



UNIVERSIDAD DE SEVILLA

 **ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA**

Departamento De Ingeniería Energética

PROYECTO FIN DE CARRERA

**INFLUENCIA DE LA TECNOLOGÍA
FOTOVOLTAICA EN LA PRODUCCIÓN
ENERGÉTICA**

AUTOR: Santos Rodríguez Reyes

TUTOR: Dr. D. Isidoro Lillo Bravo

Sevilla, Marzo 2013

TABLA DE CONTENIDOS

1. Objeto.....	1
2. Introducción.....	3
3. Células fotovoltaicas	9
3.1 Características eléctricas de las Células Solares	9
3.1.1 Circuito equivalente de una célula solar	9
3.1.2 Curva Característica y Parámetros Características de una célula solar	12
3.1.2.1 Factor de forma (FF).....	14
3.1.3 Sensibilidad Espectral.....	14
3.1.4 Rendimiento de células y módulos fotovoltaicos	15
3.2 Tipología de células solares.....	16
3.2.1 Células de silicio cristalino	16
3.2.1.1 Células de Silicio Monocristalino	17
3.2.1.2 Células de Silicio Policristalino	17
3.2.2 Células de Película delgada	18
3.2.2.1 Células de Silicio Amorfo	19
3.2.2.2 Células de Telurio de Cadmio (CdTe)	20
3.2.2.3 Célula de Diseleniuro de Indio y Cobre con Galio (CIS y CIGS)	20
3.2.3 Comparación de células solares.....	21
4. Paneles fotovoltaicos	22
4.1 Parámetros característicos	22
4.2 Funcionamiento de los módulos	23
4.2.1 Sombreamiento de módulos	24
4.2.2 Comparación entre módulos de película delgada y silicio cristalino.....	25
4.3 Conexionado de módulos	27

4.4	Fabricación de módulos	28
4.4.1	Conexión de células.....	28
4.4.1.1	Módulos Cristalinos.....	28
4.4.1.2	Módulos de película delgada	28
4.4.2	Encapsulado de las Células.....	29
4.4.3	Salida de cables.....	30
4.5	Diseño de módulos	30
5.	Módulos fotovoltaicos seleccionados	32
5.1	Comparación de características.....	35
5.2	Comparación de factores	38
6.	Influencia de las distintas tecnologías en las instalaciones fotovoltaicas	40
6.1	Normativa aplicable.....	41
6.2	Situación y emplazamiento del edificio	45
6.3	Descripción del Edificio	45
6.4	Módulos seleccionados.....	50
6.5	Instalaciones fotovoltaicas	51
6.6	Producción energética	53
6.6.1	Definiciones y Consideraciones.....	54
6.6.2	Irradiación Solar.....	54
6.6.3	Estimación de las pérdidas energéticas de la instalación (Performance Ratio).....	56
6.7	Régimen Económico	73
6.8	Inversión de las instalaciones	75
6.9	Resumen de hipótesis.....	76
6.10	INSTALACIÓN 1: módulos con cristal monocristalino Solarword SW 245 sobre cubierta	79
6.10.1	Descripción	79

6.10.2	Producción energética e ingresos.....	80
6.10.3	Inversión y PRS	81
6.11	INSTALACION 2: módulos con cristal policristalino Solarword SW 245 sobre cubierta	83
6.11.1	Descripción	83
6.11.2	Producción energética e ingresos.....	84
6.11.3	Inversión y PRS	85
6.12	INSTALACION 3: módulos flexibles amorfos Uni-Solar ePVL-144 sobre cubierta	87
6.12.1	Descripción	87
6.12.2	Producción energética e ingresos.....	88
6.12.3	Inversión y PRS	89
6.13	INSTALACION 4: módulos amorfos T Solar TS97 sobre cubierta.....	91
6.13.1	Descripción	91
6.13.2	Producción energética e ingresos.....	92
6.13.3	Inversión y PRS	93
6.14	INSTALACION 5: módulos de película delgada CdTe General Electric GE-CdTe83 sobre cubierta	95
6.14.1	Descripción	95
6.14.2	Producción energética e ingresos.....	96
6.14.3	Inversión y PRS	97
6.15	INSTALACION 6: módulos flexibles de película delgada GIGS Solarion SOL 100 FLEX sobre cubierta	99
6.15.1	Descripción	99
6.15.2	Producción energética e ingresos.....	100
6.15.3	Inversión y PRS	101
6.16	INSTALACION 7: módulos de película delgada GIGS Solarion SOL 100 GG sobre cubierta.....	103

