



Energía Solar Fotovoltaica

Grupo de Nuevas Actividades Profesionales



colegio oficial
ingenieros
de telecomunicación

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS DE TELECOMUNICACIÓN

Energía Solar Fotovoltaica

Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación

Grupo de Nuevas Actividades Profesionales



colegio oficial
ingenieros
de telecomunicación



colegio oficial
ingenieros
de telecomunicación

Edita: COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS DE TELECOMUNICACIÓN

C/ Almagro, 2 28010 Madrid

[http: //www.coit.es](http://www.coit.es)

Depósito legal: M-50664-2007

ISBN: 978-84-935049-6-0

Fotocomposición: Inforama, S.A.

Príncipe de Vergara, 210. 28002 Madrid

Impresión: Ibergraphi 2002, S.L.L.

Grupo de Nuevas Actividades Profesionales del COIT (Grupo NAP)

La razón primera de existencia de un Colegio Profesional es el interés social de la actividad que le caracteriza y a la que se debe. Para ordenar la profesión dispone de las competencias legales necesarias y para defender ese interés público cuenta con el inmejorable activo de unos profesionales formados específicamente para ello, a los que el Colegio agrupa y representa.

Pero es tal el dinamismo de nuestro sector que los campos de actividad que constituyen nuestro ejercicio profesional se incrementan o se modifican cada día, de ahí que en el año 2003, de acuerdo con los fines colegiales, considerásemos conveniente crear un Grupo de trabajo que se ocupase de detectar las nuevas actividades que van surgiendo, de analizarlas, de evaluar su impacto, y, en su caso, de promoverlas. Así nació el Grupo de Nuevas Actividades Profesionales (NAP). Una resultante de esa misión del Grupo es detectar y proponer, en su caso, la conveniencia o la obligatoriedad de contar con la redacción de un proyecto técnico en estas nuevas áreas, ya sea por su grado de complejidad, porque soporten servicios de telecomunicación de uso público, porque deban quedar garantizados unos requisitos mínimos de calidad y de seguridad, o bien porque se deba hacer un uso eficaz y eficiente de ciertos recursos públicos limitados en un régimen de mercado plenamente liberalizado.

El Grupo NAP aborda su quinto trabajo centrándose en un tema tan candente como es la Energía Solar Fotovoltaica. Presenta así un nuevo campo de actuación, analizando sus diferentes escenarios e identificando las oportunidades de ejercicio profesional para los Ingenieros de Telecomunicación ligadas a un sector tan dinámico y actual como éste. Es preciso destacar y agradecer la incorporación al Grupo NAP, de manera específica para este trabajo, del profesor y experto en la materia Gabriel Sala Pano sin cuya aportación no hubiese sido posible este documento.

Estoy convencido de que la línea de trabajo que desarrolla este Grupo NAP del COIT mantendrá al mismo en un foco de atención preferente para nuestros Ingenieros.

Francisco Mellado García
Vicedecano del Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación
Fundador del Grupo NAP

NAP

Grupo de Nuevas Actividades Profesionales

Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación

Autor: Grupo NAP

Miembros

José Ignacio Alonso Montes (Coordinador)
Alfonso Fernández Durán
Carlos Jiménez Suárez
Antonio Lecuona Ribot
Francisco Mellado García
José Fabián Plaza Fernández
Victoria Ramos González
Gabriel Sala Pano

Energía Solar Fotovoltaica

**Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación
Grupo de Nuevas Actividades Profesionales**

Editor: Gabriel Sala Pano

PRESENTACIÓN

La Energía Solar Fotovoltaica ha alcanzado notable actualidad en Europa y España, tanto por su importante protagonismo industrial como por la adopción de medidas específicas que favorecen un considerable desarrollo del mercado.

Desde el punto de vista tecnológico puede decirse que España tomó el tren fotovoltaico a tiempo y ha aprovechado las oportunidades de participar en un mercado global sin complejos. Ha sido uno de los principales suministradores de módulos fotovoltaicos y ha adoptado el concepto de tarifa especial que prima la producción de Energía Solar Fotovoltaica para activar el mercado, lo que la ha convertido en una de las localizaciones preferidas del mundo para la instalación de centrales fotovoltaicas.

El volumen de negocio, que ha crecido globalmente al 40% en los últimos años, indica que la Energía Solar Fotovoltaica en sus variados aspectos constituye una actividad interesante para los Ingenieros de Telecomunicación. El papel de los Ingenieros de Telecomunicación ha sido importante en el sector desde el primer momento de su adopción como fuente terrestre de energía, lo que resulta natural dada la ligazón con el mundo de los dispositivos electrónicos y las células solares. Del mismo modo, la falta de precedentes históricos de esta forma de generación impide la asignación exclusiva a cualquier Ingeniería.

Teniendo en cuenta que la Industria ligada a la Energía Solar Fotovoltaica puede alcanzar en los próximos 20-30 años dimensiones gigantescas, cercanas a la Industria del automóvil, el Grupo de Nuevas Actividades Profesionales (NAP) del COIT consideró la conveniencia de abordar este escenario profesional para poner de manifiesto dentro del colectivo de Ingenieros de Telecomunicación las tendencias de esta tecnología. Asimismo, se expresa públicamente la voluntad y competencia del Ingeniero de Telecomunicación en el desarrollo de esta nueva forma de generación eléctrica, nacida de la mecánica cuántica y la electrónica del siglo XX, y que contrasta con las energías de ciclo térmico, que en sus diversas formas, hunden sus raíces "filosóficas" en el siglo XIX.

El documento que sigue trata de dar una visión de las últimas realidades científicas, técnicas y comerciales de esta forma de generación energética y servir de referencia para los profesionales que se inicien en esta actividad. Esperamos así que los Ingenieros *senior*, que conocieron las células solares y sus aplicaciones como una promesa de futuro, se equiparen en conocimiento a los más jóvenes, que han sido formados en consonancia con la importancia del sector fotovoltaico y energético.

Para unos y otros, este documento pretende combinar informaciones generales sobre la Energía Solar Fotovoltaica con guías prácticas que indican las particularidades legales y contractuales ligadas a los proyectos de generación fotovoltaica, ya sea en aplicaciones aisladas o en conexión a red.

Dada la complejidad de la I+D+i en células solares, la multitud de aplicaciones, la evolución de los costes y el rápido crecimiento del mercado, se ha dedicado una extensión importante a esbozar lo mejor posible el marco general global.

Posteriormente, se han presentado algunos de los escenarios tipo, que en conjunto, permiten visualizar en la Energía Solar Fotovoltaica la carencia de una especificidad típica tecnológica, a diferencia de la generación eléctrica tradicional, basada en combustibles y fluidos, por lo que pueden ser abordables por Ingenieros de diversas ramas. Tras resaltar además el carácter multidisciplinario de éstas (células solares, instrumentación, electrónica de control y de potencia, obra civil, Media Tensión, etc.), se aboga claramente por la redacción de proyectos globales unificados, conforme a la demanda de los clientes potenciales.

Finalmente, se hace un recorrido por la legislación y tramitación de instalaciones fotovoltaicas, caracterizadas por una excesiva y tediosa complejidad administrativa, que ralentiza su desarrollo en combinación con una generosa, aunque menguante, tarificación especial para la energía eléctrica de origen solar fotovoltaico, aspecto este último que ha permitido el despegue del mercado.

Para navegar por el "proceloso" mar administrativo y para redactar y ejecutar proyectos de instalación, se proporciona la normativa técnica específica vigente sobre Energía Solar Fotovoltaica de ámbito internacional así como la normativa UNE, basada en aquélla, y ya adoptada en España.

Todo esto ha sido posible gracias al inteligente y eficaz trabajo de Noelia Miranda de la Cátedra COIT y al apoyo del Grupo NAP, que ha mantenido encendida la llama de mi entusiasmo durante la preparación del trabajo.

A todos ellos y al Director del Instituto de Energía Solar, Antonio Luque, agradezco su confianza al suponer que sería capaz de contribuir a que se alcanzaran los objetivos atisbados por el Grupo NAP.

En manos del lector se deja la valoración de los resultados.

Gabriel Sala

Subdirector del Instituto de Energía Solar (IES)

Investigador del Departamento de Electrónica Física (ELF)

AGRADECIMIENTOS

Para la elaboración de este informe hemos contado con la colaboración de varios Ingenieros de Telecomunicación, todos ellos miembros distinguidos del sector fotovoltaico, que nos brindaron su tiempo para celebrar una mesa redonda. Por su presencia y su contribuciones queremos expresar nuestro mejor agradecimiento a:

- D. Gabino Almonacid Puche, *Catedrático del Grupo de Investigación y Desarrollo en Energía Solar y Automática (IDEA) de la Universidad de Jaén.*
- D. Manuel Cendagorta-Galarza López, *Director Gerente del Instituto Tecnológico y de Energías Renovables (ITER).*
- D. Ignacio Luque Heredia, *Director General de Inspira.*
- D. José Luis Pachón Veira, *Director de Operaciones del Instituto de Sistemas Fovoltaicos de Concentración (ISFOC).*
- D. Óscar Perpiñán Lamigueiro, *Subdirector Departamento Técnico de Isofotón.*

El presente informe no habría visto la luz sin la colaboración de todos aquellos, que en mayor o menor medida, han prestado su experiencia personal y los trabajos realizados sobre esta materia. A todos ellos, nuestro más sincero agradecimiento.



ÍNDICE GENERAL

1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: ASPECTOS GENERALES	1
1.1. BASES FÍSICAS DE LA CONVERSIÓN FOTOVOLTAICA	3
1.2. UN POCO DE HISTORIA.....	3
1.3. EVOLUCIÓN DE COSTES, MERCADOS Y PRODUCCIÓN	5
1.4. MITOS SOBRE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	8
2. LA TECNOLOGÍA Y LA INDUSTRIA SOLAR FOTOVOLTAICA: PRESENTE Y FUTURO	11
2.1. LAS CÉLULAS SOLARES: CARACTERÍSTICAS, TIPOS Y DESARROLLO	11
2.2. LA TECNOLOGÍA DE REFERENCIA: CELULAS DE SILICIO CRISTALINO	15
2.3. EL RESTO DEL SISTEMA (BALANCE OF SYSTEM "BOS")	17
2.4. LA INDUSTRIA FOTOVOLTAICA	20
3. PERSPECTIVA GENERAL DE LAS APLICACIONES FOTOVOLTAICAS.....	21
3.1. APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	21
3.2. SISTEMAS AISLADOS.....	23
3.3. SISTEMAS CONECTADOS A LA RED.....	23
4. EL INGENIERO DE TELECOMUNICACIÓN Y LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	25
5. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y LAS TICS.....	27
5.1. SISTEMAS COMPLEMENTARIOS	28
5.1.1. SUBSISTEMA DE CIRCUITO CERRADO DE TELEVISIÓN	29
5.1.2. SUBSISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS	31
5.1.3. SUBSISTEMA DE DETECCIÓN DE INTRUSIÓN Y ROBO.....	32
5.1.4. SUBSISTEMA METEOROLÓGICO	33
5.1.5. SISTEMA TELEMÉTRICO DE CONTROL DE LAS INSTALACIONES.....	34

6. TIPOLOGÍA DE PROYECTOS TÉCNICOS	37
6.1. INSTALACIONES CONECTADAS A RED	37
6.1.1. INSTALACIONES SOBRE SUELO	38
6.1.2. INSTALACIONES SOBRE EDIFICACIÓN	42
6.2. INSTALACIONES AISLADAS DE RED	47
6.2.1. ELECTRIFICACIÓN DE VIVIENDAS AISLADAS DE RED	47
6.2.2. APLICACIONES PROFESIONALES	50
6.3. ESTRUCTURA DEL PROYECTO TIPO	52
7. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	55
7.1. PRODUCCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	55
7.1.1. CAUSAS DE REDUCCION DE LA PRODUCCION IDEAL	55
7.2. MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES	57
8. NORMATIVA TÉCNICA APLICABLE A INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS.....	59
8.1. NORMATIVA TÉCNICA PARA PLANTAS SOLARES.....	59
8.1.1. NORMAS AENOR.....	60
8.1.2. NORMAS IEC.....	62
8.1.3. PROTECCIONES ELÉCTRICAS	64
8.2. NORMATIVA TÉCNICA PARA SISTEMAS COMPLEMENTARIOS.....	68
8.3. COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA Y OTRAS CONSIDERACIONES.....	72
9. RESUMEN LEGISLACIÓN VIGENTE SOBRE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS.....	73
10. RESUMEN	77
11. ACTUACIONES Y PROPUESTAS.....	79
12. BIBLIOGRAFÍA.....	81
13. ACRÓNIMOS.....	83
14. ANEXOS	85



ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. ÍNDICE DE DESARROLLO HUMANO EN FUNCIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD "PER CÁPITA"	1
FIGURA 2. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y EL COSTE DEL VATIO PICO	6
FIGURA 3. CURVA DE EXPERIENCIA PARA LA TECNOLOGÍA EN 30 AÑOS.....	7
FIGURA 4. EVOLUCIÓN DE DIFERENTES MERCADOS	9
FIGURA 5. EVOLUCIÓN DE LA EFICIENCIA DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS ...	13
FIGURA 6. % DE PRODUCCIÓN DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS.....	13
FIGURA 7. PRINCIPALES PRODUCTORES DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	14
FIGURA 8. EMPRESAS LÍDERES EN 2001.....	14
FIGURA 9. REPARTO DE COSTES DE UN MÓDULO DE SILICIO	15
FIGURA 10. ESQUEMA DE UNA CÉLULA SOLAR Y DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO .	16
FIGURA 11. REPARTO DE COSTES EN UNA INSTALACIÓN AISLADA	17
FIGURA 12. REPARTO DE COSTES EN UNA INSTALACIÓN CONECTADA	18
FIGURA 13. EFICIENCIA VERSUS PRECIO PARA DIFERENTES TECNOLOGÍAS	19
FIGURA 14. EVOLUCIÓN DEL MERCADO FOTOVOLTAICO	21
FIGURA 15. APLICACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	22
FIGURA 16. EVOLUCIÓN PREVISIBLE DE LAS REDES FOTOVOLTAICAS AISLADAS ..	24
FIGURA 17. PARTES DE UN PROYECTO TIPO DE CONEXIÓN A RED	38
FIGURA 18. INSTALACIÓN SOBRE SUELO	41
FIGURA 19. INSTALACIÓN SOBRE SUELO CON PANELES FIJOS.....	41
FIGURA 20. INSTALACIÓN SOBRES SUELO CON SISTEMAS DE SEGUIMIENTO	42
FIGURA 21. MAPA IRRADIACIÓN DE ESPAÑA.....	45
FIGURA 22. INSTALACIÓN CONECTADA A RED: VIVIENDA	46
FIGURA 23. INSTALACIÓN AISLADA DE RED	47
FIGURA 24. BATERÍAS.....	48
FIGURA 25. REGULADOR DE CARGA.....	49
FIGURA 26. VIVIENDA ELECTRIFICADA.....	49
FIGURA 27. ALUMBRADO MEDIANTE MÓDULO FOTOVOLTAICO	50
FIGURA 28. ESTACIÓN DE TELECOMUNICACIÓN ALIMENTADA CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	51
FIGURA 29. ESTRUCTURA PROYECTO TÉCNICO	53
FIGURA 30. FASES INSTALACIÓN.....	87

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.	VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA...	2
TABLA 2.	COSTE DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA VARIAS TECNOLOGÍAS.....	19
TABLA 3.	EDIFICIOS AFECTADOS POR EL CTE	43
TABLA 4.	COEFICIENTES DE USO.....	44
TABLA 5.	COEFICIENTE CLIMÁTICO	44
TABLA 6.	PÉRDIDAS A CONSIDERAR	44
TABLA 7.	CAÍDAS DE TENSIÓN ADMISIBLES	65
TABLA 8.	TARIFAS PARA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA SEGÚN DECRETO 661/2007.....	75

1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: ASPECTOS GENERALES

La electricidad es la forma más versátil de energía que tenemos. Permite que los ciudadanos de los países desarrollados dispongan de luz, refrigeración, control de la temperatura en sus casas, colegios y oficinas y acceso a los medios de comunicación por cable y radio. El acceso a la electricidad está directamente relacionado con la calidad de vida. La figura 1 muestra el Índice de Desarrollo Humano (HDI o *Human Development Index*) para 60 países, que incluyen el 90% de la población mundial, en función del consumo de electricidad "per cápita".

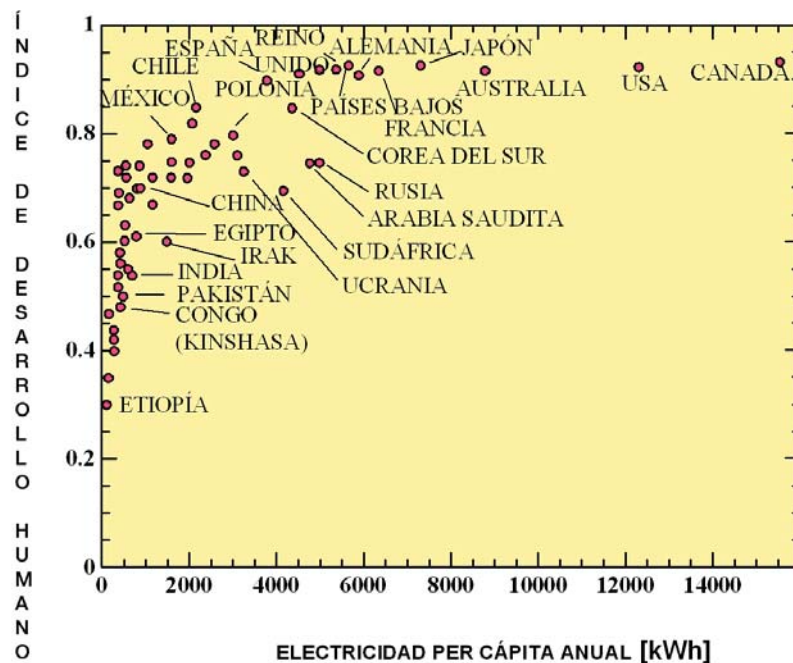


Figura 1. Índice de desarrollo humano en función del consumo de electricidad "per cápita"

Para mejorar la calidad de vida en muchos países (medida en HDI) se requiere aumentar su consumo eléctrico por un factor 10 o superior, desde unos pocos cientos a algunos miles de kWh por persona y año. ¿Cómo puede lograrse? Algunos opinan que la quema de combustibles fósiles y la energía nuclear son también soluciones para el siglo XXI (aunque se liberen enormes cantidades de CO_2 , SO_2 y NO_2 o no se tenga resuelto el problema de los residuos radiactivos) y otros piensan que deben desarrollarse las energías renovables, no contaminantes y ampliamente disponibles como la Energía Solar Fotovoltaica y la energía eólica. La energía eólica produce hoy mil veces más electricidad que la Energía Solar Fotovoltaica pero está muy localizada en sitios favorables mientras que la fotovoltaica es utilizable en la mayor parte del mundo.

La Energía Solar Fotovoltaica es una tecnología que genera corriente continua (potencia medida en vatios o kilovatios) por medio de semiconductores cuando éstos son iluminados por un haz de fotones. Mientras la luz incide sobre una célula solar, que es el nombre dado al elemento fotovoltaico individual, se genera potencia eléctrica; cuando la luz se extingue, la electricidad desaparece. Las células solares no necesitan ser cargadas como las baterías. Algunas células solares vienen manteniéndose en operación terrestre o en el espacio desde hace 30 años.

La Energía Solar Fotovoltaica presenta ventajas e inconvenientes tanto técnicas como no técnicas. A menudo, las ventajas y desventajas son diametralmente opuestas a las de las centrales convencionales de fuel. Por ejemplo, las plantas de combustibles fósiles provocan emisiones peligrosas para el medio ambiente, usan una fuente limitada, su coste tiende a crecer y no son modulares, es decir, no se pueden hacer plantas pequeñas. La Energía Solar Fotovoltaica no tiene ninguno de esos problemas; por el contrario tiene la desventaja de su difícil almacenamiento. Por último, coinciden en ser ambas tecnologías muy fiables.

En la Tabla 1 identificamos las ventajas e inconvenientes de la Energía Solar Fotovoltaica. Algunos de estos últimos no son técnicos sino que están relacionadas con la economía o las infraestructuras, pero pueden compensarse parcialmente gracias a la gran aceptación pública y por los indudables beneficios al medio ambiente. Durante la segunda mitad de los años 90 la producción creció una media del 33% anual y en el siglo XXI lo está haciendo al 40%.

VENTAJAS	INCONVENIENTES
Limpia, renovable, infinita, silenciosa	Gran inversión inicial
Retribuida económicamente la producción para venta a red	Difícil almacenamiento
Subvenciones	Proceso de fabricación de módulos complejo y caro
Corto <i>pay-back</i> de la energía	No competitiva con otras energías en la actualidad
Sin partes móviles y modular	Producción variable según climatología y época del año

Tabla 1. Ventajas e inconvenientes de la Energía Solar Fotovoltaica

1.1. BASES FÍSICAS DE LA CONVERSIÓN FOTOVOLTAICA

Las células solares están hechas de materiales semiconductores, que poseen electrones débilmente ligados ocupando una banda de energía denominada "banda de valencia". Cuando se aplica un cuanto de energía por encima de un cierto valor a un electrón de valencia, el enlace se rompe y el electrón pasa a una nueva banda de energía llamada "banda de conducción". Mediante un contacto selectivo, estos electrones pueden ser llevados a un circuito externo y realizar un trabajo útil, perdiendo así la energía captada y regresando por otro contacto a la banda de valencia con la energía inicial, anterior al proceso de absorción de un fotón luminoso.

El flujo de electrones en el circuito exterior se llama corriente de la célula y su producto por el voltaje con el que se liberan los electrones por los contactos selectivos determina la potencia generada. Todo esto ocurre a temperatura ambiente y sin partes móviles, pues las células solares, que convierten en electricidad sólo una parte de la energía de los fotones absorbidos se calientan sólo unos 25-30°C por encima de la temperatura ambiente.

La estructura típica de una célula solar es una unión *pn* similar a los diodos semiconductores, pero no necesariamente la única posible. En las aplicaciones fotovoltaicas, las células solares se interconectan y encapsulan en elementos llamados módulos fotovoltaicos, que es el producto final vendido al usuario. Estos módulos producen corriente continua que suele transformarse en corriente alterna, más útil, mediante un dispositivo electrónico llamado inversor u ondulator. El inversor, las baterías recargables, en caso de que se necesite almacenamiento, las estructuras sobre las que se montan y orientan los módulos así como otros elementos necesarios para construir un sistema fotovoltaico (FV) se llama BOS (*Balance of System*), que significa, sencillamente, "resto de sistema".

1.2. UN POCO DE HISTORIA

Aunque ya en el siglo XIX se descubrió el efecto fotovoltaico (Becquerel, 1839) y se hicieron dispositivos funcionando con selenio (Frits, 1883), el primer dispositivo funcional, una célula de silicio de unión *pn* del 6% de eficiencia no fue realizado hasta 1954 en los laboratorios *Bell* (USA). El mismo año en laboratorios de la fuerza aérea se obtuvo una célula de heterounión $\text{Cu}_2\text{S}/\text{SCd}$ también del 6%.

En 1960 varios autores, entre los que se incluye el premio Nobel Schockley, desarrollaron la teoría fundamental de la célula solar en todos sus aspectos más relevantes: Materiales, espectro de la radiación, temperatura, termodinámica y eficiencia. Las células solares fueron empleadas por rusos y americanos en sus satélites artificiales demostrando su fiabilidad.

En 1972 suceden dos hechos importantes: El primero es la creación de la Agencia de Desarrollo e Investigación en Energía (USA), la primera organización

promovida y sostenida por un gobierno en el mundo, y en segundo lugar, el embargo petrolífero impuesto por los productores de petróleo del Golfo Pérsico. Este hecho sacudió intensamente a los países industrializados, de modo que muchos gobiernos, incluido el de España, iniciaron programas para favorecer la aplicación de las energías renovables, en especial, la solar.

Hasta 1980 la Industria no empezó a madurar, basándose en la tecnología de células de unión pn de silicio. Los desarrollos fabriles en película delgada, como el silicio Amorfo (a-Si) y las heterouniones CuInSe_2 encontraron dificultades insalvables al tratar de obtener módulos de tamaño comercial. Éstas y otras dificultades derivadas del pequeño mercado en los 80 determinaron que muchas compañías cambiaran de dueño, aunque pocas desaparecieron. En 1981 se crea en España Isofotón como *spin-off* de la Universidad Politécnica de Madrid (Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación) que llegaría a convertirse en la segunda de Europa y séptima del mundo a finales de los 90.

Mientras las compañías en Europa y América iban mejorando sus procesos de fabricación y aumentando su capacidad de producción, la Industria japonesa despegó en la producción de módulos convencionales de silicio cristalino así como en la fabricación de células de a-Si para aplicaciones a pequeña escala (relojes, calculadoras, juguetes, etc.) que llegaron al nivel de megavatios en el mercado mundial.

La iluminación pública se mostró como un mercado capaz de mantener la actividad de muchas Industrias durante los 80 por cuanto esa aplicación era ya entonces competitiva con la ejecución del tendido eléctrico soterrado. Otras de las aplicaciones iniciales fue la electrificación rural en asentamientos remotos para ayudar a un tercio de la población mundial a disponer de una modesta cantidad de iluminación y comunicaciones. La mayoría eran instalaciones muy pequeñas, del orden de 10 a 40 W, es decir, unas 100 veces menor que lo requerido en una casa media en el mundo desarrollado. La mayoría de esas instalaciones fueron financiadas por agencias internacionales de ayuda. Visto retrospectivamente, se comprueba que la tasa de fallos fue grande si bien se debió a falta de infraestructura, financiación, distancia cultural, diseño de la estructura de pago y otras razones no técnicas. Pero raramente fallaron los módulos. Desgraciadamente, incluso con los subsidios de las agencias internacionales el coste inicial (100-1000 \$) era excesivo y constituyó la principal barrera a su despliegue. Actualmente, en los países pobres las deficiencias en las infraestructuras eléctricas llevan a que la Energía Solar Fotovoltaica sea una elección técnica y económica más flexible a medio y a largo plazo que el tendido de red eléctrica. Además una vez puestas en marcha, las instalaciones no están sujetas a las fluctuaciones de los precios de los combustibles fósiles.

En el lado opuesto de la escala de tamaños estuvieron las plantas fotovoltaicas del orden de MW's instalados en los países desarrollados por las compañías eléctricas en los 80 para evaluar su potencial en dos aplicaciones: Como suministradores de potencia en los picos de carga (al mediodía) y como generadores distribuidos para reducir las pérdidas de transmisión y distribución. Las compañías americanas, que

iniciaron estas pruebas a escala de central, perdieron el interés a finales de los 90 cuando el gobierno retiró las tarifas especiales. Por el contrario, en Europa y Japón este mercado empezó a crecer rápidamente gracias a la adopción de importantes ayudas gubernamentales, en forma de tarifas especiales de producción. Así, la instalación de medianas y grandes plantas fotovoltaicas conectadas a la red está siendo explosiva en estos países.

Por último, hay que mencionar otro importante campo de aplicación de la Energía Solar Fotovoltaica al final de los 90 como es la integración de los módulos fotovoltaicos en los edificios. Ya sea colocados en ventanas, fachadas instalados sobre el tejado, con mayor o menor fortuna en la integración, se desarrolló un mercado enorme mediante el establecimiento gubernativo de tarifas especiales a pagar por la electricidad de origen fotovoltaico generada por particulares en conexión a red. En este marco el propietario recibe del orden de 0,5 \$/kWh por la energía que produce y descarga en la red y paga 0,1 \$/kWh, por la que consume. Este esquema fue establecido en España adoptándose mayoritariamente un modelo de centrales grandes conectadas frente al modelo alemán de casas particulares fotovoltaicas. Los bancos alemanes han concedido generosos préstamos para el desarrollo de estas instalaciones, y algo parecido están haciendo las instituciones de crédito públicas y privadas de España. Este sencillo esquema es el responsable del extraordinario y explosivo crecimiento del mercado y de la capacidad de producción y también, desgraciadamente, de la escasez transitoria de silicio ultrapuro con el que fabricar las obleas sobre las que se constituyen las células. Con todo, la reacción no se ha hecho esperar y la capacidad de producción de silicio, ya dedicada al sector fotovoltaico, está aumentando en 2007.

En Japón el éxito también ha sido abrumador. Allí, se concede una subvención del 30% del coste de la instalación y luego, se remunera el consumo neto, que es la diferencia entre el consumo total y la producción propia. Sorprendentemente, aún cuando el apoyo del gobierno japonés bajó, el mercado fotovoltaico en las casas particulares ha seguido creciendo de forma notable.

