	1,05	1,07	1,08	1,08
10	1,13	1,10	1,08	1,05	1,02	1,01	1,02	1,05	1,09	1,13	1,16	1,15
15	1,18	1,15	1,10	1,06	1,02	1,01	1,02	1,06	1,12	1,19	1,23	1,22
20	1,23	1,18	1,12	1,06	1,02	1,00	1,02	1,07	1,15	1,23	1,29	1,28
25	1,27	1,21	1,14	1,06	1,00	0,98	1,00	1,07	1,16	1,27	1,34	1,33
30	1,30	1,23	1,14	1,05	0,98	0,96	0,98	1,06	1,17	1,30	1,38	1,37
35	1,33	1,24	1,14	1,03	0,96	0,93	0,96	1,04	1,17	1,32	1,42	1,41
40	1,35	1,25	1,13	1,01	0,92	0,89	0,92	1,02	1,17	1,34	1,44	1,43
45	1,35	1,25	1,11	0,98	0,88	0,85	0,88	0,99	1,15	1,34	1,46	1,45
50	1,35	1,24	1,09	0,94	0,84	0,80	0,84	0,95	1,13	1,33	1,47	1,46
55	1,35	1,22	1,06	0,90	0,78	0,74	0,78	0,91	1,10	1,32	1,47	1,45
60	1,33	1,19	1,02	0,85	0,73	0,68	0,73	0,86	1,06	1,30	1,45	1,44
65	1,31	1,16	0,98	0,80	0,67	0,62	0,66	0,80	1,02	1,26	1,43	1,42
70	1,27	1,12	0,93	0,74	0,60	0,55	0,60	0,74	0,97	1,22	1,40	1,40
75	1,23	1,07	0,87	0,67	0,53	0,48	0,53	0,68	0,91	1,17	1,36	1,36
80	1,19	1,02	0,81	0,60	0,46	0,40	0,45	0,60	0,84	1,12	1,31	1,31
85	1,13	0,96	0,74	0,53	0,38	0,32	0,38	0,53	0,77	1,05	1,26	1,26
90	1,07	0,89	0,67	0,46	0,30	0,25	0,30	0,45	0,70	0,98	1,19	1,20

LATITUD = 38°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
5	1,07	1,06	1,04	1,03	1,02	1,01	1,02	1,03	1,05	1,07	1,08	1,08
10	1,13	1,11	1,08	1,05	1,02	1,02	1,03	1,05	1,09	1,14	1,16	1,16
15	1,19	1,15	1,11	1,06	1,03	1,01	1,03	1,07	1,13	1,19	1,23	1,22
20	1,24	1,19	1,13	1,07	1,02	1,01	1,02	1,07	1,15	1,24	1,30	1,29
25	1,28	1,22	1,14	1,07	1,01	0,99	1,01	1,08	1,17	1,28	1,35	1,34
30	1,31	1,24	1,15	1,06	0,99	0,97	0,99	1,07	1,18	1,31	1,40	1,38
35	1,34	1,25	1,15	1,04	0,96	0,94	0,97	1,05	1,19	1,34	1,43	1,42
40	1,36	1,26	1,14	1,02	0,93	0,90	0,93	1,03	1,18	1,35	1,46	1,45
45	1,37	1,26	1,13	0,99	0,89	0,86	0,89	1,00	1,17	1,36	1,48	1,47
50	1,37	1,25	1,10	0,96	0,85	0,81	0,85	0,97	1,15	1,35	1,49	1,48
55	1,36	1,23	1,07	0,91	0,80	0,75	0,80	0,92	1,12	1,34	1,49	1,48
60	1,35	1,21	1,04	0,86	0,74	0,69	0,74	0,87	1,08	1,32	1,48	1,47
65	1,33	1,18	0,99	0,81	0,68	0,63	0,68	0,82	1,04	1,29	1,46	1,45
70	1,29	1,14	0,94	0,75	0,61	0,56	0,61	0,76	0,98	1,25	1,43	1,42
75	1,25	1,09	0,89	0,69	0,54	0,49	0,54	0,69	0,93	1,20	1,39	1,39
80	1,21	1,04	0,83	0,62	0,47	0,42	0,47	0,62	0,86	1,14	1,34	1,34
85	1,15	0,98	0,76	0,55	0,40	0,34	0,39	0,55	0,79	1,08	1,29	1,29
90	1,09	0,91	0,69	0,47	0,32	0,26	0,31	0,47	0,72	1,01	1,22	1,23