6.16.1	Descripción	103
6.16.2	Producción energética e ingresos.....	104
6.16.3	Inversión y PRS	105
6.17	INSTALACIÓN 8: módulos con cristal monocristalino Solarword SW 245 inclinados 25°	107
6.17.1	Descripción	107
6.17.2	Producción energética e ingresos.....	108
6.17.3	Inversión y PRS	109
6.18	INSTALACIÓN 9: módulos con cristal policristalino Solarword SW 245 inclinados 25°	111
6.18.1	Descripción	111
6.18.2	Producción energética e ingresos.....	112
6.18.3	Inversión y PRS	113
6.19	INSTALACIÓN 10: módulos amorfos T Solar TS97 inclinados 25°	115
6.19.1	Descripción	115
6.19.2	Producción energética e ingresos.....	116
6.19.3	Inversión y PRS	117
6.20	INSTALACIÓN 11: módulos de película delgada CdTe General Electric GE-CdTe83 inclinados 25°	119
6.20.1	Descripción	119
6.20.2	Producción energética e ingresos.....	120
6.20.3	Inversión y PRS	121
6.21	INSTALACIÓN 12: módulos de película delgada GIGS Solarion SOL 100 GG inclinados 25°	123
6.21.1	Descripción	123
6.21.2	Producción energética e ingresos.....	124
6.21.3	Inversión y PRS	125
6.22	Resumen de las instalaciones	127

7.	Aplicación: diseño instalación fotovoltaica	139
7.1	Memoria y cálculos	139
7.1.1	Objeto	139
7.1.2	Descripción general de la instalación	140
7.1.3	Generador fotovoltaico.....	142
7.1.3.1	Módulo fotovoltaico	142
7.1.4	Inversores	143
7.1.5	Distribución de los módulos	144
7.1.6	Estructuras de soporte.....	146
7.1.7	Instalación eléctrica	148
7.1.7.1	Líneas en corriente continua (DC)	148
7.1.7.2	Líneas en corriente alterna (AC).....	150
7.1.7.3	Características de los conductores.....	150
7.1.7.4	Cálculos de secciones y caídas de tensión en las líneas eléctricas y cálculos de elementos de protección.....	151
7.1.7.5	Canalizaciones y conducciones.....	158
7.1.8	Protecciones y cuadros de conexiones	159
7.1.8.1	Protecciones para el circuito de corriente continua	159
7.1.8.2	Protecciones para el circuito de corriente alterna.....	162
7.1.8.3	Protecciones propias del inversor.....	164
7.1.8.4	Protecciones en cuadro de salida.....	165
7.1.9	Puesta a tierra.....	167
7.1.10	Sistema de evacuación y medida de la energía.....	168
7.1.10.1	Conexión a red y evacuación.....	168
7.1.10.2	Medida	168
7.1.11	Resumen del presupuesto.....	170
7.1.12	Conclusiones	170

7.2	Pliego de condiciones generales	171
7.2.1	Definición y alcance del pliego.....	171
7.2.1.1	Objeto	171
7.2.1.2	Cuerpo normativo	171
7.2.1.3	Documentos que definen las obras	171
7.2.1.4	Compatibilidad y relación entre dichos documentos.....	172
7.2.2	Condiciones facultativas	173
7.2.2.1	Obligaciones del contratista.....	173
7.2.2.2	Facultades de la dirección técnica.....	175
7.2.2.3	Disposiciones varias	177
7.3	Pliego condiciones técnicas particulares	180
7.3.1	Objeto.....	180
7.3.1.1	Situación y características de la instalación	180
7.3.2	Descripción de los trabajos y suministros.....	180
7.3.2.1	Descripción general.....	180
7.3.2.2	Implantación en obra	180
7.3.2.3	Montaje electromecánico	181
7.3.2.4	Módulos fotovoltaicos	181
7.3.2.5	Estructura soporte.....	182
7.3.2.6	Inversor	183
7.3.2.7	Sistema eléctrico.....	183
7.3.3	Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	186
7.3.4	Operación del sistema	187
7.3.4.1	Puesta en marcha.....	187
7.3.4.2	Programa de mantenimiento.....	187
7.3.5	Seguridad e higiene.....	188
7.3.5.1	Seguridad en el montaje de la instalación	188