1.3. EVOLUCIÓN DE COSTES, MERCADOS Y PRODUCCIÓN

La investigación desde 1960 a 1980 se centró en hacer un producto fotovoltaico más y más eficiente, que produjese más potencia. El aumento de eficiencia de células y módulos fue impresionante. Además, los costes bajaron drásticamente al pasar de piloto a producción semiautomática. Aunque la cifra importante del coste es el \$/kWh, la relación \$/Wp se usa muy frecuentemente. Los módulos son medidos y especificados en "vatios de potencia pico". Esa es la potencia que proporciona un módulo a una carga perfectamente adaptada cuando una luz incidente de 1 kW/m² y un espectro determinado caen sobre él mientras las células se mantienen a 25°C. Los módulos se pagan, en general, respecto a esa potencia pico, pese a que las condiciones estándar no se dan prácticamente nunca en las aplicaciones.

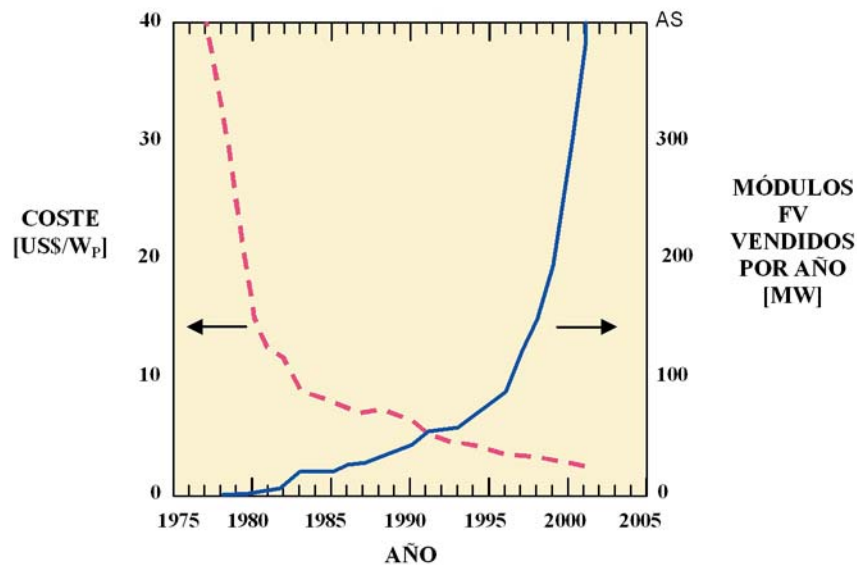


Figura 2. Evolución de la producción y el coste del vatio pico

La figura 2 muestra la evolución de la producción y el coste del vatio pico en los últimos 30 años. La curva atiende sólo a la tecnología de silicio cristalino (c-Si) hasta el año 2000. Las curvas son típicas de las nuevas tecnologías: Precios altos al principio como causa de una baja producción y un reparto de costes entre las pocas unidades vendidas. En este período sólo pueden usarla las aplicaciones nicho (telecomunicaciones remotas, satélites, estaciones meteorológicas, aplicaciones militares e incluso programas de desarrollo humano en áreas remotas y bombeo de agua). Luego, a medida que aumenta la producción bajan los precios, con lo que se amplía el mercado con la aparición de nuevas aplicaciones, mientras que los precios disminuyen más lentamente. Una vez se alcanza cierto precio, se abre un horizonte de mercado masivo, que ofrece oportunidades a los nuevos inversores para financiar el aumento de la capacidad productiva.

La relación entre la producción acumulada en MW y el precio en \$/Wp puede describirse con lo que se denomina "curva de experiencia" o *learning curve*. La curva de experiencia para la tecnología de módulos fotovoltaicos para 30 años se muestra en la figura 3. De ella se deduce un "factor de experiencia" de 0,19, es decir, que los precios caen un 19% cada vez que se dobla la producción acumulada. Por tanto, si continúa a este ritmo el precio de 1\$/Wp se alcanzaría para una producción acumulada de 10^5 MWp.

Hay que aclarar que pese a ser un crecimiento espectacular el de los módulos fotovoltaicos (del 33% anual desde 1995-2000 y del 40% en el siglo XXI), el factor de experiencia del 19% es bastante mediocre. Por ejemplo, el de las memorias de semiconductor es del 32%, si bien para la tecnología eólica es sólo del 15%. Siendo así que la tecnología fotovoltaica no está reduciendo los precios muy eficazmente, se piensa que se debe sostener un I+D, que busque ideas innovadoras capaces de reducir los precios más allá del camino seguro de la curva de experiencia.

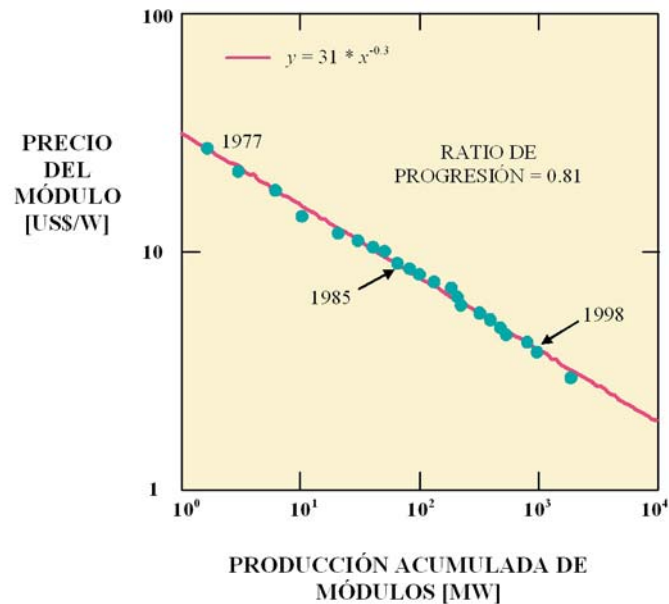


Figura 3. Curva de experiencia para la tecnología en 30 años

Un análisis económico llevado a cabo por el profesor Antonio Luque en 2002 trató de prever el comportamiento del mercado fotovoltaico combinando la potencia fotovoltaica demandada y la curva de aprendizaje. El modelo ha encajado perfectamente en los últimos 6 años. El parámetro más importante en la etapa de ayudas gubernamentales -que pagan todos los ciudadanos- es el porcentaje del PIB que una sociedad quiere dedicar a desarrollar esta nueva fuente de energía. El profesor Luque concluye que aún dedicando el 0.2% del PIB no se alcanzarían, con la tecnología actual cuya curva de aprendizaje se mueve al 19%, los objetivos de reducción de emisiones de CO₂, definidos por el "RIGES *scenario*" en la Cumbre de Río de 1992. Ese objetivo equivale a obtener un 34% de la electricidad mundial con fotovoltaica en el año 2050. El modelo propuesto indica que con la tecnología actual, sin cambios significativos, estaríamos casi 10 veces por debajo de ese objetivo.

Por ello, resulta claro que deben perseguirse nuevas opciones tecnológicas rompedoras, que aún pudiendo ser caras al comienzo presentan una tasa de aprendizaje alta para poder alcanzar esos objetivos con una dedicación económica razonable.

Cabe recordar que la ayuda al desarrollo de los países industrializados es del 0,3% de su PIB, de modo que un esfuerzo para garantizar cierta seguridad de suministro eléctrico no está fuera de su alcance.

En cualquier caso, la Industria fotovoltaica tiene el potencial de convertirse en un suministrador importante de energía eléctrica en el siglo XXI, reduciendo las tensiones ambientales, permitiendo el desarrollo humano de los más pobres y asegurando nuestra fuente de electricidad.

1.4. MITOS SOBRE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Por confusión, o quizás por interés, se han propagado ciertas ideas sobre la Energía Solar Fotovoltaica, que por su acusado nivel de repetición en muchos foros, podrían ya recibir la calificación de "mitos". Vamos a revisar algunos de ellos para finalizar este capítulo introductorio.

MITO 1. *"La Energía Solar Fotovoltaica requiere demasiado terreno para satisfacer una fracción significativa de las necesidades mundiales"*

Aunque la radiación solar es realmente una fuente difusa, la superficie que se necesita para suministrar unos 4 kWh por persona y día es perfectamente tolerable, aún suponiendo una prudente eficiencia del 10% de los sistemas fotovoltaicos. De este modo, obtendríamos 0,4 kWh por m² y día de panel solar (en esos 4 kWh se incluye la energía consumida en fabricar los productos que esa persona compra). Una familia de 4 personas necesitaría un área de 36 m² para satisfacer todas sus necesidades eléctricas. Imaginando ahora una planta de 1 GW (el tamaño de una central nuclear o térmica típica) necesitaríamos 60 km² de paneles. En el desierto de Almería, con un 50% de la provincia podríamos tener con Energía Solar Fotovoltaica el equivalente a 40 centrales nucleares.

Para obtener toda la energía eléctrica consumida en España bastaría una superficie equivalente a la ocupada por autopistas y carreteras. No parece que exista una posición general en contra de dedicar ese porcentaje (0,5%) de terreno a ese fin. Bastaría que el público fuera tan tolerante con el espacio para la energía como lo es para con el automóvil.

Si se prefiere hablar de zonas desérticas o poco aprovechadas, toda la energía eléctrica necesaria en España podría producirse en la mitad de la provincia de Almería. Y otra comparación: El área requerida por la conversión fotovoltaica es sólo tres veces mayor que la requerida por una planta nuclear operativa incluyendo el espacio dedicado a la minería del uranio.

El verdadero problema está en cubrir esas superficies con módulos fotovoltaicos, que son caros.

MITO 2. *"La Energía Solar Fotovoltaica puede satisfacer todas las necesidades actuales del planeta si se promulgaran leyes que prohibieran las plantas térmicas y nucleares, imponiéndose la Energía Solar Fotovoltaica."*

Aún en el caso de convencer a los parlamentos a promulgar esa ley, el problema de la intermitencia de la radiación solar exige la existencia de generadores de base. El almacenamiento masivo de energía podría resolver el problema, pero no se vislumbran acumuladores a coste suficientemente bajo. Una buena gestión de la red puede permitir una presencia del 20 o 30% de la producción de fuente fotovoltaica. Además, la energía eléctrica de origen solar cuesta hoy al menos 4

veces más la energía convencional, de modo que se produciría una seria e inaceptable distorsión de la economía.

MITO 3. "La Energía Solar Fotovoltaica sólo puede cubrir mercados especiales como casas remotas en países en desarrollo o satélites, nunca será una Industria importante."

La figura 4 muestra la evolución de los mercados y puede verse que la opción "aislada" ha sido desbancada en dos órdenes de magnitud por la conexión a red en sólo 10 años. La Industria crece desde entonces exponencialmente.

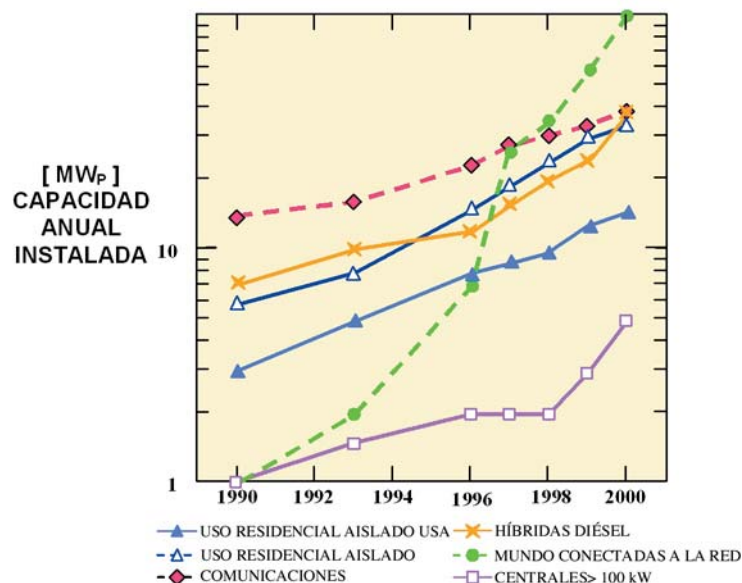


Figura 4. Evolución de diferentes mercados

MITO 4. "La Industria fotovoltaica es tan contaminante como las restantes Industrias de alta tecnología o energéticas, sólo que con distintas emisiones tóxicas."

La imagen verde es tan importante para la Industria fotovoltaica que no se están escatimando medios para evitar la emisión de contaminantes, los cuales, por otra parte, no son muy distintos de la Industria microelectrónica que ya hizo un esfuerzo de "procesado limpio" en el pasado.

La fabricación no ofrece peligro para el público, pero es evidente que se va a poner una enorme cantidad de material (módulos, soportes, cables, etc.) en el ambiente, de modo que la estrategia adoptada por las empresas no será otra que reciclar los módulos al final de su vida (aproximadamente 30 años) y así recuperar materiales escasos o evitar consumos energéticos en el caso de recuperar el silicio.

MITO 5. "Los módulos nunca van a recuperar la energía consumida en producirlos, de modo que constituyen una pérdida efectiva de energía."

La práctica actual, con grandes centrales o miles de casas fotovoltaicas conectadas a la red, prueba que los sistemas fotovoltaicos generan energía neta. El concepto "energy payback" o retorno energético, que para la Energía Solar Fotovoltaica ha sido ampliamente estudiado, se mide como los años que tarda el sistema en producir la misma energía consumida en su fabricación. Numerosos estudios han llegado a la conclusión que ese tiempo oscila entre 3 y 5 años para c-Si. Para los módulos de capa delgada ese período es mucho menor, y puesto que los módulos e instalaciones pueden durar perfectamente hasta los 30 años, resulta evidente que son productores netos de energía.

Los concentradores han sido menos estudiados pero dada la mayor eficiencia de la célula están en las cifras de la capa delgada, compensando su mayor carga de BOS (*Balance of System o Resto de Sistema*).

2. LA TECNOLOGÍA Y LA INDUSTRIA SOLAR FOTOVOLTAICA: PRESENTE Y FUTURO

Puesto que el objetivo global de la tecnología fotovoltaica es producir sistemas fotovoltaicos de bajo coste, es obvio que se precisa algo más que células eficientes y baratas: Se necesita también un BOS eficiente y de bajo coste que incluya los elementos de montaje, electrónica de acondicionamiento de potencia, fusibles, cables, acumuladores, seguimiento del sol, etc. Sobre estas áreas se ha hecho mucha menos I+D que sobre las células y los módulos, de modo que existe una perspectiva de reducción de precios y aumento de la fiabilidad notables en el futuro. Vamos seguidamente a revisar los principales componentes del sistema y sus alternativas presentes y futuras.

2.1. LAS CÉLULAS SOLARES: CARACTERÍSTICAS, TIPOS Y DESARROLLO

Es el dispositivo en el que se produce la conversión de luz en electricidad gracias a las propiedades de los semiconductores por una parte y a las estructuras (unión *pn*, heterounión, interfaz sólido-electrolito, etc.) que permiten extraer los electrones excitados de la célula, antes de que vuelvan a su estado de equilibrio térmico, hacia un circuito exterior para que realicen un trabajo.

La célula solar utiliza un haz de fotones a 6000°K, es decir, opera como una máquina térmica cuya fuente caliente, la caldera, estuviera a esos 6000°K. En una central térmica se calienta agua para crear vapor a 900°K, y en el caso de las centrales termosolares, el gas de 6000°C se degrada para calentar el agua a 700-800°K. Atendiendo al principio de Carnot la eficiencia que se puede conseguir en la superficie de la tierra con el gas de fotones solar sería del 95%. Ciertos efectos de reemisión de fotones dejan esta cifra máxima en el 87%. Para las centrales térmicas esas eficiencias ideales máximas son del 66% y el 60%, respectivamente.

Así que el potencial en eficiencia de la conversión fotovoltaica es el mayor imaginable puesto que una caldera de 6000°K no es realizable con ningún material¹: Todos se funden a menores temperaturas. Por otra parte, el proceso de conversión se realiza sin partes móviles, ni fluidos, ni bombas.

Las células más utilizadas son las realizables en silicio cristalino y silicio multicristalino en las que se han realizado una unión *pn* y contactos en ambas caras. Estas células proporcionan aproximadamente 0,5 Voltios y una corriente de 35 mA/cm² cuando son iluminadas por el sol en un día claro a 1000 W/m² que se

¹ Por confinamiento magnético se pueden conseguir mayores temperaturas en un plasma, evitando que el fluido caliente toque las paredes del recipiente, tal como se hace en los ensayos sobre fusión nuclear.

toma como irradiancia de referencia estándar. Ambos materiales utilizan silicio ultrapuro como el empleado en la Industria microelectrónica, de cuyos excedentes se ha nutrido la Industria fotovoltaica hasta hoy.

La estructura multicristalina se forma por solidificación de crisoles de gran tamaño (hasta 500 kg) y se diferencia del monocristal en que el tamaño del grano es de varios milímetros. Su coste por oblea y su eficiencia son menores, de modo que el precio por vatio pico es prácticamente el mismo. Sin embargo, se tiende a la producción creciente de material multicristalino en espera de reducciones reales de coste.

La segunda tecnología de células digna de mención se agrupa bajo el término común de "células de capa delgada" o *thin film solar cells*, si bien bajo esta denominación se engloban tecnologías muy distintas. Las más notables por sus resultados actuales y el desarrollo industrial iniciado son las células realizadas sobre CdTe (Teluro de Cadmio), a-Si (Silicio amorfo) y Cu(InGa)Se₂ (CIGS), ordenadas de menor a mayor eficiencia obtenidas en laboratorio. La principal característica de la Energía Solar Fotovoltaica de capa delgada es la posibilidad de lograr un bajo coste más que su excelente eficiencia. Su eficiencia récord siempre fue la mitad que la lograda en silicio monocristalino, hasta el año 2000 en que se reportaron células de CIGS del 19%.

Otra tecnología es la denominada "células de silicio pelicular" o *Si-sheet solar cells*, que es un tipo de célula realizado por una sola compañía (Astropower) consistente en silicio policristalino fabricado al estilo de capa delgada.

Por último, están las células más eficientes jamás logradas, denominadas células multiunión y que son, en realidad, varias células de distintos materiales construidas monolíticamente, es decir, en un solo monocristal continuo. Se ha alcanzado con ellas una eficiencia de 40,7% bajo luz concentrada. Estas células, intrínsecamente caras, se usan en el espacio y ahora "han bajado a la tierra" para ser utilizadas con sistemas de concentración para generación en plantas conectadas a red. Varias compañías están industrializando estas células y los concentradores para satisfacer los primeros contratos mundiales, promovidos por el ISFOC (Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración) en Puertollano, como primer paso para demostrar su eficiencia y operación en campo.

La figura 5 muestra la fantástica evolución de la eficiencia (récorde de laboratorio) de cada tecnología en los últimos 30 años -los años de existencia de la energía solar fotovoltaica-. Asimismo, demuestra que hay muchas tecnologías con posibilidades de lograr altas eficiencias. Pese a todo, vemos en la figura 6 que el 90% de los módulos producidos en el mundo son de c-Si o multi c-Si y hay un incremento del silicio policristalino pelicular (*Si-sheet*).

Cerca del 10% restante de las ventas se centra en a-Si o a-Si/a-SiGe, es decir, en células de silicio amorfo o silicio-germanio amorfos. El restante 1% es para CIGS, CdTe y concentradores. Estas tres últimas tecnologías están siendo industrializadas y pueden despegar en unos 3-5 años.

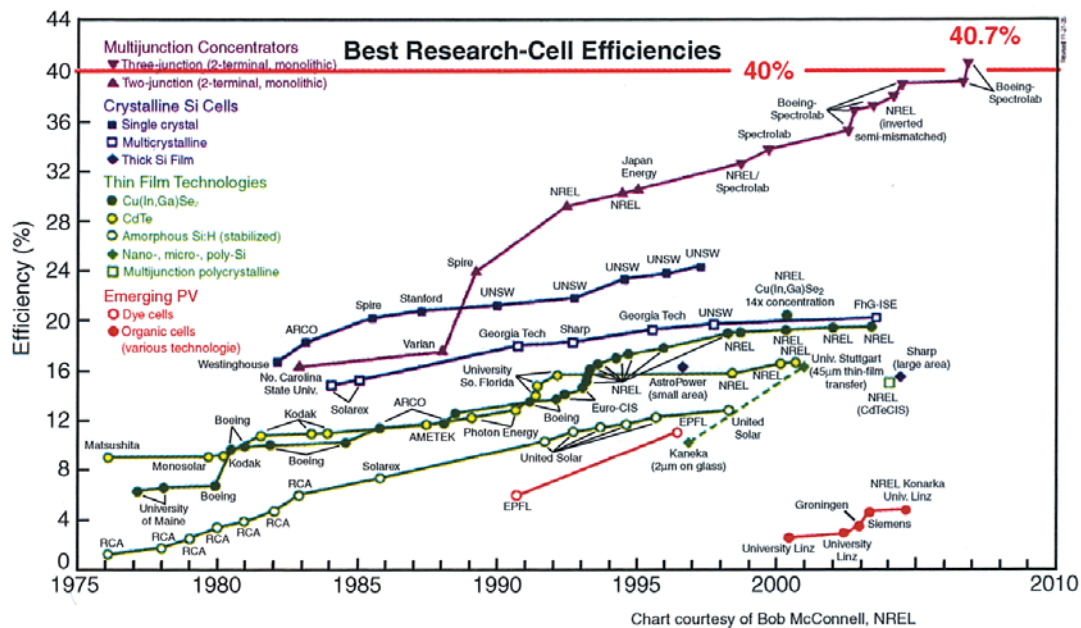


Figura 5. Evolución de la eficiencia de las diferentes tecnologías

La importancia de la eficiencia del dispositivo frente a la reducción de coste de la célula solar, es que al aumentar aquélla disminuye proporcionalmente la superficie de colector (vidrio, encapsulante), soportes, terreno, cables, transporte, instalación, etc. Como cifra mágica se suele decir que ninguna tecnología con eficiencia menor del 10% tiene sentido en ningún nicho de aplicación frente a las demás.

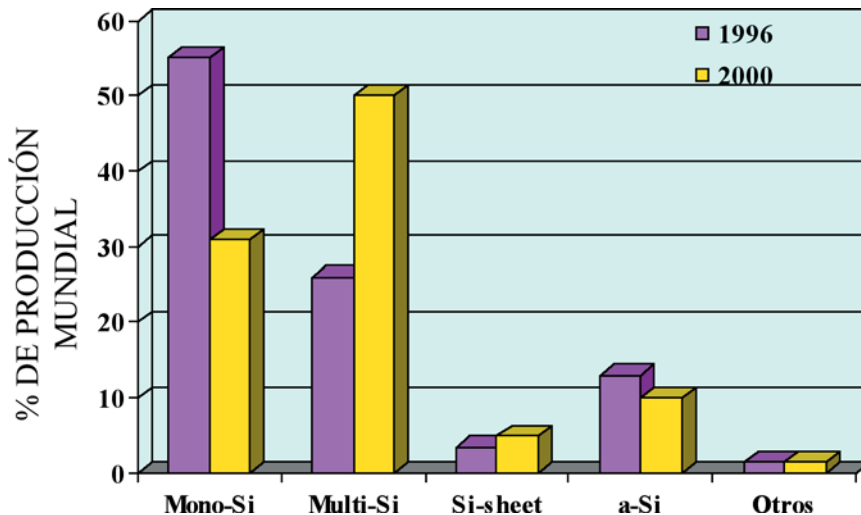


Figura 6. % de producción de diferentes tecnologías

Por último nos preguntamos quiénes fabrican los módulos fotovoltaicos. La figura 7 responde a esta pregunta agrupando los productores en tres áreas del mundo: Europa, Japón y USA y resto del mundo (ROW o *Rest of World*). La escala es logarítmica y muestra un crecimiento del 20 al 30%. En 2001 se tuvo un crecimiento del 36,5 y hoy se crece al 40%. La explosión del mercado se produjo

en 1998 con la promulgación de ayudas gubernamentales en Europa y Japón, en buena medida espoleadas por el compromiso de reducir las emisiones de CO₂ suscritas en el Protocolo de Kyoto.

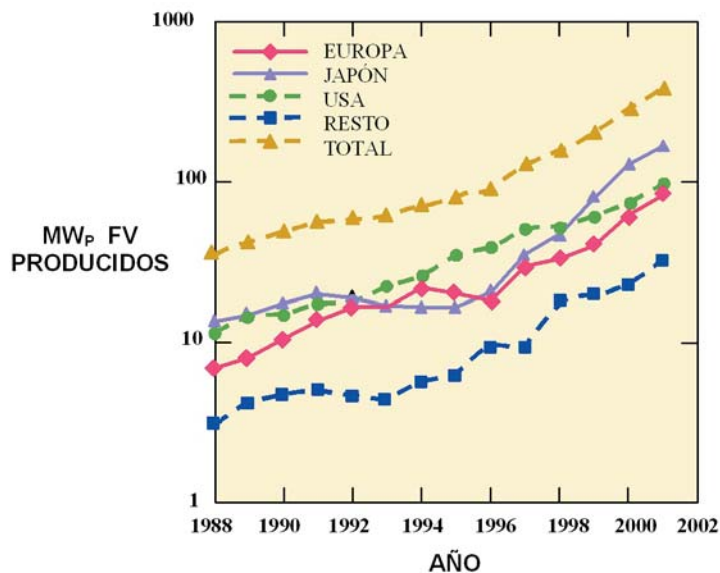


Figura 7. Principales productores de módulos fotovoltaicos

La producción europea actual está hoy dominada por Alemania, seguida de España. En 2001, España era líder y muy por detrás se hallaban Francia, Italia y Holanda. En el gráfico no se indica el lugar de destino final de los paneles: El 70% de los paneles de USA y el 80% de los españoles se exportan.

En la figura 8 se muestran las 10 compañías líderes de venta en 2001:

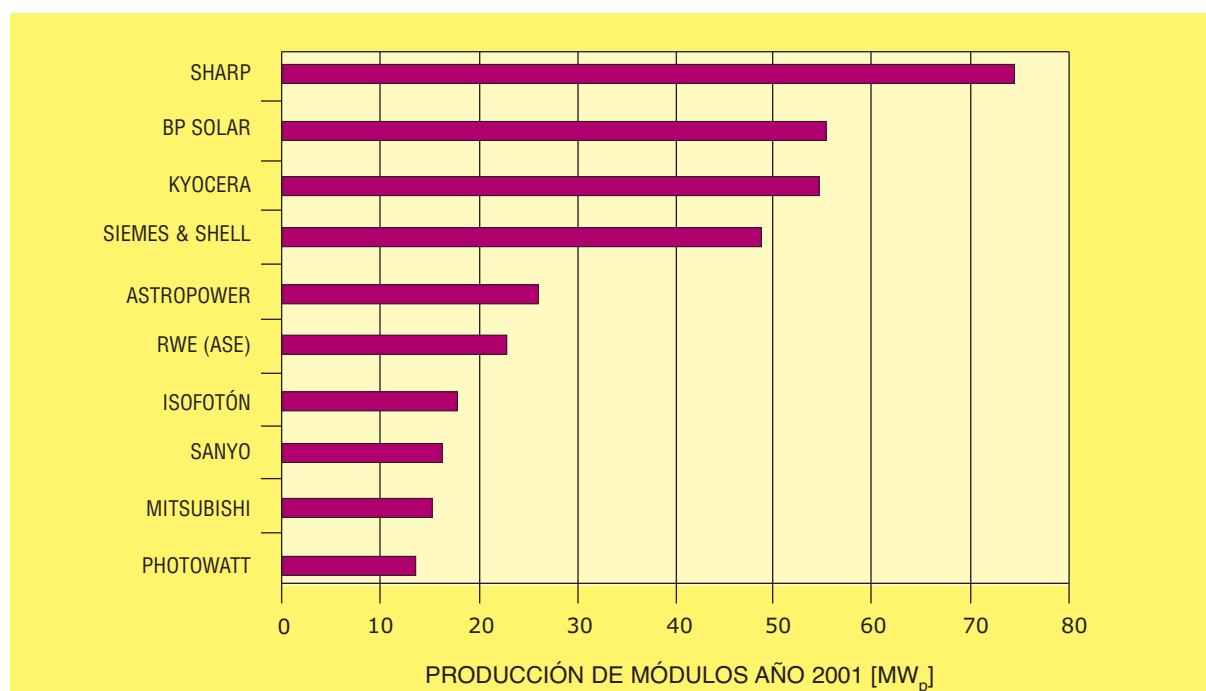


Figura 8. Empresas líderes en 2001

2.2. LA TECNOLOGÍA DE REFERENCIA: CELULAS DE SILICIO CRISTALINO

Su éxito diferencial se basa en la abundancia del material en la corteza terrestre y en el conocimiento previo que se tiene del mismo desde 1960 por el esfuerzo inversor en relación a su uso en la microelectrónica. Desde el punto de vista fotovoltaico el valor de su banda prohibida (1,1 eV) es muy adecuado para la conversión de la luz solar en electricidad. Al ser un semiconductor de banda indirecta se necesita un espesor notable (≥ 100 micras) para absorber la luz pero su fragilidad determina que las células solares se construyan sobre obleas de 300 micras.

Para que los electrones elevados a la banda de conducción no vuelvan a la banda de valencia, antes de que podamos sacarlos para realizar un trabajo, se necesita que el material útil sea de una gran pureza y de gran perfección estructural, por eso se emplea un material de calidad microelectrónica y obleas monocristalinas. También es válido obtener obleas con cristales grandes, de varios mm.