LATITUD = 39°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
5	1,07	1,06	1,04	1,03	1,02	1,01	1,02	1,03	1,05	1,07	1,09	1,08
10	1,14	1,11	1,08	1,05	1,03	1,02	1,03	1,06	1,10	1,14	1,17	1,16
15	1,19	1,16	1,11	1,07	1,03	1,02	1,03	1,07	1,13	1,20	1,24	1,23
20	1,25	1,20	1,14	1,07	1,03	1,01	1,03	1,08	1,16	1,25	1,31	1,29
25	1,29	1,23	1,15	1,07	1,02	1,00	1,02	1,08	1,18	1,29	1,36	1,35
30	1,33	1,25	1,16	1,07	1,00	0,97	1,00	1,08	1,19	1,33	1,41	1,40
35	1,35	1,27	1,16	1,05	0,97	0,94	0,98	1,06	1,20	1,35	1,45	1,43
40	1,37	1,27	1,15	1,03	0,94	0,91	0,94	1,04	1,19	1,37	1,48	1,46
45	1,38	1,27	1,14	1,00	0,90	0,87	0,90	1,01	1,18	1,37	1,50	1,48
50	1,39	1,26	1,12	0,97	0,86	0,82	0,86	0,98	1,16	1,37	1,51	1,50
55	1,38	1,25	1,09	0,93	0,81	0,77	0,81	0,94	1,13	1,36	1,51	1,50
60	1,37	1,22	1,05	0,88	0,75	0,71	0,75	0,89	1,10	1,34	1,51	1,49
65	1,35	1,19	1,01	0,83	0,69	0,65	0,69	0,83	1,05	1,31	1,49	1,47
70	1,32	1,15	0,96	0,77	0,63	0,58	0,63	0,77	1,00	1,27	1,46	1,45
75	1,28	1,11	0,91	0,70	0,56	0,51	0,56	0,71	0,95	1,23	1,42	1,41
80	1,23	1,06	0,84	0,64	0,49	0,43	0,48	0,64	0,88	1,17	1,37	1,37
85	1,18	1,00	0,78	0,56	0,41	0,35	0,41	0,56	0,81	1,11	1,32	1,32
90	1,12	0,93	0,71	0,49	0,33	0,28	0,33	0,49	0,74	1,04	1,25	1,26

LATITUD = 40°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
5	1,07	1,06	1,05	1,03	1,02	1,01	1,02	1,03	1,05	1,08	1,09	1,09
10	1,14	1,11	1,08	1,05	1,03	1,02	1,03	1,06	1,10	1,14	1,17	1,16
15	1,20	1,16	1,12	1,07	1,03	1,02	1,04	1,08	1,14	1,21	1,25	1,24
20	1,25	1,20	1,14	1,08	1,03	1,02	1,03	1,09	1,17	1,26	1,32	1,30
25	1,30	1,23	1,16	1,08	1,02	1,00	1,02	1,09	1,19	1,30	1,38	1,36
30	1,34	1,26	1,17	1,07	1,01	0,98	1,01	1,09	1,20	1,34	1,43	1,41
35	1,37	1,28	1,17	1,06	0,98	0,95	0,98	1,07	1,21	1,37	1,47	1,45
40	1,39	1,29	1,16	1,04	0,95	0,92	0,95	1,05	1,21	1,39	1,50	1,48
45	1,40	1,29	1,15	1,01	0,91	0,88	0,92	1,03	1,20	1,39	1,52	1,50
50	1,41	1,28	1,13	0,98	0,87	0,83	0,87	0,99	1,18	1,39	1,54	1,52
55	1,40	1,27	1,10	0,94	0,82	0,78	0,82	0,95	1,15	1,38	1,54	1,52
60	1,39	1,24	1,07	0,89	0,77	0,72	0,77	0,90	1,12	1,36	1,53	1,51
65	1,37	1,21	1,03	0,84	0,71	0,66	0,71	0,85	1,07	1,34	1,51	1,50
70	1,34	1,17	0,98	0,78	0,64	0,59	0,64	0,79	1,02	1,30	1,49	1,47
75	1,30	1,13	0,92	0,72	0,57	0,52	0,57	0,73	0,97	1,25	1,45	1,44
80	1,25	1,08	0,86	0,65	0,50	0,45	0,50	0,66	0,90	1,20	1,41	1,40
85	1,20	1,02	0,80	0,58	0,43	0,37	0,42	0,58	0,84	1,14	1,35	1,35
90	1,14	0,95	0,73	0,50	0,35	0,29	0,34	0,50	0,76	1,07	1,29	1,29