7.3.6	Condiciones de los medios de protección	189
7.3.6.1	Protecciones individuales	189
7.3.6.2	Protecciones colectivas	189
7.3.6.3	Replanteo y señalización	190
7.3.6.4	Excavación, carga y transporte de materiales	190
7.3.6.5	Relleno de zanjas	191
7.3.6.6	Acopio y colocación de tubos	191
7.3.6.7	Normas generales de comportamiento	192
7.3.6.8	Normas de comportamiento por oficios y actividades	192
7.3.7	Recepción y pruebas	194
7.3.8	Garantías	196
7.3.9	Condiciones económicas	197
7.3.9.1	Mediciones	197
7.3.9.2	Valoraciones	198
7.3.10	Condiciones legales	201
7.3.10.1	Recepción de obras	201
7.3.10.2	Cargos al contratista	202
7.3.10.3	Disposiciones varias	203
7.3.11	Condiciones técnicas generales	205
7.3.12	Cumplimiento de los plazos	206
7.3.13	Plan de obra y relación de maquinaria	207
7.3.13.1	Materiales en depósito	207
7.3.13.2	Maquinaria y medios auxiliares	207
7.3.14	Control de calidad e inspección y control	208
7.3.15	Manuales de mantenimiento y planos "as built"	209
7.4	Estudio básico de seguridad y salud	210
7.4.1	Antecedentes y objeto	210

7.4.2	Identificación de la obra	211
7.4.2.1	Tipo de Obra	211
7.4.2.2	Situación	211
7.4.2.3	Características del local	211
7.4.2.4	Accesos, comunicaciones e infraestructuras	211
7.4.2.5	Servicios y redes de distribución afectadas por la obra.....	211
7.4.2.6	Promotor	¡Error! Marcador no definido.
7.4.2.7	Autor del Estudio Básico de Seguridad y Salud	211
7.4.2.8	Presupuesto total de ejecución de la obra	212
7.4.2.9	Plazo de ejecución	212
7.4.2.10	Número de trabajadores	212
7.4.3	Normas de seguridad aplicables a la obra.....	213
7.4.4	Descripción, características y programación de la obra	214
7.4.4.1	Características generales de la obra	214
7.4.4.2	Fases de ejecución de la obra	214
7.4.5	Análisis general de riesgos y prevención de los mismos.....	215
7.4.5.1	Análisis de riesgos	217
7.4.5.2	Medidas de prevención	219
7.4.6	Señalización de los riesgos	223
7.4.6.1	Señalización de los riesgos del trabajo.....	223
7.4.6.2	Señalización vial	223
7.4.7	Instalaciones provisionales para los trabajadores	224
7.4.8	Prevención asistencial en caso de accidente laboral	225
7.4.8.1	Primeros Auxilios	225
7.4.8.2	Medicina Preventiva.....	225
7.4.8.3	Evacuación de accidentados	225
7.4.9	Obligaciones del promotor	227

7.4.10	Coordinador en materia de seguridad y salud	228
7.4.11	Plan de seguridad y salud en el trabajo.....	229
7.4.12	Obligaciones de contratistas y subcontratistas.....	230
7.4.13	Obligaciones de los trabajadores autónomos.....	232
7.4.14	Libro de incidencias	233
7.4.15	Paralización de los trabajos	234
7.4.16	Derechos de los trabajadores	235
7.4.17	Disposiciones mínimas de seguridad y salud que deben aplicarse en las obras	236
7.5	Presupuesto y mediciones	237
7.6	Planos	244
8.	Conclusiones.....	251
9.	Bibliografía	255

ANEXO I Fichas Técnicas de Equipos

1. Objeto

El objeto del presente Proyecto es el análisis comparativo de las diferentes tecnologías fotovoltaicas, existentes comercialmente, comparando, en primer lugar, las características eléctricas, térmicas y físicas de los diferentes módulos seleccionados para cada tecnología.

En segundo lugar, se comprobará la influencia de estas tecnologías en la producción energética. Para ello se analizarán diferentes instalaciones con las tecnologías fotovoltaicas en estudio, seleccionando para cada tecnología el módulo más óptimo de los analizados. Estas instalaciones se ubicarán sobre la cubierta inclinada de un edificio situado en la periferia de Sevilla, de esta forma las instalaciones dispondrán de una superficie máxima para su implantación, la cual viene determinada por la cubierta del edificio seleccionado.

Los generadores fotovoltaicos en análisis, consistirán en un sistema fijo sin seguimiento solar apoyados directamente sobre la cubierta del edificio con la inclinación de la propia cubierta y con la inclinación óptima, de esta forma analizaremos la influencia de la inclinación de los módulos fotovoltaicos.

Las diferentes tecnologías fotovoltaicas utilizadas en este análisis, se caracterizan por el tipo de célula fotovoltaica empleada en la construcción del módulo fotovoltaico, están han sido las siguientes:

- **Células de Silicio Monocristalino**
- **Células de Silicio Policristalino**
- **Células de Silicio Amorfo**
- **Células de Telurio de Cadmio (CdTe)**
- **Célula de Diseleniuro de Indio y Cobre con Galio (CIS y CIGS)**

Una vez realizada el análisis entre las diferentes tecnologías, se elegirá una de las instalaciones analizadas para realizar, a modo de aplicación, el diseño de la instalación mediante el proyecto técnico de la Instalación Fotovoltaica, realizando la descripción, dimensionado y justificación de las instalaciones eléctricas en Baja Tensión, tanto de corriente continua, como de corriente alterna de un sistema de generación de energía eléctrica mediante el empleo de energía solar fotovoltaica (generador fotovoltaico) de cara a su posterior conexión en baja tensión

La energía producida se entregará en baja tensión (230/400 V), de acuerdo con lo establecido en el R.D. 1699/2011 de 18 de noviembre, para su evacuación a la red a través de la red de baja tensión de la compañía distribuidora o autoconsumirse en el propio edificio.