En el proceso de cortado de los monocristales o multicristales se pierde mucho material. Una de las vías de abaratamiento más recientes consiste en obtener y procesar obleas de 150 micras. Para obviar el proceso de corte de las obleas a partir de las barras monocristalinas o multicristalinas, se han desarrollado procedimientos que permiten obtener, directamente desde el baño de silicio fundido cintas planas continuas, aunque su extracción y enfriamiento para obtener la calidad estructural necesaria es lenta y crítica.

El reparto de costes de un módulo basado en células de silicio se muestra en la figura 9:

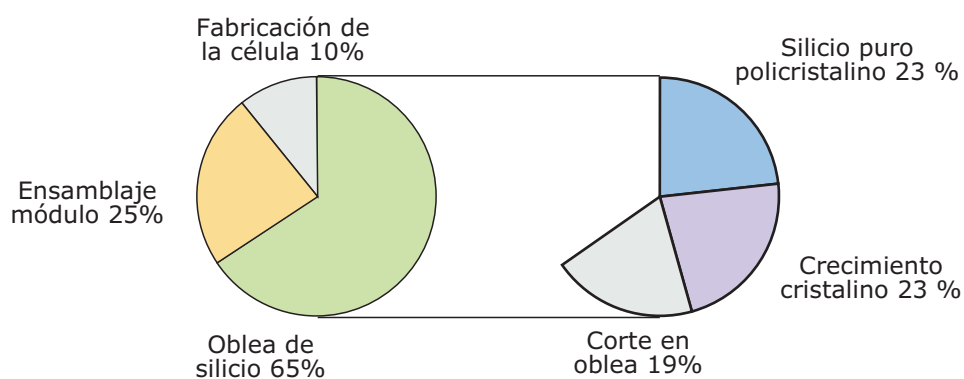


Figura 9. Reparto de costes de un módulo de silicio

Recientemente se han reportado algunas ventas de hasta 2,6 \$/Wp si bien las hay muy por encima de este precio a causa de la circunstancial escasez de silicio de los dos últimos años (2005-2006).

Los intentos de obtener un polisilicio más barato chocan con el hecho de que sólo representa el 23% del coste (ver figura 9), de modo que si el polisilicio más barato rebajara la eficiencia final podría ser contraproducente porque aumentarían los costes restantes que representan el 77%.

Si extendemos esta consideración al sistema fotovoltaico completo, ya instalado, vemos que el peso total del material es sólo del 10%, de modo que el impacto del precio del poli-silicio es todavía bajo.

En el laboratorio se han obtenido células de Si del 25% con estructuras casi ideales. Sin embargo, con los procesos de fabricación establecidos por la Industria se tienen hasta el 15% para silicio monocristalino y 13% para multicristalino. En los módulos se reducen a 14 y 12%, respectivamente.

El enorme margen de eficiencia entre el producto industrial actual y los resultados del laboratorio sugiere que van a aparecer nuevos procesos capaces de alcanzar el nivel de 18-20% (BP Solar y Sanyo ofrecen ya células del 17 y 18% en producción).

Con todo, la clave de una producción rentable reside en el rendimiento de producción, esto es el porcentaje de obleas que acaban convirtiéndose en células solares. Esta cifra es del 95%. Muchas tecnologías supuestamente baratas fracasan en este aspecto al obtener un alto nivel de rechazo o rotura.

En la figura 10 puede observarse la estructura de una célula solar y de un módulo:

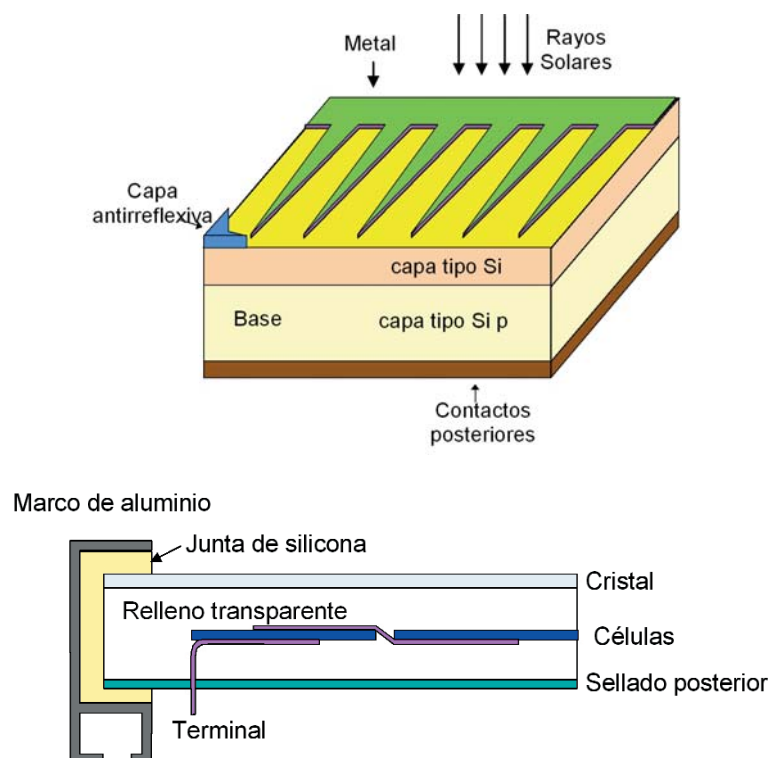


Figura 10. Esquema de una célula solar y de un módulo fotovoltaico

2.3. EL RESTO DEL SISTEMA (BALANCE OF SYSTEM "BOS")

Un sistema fotovoltaico consiste en más cosas que sólo módulos fotovoltaicos que contienen las células. Requiere otros elementos que se conocen genéricamente como *BOS*. Lo constituyen, típicamente, el acumulador electroquímico en caso de algunos sistemas aislados de la red, la unidad de control y el inversor (equipo electrónico), la estructura mecánica de soporte, el cableado eléctrico y los dispositivos de protección (fusibles, tomas de tierra e interruptores).

El reparto de costes de una instalación aislada con acumulación, se muestra en la figura 11. Vemos que los módulos representan aproximadamente un cuarto del coste total, siendo el coste de las baterías superior al de los módulos, sobre todo si se incluye la reposición periódica durante 20 años de operación. Así pues, aunque los módulos fueran gratis, sólo reduciríamos el coste de las estaciones aisladas en un 25%. Afortunadamente, muchas aplicaciones no necesitan acumuladores (bombeo de agua, riego, conexión a red) y están libres de esta carga económica.

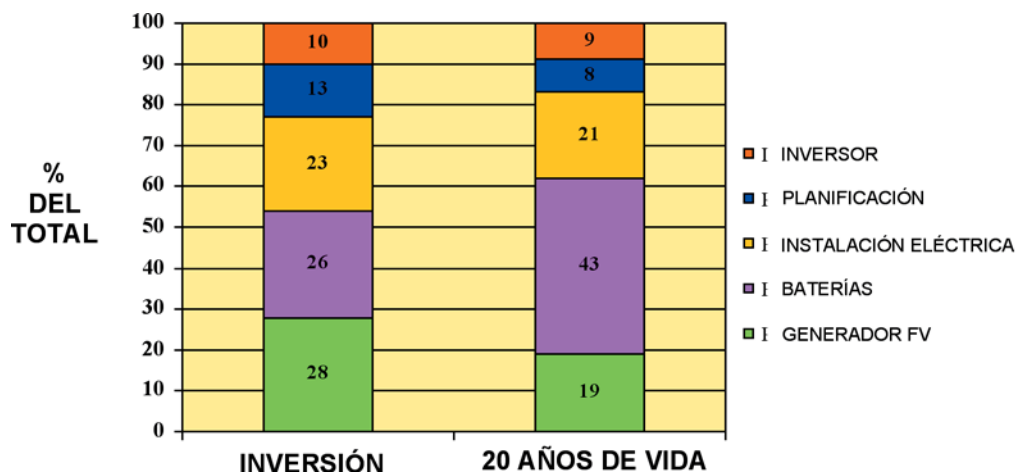


Figura 11. Reparto de costes en una instalación aislada

Brevemente diremos que las baterías más usadas y más convenientes son las de plomo-ácido para aplicaciones "estacionarias" o de "descarga profunda". Éstas permiten, a diferencia de las usadas en el automóvil, una descarga porcentual muy importante y funcionan eficientemente durante mucho tiempo, hasta 10 ó 12 años si son mantenidas adecuadamente.

Un elemento imprescindible para mantener las baterías en buen estado es el regulador de carga, un equipo electrónico que impide la sobrecarga y evita la sobredescarga. En los sistemas híbridos tipo generador diésel-fotovoltaico o eólico-fotovoltaico, se utiliza un sofisticado sistema de control para conectar uno u otro sistema según lo planificado, y también para priorizar las cargas manteniendo activas las esenciales en caso de escasez.

Los inversores, en las instalaciones domésticas aisladas, convierten la energía eléctrica continua en alterna para permitir el uso de electrodomésticos convencionales; en la conexión a red el inversor no sólo convierte la energía continua en alterna sino que adapta la carga a la máxima potencia disponible en el generador fotovoltaico la cual, obviamente varía con la irradiancia incidente y con la temperatura de las células. Ambas acciones se realizan en tiempo real y además el inversor realiza servicios de supervisión, alarma de aislamiento, medidas de potencia, y en un futuro próximo la detección de módulos en estado de mal funcionamiento. Si bien el coste del inversor es elevado como corresponde a un equipo electrónico de producción limitada, se espera que pueda reducirse sustancialmente. Sin embargo, la estructura mecánica de soporte será el segundo elemento de coste, después de los módulos, y será además difícil de reducir.

La figura 12 muestra la distribución de costes de construcción de una gran planta fotovoltaica conectada a la red con dos tecnologías de futuro (para dentro de 3-5 años aproximadamente), una con módulos planos de capa delgada CIS y otra con concentradores y células de silicio operando a 500 soles.

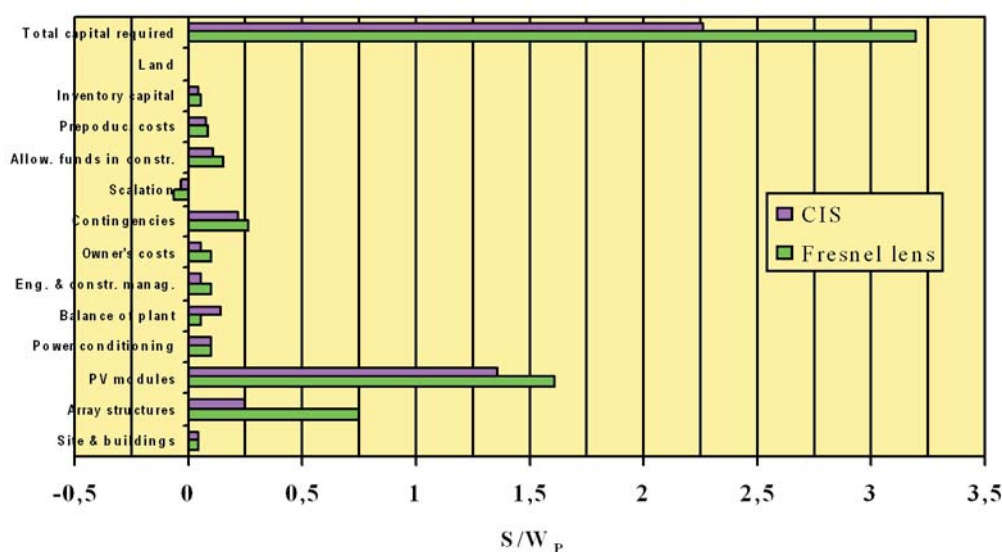


Figura 12. Reparto de costes en una instalación conectada

La figura 13 muestra la influencia de la eficiencia en el precio para las distintas tecnologías disponibles, aunque no todas en el mismo tramo de energía. Las curvas se han dibujado hasta los máximos valores de eficiencia esperables para cada tecnología en los próximos 10-15 años.

Por último, mostramos la Tabla 2 en la que se calcula el coste de la energía fotovoltaica producida por varias tecnologías. En ella se incluyen los concentradores de futuro, aunque ahora ya se están industrializando en Europa, Asia y USA. Vemos que, en el mejor de los casos, el coste de la fotovoltaica es el doble del actual precio medio de la electricidad, pero este precio puede ser atractivo para las compañías eléctricas porque la Energía Solar Fotovoltaica puede cubrir el suministro durante los picos de demanda (coincidentes con el sol tanto

en la Industria como en el aire acondicionado) en los cuales los costes de producción convencionales son mucho mayores que 5c\$/kWh. Además los precios de la electricidad convencional tienden a subir y la reducción de emisiones de CO₂ se consigue con esta energía.

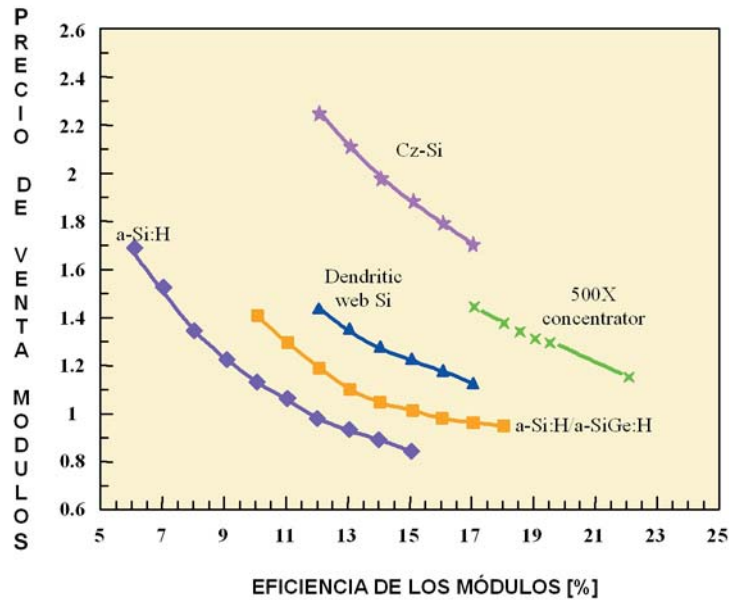


Figura 13. Eficiencia versus precio para diferentes tecnologías

	Concentradores Lentes de Fresnel	CIS
Energía producida (MWh)	140100	112000
Coefficiente de capacidad	32.0%	25.8%
Eficiencia anual energética	18.8%	9.9%
Gastos anuales (\$10⁶)		
Precio	16.69	11.95
Costes de operación y mantenimiento	0.61	0.18
Total	17.30	12.13
Coste de energía a 30 años		
Precio	0.119	0.106
Costes de operación y mantenimiento	0.004	0.002
Total (\$/kWh)	0.123	0.106

Tabla 2. Coste de la energía fotovoltaica para varias tecnologías

2.4. LA INDUSTRIA FOTOVOLTAICA

Con este nombre se tiende a identificar al conjunto de compañías que producen células solares o módulos fotovoltaicos. También están en el subsector fotovoltaico las firmas que fabrican equipos de producción específicos para la Industria fotovoltaica, desde el procesado de obleas a la fabricación y verificación de los módulos con simuladores y sistemas de adquisición de datos.

Por tanto, el subsector fotovoltaico lo constituyen compañías industriales y de servicios que proporcionan multitud de elementos: Soportes metálicos especiales, obra civil, protección contra rayos, baterías, reguladores de carga con paneles fotovoltaicos, inversores, equipos de medida y control, unidades de control del seguimiento, aparellaje eléctrico, televigilancia para seguridad personal y bienes, telemida, bases de datos en internet, WiFi para control de equipos de seguimiento, medida e interruptores, equipos en Baja y Media Tensión, televigilancia de parámetros críticos, como el aislamiento y la suciedad, telemantenimiento, teletarifación y en el futuro, regulación por red de pequeñas redes distribuidas (varios caseríos, pueblos pequeños, etc). La Industria fotovoltaica mundial mueve ahora más de 7000 M\$ anuales, y cada año crece un 30%. (se vende más potencia pero los precios van bajando)

Muy distintas fuentes prevén una penetración del mercado de hasta 25-30% de la electricidad mundial en 2050 procedente de fuente fotovoltaica. Eso representa para una eficiencia media de 20% que se producirán 200 GWp al año. Para tener idea del volumen diremos que si se montan sobre sistemas de seguimiento harán falta unos 10 millones de seguidores al año, lo que sitúa la Industria fotovoltaica al nivel del sector del automóvil.

3. PERSPECTIVA GENERAL DE LAS APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

3.1 APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

El carácter modular de los generadores fotovoltaicos implica que se pueden constituir sistemas de suministro de energía eléctrica en un amplísimo rango de potencia.

Aunque la Energía Solar Fotovoltaica se considera una forma cara de producir energía es, muy a menudo, en aplicaciones aisladas de la red, la solución más económica de suministro eléctrico. El crecimiento del mercado mundial indica que la electricidad solar ha penetrado en muchas áreas en las que es económicamente viable. Además, el crecimiento rapidísimo de los sistemas conectados a la red se ha hecho atractivo para particulares, compañías y gobiernos que desean contribuir al establecimiento de un sistema de suministro eléctrico más benigno con el medio ambiente. En la figura 14 se muestra el crecimiento del mercado desde 1980.

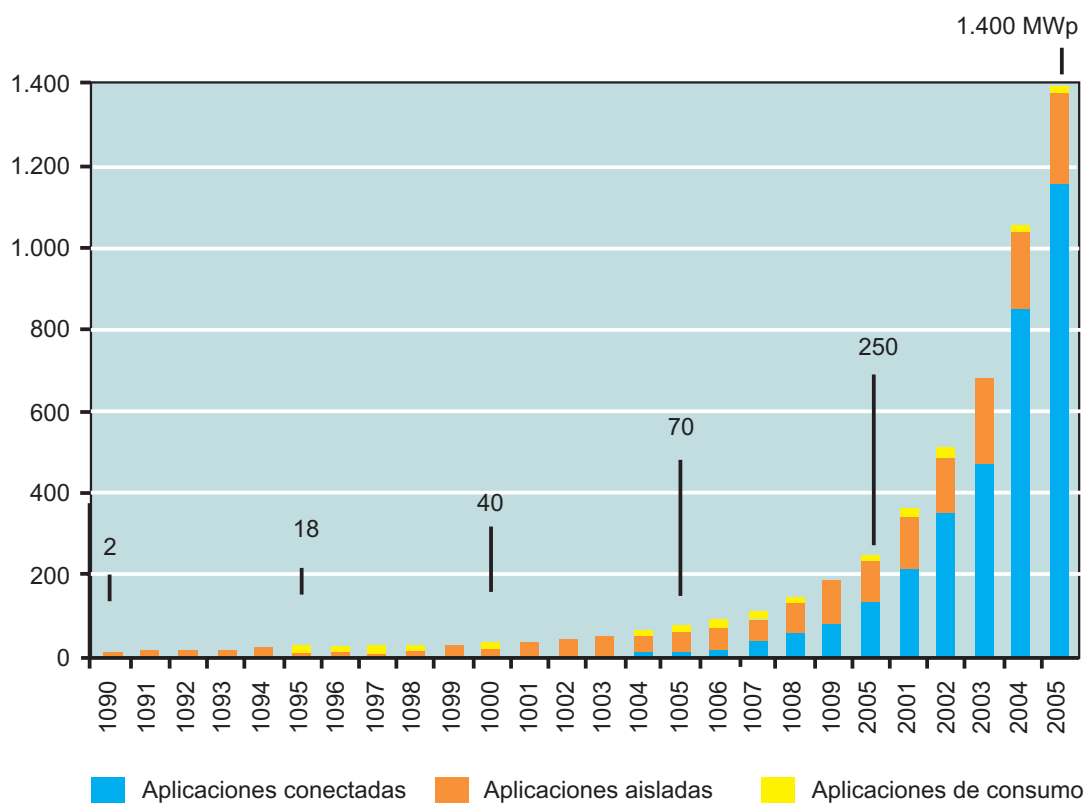


Figura 14. Evolución del mercado fotovoltaico

Es interesante señalar que actualmente el 89% de los módulos están conectados a la red. Esto incluye los sistemas instalados en los tejados de las casas (solución mayoritaria en Japón y Alemania) y grandes centrales (solución mayoritaria en España).

La ingeniería de aplicaciones ha sido capaz de introducir la electricidad solar fotovoltaica en los sectores que se presentan en la figura 15:

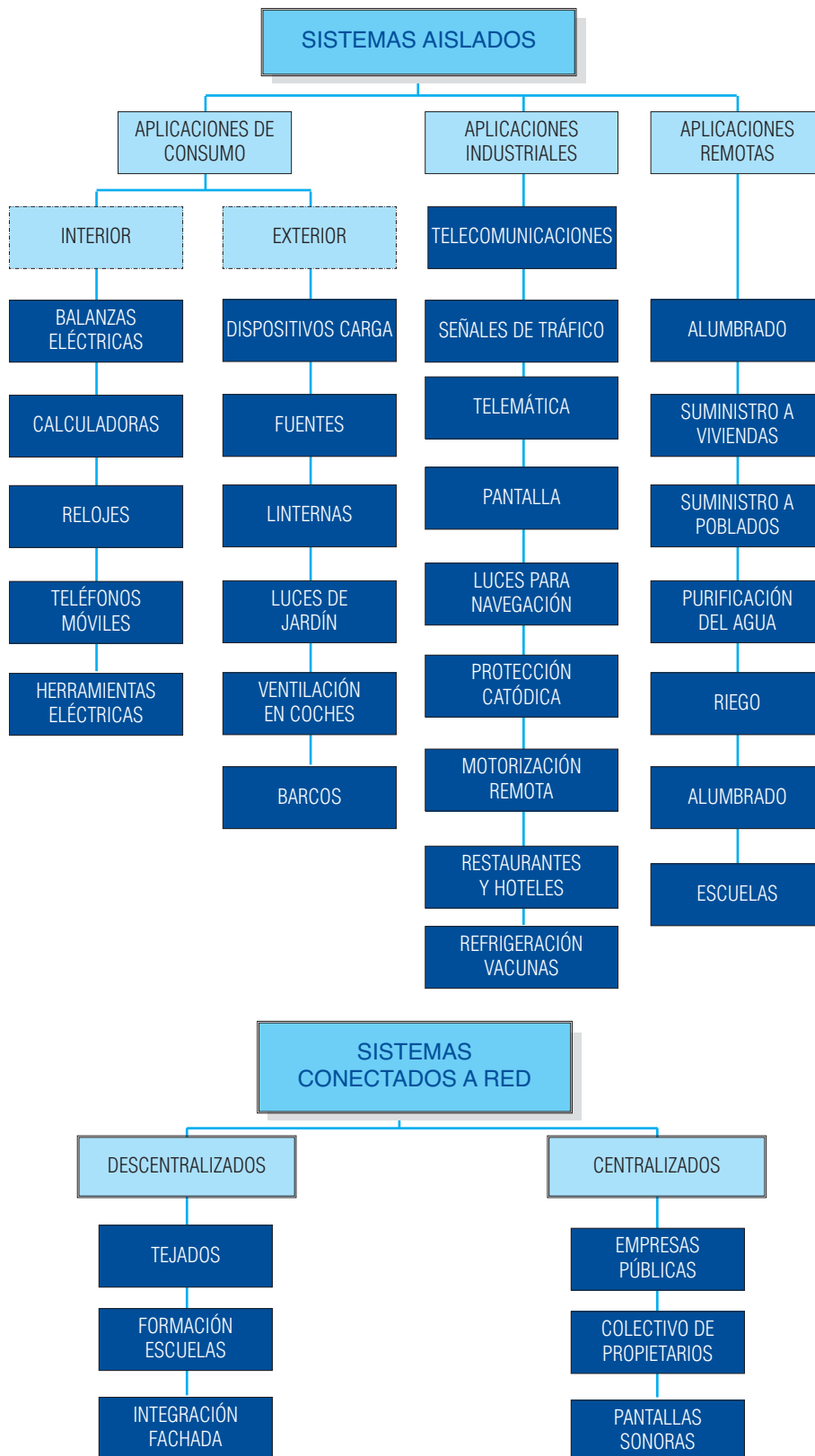


Figura 15. Aplicación de la Energía Solar Fotovoltaica

3.2. SISTEMAS AISLADOS

Como se puede ver en el cuadro de la figura 15 las aplicaciones aisladas de la Energía Solar Fotovoltaica son numerosas y no dejan de aparecer otras nuevas. Casi todas suelen requerir almacenamiento eléctrico, salvo algunas que almacenan de otra forma, por ejemplo, llenando balsas con agua bombeada por un sistema fotovoltaico o híbrido fotovoltaico-eólico. Este es un mercado creciente, y es posible que alguna aplicación nueva pueda hacerle crecer exponencialmente (por ejemplo, la sustitución de los generadores diésel cuando el precio resulte favorable y se intensifique el crédito para la compra inicial del sistema fotovoltaico).

La electrificación rural se ha convertido en un mercado creciente en los últimos años. La imposibilidad de extender la red a casas y aldeas remotas y la correspondiente inaccesibilidad de energía eléctrica para 2000 millones de personas ha determinado la iniciación de programas de electrificación rural en muchos países (Marruecos tiene que electrificar todos los pueblos en 2010), lo que representa 200000 casas alimentadas con Energía Solar Fotovoltaica.

Se contempla como muy adecuado establecer pequeñas redes de potencia y vender la energía a los usuarios, de modo que se centralice el mantenimiento de las baterías, etc. Estos sistemas requieren muchos elementos de control propios de las TICs para repartir y controlar las prioridades en casos de escasez y sobreabundancia.

Con Energía Solar Fotovoltaica van alimentarse decenas de miles de repetidores de telecomunicación que por su ubicación (alto de cerros y colinas) encuentran en esta tecnología la mejor solución desde el punto de vista técnico y económico.

En los países en vía de desarrollo las redes no serán probablemente iguales que las desarrolladas en el siglo XX en los países industrializados, basadas en grandes centrales de base y largas redes de distribución. En aquéllos se contempla un modelo de red distribuido sobre el que se impondrá una red de comunicaciones para optimizar el control del flujo. Así pues, esas redes serán intensivas en el uso de las TICs, más de lo que son las redes eléctricas actuales. La figura 16 ilustra este concepto de futuro.

3.3. SISTEMAS CONECTADOS A LA RED

Un sistema conectado a red se compone, fundamentalmente, de los módulos fotovoltaicos que integran el generador fotovoltaico, el inversor que convierte la corriente continua de los paneles en alterna y la inyecta en la red y por último, el contador de energía inyectada a la red. Estos sistemas tienen remunerada la generación de esta energía limpia y permiten que con la expansión del mercado los precios puedan ir bajando. Dado que los módulos fotovoltaicos son dispositivos de alta fiabilidad, el elemento que requiere más atención técnica es el inversor.

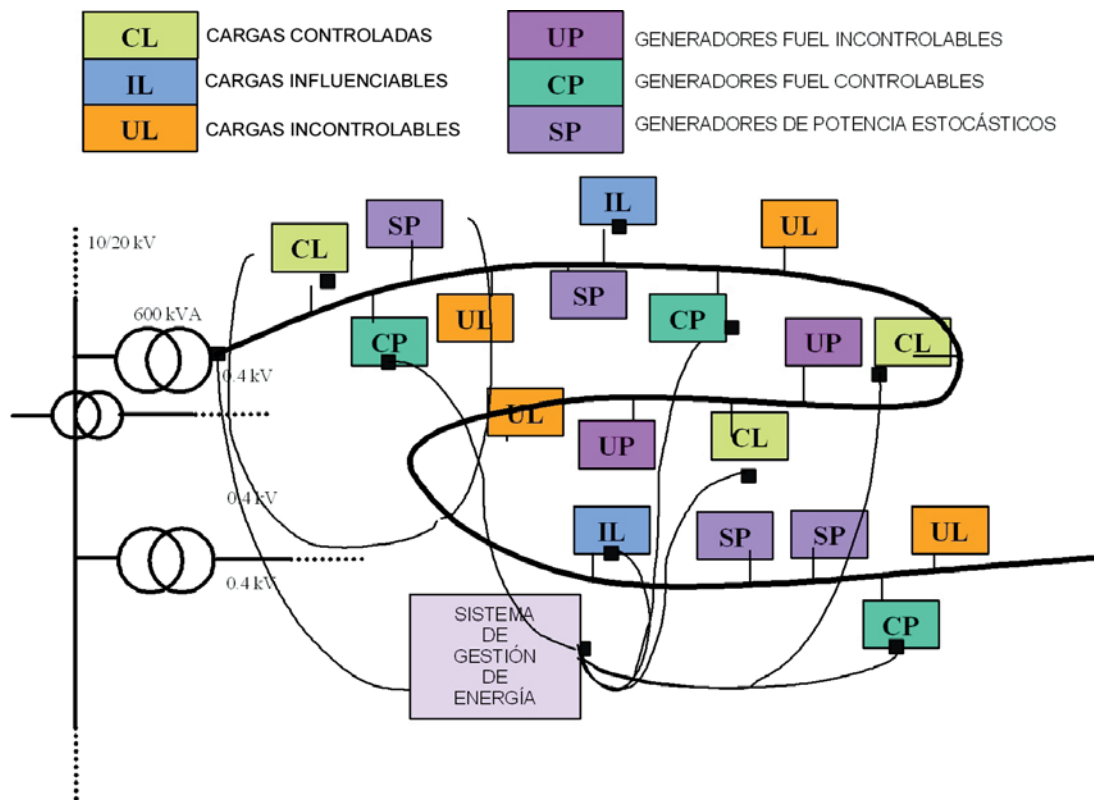


Figura 16. Evolución previsible de las redes fotovoltaicas aisladas

En las grandes plantas conectadas a la red, que es el modelo mayoritario en España, las inversiones son suficientemente grandes (superiores a los 10 M€, de media) como para que la instrumentación y el empleo de las TICs en supervisión y mantenimiento se incluya en ella sin excesivas limitaciones. El diseño técnico y económico de estos proyectos es de la mayor importancia para lograr la rentabilidad esperada. Puesto que la fuente solar no va a fallar, el riesgo reside en un mal diseño o una mala planificación, por lo que es fundamental contar con profesionales conocedores del conjunto de aspectos que rodean esta nueva tecnología.