LATITUD = 41°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
5	1,07	1,06	1,05	1,03	1,02	1,02	1,02	1,03	1,05	1,08	1,09	1,09
10	1,14	1,12	1,09	1,06	1,03	1,02	1,03	1,06	1,10	1,15	1,18	1,17
15	1,21	1,17	1,12	1,07	1,04	1,03	1,04	1,08	1,14	1,21	1,26	1,24
20	1,26	1,21	1,15	1,08	1,04	1,02	1,04	1,09	1,17	1,27	1,33	1,31
25	1,31	1,24	1,17	1,09	1,03	1,01	1,03	1,10	1,20	1,32	1,39	1,37
30	1,35	1,27	1,18	1,08	1,01	0,99	1,02	1,09	1,21	1,35	1,44	1,42
35	1,38	1,29	1,18	1,07	0,99	0,96	0,99	1,08	1,22	1,38	1,49	1,47
40	1,40	1,30	1,18	1,05	0,96	0,93	0,96	1,06	1,22	1,40	1,52	1,50
45	1,42	1,30	1,16	1,03	0,93	0,89	0,93	1,04	1,21	1,41	1,55	1,52
50	1,42	1,30	1,14	0,99	0,88	0,84	0,88	1,01	1,19	1,41	1,56	1,54
55	1,42	1,28	1,12	0,95	0,83	0,79	0,84	0,97	1,17	1,41	1,57	1,54
60	1,41	1,26	1,08	0,91	0,78	0,73	0,78	0,92	1,14	1,39	1,56	1,54
65	1,39	1,23	1,04	0,85	0,72	0,67	0,72	0,87	1,09	1,36	1,54	1,53
70	1,36	1,19	0,99	0,80	0,66	0,61	0,66	0,81	1,04	1,32	1,52	1,50
75	1,32	1,15	0,94	0,73	0,59	0,54	0,59	0,74	0,99	1,28	1,48	1,47
80	1,28	1,10	0,88	0,67	0,52	0,46	0,52	0,67	0,93	1,23	1,44	1,43
85	1,23	1,04	0,82	0,60	0,44	0,39	0,44	0,60	0,86	1,16	1,38	1,38
90	1,17	0,98	0,74	0,52	0,36	0,31	0,36	0,52	0,78	1,09	1,32	1,32

LATITUD = 42°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
5	1,08	1,06	1,05	1,03	1,02	1,02	1,02	1,04	1,06	1,08	1,09	1,09
10	1,15	1,12	1,09	1,06	1,04	1,03	1,04	1,06	1,11	1,15	1,18	1,17
15	1,21	1,17	1,13	1,08	1,04	1,03	1,04	1,09	1,15	1,22	1,26	1,25
20	1,27	1,21	1,15	1,09	1,04	1,03	1,05	1,10	1,18	1,28	1,34	1,32
25	1,32	1,25	1,17	1,09	1,04	1,01	1,04	1,10	1,21	1,33	1,40	1,38
30	1,36	1,28	1,19	1,09	1,02	1,00	1,02	1,10	1,23	1,37	1,46	1,44
35	1,39	1,30	1,19	1,08	1,00	0,97	1,00	1,09	1,23	1,40	1,51	1,48
40	1,42	1,31	1,19	1,06	0,97	0,94	0,97	1,08	1,24	1,42	1,54	1,52
45	1,43	1,32	1,18	1,04	0,94	0,90	0,94	1,05	1,23	1,43	1,57	1,54
50	1,44	1,31	1,16	1,00	0,89	0,86	0,90	1,02	1,21	1,44	1,59	1,56
55	1,44	1,30	1,13	0,97	0,85	0,80	0,85	0,98	1,19	1,43	1,59	1,57
60	1,43	1,28	1,10	0,92	0,79	0,75	0,80	0,93	1,15	1,41	1,59	1,57
65	1,41	1,25	1,06	0,87	0,74	0,69	0,74	0,88	1,11	1,39	1,57	1,55
70	1,38	1,21	1,01	0,81	0,67	0,62	0,67	0,82	1,07	1,35	1,55	1,53
75	1,35	1,17	0,96	0,75	0,60	0,55	0,60	0,76	1,01	1,31	1,52	1,50
80	1,30	1,12	0,90	0,68	0,53	0,48	0,53	0,69	0,95	1,25	1,47	1,46
85	1,25	1,06	0,83	0,61	0,46	0,40	0,46	0,62	0,88	1,19	1,42	1,41
90	1,19	1,00	0,76	0,54	0,38	0,32	0,38	0,54	0,81	1,12	1,36	1,35