En consecuencia, la redacción del proyecto técnico tiene como finalidad el establecimiento de todas aquellas condiciones técnicas de conexión y de seguridad de la instalación, para la correcta tramitación de los correspondientes expedientes de legalización de la instalación eléctrica ante la Delegación de la Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa de la Junta de Andalucía, así como servir de base a la hora de proceder a la ejecución de dichas instalaciones.

2. Introducción

La utilización de las energías renovables en sus diversas formas se considera una opción atractiva para la producción de energía eléctrica tanto para los productores como para los consumidores. Especialmente atractiva resulta, a pequeña y a mediana escala, en zonas donde coinciden la disponibilidad tecnológica, el recurso renovable, la demanda y estructura eléctrica.

Estas tecnologías se están impulsando ya que se ha demostrado que en la mayoría de los casos, los sistemas de utilización de las energías renovables resultan viables técnicamente, razonables económicamente e inevitables desde un punto de vista medioambiental.

Energía Fotovoltaica

La energía generada en centrales fotovoltaicas proviene íntegramente del sol, energía limpia, abundante, no genera conflictos internacionales por su posesión, democrática ya que todos nos beneficiamos de ella, duradera y sobre todo, y aunque esta palabra ya ha sido muy utilizada y hasta desvirtuada, sostenible.

La producción de energía eléctrica está basada en el fenómeno físico denominado 'efecto fotovoltaico', este aprovechamiento de la luz del sol (radiación electromagnética) que incide sobre una célula fotoeléctrica o fotovoltaica (FV) que produce energía eléctrica convirtiendo la luz solar en energía eléctrica por medio de unos dispositivos semiconductores denominados células fotovoltaicas.

Por tanto la célula fotovoltaica es un dispositivo capaz de generar energía eléctrica de forma directa al recibir la luz solar en cualquiera de sus espectros (infrarrojo, visible, ultravioleta). Como cada celda o célula solar genera una pequeña cantidad de energía eléctrica se deben conectar eléctricamente entre sí para obtener una cantidad de energía que pueda ser aprovechada según los requerimientos del consumidor. El agrupamiento de estas celdas se llama panel fotovoltaico. Principalmente, la materia prima de la que están compuestos es muy abundante, y resistente al paso del tiempo, el silicio.

Los rayos solares inciden sobre los paneles fotovoltaicos produciendo una diferencia de potencial entre sus bornes, + - , corriente continua que, unidos entre ellos alcanzan la tensión óptima para atacar al inversor.

El inversor es quien se encarga de convertir la corriente continua de los módulos en corriente alterna, sincronizarla con la red convencional e inyectarla posteriormente con toda la calidad y fiabilidad exigida en la normativa reguladora.

Para realizar el estudio de la energía real que puede generar una central fotovoltaica y tras el análisis de otros sistemas semejantes con datos reales, vemos que se producen una serie de pérdidas debidas principalmente a la suciedad acumulada en los módulos, temperatura, calidad de la red eléctrica, rendimiento del inversor, pérdidas por deficiencia en el seccionamiento de los conductores, sombras etc., que podemos estimar en un 15% respecto a la potencia pico del campo fotovoltaico. Estas pérdidas pueden oscilar de más a menos en función de la calidad de los materiales. Debido a ello se puede realizar un sobredimensionado de la potencia de los paneles con respecto a la potencia del inversor, con el objeto de optimizar nuestra instalación y obtener mayor rendimiento económico.

Este tipo de tecnología tiene dos usos fundamentales, atendiendo al modo de funcionamiento y al punto en donde los sistemas FV ceden la energía generada:

- **Sistemas aislados:** sistemas alejados de la red eléctrica en los que la energía generada se cede directamente a unas cargas a las que se conectan. En estos casos el coste de enganchar la instalación a la red eléctrica puede ser muy cuantioso (depende de la longitud de la línea, terrenos a cruzar, accidentes geográficos, etc.) o, incluso, podría no ser viable técnicamente. Una instalación de energía solar fotovoltaica con las dimensiones adecuadas suministraría en estas circunstancias la energía eléctrica que se necesitara.
- **Sistema conectado a red:** en este caso la instalación de paneles genera electricidad que es vertida a la red eléctrica. La energía generada se inyecta a la red coincidiendo con las horas en que el consumo alcanza sus máximos valores, durante el día y en los meses estivales, con lo que este tipo de centrales son ideales para hacer frente a los picos de demanda, evitando el sobredimensionado de los tendidos eléctricos, su proliferación, pérdidas en el transporte (suelen llegar al 60% de la energía inicial) así como satisfaciendo la creciente demanda energética en los meses de calor, debido al acondicionamiento térmico de edificios.