Es importante señalar que denominamos "grandes" a plantas que rondan los 10–20 MW, valores de potencia pico que por comparación con las plantas convencionales resultan ser 100 veces menores. La modularidad de la Energía Solar Fotovoltaica es una de sus ventajas características porque reducirá el transporte de energía y las pérdidas asociadas. En España, las pérdidas de transporte de energía eléctrica son del 10-15%.

Otra notable realidad es que la conversión directa de energía luminosa en eléctrica rompe el esquema de generación normalmente ligado a los procesos térmicos, mecánicos o termo-mecánicos.

4. EL INGENIERO DE TELECOMUNICACIÓN Y LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Aunque el efecto fotovoltaico fue descubierto por Alexandre-Edmond Becquerel en 1839 y Albert Einstein aportara en 1905 la explicación teórica del descubrimiento, la primera célula solar con una eficiencia aprovechable no se inventó hasta 1954 por los investigadores de los Laboratorios *Bell*, D.M. Chaplin, C.S. Fuller, y G.L. Pearson.

Resulta obvio que las atribuciones profesionales de los Ingenieros españoles (Industriales y Telecomunicación, concretamente), publicadas en la Gaceta de Madrid en los años 30 no podían prever ninguna actividad relacionada con esta forma de generación de energía eléctrica que, a diferencia de las demás, no utiliza partes móviles sino, simplemente, materiales semiconductores estáticos del mismo tipo de los empleados en microelectrónica.

Esta novedosa forma de generar energía eléctrica sugiere que deberían replantearse los requisitos de conocimiento técnico-práctico que han estado ligados a la generación de energía eléctrica tradicional con máquinas convencionales clásicas, la mayoría fruto de la física del siglo XIX, es decir, calderas, transporte e intercambio de calor, turbinas de vapor, hidroeléctricas, etc., y sustituirlas por los requisitos derivados de la tecnología fotovoltaica, ligada a la física del siglo XX (mecánica cuántica, fotoelectricidad, semiconductores), y abierta, por tanto, a una variedad mayor de perfiles profesionales que las clásicas.

Tampoco las modificaciones posteriores sobre las atribuciones, definidas en los años 70 pudieron prever la aparición de una Industria fotovoltaica terrestre importante. Por tanto, los Ingenieros de todo el mundo, de un amplio margen de especialidades, se acercan a esta nueva forma de generación de energía con el bagaje que les confiere su capacidad general para abordar proyectos complejos, amén de su vocación para propiciar el progreso de la sociedad a través de la redacción y ejecución de los mismos.

Resulta curioso, a la vez que natural, comprobar que las células solares modernas nacieron en el Laboratorio de una compañía telefónica (*Bell Telephone*) como consecuencia de los trabajos sobre dispositivos semiconductores llevados a cabo en ese Laboratorio -ocho años antes, ahí se había descubierto el Transistor-.

Con la distancia correspondiente, en España las primeras actividades sobre células solares se llevaron a cabo en el Laboratorio de Semiconductores de la ETSI de Telecomunicación de la Universidad Politécnica de Madrid de la que salió, como *spin-off* la primera compañía española fabricante de células y módulos fotovoltaicos, germen de la Industria fotovoltaica española. El Laboratorio de Semiconductores, hoy convertido en Instituto de Energía solar, sito en la ETSI de Telecomunicación de la citada Escuela sigue proporcionando profesionales especializados en Energía Solar Fotovoltaica a industrias, institutos y compañías gestoras de grandes proyectos fotovoltaicos.

En estos momentos, y se prevé que sea así durante una década, puede existir un déficit de especialistas en Energía Solar Fotovoltaica debido al crecimiento tan rápido de la Industria y el mercado, por cuanto pocas carreras han incorporado seriamente en sus planes de estudio asignaturas sobre el tema. La ETSIT de la UPM fue pionera en este campo impartiendo una asignatura desde 1994 (Energía Solar). Otras Escuelas de Telecomunicación han seguido el ejemplo.

Con independencia de estos hechos históricos circunstanciales y del buen conocimiento sobre dispositivos semiconductores, el Ingeniero de Telecomunicación es un profesional perfectamente cualificado para realizar todas las actuaciones técnicas de gestión y de modelado de negocio de alto nivel, relacionadas con las instalaciones de aprovechamiento de la Energía Solar Fotovoltaica, poseyendo la aptitud técnica, cualificación profesional y facultad para la realización de proyectos en el entorno fotovoltaico. Son muchos los escenarios de actuación profesional en los que se puede intervenir, destacando entre ellos:

- Fabricación de dispositivos, materiales y sistemas.
- Diseño de Plantas de Generación y Dirección de Obra.
- Redacción de Normas Técnicas y Planificación.
- Inspección y Peritación.
- Redacción de Proyectos.

5. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y LAS TICs

Si hay dos sectores que marquen el proceso de desarrollo y el grado de bienestar de una sociedad esos son el energético y el de las TICs. Como se ha comentado en la introducción, al igual que el acceso a la electricidad es un indicador del desarrollo humano, la "brecha digital" (acceso desigual a las TICs o Tecnologías de la Información y las Comunicaciones en el mundo) también es un índice de referencia en el estudio del desarrollo de los países. Las TICs son un aspecto más de las inequidades sociales, económicas y de poder existentes en los países.

La Energía Solar Fotovoltaica integrada junto a las TICs favorece los procesos de desarrollo de los países más pobres. Así, una forma de aminorar y/o acabar con la brecha digital es dar acceso a Internet en las regiones en vías de desarrollo, facilitando la presencia de fuentes de energía confiables mediante la Energía Solar Fotovoltaica. Además, las TICs facilitan la labor de ONGs, gobiernos locales, entidades privadas y comunidades privadas. Los sectores fotovoltaicos y el de las TICs pueden complementarse, y en las zonas geográficas más desfavorecidas deben coexistir y se precisan el uno al otro en muchas ocasiones.

En los países desarrollados, la introducción de las Tecnologías de la Información y de las Comunicaciones (TICs) ha implicado un cambio en la sociedad en general. La denominada Sociedad de la Información crece a un ritmo muy elevado, especialmente en el ámbito científico y en la organización y gestión empresarial, repercutiendo de manera muy positiva en los modelos de producción y en la realidad económica.

Las TICs pueden mejorar y agilizar los procesos de producción del sector fotovoltaico contribuyendo a la economía de escala en la fabricación de dispositivos fotovoltaicos, facilitando las tareas de diseño y optimizando las medidas y el control de la calidad.

Ateniéndonos a las instalaciones solares fotovoltaicas de conexión a red para venta de la electricidad producida a la compañía eléctrica, las TICs pueden desempeñar un papel importante en la gestión, control y seguridad de éstas. Entre los diversos servicios prestados, todos críticos para la explotación, se encuentran la videovigilancia antirrobo, anti-intrusión y el control de todos aquellos parámetros decisivos en la producción de las instalaciones, especialmente en aquéllas de gran extensión. Tradicionalmente, el servicio de vigilancia humano era la opción comúnmente más empleada. Las TICs mejoran este servicio de vigilancia, y pueden sustituirlo. Asimismo, la posibilidad de gestión remota y telemonitorización de la producción que brinda la tecnología, sitúa a las TICs en una posición estratégica, con un valor añadido fundamental e imprescindible para una gestión sólida y rigurosa de este tipo de instalaciones. Más adelante se enumeran los sistemas complementarios, basados en las TICs, que pueden proyectarse en instalaciones solares fotovoltaicas.

En instalaciones aisladas de red, las TICs pueden proporcionar un valor añadido al control y verificación de la producción. En estos casos, la producción se emplea para el autoconsumo, por lo que es necesario examinar todas aquellas variables de las que depende la producción para prevenir potenciales fallos de suministro eléctrico. En muchas de las aplicaciones en las que se emplean estas instalaciones, es necesaria una alimentación continua (instalaciones de telecomunicación, señalización,...), siendo precisas fuentes de alimentación alternativas, tipo baterías, que garanticen el abastecimiento. El mantenimiento y control de estas fuentes de alimentación secundarias mediante soluciones TICs constituye otro de los campos de actividad.

Queda, por tanto, manifiesto el valor añadido que las Tecnologías de la Información y la Comunicación pueden proporcionar en el sector fotovoltaico.

5.1. SISTEMAS COMPLEMENTARIOS

La situación estratégica del sector ha provocado que muchos particulares se hayan convertido en empresarios fotovoltaicos. La alta demanda actual de paneles solares, la inversión económica inicial y los largos períodos de amortización hacen necesario la supervisión y el control de las instalaciones mediante soluciones modulares y sencillas.

El análisis de rentabilidad y viabilidad económica de las instalaciones fotovoltaicas, particularmente las de gran tamaño, debe considerar la necesidad de la monitorización de las mismas y medidas de seguridad para garantizar la producción de Energía Solar Fotovoltaica. En el caso de robos o fallos de funcionamiento, el perjuicio es doble en las instalaciones conectadas a red, ya que añade a la reparación de los daños, la falta de producción de energía eléctrica. Las condiciones meteorológicas, efectos provocados por fenómenos naturales (desprendimientos, corrimientos de tierras,...) y el mal funcionamiento de algunos de los componentes pueden también afectar a la correcta explotación de la instalación. A esto se une que muchos de los inversores pagan la instalación con la energía producida.

Como medida de contingencia, para minimizar estos efectos, la mayoría de las compañías aseguradoras recomiendan que las instalaciones tengan un mínimo de medidas de seguridad, al menos estar valladas. Para que el seguro cubra los gastos ante pérdidas de beneficios se exigen alarmas, videovigilancia, telemonitorización de equipos...En general, existen dos tipos de seguro ante la pérdida de producción:

- Seguro de pérdida de días de producción. Estas pólizas cubren los días que la instalación no inyecte corriente a la red.
- Seguro de producción mínima. Es el menos empleado ya que la evaluación de la producción es compleja, dependiendo de la tipología, materiales, distribución, zona geográfica,...

Las medidas específicas de seguridad para garantizar la integridad del sistema dependen del tipo y del tamaño de la instalación. En las instalaciones realizadas sobre suelo rústico es recomendable una adecuada protección perimetral. Las Tecnologías de la Información pueden mejorar esta protección, siendo posible una gestión remota, el envío de alarmas así como un telecontrol de la producción energética. En las instalaciones sobre suelo, denominadas, denominadas frecuentemente "huertas solares", además del control, la seguridad y protección se une la necesidad de proporcionar los datos particulares de cada propietario.

En el caso de instalaciones aisladas de red, existen unos sistemas denominados gestores de consumo, destinados a realizar un reparto apropiado de electricidad producida en función de consumos estimados.

Con independencia de estos sucesos circunstanciales (robos, vandalismo,...), los sistemas complementarios que se presentan deberían constituirse en parte genérica de una planta e indisolublemente ligados a ésta. Si bien es cierto que el grado de implantación de estos sistemas aún es bajo, seguramente en un futuro próximo su grado implantación será elevado. La monitorización analítica de los sistemas fotovoltaicos es una práctica recomendada debido a que son instalaciones de media-alta potencia, y no implican un sobrecoste excesivo sobre el precio final de la instalación. A continuación, se presentan algunos de los sistemas complementarios que pueden incluirse en una instalación fotovoltaica, especialmente en las de gran extensión.

- Subsistema de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV)
- Subsistema de Detección de Intrusión y robo
- Subsistema de Protección contra Incendios
- Subsistema Meteorológico
- Subsistema Telemétrico de Control de la Instalación

Asimismo, los sistemas de seguridad no pueden actuar como protección por sí solos, por lo que será necesario un adecuado cerramiento perimetral. Además, un sistema de interfonía entre el centro de control, con interfonos distribuidos por toda la instalación ayudará al personal de vigilancia.

5.1.1.SUBSISTEMA DE CIRCUITO CERRADO DE TELEVISIÓN

La incorporación de un circuito cerrado de televisión es un elemento imprescindible no sólo para la seguridad sino también para el control del funcionamiento y de las condiciones ambientales, permitiendo visualizar los puntos críticos de la instalación y el almacenamiento de las imágenes registradas. Se consiguen una serie de ventajas:

- reducir el personal de vigilancia
- aminorar los riesgos físicos para dicho personal

- disuadir al posible agresor, al sentirse vigilado
- verificar al instante la causa de una alarma
- identificar al intruso.

Un sistema de CCTV se compone de:

➤ Elementos captadores de imagen

Son las cámaras y los accesorios que las complementan (objetivos, carcasas de protección, soportes y posicionadores, etc.). Las cámaras transforman una imagen óptica en una señal eléctrica. Según la tecnología de generación de imagen las cámaras pueden dividirse en CCD (Dispositivo de Acoplamiento de Carga) y CMOS (Semiconductor de Óxido Metálico Complementario). Atendiendo al ámbito de utilización las cámaras pueden ser fijas, domo, o fijas minidomo. Las cámaras domo son cámaras móviles instaladas en una burbuja que impide ver hacia donde se está enfocando. Las cámaras fijas minidomo son cámaras fijas cuya zona de vigilancia es fija pero presentan el aspecto externo de una cámara domo. Existen otro tipo de cámaras como las microcámaras o las camufladas.

El mecanismo de *Pan/Tilt/Zoom* permite rotar e inclinar la cámara y tener un objetivo con distancia focal variable en una dirección específica. Las plataformas electromecánicas que soportan esta herramienta están disponibles para diferentes pesos, para lugares internos o externos, etc. Pueden operar en modo manual o automático.

➤ Matriz de vídeo

Su función es distribuir las señales de vídeo procedentes de las cámaras hacia las salidas de monitor.

➤ Elementos reproductores y registradores de imagen

Los grabadores digitales de vídeo (DVR) permiten la visualización mediante la conexión de PCs. La capacidad de almacenamiento dependerá del número de cámaras, del tipo de compresión, de la calidad de las imágenes y de si la grabación es permanente o se realiza por eventos.

➤ Elementos transmisores de la señal de vídeo

Los elementos a emplear son líneas de transmisión y amplificadores de línea. Las líneas de transmisión deben tener la capacidad suficiente para el transporte de una señal de vídeo. Para la transmisión de vídeo el cable coaxial es el más empleado aunque la utilización de fibra óptica se está extendiendo por sus características superiores. Los amplificadores de línea se utilizan para compensar las pérdidas.

➤ Videosensores

Son dispositivos detectores de movimiento de vídeo, que analizan las variaciones de la señal de vídeo, permitiendo determinar si se ha producido algún movimiento.

Los actuales sistemas digitales de video inteligente han dado un salto de calidad y van sustituyendo a los sistemas analógicos tradicionales. La introducción de las cámaras digitales posibilita el diseño de sistemas 100% digitales. El desarrollo de cámaras térmicas para vigilancia perimetral en condiciones de ausencia o baja iluminación está suponiendo un hito en la evolución de estos dispositivos.

5.1.2. SUBSISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

Si bien lo más habitual es instalar un sistema de extinción de incendios a base de extintores, pueden incluirse sistemas de detección. Los sistemas automáticos de detección de incendios generan una secuencia de eventos como parte del plan de alarma de la central de incendios. Normalmente, este tipo de sistemas se complementa con un sistema manual de alarma (pulsadores de acción y sirena) que envían la señal en caso de ser activados manualmente.

Un sistema de detección de incendios se compone, básicamente, de elementos detectores de incendio, central de control de incendios y los elementos de transmisión de la alarma (sirenas acústicas, avisadores luminosos, marcadores telefónicos, etc.). Es conveniente que la detección de incendios se realice de forma independiente en cada compartimento de las instalaciones: Sala del transformador, sala del inversor, sala del sistema central de los sistemas complementarios.

El panel de control compara continuamente el estado de los detectores con su estado teórico en el entorno donde se encuentran. Los detectores detectan el fuego a través de algunos de los fenómenos que le acompañan. Los detectores más empleados son:

► Detector de gases de combustión

Detectan humos visibles o invisibles. Estos detectores poseen dos cámaras ionizantes por un elemento radiactivo. Si los gases de combustión penetran, provocan una pequeña variación de tensión entre las dos cámaras que genera la señal de alarma.

► Detector óptico de humos

Basados en la absorción de luz y la difusión de la luz por los humos. El polvo perjudica su funcionamiento. Se fundamentan en el grado de opacidad del aire.

► Detector de temperatura

Los más antiguos son de temperatura fija. Actualmente, los más empleados son los termovelocimétricos que miden la velocidad de incremento de la temperatura.

► Detector de radiaciones

Detectan las radiaciones infrarrojas o ultravioleta de las llamas.

En general, los detectores de humos son más rápidos que los de temperatura ya que estos últimos precisan que el fuego haya generado el suficiente calor como para detectarlo.

La extinción automática se realizará con un gas específico, con una batería de cilindros acorde a las necesidades de la instalación y tuberías de distribución y podrá ser gestionable remotamente. El sistema cumplirá la normativa contra incendios NFPA (*National Fire Protection Association*).

5.1.3. SUBSISTEMA DE DETECCIÓN DE INTRUSIÓN Y ROBO

Permite proteger una instalación mediante la transmisión de una señal de alarma a una central receptora (CRA), activación de sirenas, etc. Lo habitual es realizar un diseño de seguridad perimetral y de interior. En general, el sistema constará de los siguientes equipos:

➤ Central receptora de alarmas (CRA)

La central receptora de alarmas monitoriza y controla en todo momento el correcto funcionamiento del sistema. Su función es la recepción de todas las señales emitidas por los diferentes elementos.

➤ Barreras de cobertura perimetral

Típicamente, son barreras de infrarrojos compuestas de emisores de infrarrojo y receptores de infrarrojo. Se genera una señal de alarma cuando la barrera invisible se corta. Estos sistemas producen gran cantidad de falsos positivos en zonas a la intemperie, causadas principalmente por agentes biológicos (hojas, animales,...). Las técnicas más innovadoras utilizan complejas rutinas de discriminación para diferenciar la presencia humana del resto de elementos. Otro factor a considerar son las inclemencias meteorológicas, especialmente la condensación, opaca al infrarrojo, que puede afectar al sistema y provocar cortes en las barreras. Otra posibilidad es la instalación de barreras de microondas o barreras láser. Las barreras de microondas se fundamentan en el enlace entre un emisor y un receptor, a través de un campo de ondas electromagnéticas. Al interrumpirse el enlace entre el emisor y el receptor se produce la indicación de alarma.

➤ Detectores de golpes y vibraciones

Se emplean en las verjas y vallados para maximizar la seguridad. Los más recientes usan técnicas avanzadas de microprocesado digital para el análisis de la frecuencia, energía, amplitud y duración de la señal. Para una correcta discriminación de los ataques verdaderos y las vibraciones causadas por actividades regulares, se examinan en detalle los parámetros del evento. El evento debe estar por encima del nivel medido de ruido constante y la duración debe ser limitada.

➤ Detectores magnéticos

Las modificaciones de un campo magnético son asimiladas a intentos de intrusión.

➤ Detección por videosensores

Ver apartado 5.1.1

Asimismo, la incorporación de detectores volumétricos permite captar el movimiento en su campo de actuación.

Es importante resaltar que los detectores no detectan la presencia de intrusos, sino perturbaciones en el ambiente que se asocian a la presencia de un intruso en base a criterios establecidos.

5.1.4. SUBSISTEMA METEOROLÓGICO

Éste es uno de los subsistemas más empleados. Las condiciones climatológicas pueden afectar a la correcta explotación de los sistemas fotovoltaicos. Las estaciones meteorológicas automáticas obtienen datos de parámetros meteorológicos como condiciones lumínicas, temperatura, humedad relativa del aire, condiciones anemométricas (velocidad y dirección del viento), lluvia, etc. La estación meteorológica es un sistema modular. La adquisición de los datos se realiza a través de diferentes sondas y equipos:

► Sonda anemométrica

Cada vez más utilizada debido a la instalación de estructura de seguimiento.

► Sonda piranométrica

Mide la radiación global sobre un plano.

► Pirheliómetro

Mide la irradiancia directa, la que viene directamente del disco solar. Se emplea en plantas con tecnología de concentración.

► Espectrómetro

Mide la irradiancia solar global a distintas longitudes de onda.

► Célula solar calibrada

Mediante el uso de una célula solar pueden obtenerse datos de la irradiación solar, ya que ésta producirá, en cortocircuito, una corriente proporcional a la irradiación. Es un dispositivo sencillo, barato y muy usado.

► Sonda de temperatura

En general se emplean sensores de temperatura, que basan su funcionamiento en las variaciones de resistencia que experimentan en función de la temperatura. Normalmente, se emplean una o más PT-100 (de platino) tipo lenteja acopladas a módulos para medir temperatura de célula, y una PT-100 de ambiente para medir temperatura ambiente. Suele estar siempre presente.

► Sonda de humedad

► Sonda pluviométrica

Los datos se tratan y almacenan en la estación de adquisición de datos. Para una gestión adecuada de los datos se emplea la suite informática disponible con la

estación, permitiendo un tratamiento gráfico y numérico de las lecturas, tanto mediciones instantáneas como mediciones horarias. Asimismo, la generación de una base de datos permite la consulta de datos, comparación de parámetros y la edición de informes.

5.1.5. SISTEMA TELEMÉTRICO DE CONTROL DE LAS INSTALACIONES

La centralización y gestión de todos los datos corre a cargo del sistema telemétrico de control de la instalación, que centraliza todos los datos en algún servidor alojado en un edificio de control que se dispondrá para tal uso. La infraestructura está compuesta por redes de datos locales para las comunicaciones de datos e imágenes, interconexión de las diferentes redes locales y conexión al exterior. El protocolo de comunicación óptimo a emplear es TCP/IP, que garantiza que la capacidad de gestión sea independiente de la ubicación física de los mismos, aunque hay que decir que lo más frecuente son conexiones mucho menos avanzadas.

El uso de soluciones modulares y escalables posibilita una evolución acorde con las infraestructuras de la instalación sobre suelo. Estas instalaciones deben disponer de un sistema de monitorización remota que permita, verificar el correcto funcionamiento de la instalación y la mejora de la actividad, gracias al análisis de todos los datos históricos registrados. Los elementos principales a monitorizar son los generadores fotovoltaicos (especialmente, si están basados en el seguimiento solar), los inversores, el contador o los contadores de energía y aquellos subsistemas de los sistemas complementarios que afecten a la integridad del emplazamiento y a la capacidad de producción. Por otra parte, se debe contabilizar la cantidad de energía inyectada a la red para cada una de las instalaciones y la energía neta total inyectada, ya que a menudo la planta se divide en pequeñas parcelas. Los parámetros eléctricos y medioambientales también se monitorizan para comprobar el correcto funcionamiento.

El sistema debe poseer un adaptador telemétrico, que integre diferentes módulos de comunicaciones procedentes de las diferentes señales de datos de la instalación y un servidor central de telemetría cuyas características principales son: Un interfaz gráfico, distintos niveles de seguridad y gestión de eventos.

Infraestructura de Comunicaciones

Para el correcto funcionamiento de los sistemas complementarios es necesario una infraestructura de telecomunicaciones que permita la operación e integración de los subsistemas. Será la encargada de proporcionar la conectividad entre los elementos de control y de explotación.

Debe soportar las especificaciones de ancho de banda, calidad de servicio y de diferentes tipos de señales (voz, datos, vídeo). Las soluciones técnicas al servicio son múltiples y varían en función de diversos factores: Zona geográfica, especificaciones, inversión, etc.



►► **Conexión inalámbrica**

Muchos de los elementos que componen la instalación envían los datos mediante este tipo de conexión para evitar el cableado. Además, la mayoría de este tipo de emplazamientos se halla en terrenos rústicos, donde el acceso a una red pública de comunicaciones es costoso y complejo. Por ello, es una de las medidas, frecuentemente adoptada, para la conexión hasta el punto de interconexión más cercano a la red pública.

►► **Conexión de red local**

Una red de datos concentrará las señales de todos los subsistemas complementarios. Habitualmente, se opta por una red de área local para la interconexión de los diferentes elementos de control. Dependiendo de la ubicación interior o exterior y de la distancia de tendido, el cable empleado suele ser par trenzado de cobre y fibra multimodo, por lo que serán necesarios conversores para la adaptación de estos interfaces. El tendido de cableado debe realizarse a través de canalizaciones y canaletas específicas.

►► **Conexión ADSL**

De acuerdo a las funcionalidades requeridas, la interconexión a Internet puede realizarse a través de una conexión de banda ancha tipo ADSL.

►► **Conexión satélite**

El GPS proporciona un reloj atómico así como datos precisos de la longitud y la latitud del lugar a un bajo coste. También permite, en lugares de difícil acceso, la conexión a una red pública.

6. TIPOLOGÍA DE PROYECTOS TÉCNICOS

Las instalaciones fotovoltaicas operan de dos modos principales:

- Conectadas a red: La producción eléctrica obtenida se inyecta a la red eléctrica para su venta a las compañías distribuidoras.
- Aisladas de red: La producción eléctrica resultante se emplea para el autoconsumo.

Los escenarios de aplicación son muy amplios y variados. En general, un sistema conectado a red se compone de los módulos fotovoltaicos y la estructura soporte que conjuntamente integran el generador fotovoltaico, el inversor, las protecciones en Baja Tensión y el contador eléctrico, si la conexión se realiza en Baja Tensión. Si se conecta en Media Tensión, se precisará adicionalmente un Centro de Transformación y protecciones en Media Tensión. Al estar compensada económicamente la inyección en red de la energía eléctrica producida por un sistema fotovoltaico, un elemento clave de una instalación conectada a red será el inversor, que deberá funcionar con seguridad y eficiencia. El contador será el dispositivo encargado de medir la energía eléctrica vertida a red para su posterior retribución económica.

Los elementos generales que componen un sistema fotovoltaico aislado de red son los módulos fotovoltaicos, el regulador de carga, la batería y el inversor. Los sistemas de acumulación o baterías son necesarios para almacenar la energía eléctrica producida que no se utiliza inmediatamente o cubrir la demanda energética en ausencia de producción. El regulador de carga es el elemento que controla el estado de la batería ante posibles problemas de sobrecargas excesivas o descargas. El inversor o convertidor de corriente continua a alterna transforma la corriente continua a una corriente alterna adecuada para el consumo

6.1. INSTALACIONES CONECTADAS A RED

Las instalaciones conectadas a red representan hasta el 89% de la potencia instalada en el mundo y constituyen, por tanto, el motor de desarrollo del sector y la vía de implantación en el sistema energético de los países desarrollados que verán así aumentar su seguridad energética y reducir el impacto ambiental. Por otra parte, esta actividad representa un importante negocio y factor de desarrollo económico en el que los Ingenieros en general, y los Ingenieros de Telecomunicación en particular pueden ver ampliado su campo de actividad.