LATITUD = 43°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
5	1,08	1,07	1,05	1,03	1,02	1,02	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10	1,09
10	1,15	1,12	1,09	1,06	1,04	1,03	1,04	1,07	1,11	1,16	1,19	1,18
15	1,22	1,18	1,13	1,08	1,05	1,03	1,05	1,09	1,15	1,23	1,27	1,26
20	1,28	1,22	1,16	1,09	1,05	1,03	1,05	1,10	1,19	1,29	1,35	1,33
25	1,33	1,26	1,18	1,10	1,04	1,02	1,04	1,11	1,22	1,34	1,42	1,40
30	1,37	1,29	1,20	1,10	1,03	1,00	1,03	1,11	1,24	1,38	1,48	1,45
35	1,41	1,31	1,20	1,09	1,01	0,98	1,01	1,10	1,25	1,42	1,52	1,50
40	1,43	1,33	1,20	1,07	0,98	0,95	0,98	1,09	1,25	1,44	1,56	1,54
45	1,45	1,33	1,19	1,05	0,95	0,91	0,95	1,06	1,24	1,45	1,59	1,57
50	1,46	1,33	1,17	1,02	0,91	0,87	0,91	1,03	1,23	1,46	1,61	1,58
55	1,46	1,32	1,15	0,98	0,86	0,82	0,86	1,00	1,21	1,45	1,62	1,59
60	1,45	1,30	1,12	0,94	0,81	0,76	0,81	0,95	1,17	1,44	1,62	1,59
65	1,43	1,27	1,08	0,89	0,75	0,70	0,75	0,90	1,13	1,41	1,61	1,58
70	1,41	1,23	1,03	0,83	0,69	0,64	0,69	0,84	1,09	1,38	1,58	1,56
75	1,37	1,19	0,98	0,77	0,62	0,57	0,62	0,78	1,03	1,34	1,55	1,53
80	1,33	1,14	0,92	0,70	0,55	0,49	0,55	0,71	0,97	1,28	1,51	1,49
85	1,28	1,08	0,85	0,63	0,47	0,42	0,47	0,64	0,90	1,22	1,45	1,44
90	1,22	1,02	0,78	0,56	0,40	0,34	0,39	0,56	0,83	1,16	1,39	1,38

LATITUD = 44°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
5	1,08	1,07	1,05	1,04	1,02	1,02	1,02	1,04	1,06	1,09	1,10	1,10
10	1,16	1,13	1,10	1,06	1,04	1,03	1,04	1,07	1,11	1,16	1,19	1,18
15	1,22	1,18	1,13	1,09	1,05	1,04	1,05	1,09	1,16	1,23	1,28	1,27
20	1,28	1,23	1,17	1,10	1,05	1,04	1,06	1,11	1,20	1,30	1,36	1,34
25	1,34	1,27	1,19	1,11	1,05	1,03	1,05	1,12	1,23	1,35	1,43	1,41
30	1,38	1,30	1,20	1,11	1,04	1,01	1,04	1,12	1,25	1,40	1,49	1,47
35	1,42	1,32	1,21	1,10	1,02	0,99	1,02	1,11	1,26	1,43	1,54	1,52
40	1,45	1,34	1,21	1,08	0,99	0,96	1,00	1,10	1,26	1,46	1,59	1,56
45	1,47	1,35	1,20	1,06	0,96	0,92	0,96	1,08	1,26	1,48	1,62	1,59
50	1,48	1,34	1,19	1,03	0,92	0,88	0,92	1,05	1,25	1,48	1,64	1,61
55	1,48	1,33	1,16	0,99	0,87	0,83	0,88	1,01	1,22	1,48	1,65	1,62
60	1,47	1,32	1,13	0,95	0,82	0,78	0,82	0,97	1,19	1,47	1,65	1,62
65	1,46	1,29	1,09	0,90	0,76	0,72	0,77	0,92	1,16	1,44	1,64	1,61
70	1,43	1,26	1,05	0,85	0,70	0,65	0,70	0,86	1,11	1,41	1,62	1,59
75	1,40	1,21	1,00	0,78	0,64	0,58	0,64	0,80	1,06	1,37	1,59	1,56
80	1,36	1,16	0,94	0,72	0,56	0,51	0,56	0,73	0,99	1,32	1,54	1,52
85	1,31	1,11	0,87	0,65	0,49	0,43	0,49	0,66	0,93	1,26	1,49	1,48
90	1,25	1,04	0,80	0,57	0,41	0,35	0,41	0,58	0,85	1,19	1,43	1,42