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red constan principalmente de:

- **Generador fotovoltaico:** compuesto por un campo de módulos fotovoltaicos encargados de captar la radiación solar y convertirla en energía eléctrica en corriente continua.
- **Inversor:** encargado de transformar la energía eléctrica en corriente continua en energía eléctrica en corriente alterna a 230/400 V y 50 Hz para poder ser cedida a la red eléctrica.
- **Contadores, protecciones y medidas:** las protecciones son dispositivos encargados de proteger tanto el sistema fotovoltaico como la red eléctrica, mientras que un contador medirá la energía eléctrica que el titular de la instalación factura a la compañía eléctrica.
- **Centro de transformación:** dispositivo que tienen como función elevar la tensión de evacuación de la instalación fotovoltaica y acoplarla a la red de distribución de Media tensión.

Un esquema representando los elementos descritos, se muestra a continuación:



Figura 2.1: Componentes instalación conectada a red

Hay que destacar la gran fiabilidad y larga duración de los sistemas fotovoltaicos, sobre todo las instalaciones fijas, que presentan una gran simplicidad, facilidad de instalación y bajo costo de mantenimiento.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a red están respaldados por Reales Decretos que regulan completamente su instalación y explotación.

Clasificaciones

Dentro de la normativa que rige este tipo de instalaciones existen una serie de clasificaciones, en función de la energía primaria utilizada, de la potencia de la instalación y del tipo de instalación.

En primer lugar analizaremos el **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. En este Real Decreto las instalaciones se clasifican en categorías, grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos.

Concretamente dentro de la **Categoría b)**: *instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocombustible, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario*, se encuentra el **Grupo b.1.**: *Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar*.

Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.1.1. Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.

Subgrupo b.1.2. Instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad.

Por tanto la instalación en estudio se encuentra en el **Subgrupo b.1.1**, perteneciente al **Grupo b.1.**, de la **Categoría B** de este Real Decreto.

En el **Decreto 50/2008**, de 19 de febrero de 2008, por el que se regulan los procedimientos administrativos referidos a las instalaciones de energía solar fotovoltaica emplazadas en la Comunidad Autónoma de Andalucía, se realiza una primera clasificación en función de la potencia de la instalación.

Las instalaciones solares fotovoltaicas, ya sean aisladas o conectadas a red, se clasifican en dos categorías:

Categoría A. Instalaciones de potencia nominal igual o inferior a 10 kW: la definición de sus características técnicas se efectúa mediante una memoria técnica de diseño firmado por instalador en baja tensión categoría especialista autorizado o técnico titulado competente siendo, en este caso, visada por el colegio profesional correspondiente.

Categoría B. Instalaciones de potencia nominal superior a 10 kW: la definición de sus características técnicas se efectúa mediante un proyecto firmado por técnico titulado competente y visado por el colegio profesional correspondiente.

Posteriormente, para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red se clasifican a su vez en dos clases dependiendo de la tensión de la línea a la que efectúen su conexión.

Clase 1. Instalaciones de potencia nominal no superior a 100 kW y cuya conexión a la red de distribución se efectúe en baja tensión. A estos efectos, se entenderá por conexión en baja tensión aquella que se efectúe en una tensión no superior a 1 kV, en corriente alterna.

Clase 2. Instalaciones de cualquier potencia cuya conexión a la red de distribución se efectúe en media o alta tensión. A estos efectos, se entenderá por conexión en media o alta tensión aquella que se efectúe en una tensión superior a 1 kV, en corriente alterna.

Por último en el **Real Decreto 1578/2008**, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007 y considerando el **Real Decreto 1565/2010**, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se define una clasificación en función de la tipología de la instalación.

A efectos de lo dispuesto en el presente real decreto las instalaciones del subgrupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se clasifican en dos tipos:

Tipo I. Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario, en todos los casos, cuando en su interior exista un punto de suministro de potencia contratada por al menos un 25 por ciento de la potencia nominal de la instalación que se pretende ubicar durante los primeros veinticinco años a contar desde el primer día del mes siguiente al acta de puesta en marcha de la instalación de producción. O bien, instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreado, en ambos casos de áreas

dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana.