Disociando las partes de un proyecto tipo de conexión a la red, atendiendo a su aspecto económico, encontramos las siguientes:

- a) Generador fotovoltaico
- b) Acondicionamiento de potencia

- c) Obra civil y otras actuaciones en suelo y edificación
- d) Sistemas complementarios
- c) Unidad de transformación y conexión a la red (la unidad de transformación es necesaria si la conexión es en Media Tensión)

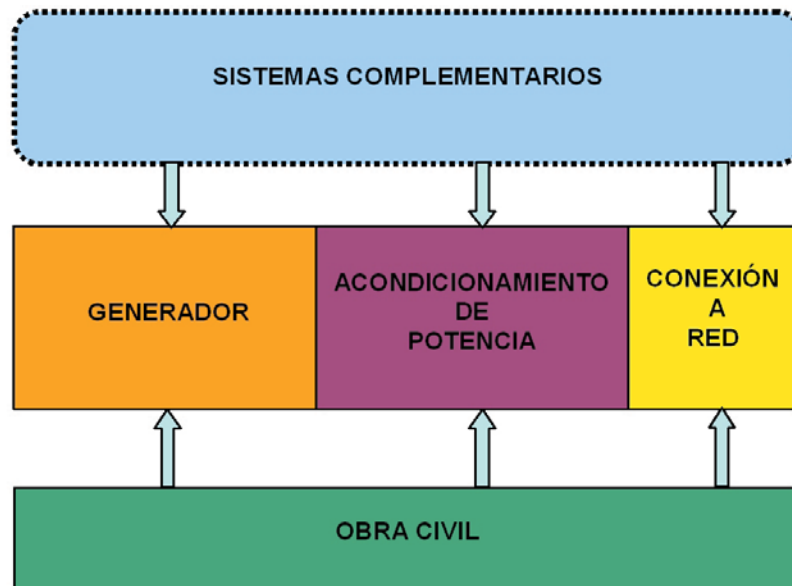


Figura 17. Partes de un proyecto tipo de conexión a red

La interdisciplinariedad de la Energía Solar Fotovoltaica posibilita que sean varios los facultativos que deban participar en los proyectos fotovoltaicos de conexión a red, de acuerdo con las actividades descritas. A tenor de lo anterior, los Ingenieros de Telecomunicación, parece obvio que están perfectamente capacitados para abordar y proyectar las actividades a), b) y d) de igual forma que otras Ingenierías.

6.1.1. INSTALACIONES SOBRE SUELO

Bajo esta denominación se agrupan a todas las plantas instaladas sobre suelo. A diferencia de lo que ha sucedido en otros países, en España se ha impuesto el modelo de grandes instalaciones proyectadas sobre suelo rústico. Las denominadas huertas, granjas, viñedos o parque solares son grandes centrales generadoras de potencia que agrupan estaciones individuales de pequeña potencia, en torno a los 100 kWp que comparten infraestructuras y servicios, convirtiéndose en auténticas plantas generadoras para la venta de la producción a las compañías eléctricas, que gracias a la modularidad pueden llegar a ocupar muchas hectáreas. El origen de la cifra de los 100 kWp radica en que es el límite de la conexión en Baja Tensión y en la bondad de las primas hasta ese límite. Recientemente, se ha ampliado este límite y algunas condiciones han sido

modificadas. Las instalaciones individuales pueden ser propiedad de una empresa, entidad o de un particular. Esta modalidad de instalación implica una serie de ventajas para los propietarios ya que los gastos administrativos, de gestión, de mantenimiento y vigilancia se reducen al aprovecharse recursos y servicios comunes. Es la solución para los que quieren invertir en energía pero no disponen de terrenos adecuados para ello. A continuación se presentan los componentes típicos de una instalación fotovoltaica:

► **Generador fotovoltaico**

Está compuesto por los paneles y las estructuras de soporte. Aunque la generación de energía se produce en la célula solar, la unidad elemental de uso es el módulo fotovoltaico. Un módulo consiste en un conjunto de células solares interconectadas en serie o combinaciones serie-paralelo que proporcionan una salida eléctrica en corriente continua mediante dos bornas o dos cables. El módulo proporciona rigidez y protección frente al ambiente al conjunto de células e incorpora elementos de seguridad que protegen a éstas del circuito exterior.

Estructuras fijas

Proporcionan una posición fija adecuada al conjunto de módulos, caracterizándose por una inclinación que optimiza la captación de los rayos solares. En caso de grandes campos conectados red, la pendiente de montaje suele ser igual a la latitud menos diez grados. Las estructuras fijas son muy sencillas y se ha logrado una notable reducción de costes en las grandes plantas.

Estructuras móviles

Proporcionan una incidencia normal o casi normal de los rayos del sol durante todos el tiempo, de modo que la captación de energía puede aumentar hasta un 35% respecto a la producción con paneles estáticos en determinadas localizaciones. A estas estructuras se las llama también estructuras con seguimiento del Sol (*tracking*). Suelen estar activadas por motores que mantienen la superficie de los módulos orientada hacia el sol. Para paneles convencionales, una precisión de +/-5 grados es suficiente, de modo que basta controlar el movimiento con programas de la efeméride solar y sensores de posición angular muy sencillos.

Con el seguimiento se consigue que los inversores trabajen más tiempo cerca de su máxima potencia de modo que su eficiencia es mayor. Asimismo, las estructuras de seguimiento deben ser capaces de soportar vientos de hasta 50 Km/hora. Para ello, se colocan en posición de mínima resistencia a partir de un viento límite. En algunos casos, la disposición de mínima carga es adoptada también por la noche.

Obviamente, las estructuras con seguimiento son más caras que las estáticas pero su uso generalizado cada vez más frecuente, confirma que el aumento de producción compensa el coste adicional que comporta el seguimiento.

Las estructuras de seguimiento pueden clasificarse atendiendo a su geometría o al número de ejes de giro. Así, encontramos sistemas de seguimiento en un eje y

en dos ejes. Los sistemas de dos ejes suelen controlar los ángulos de azimut y elevación del sol. La estructura preferida para este tipo de control es el pedestal, aunque la mesa giratoria es también usada. Para seguimiento en un eje encontramos:

- a) el pedestal de elevación fija, que sólo gira alrededor de un eje vertical en azimut,
- b) el sistema de eje polar, válido para paneles de unos pocos módulos, que gira alrededor del eje a la velocidad constante del reloj y
- c) el panel con eje horizontal Norte/Sur.

Además del control de seguimiento por medio de las ecuaciones astronómicas, se usan sistemas de apunte directo al disco solar mediante sensores ópticos que detectan la incidencia no perpendicular de los rayos. Incluso, hay dispositivos térmicos que son capaces de actuar pasivamente sobre la orientación del panel sin necesidad de motores, sólo con el desplazamiento de gases en un circuito neumático.

► Inversor

La corriente producida por los paneles fotovoltaicos es continua. Este elemento es el encargado de transformarla a alterna para su consumo. Los inversores comercializados en la actualidad emplean diversas tecnologías. Deben garantizar un funcionamiento automático, el seguimiento del punto de máxima potencia y evitar el funcionamiento en isla, actuando como controlador permanente de aislamiento para la conexión-desconexión automática de la instalación. Dependiendo del tipo de uso de la instalación, aislada a red o conectada, las exigencias variarán. En sistemas conectados a red, será fundamental su capacidad para adaptarse a la red eléctrica, evitando modificar sus características.

► Protecciones en Baja Tensión

De acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

► Contador

Como la energía se inyecta a red, será necesario el uso de dos contadores, o de un contador bidireccional ubicados entre el inversor y la red, uno para cuantificar la energía que se genera e inyecta a la red para su facturación, y otro para cuantificar el pequeño consumo del inversor fotovoltaico en ausencia de radiación solar, así como garantía para la compañía de posibles consumos que el titular de la instalación pudiera hacer.

Además se contará con una caja general de protección que alojará los elementos de protección de las líneas generales de alimentación.

Asimismo, y sólo en el caso de que la energía inyectada a red sea tal que se precise la conexión en Media Tensión será necesario la incorporación de un centro de transformación y las debidas protecciones en Media Tensión.

► Centro de Transformación (CT) y Protecciones de Media Tensión

Es la instalación provista de uno o varios transformadores con la aparatada y obra complementaria precisa. Sólo es necesario en las instalaciones conectadas a red en Media Tensión (MT). Su función es la de convertir la Baja Tensión (BT) (230/400 V) en MT (15000, 20000 V), incorporando las protecciones en MT.

Un esquema típico de instalación sobre suelo es el siguiente:

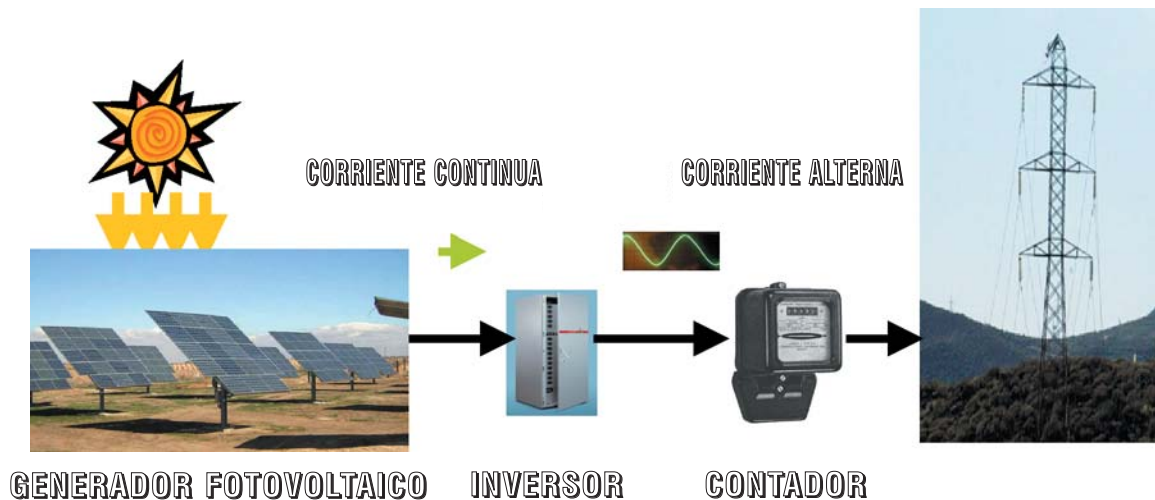


Figura 18. Instalación sobre suelo

► Sistemas Complementarios

La incorporación de sistemas complementarios para el control, supervisión y gestión de estas instalaciones proporciona un valor añadido ya que por una parte se facilita a los inversores información de manera remota del estado de las instalaciones, es un instrumento que optimiza el control de la producción y mejora la seguridad, ya que normalmente se hallan en zonas aisladas fácilmente accesibles a ladrones.



Figura 19. Instalación sobre suelo con paneles fijos



Figura 20. Instalación sobre suelo con sistemas de seguimiento

6.1.2. INSTALACIONES SOBRE EDIFICACIÓN

En este apartado se engloban todas las instalaciones realizadas sobre construcción fijas ya sean viviendas residenciales, locales comerciales, edificios de oficinas o naves industriales.

La legislación actual obliga a la incorporación de sistemas fotovoltaicos en determinados edificios atendiendo a su uso y tamaño. No obstante, son muchas las viviendas particulares y bloques que han optado por emplear el tejado y las fachadas para montar pequeñas plantas generadoras de energía para su venta a la red.

La Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación estableció una serie de requisitos básicos de funcionalidad, seguridad y habitabilidad, autorizando al gobierno para la aprobación de un Código Técnico de la Edificación. El Código Técnico de la Edificación (CTE) se aprueba a través del Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo (publicado en el BOE del 28 de marzo del 2006). Contiene una serie de Documentos Básicos, entre los que destaca el documento <<DB-HE>> (Documento Básico de Ahorro de Energía). La aplicación voluntaria de este documento de ahorro de energía es a partir del 29 de marzo de 2006, mientras que es de obligado cumplimiento desde el 29 de septiembre de 2006.

El Documento Básico <<DB-HE Ahorro de Energía>> especifica parámetros objetivos y procedimientos cuyo objetivo es conseguir un uso racional de la energía y que una parte del consumo proceda de fuentes de energía renovables. Con este fin, los edificios se proyectarán, construirán, utilizarán y mantendrán de forma que se cumplan una serie de exigencias básicas.

La exigencia básica HE5 determina la incorporación de energía solar fotovoltaica para uso propio o suministro a la red, en los edificios que así se establezca según el CTE. Los cálculos y el diseño de las soluciones adoptadas en relación a la exigencia HE5 deberán incorporarse al proyecto general del edificio.

Con la publicación del Código Técnico de Edificación (CTE) la Energía Solar Fotovoltaica experimentará un nuevo impulso que afectará, principalmente, a edificios que sean grandes consumidores de energía, como hospitales, hoteles, centros comerciales, etc. Se estima que para el 2050 la Energía Solar Fotovoltaica integrada en edificios podría aportar una cantidad de electricidad superior a su propia demanda².

Los edificios integrarán sistemas de captación y transformación de energía solar por procedimientos fotovoltaicos según determinados usos y ciertos límites:

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

Tabla 3. Edificios afectados por el CTE

El cálculo de la potencia mínima exigida dependerá del tipo uso, de la superficie construida y de la zona climática donde se ubique. La potencia pico a instalar se calcula según la siguiente fórmula:

$$P = C*(A*S+B)$$

Siendo:

P la potencia pico a instalar [kWp]

A y **B** coeficientes definidos según el tipo de uso del edificio

C coeficiente definido según la zona climática de la instalación

S superficie construida del edificio [m²]

De esta forma donde haya más recursos (zonas climáticas de mayor irradiación) se promueve la instalación de más potencia.

En cualquier caso la potencia mínima a instalar será de 6.25 kWp. La potencia mínima del inversor será de 5 kW. En caso de que los edificios se hallan dentro de un mismo recinto:

- Si tienen el mismo uso, la superficie S a considerar es la suma de la superficie de todos.

² "Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España Peninsular". Greenpeace. Noviembre 2005.

- Si tienen varios usos, se aplicará la expresión anterior para cada superficie. La potencia pico mínima a instalar será la suma de las potencias picos de cada uso, siempre que resulten positivas. Si la potencia resultante es superior a 6.25 kWp es obligatorio la instalación.

A continuación, se adjuntan las tablas de los coeficientes de uso:

Tipos 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 4. Coeficientes de uso

Zona climática	Coefficiente C
Zona I	1
Zona II	1,1
Zona III	1,2
Zona IV	1,3
Zona V	1,4

Tabla 5. Coeficiente climático

Asimismo, la disposición de los módulos tratará de minimizar las pérdidas por orientación e inclinación y evitará las sombras, de manera que las pérdidas sean inferiores a los indicados en la Tabla 6:

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

Tabla 6. Pérdidas a considerar

En cualquier caso, debe cumplirse que las pérdidas por orientación e inclinación, por sombras y las totales sean inferiores a los límites establecidos respecto a los valores obtenidos con orientación e inclinación óptimas y sin sombra. La orientación óptima se considera hacia el sur y la inclinación óptima a la latitud del lugar menos 10°.

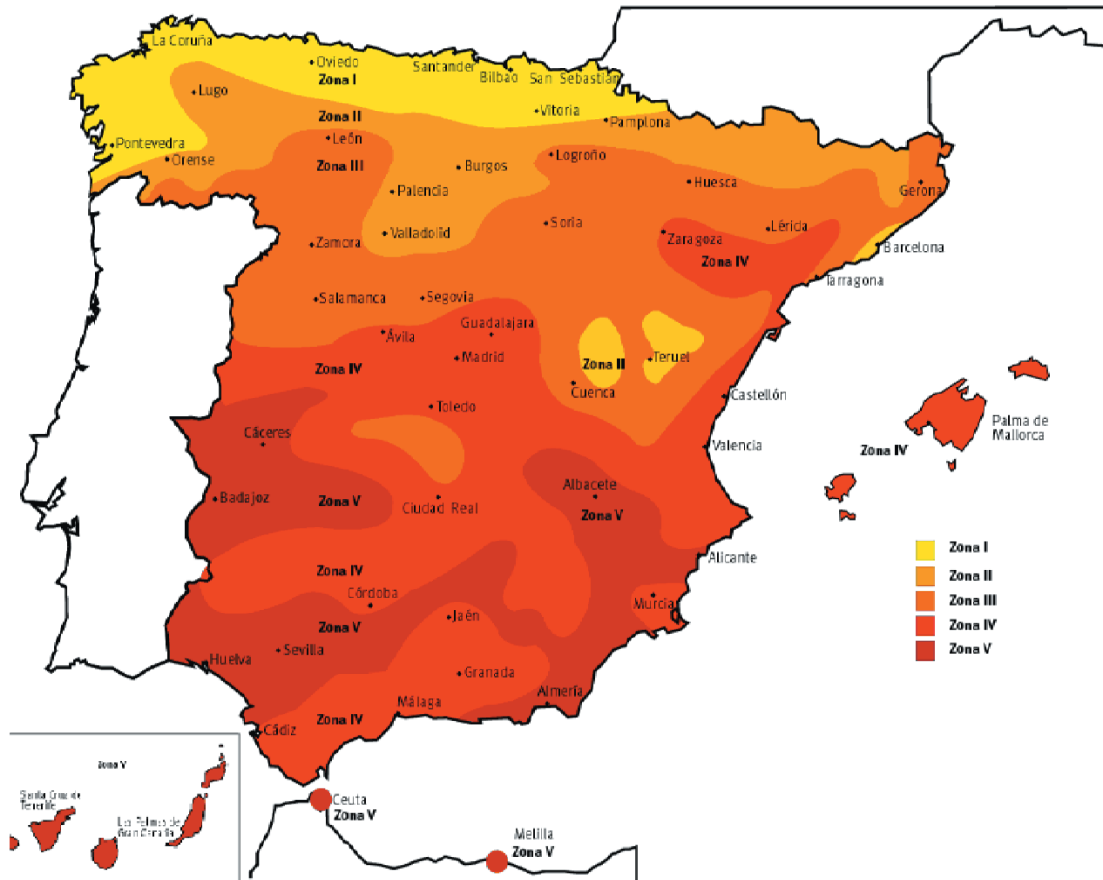


Figura 21. Mapa irradiación de España

El cálculo de las pérdidas de radiación solar debido a inclinación y orientación y sombras se encuentra detallado en el <<DB-HE Ahorro de energía>> del Código Técnico de la Edificación.

Una opción muy recomendable y que ha triunfado en otros países –por ejemplo, el caso de Alemania– es el empleo de las cubiertas, fachadas y tejados para la instalación de módulos fotovoltaicos en bloques de viviendas y casas unifamiliares para la venta de la energía a la compañía eléctrica. En el caso de un bloque de viviendas, es la comunidad de propietarios la que tiene potestad para una instalación de este tipo. Muchas comunidades emplean esta solución para la financiación de los gastos propios de una comunidad.

Atendiendo a aspectos puramente técnicos, los factores claves para el dimensionamiento del sistema son la orientación e inclinación adecuada de los paneles, el cálculo de las sombras y la distancia entre paneles con objeto de evitar éstas. Asimismo, habrá que considerar las sobrecargas estructurales, mantener la estanquidad de la cubierta de apoyo de los sistemas de fijación y favorecer la ventilación de los módulos para evitar calentamientos que repercutan en la eficiencia de conversión.

Las nuevas tendencias de integración arquitectónica suponen una doble función del módulo fotovoltaico: por una parte la energética y por otra la estético-funcional, al ofrecer aislamiento térmico, acústico, transmisión de luz,...Con la integración arquitectónica los módulos fotovoltaicos no tienen que ocupar, necesariamente, un espacio adicional; con la técnica de superposición arquitectónica la colocación de los módulos se realiza en paralelo a la envolvente del edificio.

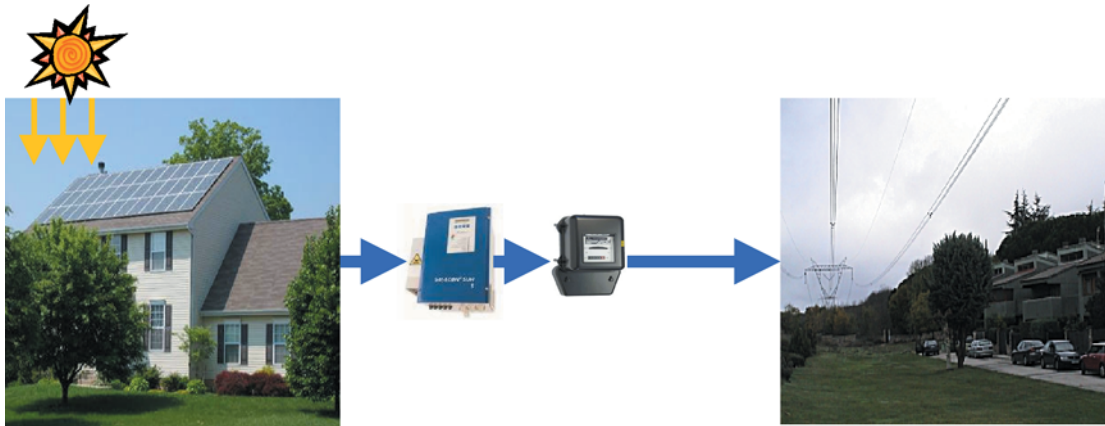


Figura 22. Instalación conectada a red: vivienda

A parte de los aspectos puramente funcionales (mejoras del comportamiento térmico de los edificios, estética,...), una instalación fotovoltaica revaloriza el edificio.

En algunas situaciones puede que resulte que la potencia mínima a instalar sea lo suficientemente grande como para que sea necesario la conexión a la red en Media Tensión. En otras ocasiones, la situación es la inversa. La instalación precisa engancharse a la red en Baja Tensión pero se dispone de una conexión en Media Tensión. Esta situación es en la actualidad la responsable de que potenciales productores con potencias pequeñas desistan de tal fin ante el elevado coste de la instalación de los transformadores, que hacen inviable económicamente la instalación proyectada. En estos casos habrá que dotar a la instalación del centro/s de transformación necesarios y las protecciones eléctricas de Media Tensión adecuadas.

Las instalaciones fotovoltaicas sobre edificación poseen la ventaja de estar situadas en tejados o zonas controladas, de difícil acceso, que están mucho mejor protegidas contra robos que las plantas sobre suelo. Por tanto, los aspectos más importantes de éstas serán los ligados a la producción.

6.2 INSTALACIONES AISLADAS DE RED

6.2.1. ELECTRIFICACIÓN DE VIVIENDAS AISLADAS DE RED

En zonas rurales o donde la red eléctrica no llega, la energía solar puede ser una alternativa para el autoconsumo. Hacer llegar el tendido eléctrico puede resultar inviable. En muchas ocasiones la energía solar es la única alternativa energética posible. El proyecto técnico para una instalación solar fotovoltaica aislada de red precisa unos cálculos previos para cubrir el consumo previsto. Otro aspecto a tener en cuenta es la regularidad del consumo.

Por otra parte, la electrificación rural en los países en vías de desarrollo será muy importante en el siglo XXI si los países industrializados dedican suficientes fondos al desarrollo. La situación de esas aplicaciones está por definir pero estará constituida por minicentrales locales aisladas que proporcionarán corriente AC y DC. Es de esperar que se defina una normativa estandarizada para estas propuestas así como las hipotéticas fuentes de financiación para las mismas.

En la figura se presenta la configuración típica de una instalación aislada de red:

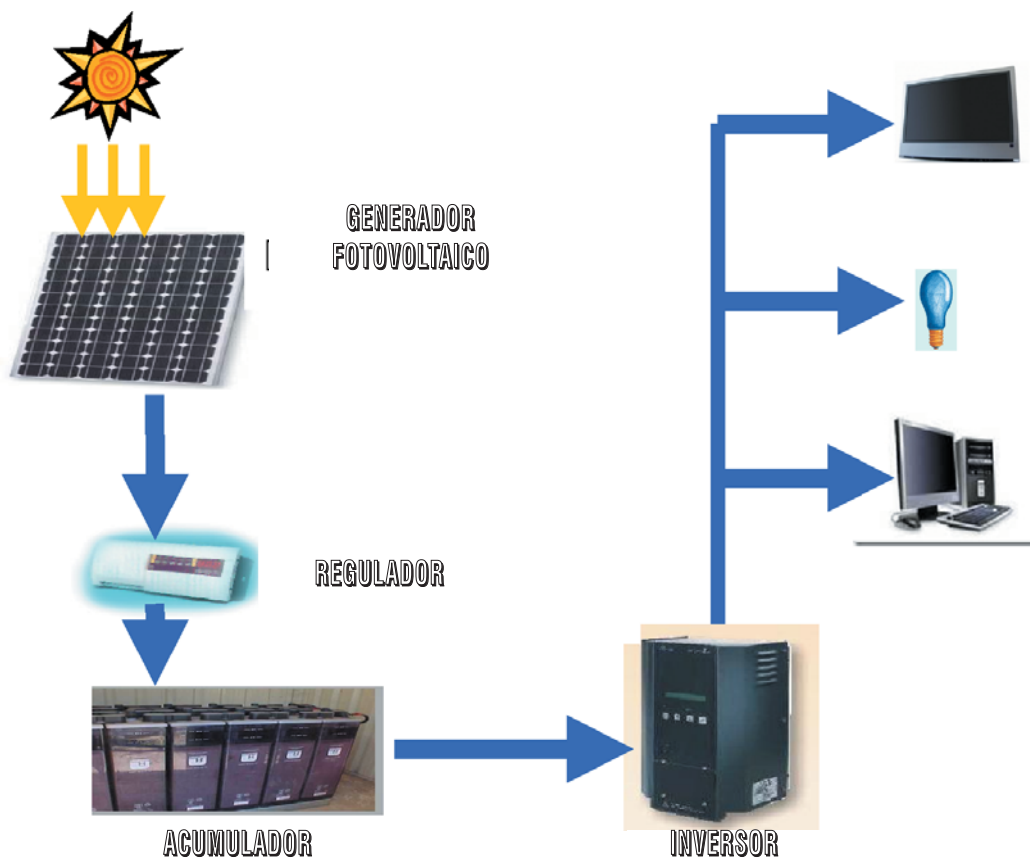


Figura 23. Instalación aislada de red

Los elementos de la instalación son los siguientes:

► **Generador fotovoltaico**

Convierten la energía procedente del Sol en una corriente continua. Normalmente se instalan sobre tejados por lo que suelen ser estructuras de soporte fijas.

► **Inversor**

Transforma la corriente continua en corriente alterna utilizable para el consumo. En algunos casos no es necesario su uso porque los equipos que se emplean funcionan en corriente continua.

► **Baterías**

A menudo, la corriente no se usa al mismo tiempo que se genera, por lo que es útil el empleo de un sistema de acumulación para almacenar la energía. Las baterías son también una medida de previsión para aquellos días con condiciones climáticas desfavorables. La mayoría de las baterías suelen ser de plomo-ácido. Existen dos tipos básicos: las monobloque y las estacionarias. En ocasiones, es frecuente la instalación de un grupo electrógeno, que en ausencia de radiación solar por condiciones climatológicas adversas se encarga de generar electricidad. Es un elemento opcional como garantía de suministro eléctrico.



Figura 24. Baterías

► **Regulador de carga**

Es el dispositivo que controla la entrada en exceso de electricidad a la batería (sobrecarga) y también evita las sobredescargas.

► **Cargas o consumos**

Son los elementos (lámparas, electrodomésticos,...) que como su propio nombre indica consumen la energía eléctrica producida. La mayoría de estos equipos funcionan en corriente alterna, aunque existen algunos dispositivos que trabajan en continua, estando directamente conectados, en este caso, a las baterías sin necesidad de inversor que convierta la corriente continua a alterna.



Figura 25. Regulador de carga

La instalación debe contar además con una adecuada protección eléctrica:

- toma de tierra
- protección contra contactos directos e indirectos
- protección frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones

Los sistemas complementarios más útiles en este escenario serán los de control de consumo y los que regulen las entradas-salidas de energía para varios clientes que dependan de un mismo generador encargado de proporcionar electricidad en zonas aisladas. Reparten la carga por horas, aplicaciones y usuarios (por ejemplo, en una instalación colectiva se permite poner la lavadora sólo a las horas de sol y no se permite a un usuario usarla más de 1 vez por semana, etc.). Éste es un equipo electrónico inteligente, autómatas y sistema experto. Su uso no está muy extendido y muchos discuten su efectividad.



Figura 26. Vivienda electrificada

Cuando se plantea la electrificación de una vivienda aislada de red mediante Energía Solar Fotovoltaica, uno de los aspectos más importantes a considerar es el estudio del espacio a electrificar. Un análisis correcto de este apartado significa cubrir las necesidades de suministro de la vivienda.

Estimación de la demanda energética

Hay que tener en cuenta la potencia consumida por los electrodomésticos y el alumbrado y su tiempo de uso. Como medida prudente ante posibles pérdidas derivadas del cableado, conexiones, etc. se incrementará el consumo medio calculado en torno a un 20%.

Cálculo de la capacidad de los elementos de acumulación

Dependiendo de la zona geográfica donde se sitúe la instalación, habrá que tener en cuenta el número de días máximos en los que la radiación sea escasa o nula. El cálculo de la capacidad de acumulación deberá tener en cuenta este aspecto.

6.2.2. APLICACIONES PROFESIONALES

Aparte de los usos anteriormente mencionados, existen otras aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica. Su uso es idóneo donde se requiera un suministro de energía continuo y fiable, sin necesidad de dependencias derivadas de las fuentes de energía convencionales. El mantenimiento necesario es mínimo y tienen una larga vida útil de funcionamiento.

Alumbrado

Muy frecuentemente se precisa iluminación, habitualmente en DC, en lugares donde la energía de red no llega o su coste es demasiado elevado. El esquema típico de estos sistemas consiste en:

➤ Acondicionador de energía

Capacidad de controlar la tensión e intensidad adecuada.

➤ Módulo fotovoltaico

Elemento de generación eléctrico.

➤ Baterías

Dependiendo del tipo de aplicación, hay que elegir la capacidad, la cantidad, la clase y el número de baterías a utilizar.

➤ Lámpara

Las más utilizadas son las fluorescentes y de leds, dependiendo del tipo de aplicación.