LATITUD = 45°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
5	1,08	1,07	1,05	1,04	1,03	1,02	1,03	1,04	1,06	1,09	1,10	1,10
10	1,16	1,13	1,10	1,07	1,04	1,04	1,05	1,07	1,12	1,17	1,20	1,19
15	1,23	1,19	1,14	1,09	1,05	1,04	1,06	1,10	1,17	1,24	1,29	1,27
20	1,29	1,24	1,17	1,11	1,06	1,04	1,06	1,12	1,21	1,31	1,37	1,35
25	1,35	1,28	1,20	1,11	1,06	1,03	1,06	1,13	1,24	1,36	1,45	1,42
30	1,40	1,31	1,21	1,12	1,04	1,02	1,05	1,13	1,26	1,41	1,51	1,48
35	1,43	1,34	1,22	1,11	1,03	1,00	1,03	1,12	1,27	1,45	1,56	1,53
40	1,46	1,35	1,22	1,09	1,00	0,97	1,01	1,11	1,28	1,48	1,61	1,58
45	1,49	1,36	1,22	1,07	0,97	0,93	0,97	1,09	1,28	1,50	1,64	1,61
50	1,50	1,36	1,20	1,04	0,93	0,89	0,94	1,06	1,26	1,51	1,67	1,63
55	1,50	1,35	1,18	1,01	0,89	0,84	0,89	1,03	1,24	1,50	1,68	1,65
60	1,50	1,34	1,15	0,97	0,84	0,79	0,84	0,98	1,21	1,49	1,68	1,65
65	1,48	1,31	1,11	0,92	0,78	0,73	0,78	0,93	1,18	1,47	1,67	1,64
70	1,46	1,28	1,07	0,86	0,72	0,67	0,72	0,88	1,13	1,44	1,65	1,62
75	1,43	1,24	1,02	0,80	0,65	0,60	0,65	0,82	1,08	1,40	1,62	1,60
80	1,38	1,19	0,96	0,74	0,58	0,53	0,58	0,75	1,02	1,35	1,58	1,56
85	1,33	1,13	0,89	0,66	0,51	0,45	0,51	0,67	0,95	1,29	1,53	1,51
90	1,28	1,07	0,82	0,59	0,43	0,37	0,43	0,60	0,88	1,22	1,47	1,45

ANEXO III

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Radiación solar: energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiancia: densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m^2 .

Irradiación: energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m^2 .

Año Meteorológico Típico de un lugar (AMT): conjunto de valores de la irradiación horaria correspondientes a un año hipotético que se construye eligiendo, para cada mes, un mes de un año real cuyo valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal coincida con el correspondiente a todos los años obtenidos de la base de datos.

Célula solar o fotovoltaica: dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

Célula de tecnología equivalente (CTE): célula solar cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman el generador fotovoltaico.

Módulo fotovoltaico: conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Rama fotovoltaica: subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Generador fotovoltaico: asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Condiciones Estándar de Medida (CEM): condiciones de irradiancia y

temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia (GSTC): 1.000 W/m^2 .
- Distribución espectral: AM 1,5 G.
- Incidencia normal.
- Temperatura de célula: $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Potencia máxima del generador (potencia pico): potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM.

TONC: temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ y la velocidad del viento de 1 m/s .

Acumulador: asociación eléctrica de baterías.

Batería: fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.

Autodescarga: pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Capacidad nominal C20 (Ah): cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a $1,8 \text{ V/vaso}$. Para otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas: $C100 / C20 \approx 1,25$; $C40 / C20 \approx 1,14$; $C20 / C10 \approx 1,17$.

Capacidad útil: capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, PDmax.