Se excluyen expresamente de este tipo I las instalaciones ubicadas sobre estructuras de invernaderos y cubiertas de balsas de riego, y similares.

Las instalaciones de este tipo se agrupan, a su vez, en dos subtipos:

Tipo I.1: Instalaciones del Tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 kW.

Tipo I.2: Instalaciones del Tipo I, con un potencia superior a 20 kW.

Tipo II. Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.

Por otro lado y en función del tipo de montaje, la HE 5 *Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica*, realiza la siguiente clasificación:

- **Integración arquitectónica:** cuando los módulos cumplen una doble función energética y arquitectónica y además sustituyen elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica
- **superposición arquitectónica:** cuando la colocación de los captadores se realiza paralela a la envolvente del edificio, no aceptándose en este concepto la disposición horizontal con el fin de favorecer la autolimpieza de los módulos.
- **General:** cuando no es superposición ni integración arquitectónica.

3. Células fotovoltaicas

La transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica se realiza mediante un dispositivo denominado célula solar. Al proceso por el cual se produce esta transformación se le denomina efecto fotovoltaico. Este efecto se puede producir en sólidos, líquidos y gases. Hoy día se logran las mejores eficiencias en sólidos

Las células solares están formadas por materiales semiconductores como el silicio, arseniuro de galio, telurio de cadmio o Diseleniuro de cobre y indio. Se utilizan estos semiconductores porque sus átomos son muy sensibles a la energía de los fotones de la radiación solar incidente cuya longitud de onda está entre 0,35 y 3 micrómetros. A nivel mundial la gran mayoría de las células fabricadas son de silicio. Las células que más se utilizan son las de silicio monocristalino, silicio policristalino y las de silicio amorfo.

Para la fabricación de células solares, el material empleado debe ser lo más puro posible, obtenido mediante procesos químicos complejos.

En estos últimos años se ha experimentado un gran auge en la fabricación comercial de las células solares de telurio de cadmio o Diseleniuro de cobre, indio y galio.

3.1 Características eléctricas de las Células Solares

3.1.1 Circuito equivalente de una célula solar

Desde el punto de vista eléctrico, existen diferentes modelos para representar el circuito eléctrico equivalente de una célula solar. Con el **Modelo Efectivo de Células Solares**, se puede determinar la curva característica corriente-tensión únicamente con cuatro parámetros de las células solares. Con ello se disminuye la carga de cálculo, aunque negativamente se tenga menos información precisa de los parámetros de los módulos.

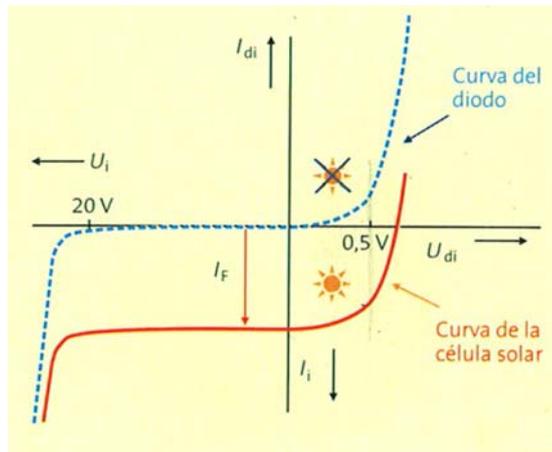


Figura 3.1: Curva característica I-V de célula solar sobre la que incide radiación.

Lo que aporta de excepcional el modelo efectivo de células solares, es que la Resistencia en serie (R_s) y la Resistencia en paralelo (R_p) de los modelos estándar, se agrupan en una resistencia fotovoltaica ficticia (R_F). Esta resistencia fotovoltaica puede tomar valores tanto positivos como negativos por lo que no representa a una resistencia óhmica.

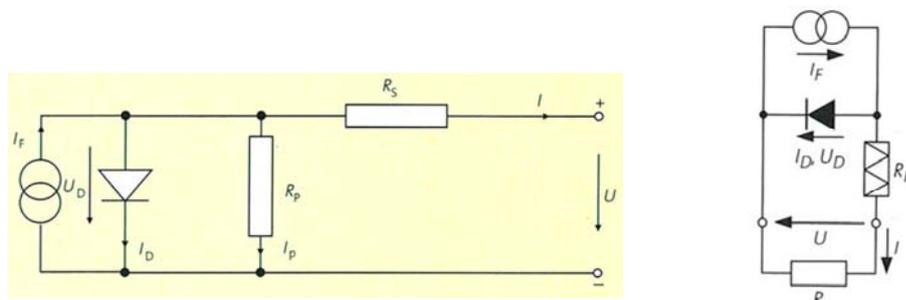


Figura 3.2: Circuito eléctrico equivalente ampliado y Modelo Efectivo de células solares