Bombas hidráulicas en zonas aisladas

La dificultad de acceso a la red convencional de energía eléctrica, o su lejanía, hace que la energía solar sea



Figura 27. Alumbrado mediante módulo fotovoltaico

una alternativa para la obtención de electricidad destinada al bombeo de agua para consumo o para riego. Además, la temporada de mayor demanda de agua suele coincidir con la de mayor radiación solar.

Refrigeración de vacunas

En el suministro de medicinas en áreas remotas de países en desarrollo se emplea la Energía Solar Fotovoltaica para suministrar energía para equipos de refrigeración que protejan los medicamentos y vacunas, especialmente sensibles, a variaciones de temperatura extremas.

Estaciones de telecomunicación

Las estaciones de telecomunicación necesitan energía eléctrica para el correcto funcionamiento del equipamiento que albergan. Los sistemas solares fotovoltaicos han proporcionado una solución práctica y eficaz al problema del coste de la energía eléctrica en zonas aisladas de la red, siendo una solución energética óptima al problema del aislamiento de muchas zonas rurales. Típicamente, las estaciones consisten en un receptor, un transmisor y una fuente de alimentación basada en Energía Solar Fotovoltaica. Algunas de las aplicaciones más conocidas son los repetidores de señal y las estaciones base de telefonía móvil.



Figura 28. Estación de telecomunicación alimentada con Energía Solar Fotovoltaica

Señalización

La señalización marítima, ferroviaria, terrestre y aérea es otra de las aplicaciones tradicionales de la energía solar fotovoltaica. Pueden encontrarse instalaciones fotovoltaicas para la señalización de la red de carreteras, ferrocarriles y balizas para puertos.

Tratamiento de aguas

Es el proceso de desalinización del agua basado en ósmosis inversa mediante el uso de un sistema solar fotovoltaico. Aún es una aplicación en proceso de I+D+i pero está a punto de entrar en desarrollo pre-industrial.

Protección catódica

Este método protege las estructuras de metal frente a la corrosión. Se suele emplear en tuberías, oleoductos, líneas ferroviarias, edificios, etc. Las células solares fotovoltaicas se utilizan a menudo en zonas aisladas de red o en lugares remotos para proporcionar la corriente necesaria para provocar este efecto.

Cercas eléctricas

Se emplea en recintos ganaderos y áreas protegidas para evitar que los animales derriben los cercos o entren otros animales. Normalmente, están situados en zonas donde la red eléctrica no llega o donde el coste económico de llevarla es elevado.

Otros usos

Productos de consumo, carga de múltiples equipos como teléfonos móviles, cámaras de vídeo y fotográficas, ordenadores portátiles, etc.

6.3. ESTRUCTURA DEL PROYECTO TIPO

El objetivo de este apartado es la presentación de una metodología para la elaboración de un proyecto técnico tipo para instalaciones solares fotovoltaicas. Este tipo de proyectos debe ser realizado por técnico competente y visado por el Colegio Profesional correspondiente.

A continuación se propone una estructura genérica, que permita la realización de cualquier proyecto de instalación solar fotovoltaica. Hay que tener en cuenta que, dependiendo del tipo de instalación habrá que considerar unos aspectos u otros. El propósito fundamental es que sirva al profesional como guía para la realización de estos proyectos. El COIT estima que la aportación de un Ingeniero de Telecomunicación en la elaboración de este tipo de proyectos y el visado colegial correspondiente garantiza la calidad de los mismos y la conformidad con la normativa vigente. Un proyecto técnico tipo de instalación solar fotovoltaica debería contemplar los siguientes aspectos:



PROYECTO	CONTENIDO
PORTADA	Descripción Situación de la ubicación Datos del cliente Datos del autor del proyecto Fecha Firma (se incluye este espacio para la firma del autor y sello de visado colegial)
MEMORIA TÉCNICA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	Consideraciones generales Antecedentes y marco general del proyecto Descripción de la instalación - Generador fotovoltaico - Estructuras soportes (estáticas o móviles) - Inversor - Línea eléctrica - Protecciones - Puesta a tierra Planificación y cálculos - Consideraciones iniciales - Dimensionado eléctrico - Estimación producción anual - Análisis económico rentabilidad
MEMORIA TÉCNICA SISTEMAS COMPLEMENTARIOS	Consideraciones generales Antecedentes y marco general del proyecto Dimensionado del sistema Descripción de la instalación - Subsistema Circuito Cerrado de Televisión - Subsistema de Protección Contra Incendios - Sistemas Anti-intrusión y antirrobo - Estación meteorológica - Sistema telemétrico control de instalaciones Planificación de la instalación (capacidad del sistema, número de equipos, etc.)
PLANOS	Plano de información geográfica Esquema general Esquema unifilar continua Esquema unifilar conexión a red Plano estructura soporte y distancia entre filas y entre pilares de sistemas seguimiento Esquema de diseño de red y topología de sistemas complementarios Canalizaciones

PROYECTO	CONTENIDO
PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS	<p>Condiciones particulares</p> <ul style="list-style-type: none"> - Generalidades - Equipos - Línea eléctrica - Conexión a red - Protecciones - Infraestructuras - Sistemas complementarios <p>Condiciones generales</p> <ul style="list-style-type: none"> - Legislación aplicable - Normativa técnica - Normativa vigente en prevención de riesgos laborales
ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD	<p>Objetivo del estudio</p> <p>Evaluación de los riesgos</p> <p>Planificación prevención</p>
PRESUPUESTO EJECUCIÓN	<p>Descripción equipos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Módulos - Estructuras soportes - Inversores - Protecciones - Contadores - Cableado, canalización y tierra - Sistemas complementarios <p>Obra civil</p> <p>Montaje, instalación, puesta en marcha</p> <p>Gestión administrativa</p> <p>Coste de mano de obra asociada</p>
ANEXOS	<p>Hojas de características de equipos utilizados</p> <p>Certificados de calidad y conformidad</p>

Figura 29. Estructura Proyecto Técnico

7. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

7.1. PRODUCCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

La energía producida por un sistema fotovoltaico es su principal factor de mérito y el objetivo final de cualquier diseño e instalación. Sin embargo, resulta imposible dar una cifra universal por cuanto la generación depende de la insolación disponible, de la temperatura y de otras particularidades de la ubicación. Para las grandes plantas conectadas a la red la productividad es óptima (para un lugar dado) porque los paneles se colocan en la disposición más idónea y sin ninguna servidumbre ni pérdidas de almacenamiento.

Las instalaciones aisladas no son tan productivas en kWh brutos, porque su objetivo no es maximizar la generación global anual sino, por ejemplo, alimentar continuamente una estación de telecomunicación con una bajísima tasa de fallo, tan pequeña como se quiera diseñar. En estos casos los paneles están orientados para trabajar óptimamente en invierno.

Puesto que la inversión económica de una estación fotovoltaica viene determinada por la potencia pico de la instalación, se acostumbra a calcular o medir la productividad, es decir, la relación entre la energía producida en un año (kWh/año) por cada kW_p de potencia. Así, cada lugar puede caracterizarse por una cifra que relaciona la inversión económica con la energía esperable.

En las zonas soleadas de España, en plantas grandes conectadas a la red y con sistemas de seguimiento del sol se alcanzan los 2000kW.h/kW_p. Como hecho a destacar en el sudeste de Tenerife, con velocidades del viento superiores a 6 m/s de media se han obtenido 1700 kWh/kW_p en una instalación estática.

En general, y para una tecnología fotovoltaica convencional se puede estimar la producción anual de un sistema como el producto de la radiación total efectiva sobre el plano de los paneles por la potencia pico instalada y por un tercer factor, llamado *Performance Ratio* (PR), que suele valer entre 0.7 y 0.8.

Este porcentaje de "pérdidas" respecto a lo que obtendríamos si el módulo estuviera operando en las condiciones estándar de medida (STC, 1000 W/m², célula solar a 25°C, espectro AM1.5) se debe a los siguientes efectos que en distinto grado nos alejan de las condiciones ideales para las que se define la potencia pico de un solo módulo.

7.1.1. CAUSAS DE REDUCCION DE LA PRODUCCION IDEAL

► Tolerancia de potencia de los módulos

Los módulos no tienen todos la misma potencia máxima (STC): Suelen adquirirse con +0%, -5% de error respecto a la potencia nominal.

➤ Efecto de la temperatura de operación de las células

Las células pierden un 0.5% de potencia por cada grado que aumenta su temperatura. En operación la temperatura suele ser superior a los 25°C de la condiciones STC.

➤ Pérdidas por desadaptación (*mismatch*)

Son las pérdidas producidas como consecuencia de no tener todos los módulos la misma intensidad o corriente. Los fabricantes pueden dar los módulos ya clasificados. Los diodos de paso (*bypass*) que llevan incorporados los módulos o que puedan añadirse exteriormente tienen como fin proteger los módulos que den menos corriente por suciedad o sombras de objetos.

➤ Suciedad de los módulos

Provocarán una pérdida de potencia, prácticamente proporcional a la caída de corriente ya que se reduce la irradiancia. En enclaves con lluvias periódicas se suele alcanzar una situación estable con un 3% de pérdidas promedio.

➤ Deriva espectral

La corriente de las células y por ende su eficiencia varía con el espectro de la luz incidente. Para las células de una sola unión, este efecto en la práctica es muy poco importante. Pero las células multiunión son seriamente afectadas por el espectro de la luz diurna.

➤ Efecto de las sombras sobre los módulos

En muchas aplicaciones, las sombras son inevitables y provocan un funcionamiento pobre o incluso nulo de alguna rama del conjunto. Las sombras parciales provocan una severa desadaptación de corrientes (*mismatch*).

➤ Incidencia oblicua del sol

Dado que la incidencia de la radiación solar no es perpendicular a la superficie de los módulos salvo en los casos de seguimiento solar en dos ejes, se producen pérdidas por el incremento de la reflexión de Fresnel con el ángulo de incidencia solar.

➤ Pérdidas en los cables

La resistencia, tanto en la zona de continua como en la de alterna, provocará pérdidas por efecto Joule. Para minimizar estas pérdidas, hay que aumentar las secciones y minimizar la longitud del cableado.

El cálculo económico que compara la facturación con el precio de los cables aclara qué sección de cable elegir.

➤ Eficiencia del inversor

Aunque ha mejorado mucho la calidad media de los inversores, su gasto de energía en operación y las caídas de tensión en los dispositivos de conmutación condicionan la eficiencia. Esta situación varía mucho dependiendo del equipo en cuestión. El seguimiento del punto de máxima potencia para cualquier nivel de radiación es una función realizada por estos equipos. Deben preverse estrategias de mantenimiento y reparación de averías diligentes respecto a este equipo.

► Paradas por mantenimiento

El mantenimiento de una instalación solar fotovoltaica es escaso. Éste se reduce prácticamente a la limpieza de los módulos, revisión de las conexiones y de los elementos de seguridad. En algunas situaciones puede necesitarse la desconexión de la red por lo que pueden producirse pequeñas pérdidas.

► Pérdidas por explotación

Durante la explotación de la instalación pueden producirse fallos de funcionamiento de los equipos, que pueden afectar de forma considerable a la instalación si éstos no se reparan con diligencia. Otro aspecto a constatar, son los cada vez más frecuentes robos de paneles fotovoltaicos, lo que ha dado lugar al desarrollo de sistemas electrónicos de vigilancia (telealarmas, transmisión de imágenes) y la suscripción de pólizas aseguradoras.

► Degradación de los equipos

Los elementos que componen un sistema fotovoltaico tienen una vida útil garantizada por el fabricante. El ritmo de degradación es extraordinariamente bajo para los módulos de silicio, de modo que la vida útil es satisfactoria para más de 30 años.

► Pérdidas por el transformador

En las instalaciones conectadas a la red de distribución en Media Tensión, será necesario considerar las pérdidas que introduce el transformador. Éstas vienen dadas por la fracción de energía captada por el primario y que no se entrega al secundario.

7.2. MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES

La explotación y mantenimiento de una instalación solar fotovoltaica dependerá de si la instalación es aislada o conectada a red aunque existen una serie de trabajos comunes independientemente de su aplicación. El objetivo del mantenimiento es prolongar la vida útil del sistema, asegurando además el funcionamiento y productividad de la instalación, lo que dependiendo del uso, tiene ventajas para el consumo (aisladas de red) o mejora la retribución económica de la producción (conectadas a red).

El diseño correcto de una instalación fotovoltaica es un elemento más de garantía de funcionamiento. Las revisiones de mantenimiento se reducen a la verificación de equipos y las averías son poco frecuentes en estas instalaciones. El mantenimiento preventivo permite detectar y corregir posibles problemas. El mantenimiento correctivo de reemplazo de equipos por averías, regularización y ajustes de sistemas ante fallos estará incluido en el contrato con la empresa encargada del mantenimiento, aunque, frecuentemente, la mano de obra necesaria para estos trabajos, o la sustitución de ciertos componentes fuera de plazo de garantía no suelen estar cubiertas.

Finalmente, debe advertirse que el mantenimiento de instalaciones con seguimiento solar, debido al control exhaustivo que hay que realizar de los mecanismos, es sensiblemente superior al de instalaciones fijas.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado competente en la materia, que ejecutará las tareas de inspección con las medidas de seguridad oportunas. Habitualmente, las tareas de mantenimiento se confían a la empresa instaladora o se contratan a otra empresa y se realizan una o dos visitas anuales dependiendo de la envergadura del proyecto, registrándose en un libro las tareas de mantenimiento.

OPERACIONES COMUNES DE MANTENIMIENTO

Las operaciones de mantenimiento del generador fotovoltaico son:

- Limpieza periódica de los módulos una vez al año aunque en muchos casos no se hace.
- Vigilancia del inversor (leds indicadores de estado y alarmas) en diferentes condiciones de irradiación solar, ya que este equipo es uno de los equipos menos fiable del sistema.
- Control de las conexiones eléctricas y del cableado de los módulos.

Inspección visual de los módulos para comprobar roturas del vidrio, penetración de humedad en el interior del módulo, fallos de conexionado en el caso de que se produzcan averías.

Otras de las cuestiones de fondo será la comprobación de los elementos de protección eléctrica para la seguridad personal y el funcionamiento de la instalación. En general, se revisarán todos los equipos, cableado, conexiones y estructuras de soporte.

INSTALACIONES AISLADAS DE RED

En el caso particular de los sistemas fotovoltaicos aislados de red existen elementos críticos en el funcionamiento de la instalación: por una parte, las baterías almacenan la energía y no tienen una tasa de fiabilidad tan alta en comparación con otros equipos como los módulos, y por otra, el regulador de carga que controla la entrada de electricidad a la batería. Es importante examinar el estado de los sistemas de acumulación para evitar la estratificación del electrolito. Además se procederá a la limpieza de los bornes y al engrasado. Igualmente se examinará el modo de operación de los reguladores de carga.

8. NORMATIVA TÉCNICA APLICABLE A INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS

En el escenario de una instalación solar fotovoltaica coexisten dos grupos de sistemas bien diferenciados. Por un lado, se halla la planta solar en sí misma, y por otro, los sistemas complementarios para la monitorización, soporte y ayuda a la explotación, que aunque no son exclusivos de estas instalaciones, sí desempeñan un papel fundamental en el mantenimiento, la integridad y el correcto funcionamiento de éstas. A continuación, se presentará la normativa técnica específica de cada sistema, diferenciado entre la planta solar y los sistemas complementarios basados en una solución de red de telecomunicaciones. Asimismo, la compatibilidad electromagnética es otro aspecto a destacar por la cantidad de equipos implicados.

Dentro de la normativa de plantas solares se incluyen las normas AENOR e IEC más relevantes y se resumen las protecciones eléctricas necesarias para garantizar la fiabilidad y seguridad de la instalación. Entre la abundante reglamentación cabe destacar la del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) que recomienda unos criterios técnicos que deben tomarse en consideración en el diseño de instalaciones solares fotovoltaicas. Estos requisitos están recogidos en los pliegos de condiciones técnicas de instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de red y conectadas a red.

Por su parte, las compañías distribuidoras poseen normas regionales específicas para la conexión a la red de instalaciones fotovoltaicas. Por lo tanto, es imprescindible consultar la normativa pertinente según la localización geográfica de la instalación.

Asimismo el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de Baja Tensión, establece en el capítulo III las condiciones técnicas necesarias. A su vez, habrá que respetar y cumplir las disposiciones del REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión) y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación en caso de que la conexión se realice en Media Tensión.

8.1. NORMATIVA TÉCNICA PARA PLANTAS SOLARES

Las normas obligatorias en España son las UNE de la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR). Por su parte, la Comisión Electrotécnica Internacional creó en 1981 el grupo de trabajo TC82 para la estandarización fotovoltaica. A su vez el TC82 tiene varios grupos -cada grupo es responsable de una estandarización específica-. Actualmente, las normas IEC son recomendadas o exigibles en un contrato pero no por aspectos legales sino más bien técnicos.

En general, dependiendo del contrato, a excepción de las normas UNE que son obligatorias, pueden aparecer determinadas recomendaciones o condiciones específicas que exijan una determinada homologación o certificación.

8.1.1. NORMAS AENOR

Dispositivos fotovoltaicos

UNE 206001:1997 EX Módulos fotovoltaicos. Criterios ecológicos.

UNE-EN 50380:2003 Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.

UNE-EN50461:2007 Células solares. Información de la documentación técnica y datos del producto para células solares de silicio cristalino.

UNE-EN 60891:1994 Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino (Versión oficial EN 60891:1994).

UNE-EN 60904-1:1994 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica intensidad-tensión de los módulos fotovoltaicos (Versión oficial EN 60904-1:1993).

UNE-EN 60904-2:1994 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia (Versión oficial EN 60904-2:1993).

UNE-EN 60904-2/A1: 1998 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.

UNE-EN 60904-3:1994 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (FV) de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia (Versión oficial EN 60904-3:1993).

UNE-EN 60904-5:1996 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 5: Determinación de la temperatura de la célula equivalente (TCE) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de la tensión de circuito abierto.

UNE-EN 60904-6:1997 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia

UNE-EN 60904-6/A1:1998 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.

UNE-EN 60904-7:1999 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 7: Cálculo del error introducido por desacoplo espectral en las medidas de un dispositivo fotovoltaico.

UNE-EN 60904-8:1999 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 8: Medida de la respuesta espectral de un dispositivo fotovoltaico (FV).

UNE-EN 60904-10:1999 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 10: Métodos de medida de la linealidad.

UNE-EN 61646:1997 Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.

UNE-EN 61215:1997 Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.

UNE-EN 61215:2006 Módulos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

UNE-EN 61829:2000 Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.

UNE-EN 61701:2000 Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).

UNE-EN 61721:2000 Susceptibilidad de un módulo fotovoltaico (FV) al daño por impacto accidental (resistencia al ensayo de impacto).

UNE-EN 61701:2000 Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).

UNE-EN 61345:1999 Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (FV).

Acumuladores

UNE-EN 61427:2002 Acumuladores para sistemas de conversión fotovoltaicos de energía solar. Requisitos generales y métodos de ensayo.

UNE-EN 61427:2005 Acumuladores para sistemas de conversión fotovoltaicos de energía (PVES). Requisitos generales y métodos de ensayo.

UNE-EN 61427:2005 ERRATUM: 2006 Acumuladores para sistemas de conversión fotovoltaicos de energía (PVES). Requisitos generales y métodos de ensayo.

Acondicionadores de potencia

UNE-EN 61683:2001 Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

Protección

UNE-EN 61173:1998 Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía – Guía.

Diseño

UNE-EN 61727:1996 Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.

UNE-EN 62093:2006 Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales (IEC 62093:2005).

UNE-EN 62124:2006 Equipos fotovoltaicos (FV) autónomos. Verificación de diseño (IEC 62124:2004).

General

UNE-EN 61725:1998 Expresión analítica para los perfiles solares diarios.

UNE-EN 61277:2000 Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía.

UNE-EN 61724:2000 Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.

UNE-EN ISO 9488:2001 Energía solar. Vocabulario. (ISO 9488:1999)

UNE-20460-7-712:2006. Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV)

UNE-EN 61194:1997 Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.

Otros

UNE-EN 61702:2000 Evaluación de sistemas de bombeo fotovoltaico (FV) de acoplo directo.

8.1.2. NORMAS IEC

Dispositivos fotovoltaicos

CEI 60904-10:1998 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 10: Métodos de medida de la linealidad.

CEI 60904-2:1989 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.

CEI 60904-2:1989/A1:1998 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.

CEI 60904-3:1989 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (FV) de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia.

CEI 60904-5:1993 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 5: Determinación de la temperatura de la célula equivalente (TCE) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de la tensión de circuito abierto.

CEI 60904-7:1998 Dispositivos fotovoltaicos - Parte 7: Cálculo del error introducido por desacoplo espectral en las medidas de un dispositivo fotovoltaico.

CEI 60904-8:1998 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 8: Medida de la respuesta espectral de un dispositivo fotovoltaico (FV).

CEI 61345:1998 Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (FV).

CEI 61646:1996 Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.

CEI 61701:1995 Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).

CEI 61829:1995 Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino - Medida en el sitio de características I-V.

CEI 61215:1993 Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.

CEI 61215:2005 Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

Acumuladores

CEI 61427:1999 Acumuladores para sistemas de conversión fotovoltaicos de energía solar. Requisitos generales y métodos de ensayo.

CEI 61427:2005 Acumuladores para sistemas de conversión fotovoltaicos de energía (PVES). Requisitos generales y métodos de ensayo.

Acondicionadores de potencia

CEI 61683:1999 Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

Protección

CEI 61173:1992 Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía. Guía.

Diseño

CEI 61727:1995 Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.

CEI 62093:2005 Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.

CEI 62124:2004 Equipos fotovoltaicos (FV) autónomos. Verificación de diseño.

General

CEI 60364-7-712:2002 Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV).

CEI 61194:1992 Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.

CEI 61277:1995 Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia - Generalidades y guía.

CEI 61725:1997 Expresión analítica para los perfiles solares diarios.

Otros

CEI 61702:1995 Evaluación de sistemas de bombeo fotovoltaico (FV) de acoplo directo.

8.1.3. PROTECCIONES ELÉCTRICAS

El vigente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión no hace mención específica a instalaciones solares fotovoltaicas. Por su parte, el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión tampoco agrupa todos los requisitos técnicos necesarios. El IDAE, Asociaciones de la Industria y otros Entes recomiendan diversos criterios. A continuación, se exponen los requisitos de protección eléctrica necesarios para una instalación fotovoltaica con objeto de garantizar unas condiciones mínimas de seguridad y su correcto funcionamiento.

► Caídas de tensión en cables

Se producirán tanto en los circuitos de corriente continua como en los de la parte alterna. A pesar que las instalaciones fotovoltaicas no están contempladas en el REBT, en la instrucción técnica complementaria ITC-BT-40 para instalaciones generadoras de baja tensión se indica que *"los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1.5%, para la intensidad nominal"*.

El IDAE en su Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Conectadas a Red recomienda que *"los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1.5% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2% teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones"*.

En instalaciones aisladas de red, el IDAE, a través del Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Aisladas de Red indica las siguientes caídas de tensión máximas admisibles:

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

Tabla 7. Caídas de tensión admisibles

► Masas y tierras

El Real Decreto 1663/2000 en su artículo 12 establece las condiciones de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas: *"La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución."*

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

Según el mismo artículo las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la E.D (empresa distribuidora) de acuerdo al REBT, así como las masas del resto del suministro.

La ITC-BT-18 determina que una toma de tierra es independiente respecto a otra, cuando una de las tomas de tierra, no alcance respecto a un punto de potencial cero, una tensión superior a 50 V cuando por la otra circula la máxima corriente de defecto a tierra prevista.

► **Contactos directos e indirectos**

En primer lugar, un contacto directo se produce al entrar en contacto una persona con partes activas de una instalación; un contacto indirecto es el que se produce al producirse fallos de aislamiento en un circuito eléctrico, provocando que partes que normalmente no están en tensión, queden bajo tensión. El aislamiento clase II o doble aislamiento es el recomendado aunque el IDAE apoya la idea de usar aislamiento clase I en todos los equipos excepto el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

Además, el REBT tiene una instrucción técnica complementaria específica para la protección contra contactos directos e indirectos (ITC-BT 24), en la que fundamentalmente se especifica como requisitos el aislamiento de las partes activas y el empleo de una protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual, reconociéndose esta última medida para casos de fallos de otras medidas contra contactos directos o imprudencias de los usuarios.

En relación a los contactos directos e indirectos es aplicable también la instrucción ITC-BT 18 sobre instalaciones de puesta a tierra. El RD 1663/2000 indica que el funcionamiento de las instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas para el personal de mantenimiento y explotación. En el punto 2 del artículo 11 establece como protección un interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.

El IDAE establece en su pliego para instalaciones aisladas que la instalación fotovoltaica contará con un sistema adecuado de protección frente a contactos directos e indirectos. Para instalaciones conectadas a red recomienda las disposiciones de la legislación vigente (Real Decreto 1066/2000 y Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas).

► **Sobretensiones**

Son tensiones que superan con creces la tensión nominal. Aunque no son provocadas por elementos internos de la propia instalación, sino por agentes externos como descargas eléctricas por rayos o la propia red eléctrica, es obligatorio un diseño que las contemple para evitar daños en la instalación, que dejarían a las estaciones aisladas o conectadas a red fuera de servicio con la consiguiente pérdida de servicio y económica, respectivamente.

En general no suelen instalarse pararrayos, salvo que la situación de la planta lo aconseje. Como medida principal para contrarrestar las sobretensiones atmosféricas se emplean varistores en el inversor, tanto en la parte de alterna como en la de continua, ya que éste, es un elemento crítico de la instalación y, además, muy sensible a las sobretensiones.

► **Sobreintensidades**

La ITC- BT 40 fija que la protección frente a sobreintensidades se realizará mediante relés directos magnetotérmicos o una solución equivalente (fusibles, por ejemplo).

► **Otros**

Existirá un interruptor automático para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento y un interruptor general manual.

En el punto 4 del artículo 11 del Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión se definen el rango de tensiones de red y frecuencia permitidas: La protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia será de 51 y 49 Hz, respectivamente y de máxima y mínima tensión 1,1 y 0.85 Um, respectivamente.

El sombreado de una célula puede provocar una tensión inversa sobre la misma, consumiendo esta célula la potencia generada por las que están en serie con ella, produciéndose un sobrecalentamiento (conocido comúnmente por punto caliente) que puede llegar a la rotura de la misma. El uso de diodos de *by-pass* en una misma rama reduce este riesgo al limitar la tensión. Además, como elemento adicional para la protección contra los sobrecalentamientos por polarización directa se intercalarán fusibles o diodos de bloqueo entre las distintas ramas conectada en paralelo.

La protección IP (International Protection) de los equipos eléctricos recomendada según el IDAE para instalaciones aisladas es de IP65 para materiales equipos y materiales expuestos a intemperie e IP20 para el interior.

Para instalaciones conectadas a red, los módulos fotovoltaicos tendrán protección mínima IP65; los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

En caso de que la conexión se realice en Media Tensión será obligatorio cumplir las instrucciones técnicas complementarias del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

8.2 NORMATIVA TÉCNICA PARA SISTEMAS COMPLEMENTARIOS

La normativa aplicable a los sistemas complementarios para el control, soporte y producción de energía eléctrica fotovoltaica dependerá de la solución técnica empleada para su dimensionamiento. A continuación, se expone una breve presentación de la normativa aplicable en función de los servicios adoptados. Para un análisis más exhaustivo, puede consultarse el Cuadro Nacional de Atribución de Frecuencias. En una planta solar convivirán múltiples servicios de telecomunicación:

GSM 900

La nota UN-41 establece que las bandas de frecuencias 880-915 MHz y 925-960 MHz se destinan al sistema de telefonía móvil automática GSM.

Los terminales del sistema GSM están excluidos de la necesidad de licencia individual conforme a los términos de la Decisión de la CEPT ERC/DEC/(98)20.

A partir de la fecha de entrada en vigor de la Decisión de la Comisión Europea sobre armonización de las bandas de 900 MHz y de 1800 MHz para "sistemas terrestres capaces de proporcionar servicios de comunicaciones electrónicas paneuropeas", en estas frecuencias podrán también prestar servicio otros sistemas capaces de proporcionar comunicaciones electrónicas paneuropeas como el sistema UMTS con interfaz radio según las especificaciones indicadas en el anexo a la citada Decisión. También a partir de esa fecha, considerando la progresiva evolución de las necesidades de comunicaciones y la aparición de nuevas tecnologías, parte de las bandas de frecuencias antes citadas podrán ser destinadas a otros sistemas terrestres para la prestación de servicios de comunicaciones electrónicas paneuropeas, siempre que se garantice la coexistencia con los servicios indicados en esta nota.

DCS-1800

La nota UN-140 fija que las bandas de frecuencias 1710 a 1785 MHz y 1805-1880 MHz se destinan al sistema de telefonía móvil automática DCS 1800.