Estado de carga: cociente entre la capacidad residual de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal.

Profundidad de descarga (PD): cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.

Régimen de carga (o descarga): parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas, y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cuál se realiza la carga (o la descarga). Por ejemplo, si una batería de 100 Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5 A, se dice que el régimen de descarga es 20 horas ($C_{20} = 100 \text{ Ah}$) y la corriente se expresa como $I_{20} = 5 \text{ A}$.

Vaso: elemento o celda electroquímica básica que forma parte de la batería, y cuya tensión nominal es aproximadamente 2 V.

Regulador de carga: dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas.

Voltaje de desconexión de las cargas de consumo: voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.

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.

Inversor: convertidor de corriente continua en corriente alterna.

VRMS: valor eficaz de la tensión alterna de salida.

Potencia nominal (VA): potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.

Capacidad de sobrecarga: capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

Rendimiento del inversor: relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.

Factor de potencia: cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

Distorsión armónica total THD (%): parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida. Se define como:

$$TDH (\%) = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} V_n^2}}{V_1}$$

donde V_1 es el armónico fundamental y V_n el armónico n -ésimo.

Lámpara fluorescente de corriente continua: conjunto formado por un balastro y un tubo fluorescente.

ANEXO IV

ENLACES RECOMENDADOS

Módulos solares fotovoltaicos

ATERSA: www.atersa.com
ISOFOTON: www.isofoton.es
MITSHUBISI: www.mhi.co.jp
PHOTOWAT: www.photowatt.com
KYOCERA: www.evil.es/Kyocera.htm
SILIKEN: www.siliken.com
BP: www.bpsolar.com

Inversores de conexión a red

FRONIUS: www.fronius.com
SUNWAYS: www.sunways.de
INGECON: www.ingeteam.com

Otros fabricantes

ECOTECNIA: www.ecotecnia.com
ENERTRÓN: www.enertron.net
GAMESA SOLAR: www.gamesa.es
INGETEAM: www.ingeteam.com
LEIGER: www.leiger.es
ROBOTIKER: www.robotiker.es
SAFT NIFE: www.saft.es

Empresas del sector

CENSOLAR: www.censolar.es
ATERSA: www.atersa.com
SOLENER, S.A.: www.solener.com
ALBASOLAR: www.albasolar.com

SIEMENS: www.siemenssolar.com/spanish/

TFM: www.tfm.es

TUDOR: www.exide.com

Otros

NOTICIAS: www.energias-renovables.com

ANEXO V

ENTIDADES RELACIONADAS CON LA ENERGÍA SOLAR

ASIF (Asociación Española de la Industria Fotovoltaica)

Dr. Arce, 14, 28002 Madrid

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE ENERGÍA SOLAR

ETSI Industriales, Universidad de Vigo, 36310 Lagoas-Marcosende, Pontevedra

CENSOLAR (CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ENERGÍA SOLAR)

Comercio, 12, 41927 Mairena del Aljarafe, Sevilla

CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICAS, MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS

Av. Complutense, 22, 28040, Madrid

CNI (CONFEDERACIÓN ESPAÑOLA DE INSTALADORES Y MANTENEDORES DE CALEFACCIÓN, CLIMATIZACIÓN, AGUA CALIENTE SANITARIA, FONTANERÍA, PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS, GAS, ENERGÍA SOLAR Y AFINES)

Príncipe de Vergara 74, 28006 Madrid

DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA Y ENERGÍA SOLAR, ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE TELECOMUNICACIÓN, UNIVERSIDAD DE BARCELONA

Jorge Girona Salgado, s/n, 08034, Barcelona

IDAE

Madera, 8, 28004 Madrid

INSTITUT VALENCIA DE L'ENERGIA

Avellanas, 14 - 3º F, 46003, Valencia

INSTITUTO DE ENERGÍA SOLAR, UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID ETSI

Telecomunicación, Ciudad Universitaria, 28040, Madrid

INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

Av. Complutense, 22, 28040, Madrid

INSTITUTO DE TÉCNICAS ENERGÉTICAS, UNIVERSITAT POLITECNICA DE CATALUNYA

Diagonal 647, Barcelona, 08028

INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO, IBERDROLA, S.A

Hermosilla, 3, 28001, Madrid

PLATAFORMA SOLAR DE ALMERÍA

Apartado 22, E-04200 Tabernas, Almería

Fuente: CENSOLAR.