Los terminales del sistema DCS 1800 están excluidos de la necesidad de licencia individual conforme a los términos de la Decisión de la CEPT ERC/DEC/(98)21 y gozan de libre circulación en los términos indicados en la Decisión ERC/DEC/(97)11.

A partir de la fecha de entrada en vigor de la Decisión de la Comisión Europea sobre "armonización de las bandas de 900 MHz y de 1800 MHz para sistemas terrestres capaces de proporcionar servicios de comunicaciones electrónicas paneuropeas", en estas frecuencias podrán también prestar servicio otros sistemas capaces de proporcionar comunicaciones electrónicas paneuropeas como el sistema UMTS u otros sistemas terrestres para la prestación de servicios de

comunicaciones electrónicas paneuropeas con interfaz radio según las especificaciones indicadas en el anexo a la citada Decisión, siempre que se garantice la coexistencia con los servicios indicados en esta nota.

UMTS

Según la nota UN-48, las bandas de frecuencias 1900 - 1980 MHz, 2010 - 2025 MHz y 2110 - 2170 MHz están designadas para la componente terrenal de los sistemas móviles de tercera generación (UMTS/IMT-2000) de acuerdo con la Decisión ERC/DEC(06)01 de la CEPT.

Igualmente, en la nota UN-52 se indica que la CMR-2000 ha identificado, entre otras, la banda de frecuencias 2500-2690 MHz para futuras ampliaciones de los sistemas de tercera generación IMT-2000/UMTS y la Decisión de la CEPT ECC/DEC/(02)06 ha designado dicha banda de frecuencias para ser utilizada por los sistemas UMTS/IMT-2000, y deberá estar disponible para ello a partir del 1 de enero de 2008 según las necesidades del mercado.

La utilización de la banda 2500-2690 MHz para la componente terrenal de dichos sistemas se efectuará de acuerdo al plan armonizado según la Decisión ECC/DEC/(05)05.

Junto a esto, y a partir de la fecha de entrada en vigor de la Decisión de la Comisión Europea sobre "armonización de las bandas de 900 MHz y de 1800 MHz para sistemas terrestres capaces de proporcionar servicios de comunicaciones electrónicas paneuropeas", en estas frecuencias podrá también prestar servicio el sistema UMTS.

WiFi-WiMAX

La nota UN-51 hace referencia a aplicaciones ICM ("Industriales, Científicas y Médicas") por encima de 2,4 GHz, fijando como bandas para estos servicios las bandas 2400 a 2500 MHz (con frecuencia central 2450 MHz), 5725 a 5875 MHz (con frecuencia central 5800 MHz), 24,00 a 24,25 GHz (con frecuencia central 24,125 GHz) y 61,00 a 61,50 GHz (con frecuencia central 61,250 GHz).

Los servicios de radiocomunicaciones que funcionen en las citadas bandas deberán aceptar la interferencia perjudicial resultante de estas aplicaciones ya que se consideran de uso común.

El Reglamento de Radiocomunicaciones designa la banda de frecuencias 2400-2483,5 MHz para aplicaciones ICM. La nota UN-85, establece que podrá ser utilizada además para otros usos:

- a) Acceso inalámbrico a redes de comunicaciones electrónicas, así como para redes de área local para la interconexión sin hilos entre ordenadores y/o terminales y dispositivos periféricos para aplicaciones en interior de recintos.

Las condiciones técnicas de uso han de ser conforme a la Decisión ERC/DEC/(01)07 y la Recomendación CEPT ERC/REC 70-03, Anexo 3. La potencia isotrópica radiada equivalente total será inferior a 100 mW (p.i.r.e.). En cuanto al resto de características técnicas de estos equipos, se indica como norma de referencia la ETSI EN 300 328. Esta utilización se considera de uso común.

- b) Dispositivos genéricos de baja potencia en recintos cerrados y exteriores de corto alcance, incluyendo aplicaciones de video. La potencia isotrópica radiada equivalente máxima será inferior a 10 mW y la norma técnica de referencia es la ETSI EN 300 440. Resto de características de estos dispositivos serán de acuerdo a la Recomendación 70-03 (anexo 1). Esta utilización se considera de uso común.

La UN-107 señala que la banda de frecuencias de 3.400 a 3.600 MHz está destinada para el establecimiento de sistemas de acceso inalámbrico de banda ancha, con excepción de las subbandas 3485-3495 MHz y 3585-3595 MHz, que se destinan para uso prioritario por el Estado en sistemas del Ministerio de Defensa para el servicio de radiolocalización en determinadas localizaciones, donde gozarán de la protección de un servicio primario y las subbandas de frecuencia 3480 a 3485, 3495 a 3500, 3580 a 3585 y 3595 a 3600 MHz, que constituyen bandas de guarda para asegurar la compatibilidad entre los servicios de acceso inalámbrico de banda ancha y de radiolocalización. No obstante, una vez satisfechas las necesidades geográficas de frecuencias del servicio de radiolocalización, tanto estas bandas como las especificadas en el párrafo anterior, podrán ser destinadas al servicio de acceso inalámbrico de banda ancha en aquellas zonas geográficas en las que pueda garantizarse la compatibilidad entre ambos servicios.

Por último, la UN-128 hace referencia a acceso inalámbrico a redes de comunicaciones electrónicas, así como para redes de área local de altas prestaciones en la banda de 5 GHz. Las bandas de frecuencia indicadas seguidamente podrán ser utilizadas por el servicio móvil en sistemas y redes de área local de altas prestaciones, de conformidad con las condiciones que se indican a continuación:

- a) Banda 5150 – 5350 MHz: En esta banda el uso por el servicio móvil en sistemas de acceso inalámbrico incluyendo comunicaciones electrónicas y redes de área local, se restringe para su utilización únicamente en el interior de recintos. La potencia isotrópica radiada equivalente máxima será de 200 mW, siendo la densidad máxima media de 10 mW/MHz en cualquier banda de 1 MHz. Este valor se refiere a la potencia promediada sobre una ráfaga de transmisión ajustada a la máxima potencia. Adicionalmente, en la banda 5250-5350 MHz el transmisor deberá emplear técnicas de control de potencia que permitan como mínimo un factor de reducción de 3 dB de la potencia de salida. En caso de no usar estas técnicas, la potencia isotrópica radiada equivalente máxima deberá ser de 100 mW. El resto de características técnicas han de ajustarse a las indicadas en la Decisión de la CEPT

ECC/DEC/(04)08. Las utilizaciones indicadas anteriormente se consideran de uso común.

- b) Banda 5470 - 5725 MHz: Esta banda puede ser utilizada para sistemas de acceso inalámbrico a redes de comunicaciones electrónicas, así como para redes de área local en el interior o exterior de recintos, y las características técnicas deben ajustarse a las indicadas en la Decisión de la CEPT ECC/DEC/(04)08. La potencia isotrópica radiada equivalente será inferior o igual a 1 W. Este valor se refiere a la potencia promediada sobre una ráfaga de transmisión ajustada a la máxima potencia. Adicionalmente, en esta banda de frecuencias el transmisor deberá emplear técnicas de control de potencia que permitan como mínimo un factor de reducción de 3 dB de la potencia de salida. En caso de no usar estas técnicas, la potencia isotrópica radiada equivalente máxima deberá ser de 500 mW. Estas instalaciones de redes de área local tienen la consideración de uso común.

Los sistemas de acceso sin hilos incluyendo RLAN que funcionen en las bandas 5250- 5350 MHz y 5475-5725 MHz deberán disponer de técnicas de reducción de ruido que cumplan con los requisitos de detección, operativos y de respuesta del Anexo 1 de la Recomendación UIT-R M.1652, con el fin de asegurar la compatibilidad con los sistemas de radiodeterminación. Las técnicas de reducción de ruido asegurarán que la probabilidad de seleccionar un determinado canal será la misma para todos los canales disponibles.

GPS

Los servicios por satélite son susceptibles de ser utilizados por los sistemas complementarios para una correcta sincronización de la hora solar y como solución adoptada en sistemas de seguridad antirrobo. La nota UN-99 fija la banda de frecuencias 1559 - 1610 MHz sentido espacio - Tierra para el sistema por satélites para determinación de posición y direccionamiento por radio denominado GPS.

Hay que destacar que en instalaciones fotovoltaicas grandes, mayores de 100 kW se tiende a montar los módulos fotovoltaicos sobre estructuras móviles o *trackers*, que permiten una mayor generación de energía, manteniéndolos más perpendiculares a la dirección de incidencia de los rayos solares. Estos equipos exigen un equipamiento electrónico de control y toma de referencia horaria. En este sentido el GPS, se presenta como una solución óptima para sincronizar la hora en los equipos. Los sistemas fotovoltaicos de concentración precisan sistemas de seguimiento de alta precisión.

GALILEO

En la nota UN-122, se trata el sistema GALILEO. Las bandas atribuidas por la CMR-2000 para los servicios de radionavegación por satélite son 1164-1215 MHz (espacio-Tierra) (espacio-espacio), 1215-1300 MHz (compartida con otros servicios) (espacio-Tierra) (espacio-espacio) ,1300-1350 MHz (Tierra-espacio),

1559-1610 MHz (espacio-Tierra) (espacio-espacio), 5000-5010 MHz (Tierra-espacio) y 5010-5030 MHz (espacio-Tierra) (espacio-espacio).

Los usuarios actuales de estas frecuencias deberán abandonarlas en la medida que las mismas vayan siendo utilizadas por el sistema Galileo y a más tardar todas ellas deberán estar disponibles para dicho sistema a partir de 1 de enero de 2008.

Muy frecuentemente, los parques solares se encuentran emplazados en lugares donde no es posible la interconexión directa con la red pública de Internet. A parte de las soluciones mencionadas anteriormente con WiFi y WiMAX, existen otras respuestas técnicas igualmente viables como LMDS, MMDS o un radioenlace fijo que garantice las comunicaciones. En estos casos también habrá que respetar la reglamentación pertinente establecida por el CNAF.

8.3. COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA Y OTRAS CONSIDERACIONES

Debido a la creciente utilización de equipos eléctricos y electrónicos, la contaminación electromagnética ha aumentado, por lo que es necesario garantizar un correcto funcionamiento del equipamiento en escenarios electromagnéticos complejos. La IEC define la Compatibilidad Electromagnética, o por sus siglas en inglés EMC (*Electromagnetic Compatibility*) como la aptitud de cualquier aparato, equipo o sistema para funcionar de forma satisfactoria en su entorno electromagnético sin provocar perturbaciones electromagnéticas.

La compatibilidad electromagnética ha despertado gran interés en la actualidad ya que como resultado de incompatibilidades pueden producirse fallos en sistemas claves. Para ello es necesario fijar límites de emisión y niveles de inmunidad mediante estándares. En la actualidad, la Directiva Comunitaria 89/336/CEE intenta la aproximación de los Estados Miembros de la Unión Europea en materia de EMC. Esta Directiva seguirá en vigor hasta el 20 de julio de 2007, fecha en la que entrará en vigor la nueva Directiva 2004/108/CE. Con objeto de dictar las disposiciones adicionales que contemplen las previsiones de esta Directiva, el 22 de diciembre de 2006 se aprobó el Real Decreto 1580/2006 por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos. Además, habrá que tener en cuenta lo dispuesto sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión en el artículo 13 del Real Decreto 1663/2000.

Por otra parte, el cableado estructurado de la instalación deberá cumplir las normas ISO e UNE correspondientes. Las redes de área local se diseñarán de acuerdo a los estándares del IEEE 802; en caso de conectar el equipamiento mediante una red inalámbrica se implementará de acuerdo a los estándares 802.11 del IEEE.

9. RESUMEN LEGISLACIÓN VIGENTE SOBRE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Uno de los factores que caracteriza a este sector son los continuos cambios a nivel regulatorio. En general, todas las partes implicadas deberían estar atentos a la evolución de la normativa ya que el futuro del sector podría depender mucho de ésta. A modo de referencia, se citan a continuación algunos de los textos más relevantes. Si se quiere conocer con más detalle la reglamentación que regula el sector, puede consultarse las páginas de IDAE o de ASIF.

Ley 54/1997

Aprobada el 27 de noviembre, regula las actividades y el régimen jurídico del Sector Eléctrico (generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales y la gestión económica y técnica del sistema eléctrico). El capítulo II se dedica a la producción de energía eléctrica en régimen especial, fijando los requisitos necesarios para esta actividad.

La producción de energía eléctrica en régimen especial se regirá por disposiciones específicas y, en lo no previsto en ellas, por las generales sobre producción eléctrica que le resulten de aplicación. Tendrán la consideración de instalaciones en régimen especial aquellas instalaciones que no superen los 50 MW (Artículo 29). La condición de instalación en régimen especial será otorgada por la Comunidad Autónoma competente.

Asimismo establece el destino de la energía producida en régimen especial, las obligaciones y derechos generales de los productores en régimen especial y la obligatoriedad de inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

Recientemente, se aprobó la Ley 17/2007, por la que se modifica la presente Ley para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE. La transposición de esta Directiva introduce nuevas medidas para garantizar unas condiciones equitativas en el ámbito de la generación.

Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas

Mediante esta Resolución se establece el modelo de contrato tipo, la factura y el esquema unifilar para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red en Baja Tensión.

Real Decreto 1663/2000

Este Real Decreto recoge el procedimiento de inclusión de una instalación fotovoltaica de producción de energía eléctrica en el régimen especial o las condiciones de entrega de la energía eléctrica producida a la red de Baja Tensión. Será de aplicación a las instalaciones fotovoltaicas de potencia nominal no superior a 100 kVA y cuya conexión a la red de distribución se efectúe en Baja

Tensión (se entenderá por conexión en Baja Tensión a la que se efectúe en una tensión no superior a 1KV). Fue aprobado el 29 de septiembre de 2000, entrando en vigor al día siguiente de su publicación en el BOE (30 de septiembre de 2000).

En relación al tema tratado, es importante aclarar que toda la energía eléctrica producida puede venderse a la tarifa especial, no la excedente, resultante de la diferencia entre producción y consumo. Así pues, las instalaciones domésticas incluyen dos contadores: el habitual, que mide el consumo, y el de generación, que situado a la entrada de la conexión mide la energía inyectada. Además los equipos de apoyo a la generación y acondicionamiento de potencia deben estar conectados a la entrada de producción.

Real Decreto 314/2006

El 17 de marzo se aprobó mediante este Decreto el Código Técnico de la Edificación por el que se establece un marco normativo de exigencias básicas de calidad, seguridad y habitabilidad y sostenibilidad económica y energética para los edificios de nueva construcción y la rehabilitación de los existentes. La estructura del citado Código alberga una serie de "Documentos Básicos" que recogen las exigencias que deben cumplir los edificios, entre las que destaca para nuestro propósito, la exigencia básica de contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica recogida en el Documento Básico de Ahorro de Energía.

El Documento Básico de Ahorro de Energía tiene como objetivo conseguir un uso racional de la energía consumida, reduciendo el gasto energético y empleando fuentes de energía renovable. La contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica se establece para ciertos edificios del sector terciario según el uso y el tamaño.

Cuestiones como el ahorro energético y la seguridad contra incendios deben aplicarse desde los seis meses de su entrada en vigor (al día siguiente de su publicación en el BOE).

Real Decreto – Ley 7/2006

Mediante este Real Decreto-Ley, de 23 de junio, se adoptan medidas urgentes en el sector energético. Antes la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial estaba establecida en base a la revisión de la TMR (tarifa media de referencia) efectuada por el Gobierno. Por este Real Decreto-Ley se desvincula la remuneración económica de la producción eléctrica en régimen especial de la TMR. En concreto, se señala textualmente:

"La revisión de la tarifa media que efectúe el Gobierno no será de aplicación a los precios, primas, incentivos y tarifas que forman parte de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial..." (Disposición Transitoria Segunda).

Mediante la disposición final segunda se habilita al Gobierno para el desarrollo de lo dispuesto en el Real Decreto-Ley, en el plazo de seis meses desde la publicación de este Real Decreto.

Real Decreto 661/2007

El Real Decreto 661/2007 fue aprobado el 25 de mayo, tras un retraso considerable y por él se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, entrando en vigor el pasado 1 de junio. Este Real Decreto deroga la anterior normativa que regulaba el régimen económico de la actividad de producción en régimen especial (Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial).

Los aspectos más importantes introducidos por este Real Decreto son los referidos al procedimiento administrativo y algunas novedades en el régimen económico. Las instalaciones solares fotovoltaicas se clasifican dentro de la categoría b, dividida a su vez en ocho grupos. Las instalaciones que únicamente utilizan la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica pertenecen al grupo b.1.1. A continuación se recogen en la siguiente tabla las tarifas establecidas según el tramo de potencia instalada:

POTENCIA	PLAZO	TARIFA REGULADA (c€/kWh)
P ≤ 100 kW	Primeros 25 años	44,0381
	A partir de entonces	35,2305
100 kW < P < 10 MW	Primeros 25 años	41,7500
	A partir de entonces	33,4000
10 < P ≤ 50 MW	Primeros 25 años	22,9764
	A partir de entonces	18,3811

Tabla 8. Tarifas para Energía Solar Fotovoltaica según Decreto 661/2007

Aunque el Real Decreto comprende un régimen económico transitorio para la categoría b, éste no será aplicable al grupo b.1. Se mantiene la tarifa regulada mediante importes fijos en función de la potencia instalada y se corregirán anualmente los importes de las tarifas tomando como referencia el IPC menos 0.25 hasta 31 de diciembre de 2012 y menos 0.50 a partir de entonces.

Otros de los asuntos destacables es la novedad de realizar la inscripción previa en el régimen especial cuando la instalación esté prácticamente ejecutada:

"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. Cuando resulte competente, la Dirección General de Política Energética y Minas deberá resolver sobre la solicitud de inscripción previa en un plazo máximo de un mes.

La solicitud de inscripción previa se acompañará, al menos, del 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..." (Art. 11).

La inscripción previa en el registro tiene caducidad:

"La inscripción previa de una instalación en el Registro Administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas será cancelada si, transcurridos tres meses desde que aquélla fuese notificada al interesado, éste no hubiera solicitado la inscripción definitiva..."
(Art. 13).

Además, aquellas instalaciones que cuenten con acta de puesta en marcha para pruebas antes de la entrada en vigor del Real Decreto (1 de junio de 2007), deben solicitar una nueva inscripción previa.

Asimismo, para las nuevas instalaciones fotovoltaicas de producción en régimen especial debe presentarse un aval por una cuantía de 500 €/kW instalado para tramitar la solicitud de acceso a la red de transporte. Este aval deberá ser presentado ante la Dirección General de Política Energética y Minas. Dicho aval será cancelado cuando el peticionario obtenga el acta de puesta en servicio de la instalación. Si a lo largo del procedimiento, el solicitante desiste voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación o no responde a los requerimientos de la Administración de información o actuación realizados en el plazo de tres meses, se procederá a la ejecución del aval, teniéndose en cuenta si el resultado de los actos administrativos puede condicionar la viabilidad del proyecto.

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.

Resolución de 27 de septiembre de 2007, por la que se establece el plazo de mantenimiento de la tarifa regulada para la tecnología fotovoltaica

Según el artículo 22.1 del Real Decreto 661/2007, una vez alcanzados el 85% del objetivo de potencia para un grupo o subgrupo de los establecidos en los artículos del 35 al 42 se establecerá un plazo máximo durante el que aquellas instalaciones 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 establecida en el Real Decreto 661/2007. Según esta Resolución, la fecha límite se fija en 12 meses a contar desde la fecha de publicación en el B.O.E (29 de septiembre de 2007).

10. RESUMEN

El capítulo introductorio de este informe presenta una visión general de la Energía Solar Fotovoltaica, describiendo el principio físico en el que se basa, analizando su contexto histórico y explicando las interrelaciones costes-producción. Por último, repasa un conjunto de ideas o mitos en torno a Energía Solar Fotovoltaica, contribuyendo a esclarecer la veracidad de las mismas.

A continuación, se revisan las diferentes tecnologías fotovoltaicas, haciendo énfasis en la eficiencia y en los costes de producción de las diferentes alternativas disponibles. Se examinan también el resto de componentes que integran el resto del sistema (*Balance of System*) de una instalación fotovoltaica.

Por otra parte, se destaca el papel que el Ingeniero de Telecomunicación puede desempeñar en este sector revelando los distintos campos de actuación profesional.

Se plantea también la relación TICs-Energía Solar Fotovoltaica señalando el valor añadido que las primeras pueden aportar en los diferentes campos de actividad fotovoltaica (fabricación, diseño, control de calidad,...), resaltando, muy especialmente, su aplicación en la gestión y control de grandes instalaciones para la venta de la producción a la red.

Por otra parte, se especifican los diferentes escenarios de trabajo según sean instalaciones conectadas a red (sobre suelo o sobre edificación) o aisladas de red. Además, se incluyen las aplicaciones profesionales de la Energía Solar Fotovoltaica -aplicaciones estas últimas en las que tradicionalmente se ha empleado esta forma de energía-. Se incluye la presentación de la estructura general del proyecto tipo propuesto para las instalaciones fotovoltaicas.

Además, se recopilan las normas UNE e IEC más destacadas junto a unas reseñas sobre la compatibilidad electromagnética y la protección eléctrica necesaria. Se resumen los servicios de telecomunicación más idóneos para el diseño de las redes de comunicaciones que integran los sistemas complementarios, analizando las notas de utilización que la CNAF fija para cada uno de los servicios.

Para finalizar se analizan las disposiciones legales más relevantes que afectan a las instalaciones solares fotovoltaicas.

11. ACTUACIONES Y PROPUESTAS

Después de examinar el escenario actual de la Energía Solar Fotovoltaica, se identifican algunas acciones claves, necesarias para solventar la problemática existente en el sector:

☞ **Armonización de los procedimientos administrativos de conexión a red**

Sería conveniente la unificación y simplificación de los procedimientos administrativos en el caso de conexión a red. Actualmente, la tramitación de estas instalaciones es compleja y variada. Los procedimientos difieren mucho de unas Comunidades Autónomas a otras, a nivel municipal e incluso entre compañías distribuidoras. Asimismo, a la falta de homogeneización se une la duración excesiva de los procesos de gestión y tramitación de los mismos.

☞ **Previsión de aprovechamiento del suelo para usos fotovoltaicos**

Se recomienda la elaboración de Planes de Ordenación a nivel municipal y autonómico que dispongan el uso del suelo para utilización fotovoltaica. La normativa actual en algunos casos no contempla nuevos usos del suelo como son la explotación y aprovechamiento de recursos naturales tales como la energía solar. Así, se establecería un equilibrio económico, una adecuada explotación de los recursos naturales y una mejora de la calidad medioambiental, favoreciendo el desarrollo territorial, en especial de las zonas rurales.

☞ **Estandarización de los equipos de las instalaciones fotovoltaicas**

Los módulos fotovoltaicos son los componentes del sistema fotovoltaico que poseen normas reconocidas internacionalmente. Aún así, es una de las tareas urgentes a culminar por la Industria, así como para el resto de los elementos. Una tendencia hacia la estandarización redundaría en una mayor economía de escala, lo que permitiría la reducción de costes.

☞ **Marco legislativo estable**

Sería apropiado el establecimiento de un marco económico y legal estable a largo plazo, que garantice un desarrollo energético sostenible en el futuro con las mínimas dependencias energéticas exteriores. La incertidumbre en el marco retributivo no influye sólo en la decisión de los inversores y en la evolución del precio de los módulos sino también en la consolidación de la tecnología nacional de instalaciones, equipamiento y mantenimiento de las mismas, pudiendo excluir al país de un futuro energético autónomo. Parece lógico, por tanto, que la aplicación de políticas regulatorias adecuadas y sostenidas ayudará a conseguir ese propósito.

☞ **Competencia del Ingeniero de Telecomunicación en la Energía Solar Fotovoltaica**

El Ingeniero de Telecomunicación es un profesional perfectamente cualificado y con la capacidad técnica necesaria para la ejecución de este tipo de proyectos.

Asimismo, dentro de la diversidad de los diferentes subproyectos que lo integran, es el técnico con competencia exclusiva en el caso de los sistemas complementarios de telecomunicaciones asociados a la gestión y monitorización de estas instalaciones.

Por otra parte, existen otras ramas de actividad dentro de este sector donde el Ingeniero de Telecomunicación puede desempeñar un importante papel como la instrumentación electrónica en el mantenimiento de las grandes centrales, medidas de calidad, fabricación de equipos y localización de fallos.

☞ **Preparación para la nivelación del precio de las energías**

La Unión Europea estima que hacia 2020 el precio de la energía eléctrica de origen fotovoltaico se igualará con los valores más altos de la banda de precios de la energía eléctrica. En consecuencia, su participación en la producción de electricidad estará entre el 1,5 y el 4,5%. Eso significa contar con alrededor de 50-150 GW instalados para esa fecha. La Industria española, fabricante e instaladora, debería estar para entonces perfectamente preparada, puesto que una vez alcanzada esa nivelación de precios, el crecimiento puede ser explosivo. Así, se prevé en 2030 una presencia mínima del 10% de electricidad de origen fotovoltaico en el mercado global, con aproximadamente unos 300 GW en Europa, equivalente a la producción de 60 centrales nucleares.

El país que para entonces no posea tecnología propia se verá colonizado energéticamente o tendrá que adoptar con rapidez tecnologías foráneas. En un entorno mediatizado por la reducción de emisiones, no se podrá recurrir fácilmente a las energías fósiles en caso de dependencia energética.

☞ **Impulso a la formación y la enseñanza de la Energía Solar Fotovoltaica**

El futuro que se vislumbra de la Energía Solar Fotovoltaica hará necesario una mayor formación y especialización de profesionales en esta materia. Tradicionalmente, la Ingeniería de Telecomunicación ha desempeñado un papel importante en este campo. Sería aconsejable dar continuidad a este hecho potenciando la formación en materia de Energía Solar Fotovoltaica en los Planes de Estudio de la Ingeniería de Telecomunicación. Será preciso disponer de profesionales adecuados a este perfil, puesto que las previsiones de desarrollo de la Industria son tales, que en 25 años, se presume que se alcanzarán volúmenes de negocio similares, por ejemplo, a los del sector automovilístico.

La aplicación de las propuestas, anteriormente señaladas, debe servir de base para una reflexión de todos los agentes implicados, ya que repercutirá de forma positiva en el desarrollo del sector fotovoltaico, creando un marco competitivo y contribuyendo a un futuro energético sostenible y respetuoso con el medio ambiente.

12. BIBLIOGRAFÍA

“Practical Handbook of Photovoltaics.Fundamentals and Applications”. Tom Markvart & Luis Castañer, 2003

“Universal Technical Standard for Solar Home Systems” Thermie B SUP 995-96, EC – DGXVII, 1998.

Capítulos 1 y 2 de este informe parcialmente extraídos de “Handbook of Photovoltaic Science and Engineering” con permiso del Editor. Antonio Luque & Steven Hegedus, 2003.

“Radiación Solar y Dispositivos Fotovoltaicos”. Volumen II [Electricidad Solar Fotovoltaica]. Eduardo Lorenzo, 2006.

IDAE: <http://www.idae.es>

Información cortesía de ASIF: <http://www.asif.org>

European Photovoltaic Industry Association: <http://www.epia.org/>

Plataforma Tecnológica Fotovoltaica: <http://www.ptfv.org/>

Revista Photon: <http://www.photon-magazine.com/index.htm>



13. ACRÓNIMOS

ADSL	Asymmetric Digital Subscriber Line
CA	Corriente continua
CC	Corriente alterna
CCTV	Circuito Cerrado de Televisión
CNAF	Cuadro Nacional de Atribución de Frecuencias
CRA	Central Receptora de Alarmas
CTE	Código Técnico de la Edificación
EMC	Electromagnetic Compatibility
GPS	Global Positioning System
GSM	Global System for Mobile Communications
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IEC	International Electrotechnical Commission
LAN	Local Area Network
REBT	Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
STC	Standard Test Conditions
TIC	Tecnologías de la Información y la Comunicación
UMTS	Universal Mobile Telecommunications Standard
WiFi	Wireless Fidelity
WiMAX	Worldwide Interoperability for Microwave Access

14. ANEXOS

ORGANISMOS DE NORMALIZACIÓN

AENOR

Es el organismo nacional de normalización y certificación miembro del Comité Europeo de Normalización (CEN) y del Comité Europeo de Normalización Electrotécnica.

<http://www.aenor.es>

CEN

European Committee for Standardization. El Comité Europeo de Normalización promueve de forma voluntaria la armonización técnica en Europa.

<http://www.cenorm.be>

ISO

International Organization for Standardization. Es una organización internacional para la estandarización compuesta por organizaciones nacionales de normalización, que produce normas internacionales industriales y comerciales.

<http://www.iso.org>

IEC

International Electrotechnical Commission. La Comisión Internacional de Electrotecnia prepara y publica normas internacionales en materia de electrónica, electricidad y otras tecnologías relacionadas.

<http://www.iec.ch>

IEEE

The Institute of Electrical and Electronics Engineers. El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos trabaja a menudo de manera conjunta con el ANSI para la elaboración de estándares. Respecto a la energía solar emite recomendaciones.

<http://www.ieee.org>

ASTM

Originalmente conocida como *The American Society for Testing and Materials* es hoy una de las mayores organizaciones internacionales para el desarrollo de estándares.

<http://www.astm.org>

Los organismos alemanes y estadounidenses han contribuido al fuerte impulso de la Energía Solar Fotovoltaica en estos países.

DIN

Deutsches Institut für Normung. El Instituto de Normalización Alemán establece normas para la fabricación y funcionamiento. Muchas de las normas europeas están basadas en las normas DIN alemanas.

<http://www.din.de>

ANSI

American National Standards Institute. El Instituto Nacional Estadounidense de Estándares es el organismo encargado de la supervisión en el desarrollo de estándares en los Estados Unidos, así como la coordinación con los estándares internacionales.

<http://www.ansi.org>

PROCEDIMIENTO TÉCNICO-ADMINISTRATIVO PARA CONEXIÓN A RED

La producción de energía eléctrica a través de instalaciones solares fotovoltaicas sigue los mismos trámites legales que cualquier otra instalación que produce en régimen especial. Las gestiones burocráticas son complejas y diversas dependiendo de la Comunidad Autónoma, y a menudo, desproporcionadas, llevando un tiempo medio estimado en 8-12 meses. A nivel local, los trámites administrativos también son múltiples. Asimismo, el proceso puede variar dentro de una misma compañía eléctrica dependiendo de la zona.

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial sustituye al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Prevé el desarrollo de procedimientos simplificados para la autorización de instalaciones cuando éstas tengan una potencia instalada no superior a 100 kW e incorpora la necesidad de presentar un aval ante la Dirección General de Política Energética y Minas por una cuantía equivalente de 500 €/kW instalado para tramitar la solicitud de acceso a la red de transporte. Quedan excluidas de la presentación de este aval las instalaciones colocadas sobre cubiertas o paramentos de edificaciones destinadas a vivienda, oficinas o locales comerciales o industriales.

El diseño de la instalación puede realizarse atendiendo a diferentes parámetros, relacionados entre sí (inversión a realizar, producción de energía deseada y superficie disponible). Como primer paso, hay que dirigirse a las compañías instaladoras para realizar un correcto dimensionado de la instalación, así como una valoración económica adecuada. Normalmente, la empresa instaladora realizará el proyecto y gestionará los trámites para la solicitud de las subvenciones oportunas, lo que viene denominándose "llave en mano". De forma general, el proceso desde la concepción de la instalación hasta su puesta en marcha y producción puede esquematizarse en las siguientes fases:

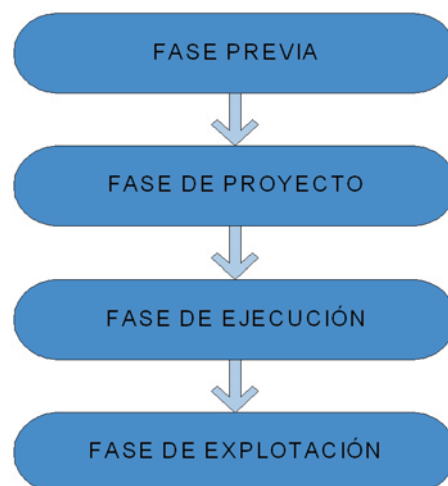


Figura 30. Fases Instalación

FASE PREVIA

● Redacción Documento Técnico Básico

Para la concesión del punto de conexión es necesario tener un proyecto de instalación fotovoltaica con unos requisitos mínimos (datos del titular, ubicación de la instalación, características técnicas,...)

● Solicitud de Autorización de uso del suelo al Ayuntamiento

Debe pedirse una autorización de uso del suelo para la instalación fotovoltaica, detallando el lugar y los motivos de la instalación.

● Aval para tramitar la solicitud de acceso a la red de transporte

Presentación de un aval ante la Dirección General de Política Energética y Minas por un valor de 500 €/kW instalado.

● Solicitud del Punto de Conexión a la compañía eléctrica

La documentación a aportar por el interesado en las oficinas principales de la compañía es la siguiente:

- Solicitud del punto de conexión como "Servicio de trabajo a Terceros".
- Datos del titular y emplazamiento de la instalación.
- Punto propuesto para realizar la conexión.
- Documento técnico básico de la instalación: potencia pico del campo de paneles y potencia nominal de la instalación; descripción, modos de conexión y características del inversor o de los inversores; y descripción de los dispositivos, esquema unifilar,...
- Autorización favorable por parte del Ayuntamiento correspondiente del uso del suelo para la instalación a realizar.

La propuesta relativa de la empresa distribuidora incluirá al menos los siguientes términos:

- Punto de conexión propuesto.
- Tensión nominal máxima y mínima de la red en el punto de conexión.
- Potencia de cortocircuito esperada en explotación normal.
- Justificación, si procede, de cambio de punto de conexión respecto al inicialmente propuesto por el titular.

El plazo aproximado de este trámite es de un 1 mes.

Si la potencia nominal máxima a instalar es superior a la potencia máxima disponible en el punto, la compañía eléctrica comunicará mediante un informe preceptivo las condiciones técnicas y las medidas necesarias para la adecuación. 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. Puede recurrirse a la Administración en caso de disconformidad con las

condiciones técnicas impuestas por la empresa, que decidirá en un plazo máximo de 3 meses.

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

FASE DE PROYECTO

• Redacción Proyecto Técnico Definitivo

Una vez acordado el punto de conexión con la compañía eléctrica se elaborará un Proyecto Técnico por un técnico competente en la materia y visado por el Colegio Oficial correspondiente, que contemplará la información suministrada por la empresa distribuidora y todos los aspectos de la instalación.

Según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, para instalaciones cuya potencia no supere los 10 kW sólo será necesaria la redacción de una memoria técnica. El proyecto contendrá las siguientes partes: memoria, presupuesto, pliego de condiciones técnicas, estudio básico de seguridad y salud laboral, anexos y planos.

En el caso de conexión a red de la Empresa Distribuidora en Media Tensión se realizará un proyecto específico e independiente que debe incluir el o los centros de transformación necesarios y la línea de conexión.

• Autorización Administrativa por parte de la Comunidad Autónoma.

La documentación a presentar es la siguiente:

- Solicitud firmada por el titular o representante legal.
- Proyecto técnico visado de la instalación fotovoltaica.
- Documentos que acrediten la propiedad o el alquiler de la propiedad donde se ubique la instalación.
- Comunicado del punto de enganche a la red pública.

En ocasiones se pide una relación de organismos y empresas de servicio público afectadas por la instalación.

La autorización administrativa corresponderá al órgano competente de la Comunidad Autónoma. En caso de que la Comunidad Autónoma donde esté ubicada la instalación no cuente con competencias en la materia, o si la instalación está ubicada en más de una Comunidad Autónoma, la competencia será de la Administración General del Estado. Asimismo, la competencia será estatal para aquellas instalaciones cuya potencia supere los 50 MW o se hallen ubicadas en el mar. El plazo aproximado de este trámite es 3 meses aunque si las instalaciones son de potencia superior a 100 kW se prolonga durante más tiempo.

- **Licencia de Obra municipal**

Los documentos requeridos son:

- NIF o CIF del solicitante.
- Proyecto visado o memoria técnica según proceda.
- Facultativo competente para la dirección de la obra.
- Autorización administrativa de Industria según potencia.
- Documento que acredite la calificación territorial del suelo.

El plazo aproximado son 3 meses como máximo. El coste de este trámite será según lo establecido por la ordenanza fiscal del municipio. En ocasiones se pide un estudio de Evaluación del Impacto Medioambiental.

- **Inscripción de la instalación en las dependencias de la Agencia Tributaria**

La producción de electricidad en régimen especial debe declararse, por lo que es necesaria su inscripción para la obtención del Código de Actividad y Establecimiento (C.A.E).

FASE DE EJECUCIÓN

- **Montaje de la instalación**

Las etapas necesarias para la ejecución de la obra son:

- Replanteo.
- Cimentación si es necesaria (en este caso se habrá tenido que realizar un estudio geotécnico previo y previsiblemente otro topográfico).
- Montaje de la estructura.
- Colocación de los módulos.
- Instalación Eléctrica.

- **Emisión de Boletín de características de la instalación y superación de las pruebas por parte de la compañía instaladora**

- **Autorización puesta en servicio por parte de la Comunidad Autónoma**

- Solicitud de puesta en servicio.
- Certificado de dirección de obra.
- Certificado de la emisión del boletín extendido por instalador.

- **Solicitud de firma del contrato con la compañía eléctrica**

El contrato debe estar firmado en un mes.

- **Firma del contrato con la empresa distribuidora**

La empresa distribuidora solicitará, entre otros documentos, el C.A.E. (Código de Actividad y Establecimiento). En el contrato constarán:

- Condiciones generales de entrega de la energía eléctrica.
 - Condiciones técnicas de la instalación.
 - Condiciones económicas.
 - Condiciones de explotación.
 - Derechos del titular y la compañía eléctrica.
 - Obligaciones del titular y la compañía eléctrica.
- Causas de rescisión o modificación del contrato.
- Duración del contrato.

Adicionalmente, en el caso de conexión a la red de transporte, se aplicará lo dispuesto en el artículo 58 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y deberá comunicarse el contrato técnico de acceso a la red de transporte al operador del sistema y al gestor de la red de transporte.

- **Inscripción previa en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial.**

La documentación necesaria es la siguiente:

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

La inscripción previa se dirigirá al órgano correspondiente de la Comunidad Autónoma competente. Se acompañará de acta de puesto 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. La formalización de la inscripción previa dará lugar a la asignación de un número de identificación de registro.

- **Verificación de la acometida y de los equipos de medida por parte de la compañía eléctrica**

Tiene un mes de plazo para esto. Si existe algún problema la compañía debe comunicárselo al titular para su corrección. En caso de diferencias entre el titular y la empresa puede recurrirse a la Administración competente, que lo resolverá en un mes. Si para la realización de las pruebas fuese necesaria conectar la instalación fotovoltaica a la red, esta conexión tendrá carácter provisional.

- **Emisión de certificado de cumplimiento**

El certificado se emite por un técnico de la compañía eléctrica suministradora de la zona una vez realizado el pago de los derechos previstos.

- **Inscripción definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial.**

La inscripción definitiva tendrá lugar posteriormente acompañada de:

- Documento de opción de venta de la energía producida.
- Certificado de conformidad del 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, aprobada por el Real Decreto 2018/1997.
- Pago de las tasas administrativas.
- Informe favorable del operador del sistema, o del gestor de la red de distribución acreditando el cumplimiento de los procedimientos de acceso y conexión.
- Instancia normalizada firmada por el titular o representante legal.
- Copia compulsada del contrato firmado con la empresa distribuidora.

Podrá presentarse simultáneamente con la solicitud del acta de puesta en servicio de la instalación.

- **Conexión a la red eléctrica de la compañía distribuidora**

Una vez aprobado el boletín de superación de las pruebas se solicita la conexión a la red eléctrica. La compañía eléctrica dispone de un mes para contestar a la solicitud. Transcurrido este mes, el titular de la instalación podrá efectuar la conexión a la red.

Si existe alguna discrepancia con el resultado de la verificación, cualquiera de las partes interesada puede dirigirse a la Administración competente, retrasándose el proceso. La documentación necesaria es:

Carta de solicitud de conexión a red, primera verificación y emisión de certificado de cumplimiento.

- Autorización de Puesta en Servicio.
- Certificación de Instalación en Baja Tensión.

- Protocolo de pruebas/ensayos de contadores emitido por el fabricante.
- Certificado de los inversores emitidos por el fabricante.

Adicionalmente, puede requerirse:

- Proyecto de la instalación.
- Proyecto de acometida.

FASE DE EXPLOTACIÓN

- **Venta de energía eléctrica producida**
- **Mantenimiento de la instalación.**

MODELO DE CONTRATO

En, a..... de de 2.00....

REUNIDOS

De una parte(en adelante el titular), con N.I.F.....en nombre y en representación de , con domicilio en.....

Y de otra (en adelante ED), con N.I.F. en nombre y en representación de , con domicilio en.....

MANIFIESTAN

Que el Real Decreto 2818/1998 de 30 de Diciembre sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, establece en su artículo 17, punto 1, que se suscriba un contrato entre el productor, en este caso el titular, y la empresa eléctrica distribuidora, en este caso ED, por el que se regirán las condiciones técnicas y económicas entre ambos. El presente contrato se celebra para dar lugar a dicho cumplimiento en el caso de conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red en Baja Tensión, y se adaptará a las modificaciones que vayan surgiendo como cambios en la regulación general eléctrica, que sea aplicable a algún término del mismo.

Que al titular se le ha concedido la inclusión en el Régimen Especial establecido en el R.D. 2818/1998 en el grupo b.1 de su artículo 2, mediante resolución de la de fecha

Que de común acuerdo ambas partes establecen las siguientes:

ESTIPULACIONES

I. CONDICIONES GENERALES DE ENTREGA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

I.I. La energía eléctrica producida por el titular será entregada a la red de la ED a través de la conexión establecida al efecto. La ED viene obligada a adquirir la

energía eléctrica de dicha instalación con arreglo a las condiciones y requisitos que se establecen en la legislación vigente.

I.II. El titular se abstendrá de ceder a terceros la energía eléctrica producida por la instalación.

I.III. Toda la energía al amparo del presente contrato será computada a la ED a los efectos de lo dispuesto en el RD 2017/1997, de 26 de diciembre, obligándose al titular a facilitar cuantos datos sean necesarios para esta consideración.

I.IV. Este contrato se registrará de acuerdo al Real Decreto 1663/2000 y el Real Decreto 2818/1998.

II. CONDICIONES TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN

II.I. La conexión y medida se efectuará en la red de distribución y a la tensión devoltios en (*incluir dirección completa y descripción del punto de conexión*). Las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida así como el esquema unifilar correspondiente a las instalaciones de generación y enlace aparecen en el Anexo I de este contrato.

II.II. La potencia de la instalación fotovoltaica, entendida como la suma de la potencia nominal de los inversores, es de kW y la previsión de venta anual a la ED es de kWh. La señal suministrada tendrá una frecuencia de 50 Hz, una tensión de voltios y un cos ϕ entre 0,8 y 1, cumpliendo los requisitos de tolerancia y calidad que marca la legislación vigente.

II.III. La medición de la energía activa entregada por el titular a la ED se realizará mediante un contador, situado lo más cerca posible del punto de conexión, según se indica en el Anexo I de este contrato. El equipo necesario será por cuenta del titular.

III. CONDICIONES DE EXPLOTACIÓN DE LA INSTALACIÓN

III.I. El titular se compromete a mantener todas las instalaciones en perfectas condiciones de funcionamiento y especialmente los aparatos de protección e interconexión, siendo responsable de los daños y perjuicios de toda índole que pudiera ocasionarse a las instalaciones, aparatos o personal de la ED.

III.II. La ED solo podrá cortar la interconexión y suspender la absorción de energía cuando en la red eléctrica se produzcan situaciones que lo justifiquen debido a

trabajos programados, causas de fuerza mayor u otras situaciones que contemple la legislación vigente. Cuando puedan ser conocidas con anterioridad estas circunstancias deberán ser comunicadas al titular con la debida antelación y tan pronto como le sea posible. La ED podrá restablecer la tensión sin previo aviso.

III.III. El titular se obliga a informar a la ED tan pronto como le sea posible de cualquier anomalía detectada en sus instalaciones que puedan afectar a la red eléctrica.

III.IV. El personal autorizado previamente por la ED podrá acceder al recinto o recintos donde están ubicados los equipos que afecten a la interconexión y medida.

IV. CONDICIONES ECONÓMICAS

IV.I. *(como texto de esta cláusula se incluirá una sola de los 2 siguientes alternativas)*

(alternativa 1) (precio fijo)

Las condiciones económicas que rigen el presente contrato vienen establecidas en el Real Decreto 2818/1998. Se opta por percibir un precio total fijo que para el grupo b.1 se establece el apartado 3, del artículo 28 del citado Real Decreto, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 15.2 del mismo Real Decreto referido al periodo de pruebas de la instalación.

(alternativa 2) (precios finales horarios medios de mercado valle y punta)

Las condiciones económicas que rigen el presente contrato vienen establecidas en el Real Decreto 2818/1998. Se opta por percibir la remuneración que se define en el artículo 26 del Real Decreto 2818/1998, adoptando los precios de mercado establecidos en el apartado 3 del artículo 24 del citado Real Decreto, e incorporando la prima que para el grupo b.1 se establece en el apartado 1, del artículo 28 del citado Real Decreto, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 15.2 del mismo Real Decreto referido al periodo de pruebas de la instalación.

IV.II. La facturación de la energía entregada se efectuará por meses naturales. El titular o el representante autorizado por este enviará a la ED la factura correspondiente al periodo, indicando la lectura del contador de final de mes y del mes precedente. El pago de la energía entregada por el titular a la ED se producirá dentro del periodo de 30 días posteriores a la emisión y envío de dicha factura.

IV.III. Las facturas serán presentadas según el modelo que figura en el Anexo II de este contrato.

IV.IV. La opción al cambio de modalidad de facturación (precio fijo o precio de mercado), no podrá ser ejercida por el titular antes de que transcurra un año desde el establecimiento o última actualización de la misma.

V. CAUSAS DE RESOLUCIÓN O MODIFICACIÓN DEL CONTRATO.

V.I. La eficacia del presente contrato quedará supeditada a las autorizaciones administrativas correspondientes que marque la legislación vigente sobre las instalaciones de producción y enlace. Así mismo, la eficacia del presente contrato quedará supeditada a la inscripción definitiva en el correspondiente Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial, salvo lo estipulado en el artículo 15.2 del RD 2818/1998 relativo al periodo de pruebas.

V.II. Será causa de resolución automática del mismo el incumplimiento de las cláusulas anteriores así como el incumplimiento de los preceptos del R.D. 2818/1998, el mutuo acuerdo entre las partes, la cancelación de la inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial, el cese de la actividad como instalación de producción de régimen especial o por denuncia del mismo en los términos del apartado VI.

V.III. El contenido de las anteriores cláusulas quedará sujeto a las modificaciones impuestas por la normativa legal. En el caso de que dicha normativa legal diese posibilidad al titular de acogerse o no a la misma ambas partes pactan expresamente someterse al criterio al respecto del titular.

VI. DURACIÓN E INTERPRETACIÓN DEL CONTRATO

VI.I. La duración mínima de este contrato será de cinco años a partir de su entrada en vigor, al término de los cuales se considerará prorrogado anualmente si no manifestase alguna de las partes, por escrito, su voluntad de resolverlo, con un mínimo de tres meses de antelación a la fecha de su vencimiento o de cualquiera de sus prórrogas.

VI.II. Las aclaraciones, dudas o discrepancias que pudiesen surgir en la aplicación o interpretación de lo estipulado en el presente contrato, se resolverá de mutuo acuerdo entre las partes contratantes. En su defecto, las cuestiones planteadas se someterán al dictamen del Órgano competente de la Administración en esta materia.

VI.III. En caso de litigio, ambas partes se someten a los Tribunales Ordinarios correspondientes a la ubicación de la instalación fotovoltaica.

Y para que así conste y en prueba de conformidad con su contenido, firman el presente documento por triplicado a un solo efecto, en lugar y fecha del encabezamiento.

Por el Titular

Por la Empresa Distribuidora

ANEXOS AL CONTRATO

ANEXO I. CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS DE CONTROL, CONEXIÓN SEGURIDAD Y MEDIDA. ESQUEMA UNIFILAR.

1.- Conexión a la red

Potencia nominal de la instalación (kW) _____

Monofásica SÍ/NO _____

Trifásica SÍ/NO _____

2.- Generador fotovoltaico

Fabricante _____

Modelo _____

Potencia Máxima, $P_{m\acute{a}x}$ (W_p) _____

Tensión en Circuito Abierto, V_{oc} (V) _____

Corriente de Máxima Potencia, $I_{m\acute{a}x}$ (A) _____

Tensión de Máxima Potencia, $V_{m\acute{a}x}$ (V) _____

Intensidad de cortocircuito, I_{sc} (A) _____

Número total de Módulos _____

3.- Inversor AC (a cumplimentar por cada inversor instalado)

	Inversor 1	Inversor n
Fabricante	_____	_____
Modelo	_____	_____
Número de serie	_____	_____
Tensión nominal AC, V_n (V)	_____	_____
Potencia AC, P_n (kW)	_____	_____
V_{cc} máxima (V)	_____	_____
V_{cc} mínima (V)	_____	_____
Conexión RN, SN, TN o Trifásico	_____	_____
Protección contra V_{ac} baja (SÍ/NO)	_____	_____
Tensión de actuación (V)	_____	_____
Protección contra V_{ac} alta (SÍ/NO)	_____	_____
Tensión de actuación (V)	_____	_____
Protección contra frecuencia baja (SÍ/NO)	_____	_____
Frecuencia de actuación (Hz)	_____	_____
Protección contra frecuencia alta (SÍ/NO)	_____	_____



Frecuencia de actuación (Hz) _____
Protección contra funcionamiento en isla (SÍ / NO) _____
Potencia nominal de la instalación (kWp) _____

4.- Protecciones externas

Interruptor general

Fabricante _____
Modelo _____
Tensión Nominal, V_n (V) _____
Corriente Nominal, I_n (A) _____
Poder de Corte (KA) _____

Protección contra V_{ac} baja (*)

SÍ/NO _____
Fabricante _____
Modelo _____
Tensión de actuación (V) _____

Protección contra V_{ac} alta (*)

SÍ/NO _____
Fabricante _____
Modelo _____
Tensión de actuación (V) _____

Protección contra frecuencia baja (*)

SÍ/NO _____
Fabricante _____
Modelo _____
Frecuencia de actuación (Hz) _____

Protección contra frecuencia alta (*)

SÍ/NO _____
Fabricante _____
Modelo _____
Frecuencia de actuación (Hz) _____

(*) No cumplimentar en el caso de que el inversor incorpore estas protecciones internamente.

5.- Aparatos de medida y control

Contador de salida de energía o bidireccional

Fabricante _____
Modelo _____
Nº de fabricación _____
Relación de intensidad _____
Tensión _____
Constante de lectura _____
Clase _____

Contador de entrada de energía o bidireccional

(En caso de que no haya contador bidireccional)

Fabricante _____
Modelo _____
Nº de fabricación _____
Relación de intensidad _____
Tensión _____
Constante de lectura _____
Clase _____

6.- Acceso a la información

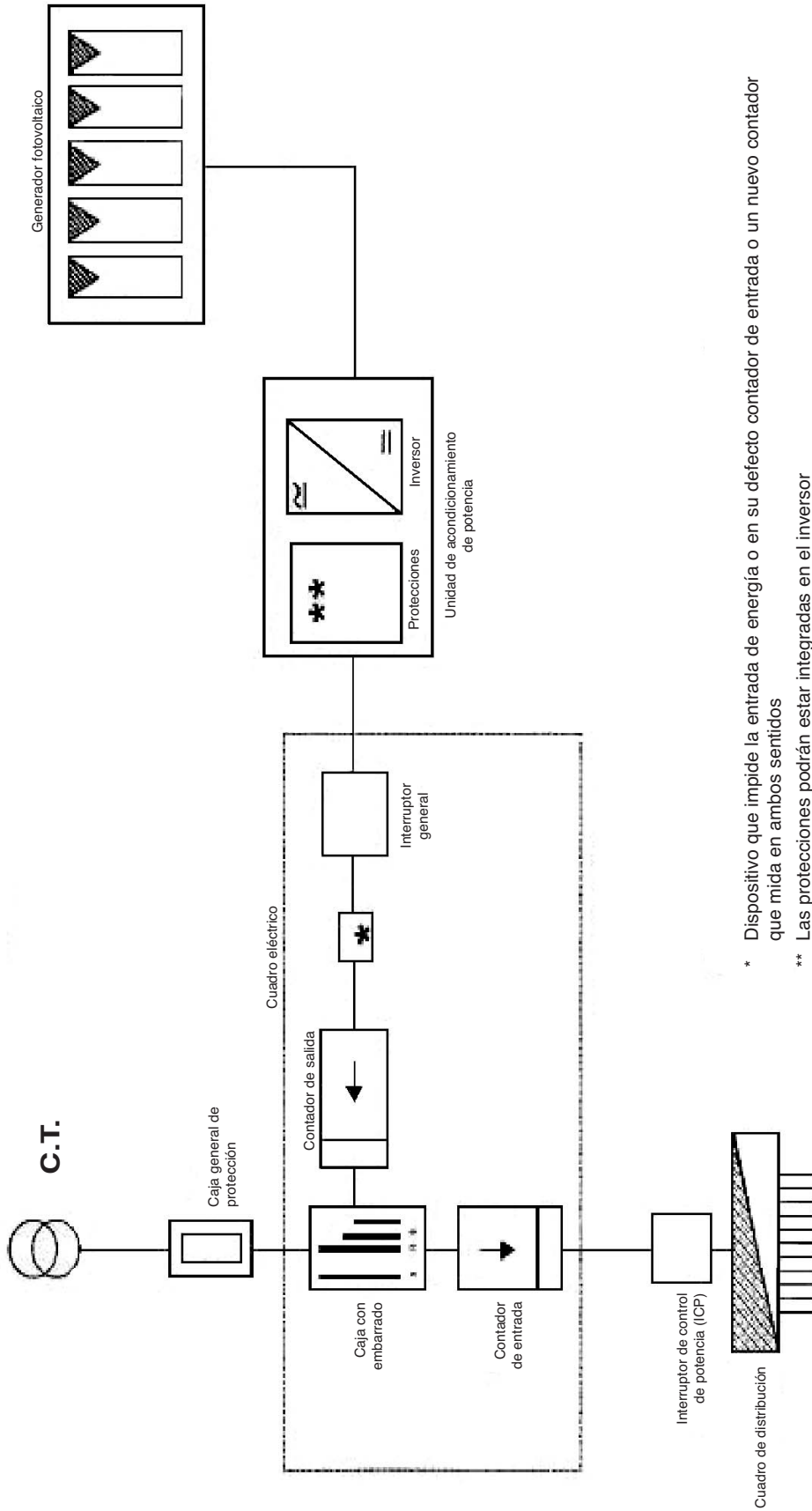
Lectura de contadores In situ

Interlocutores a efectos de operación

Por el Titular:
Nombre _____
Teléfono _____
Fax _____
Por la ED
Nombre _____
Teléfono _____
Fax _____

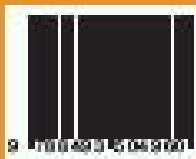
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED DE BAJA TENSIÓN

ESQUEMA UNIFILAR



* Dispositivo que impide la entrada de energía o en su defecto contador de entrada o un nuevo contador que mida en ambos sentidos

** Las protecciones podrán estar integradas en el inversor



Grupo de Nuevas Actividades Profesionales



colegio oficial
ingenieros
de telecomunicación

SERVICIOS GENERALES (COIT)

Alfonso 3, 1ª planta
28017 Madrid
Tel.: 91 3 91 1 000
Fax: 91 3 99 3 300
www.coit.es
coit@coit.es

CATALUÑA (COITC)

Vilanova del Hiernal
08021 Barcelona
Tel.: 93 3 20 0 00
Fax: 93 3 20 0 00
www.telnet.cat
info@coitc.org

COMUNIDAD VALENCIANA (COITCV)

Avenida del Ferrocarril 13, 14
46003 Valencia
Tel.: 96 3 50 4 44
Fax: 96 3 50 3 763
www.coitcv.org
coitcv@coitcv.org

GAUCIA (COITG)

Edificio Torre 17 B, Edificio Local 4
48004 A Coruña
Tel.: 98 1 9 1 3 00
Fax: 98 1 9 1 3 00
www.coitg.org
info@coitg.org

ANDALUCÍA ORIENTAL Y MERULLA (COIFADRM)

Calle de Ofertas 206
29001 Málaga
Tel.: 95 2 23 1 100
Fax: 95 2 23 1 100
www.coifadrm.org
coifadrm@coifadrm.org

ANDALUCÍA OCCIDENTAL Y CIUTA (COIACO)

Rta. del Duque de la Victoria 1, Planta 2ª
41003 Sevilla
Tel.: 95 4 20 0 00
Fax: 95 4 21 7 00
www.coiaco.org

PAIS VASCO (COITPV)

C/ Cantabria, 17, Departamento 4.
48900 Bilbao
Tel.: 94 4 92 3 100
Fax: 94 4 4 4 000
www.coitpv.com

ISLAS DE BALEARES (COIBSM)

Masera 3, P.A.
33004 Merca
Tel.: 98 2 22 1 00
Fax: 98 2 22 1 00
www.coibsm.org

CANARIAS

C/ El Pinar 20, Edificio Oficina 1
38001 - Santa Cruz de Tenerife
Tel./ Fax: 92 2 1 0 1 1 1
www.coitcanarias.org
coit@coitcanarias.org

ARAGÓN

Paseo de la Independencia 21
71 Plaza Oficina 4
50004 Zaragoza
Tel.: 97 5 40 0 00
www.coitara.org