De esta forma, conociendo la tensión de circuito abierto (U_{ca}), la corriente de cortocircuito (I_{cc}), la tensión en el punto de máxima potencia (U_{PMP}) y la corriente en ese punto (I_{PMP}), se determinarán los cuatro parámetros de las células (R_F , U_T , I_0 , I_F) con las siguientes expresiones:

$$R_F = -M * \frac{I_{cc}}{I_{PMP}} + \frac{U_{PMP}}{I_{PMP}} * \left(1 - \frac{I_{cc}}{I_{PMP}}\right)$$

$$U_T = -(M + R_F) * I_{cc}$$

$$I_0 = I_{cc} * e^{-\frac{U_{ca}}{U_T}}$$

$$I_F = I_{cc}$$

Donde:

- R_F : Resistencia Fotovoltaica ficticia en ohmios (Ω).
- U_T : Tensión de Temperatura en voltios (V).
- I_O : Corriente de Oscuridad en amperios (A).
- I_F : Corriente de Fotocorriente en amperios (A).
- I_{cc} : Corriente de Cortocircuito en amperios (A).
- I_{PMP} : Corriente en el punto de máxima potencia en amperios (A).
- U_{PMP} : Tensión en el punto de máxima potencia en voltios (V).
- U_{ca} : Tensión de circuito abierto en voltios (V).
- M : pendiente de la curva.

La pendiente M depende de los siguientes parámetros:

$$M = f(U_{ca}, I_{cc}, U_{PMP}, I_{PMP})$$

Se puede determinar una función aproximada de la curva característica con una exactitud del 1% con la siguiente expresión:

$$M = \frac{U_{ca}}{I_{cc}} * (K_1 * \frac{I_{PMP} * U_{PMP}}{U_{ca} * I_{cc}} + K_2 * \frac{U_{PMP}}{U_{ca}} + K_3 * \frac{I_{PMP}}{I_{cc}} + K_4)$$

Donde K_1 , K_2 , k_3 y K_4 son constantes numéricas calculadas mediante métodos numéricos matemáticos con los siguientes valores:

- $K_1 = -5,411$
- $K_2 = 6,540$
- $k_3 = 3,417$
- $K_4 = 4,422$

Los parámetros requeridos de las células y de los módulos fotovoltaicos, son facilitados por los distintos fabricantes.

3.1.2 Curva Característica y Parámetros Características de una célula solar

La curva característica de una célula solar cuando actúa como generador de energía, se corresponde con el cuarto cuadrante de la curva característica indicada anteriormente. A modo de ejemplo, se representa de forma especular respecto al eje de tensión para una célula de silicio cristalino.

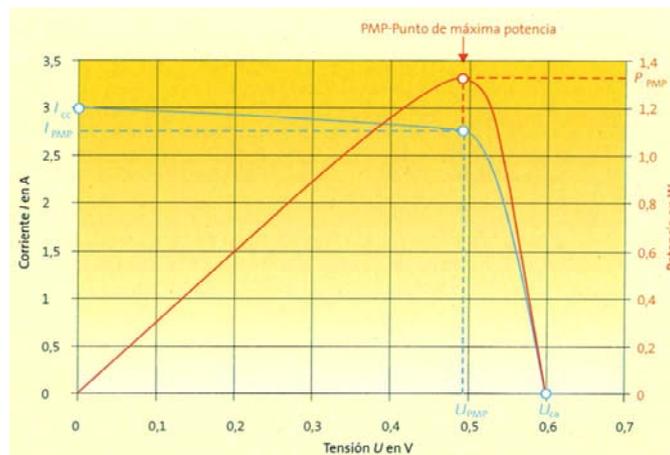


Figura 3.3: Curva Característica I-V y P-V de una célula solar de silicio cristalino

Cuando sobre una célula solar incide radiación y no existe nada conectado a la célula se alcanza la tensión de circuito abierto, por el contrario si se cortocircuitan los bornes, se obtiene la corriente de cortocircuito. Para medir experimentalmente toda la curva se necesita una resistencia variable (Shunt), un voltímetro y un amperímetro.

Condiciones Estándar (STC)

Como se ha comentado para que una célula genere energía, debe incidir una radiación, en este sentido para poder comparar distintas células o módulos fotovoltaicos, se fijan unas condiciones de referencia en las curvas características. Estas condiciones de referencia se denominan **Condiciones Estándar** y están definidas por la norma ICE 60904, quedando resumida de la siguiente forma:

Condiciones Estándar (STC)
Nivel de Irradiancia $E = 1000 \text{ W/m}^2$
Temperatura de la célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ con una tolerancia de $\pm 2^\circ$
El espectro de la radiación está fijado según la norma IEC 60904-3, con una masa de aire $AM = 1,5$

La irradiancia solar es la magnitud que mide la radiación solar y es utilizada para cuantificar la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. Se mide en kW/ m²

La irradiación es la energía incidente en una superficie a lo largo de un cierto periodo de tiempo y la unidad en la que se mide es en kWh/m². La irradiación suele también llamarse horas equivalentes de radiación.

Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)

En ingles Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), este parámetro se utiliza para conocer cómo influye la temperatura de la célula en el funcionamiento de la misma. Concretamente es el valor de temperatura que alcanza la célula cuando se aplican las siguientes condiciones de operación:

Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)
Nivel de Irradiancia E= 800 W/m ²
Temperatura ambiente = 20 °C
Velocidad del Viento = 1 m/s

Continuando con la curva característica, indicar que esta viene definida básicamente por los siguientes tres puntos:

1. Punto de máxima potencia (PMP): es el punto donde la célula produce la máxima potencia. A este punto le corresponde una potencia P_{PMP} , una corriente I_{PMP} , y una tensión U_{PMP} . A la potencia máxima en condiciones STC, se le denomina potencia pico y su unidad es el watio pico (Wp)
2. Corriente de cortocircuito (I_{CC}): es la corriente cuando la tensión a la que se somete a la célula es nula, es decir, se ha cortocircuitado los bornes de la célula. Suele tener un valor entre un 5% y un 15% mayor que la corriente en el punto de máxima potencia.
3. Tensión de circuito abierto (U_{ca}): es la tensión a la cual la célula no produce corriente.

Dependiendo del tipo de célula, los puntos los valores de los puntos varían, de tal forma que para producir la misma potencia son necesarios diferentes tamaños de células.

Respecto a la corriente de cortocircuito, indicar que es proporcional linealmente al nivel de irradiancia, lo cual para el doble valor de irradiancia se obtiene el doble de corriente.

Por el contrario la tensión de circuito abierto permanece relativamente constante respecto a la irradiancia. Cuando la irradiancia disminuye a valores por debajo de 100 W/m², la tensión de circuito abierto disminuye fuertemente.

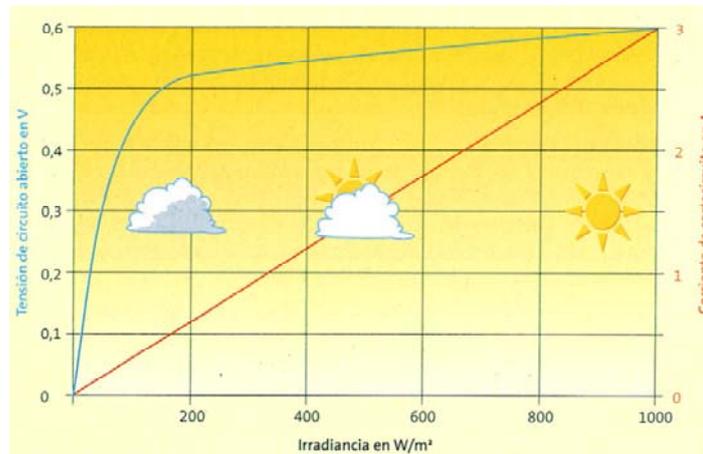


Figura 3.4: Influencia de la irradiancia

3.1.2.1 Factor de forma (FF)

El factor de forma indica lo cuadrada que es la curva característica de las células solares. Se define como el cociente entre la máxima potencia en condiciones estándar y el producto de la corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto en condiciones estándar (STC).

$$FF = \frac{U_{PMP} * I_{PMP}}{U_{ca} * I_{cc}} = \frac{P_{PMP}}{U_{ca} * I_{cc}}$$

3.1.3 Sensibilidad Espectral

La sensibilidad espectral de una célula describe en que rango de longitudes trabaja de forma más eficiente. La radiación solar mas energética es la que incide entre longitud de onda entre 400 nm y 800 nm que corresponde con la zona del espectro de luz visible.

Las células de silicio cristalino se comportan de forma más eficiente en el rango de onda larga, por el contrario las células de película delgada utilizan mejor la luz visible. Las de silicio amorfo absorben mejor la radiación de onda corta y las de CdTe y CIS las de onda media.

Las células apiladas, que son células formadas por varias células de película delgada, se optimizan cada una de ellas para adaptarse bien a las diferentes longitudes de onda.

3.1.4 Rendimiento de células y módulos fotovoltaicos

El rendimiento de las células solares o de un módulo, se define como el cociente entre la potencia pico suministrada por la célula (P_{PMP}) y la irradiancia incidente (E) por unidad de superficie de la célula o el módulo (A).

$$\eta = \frac{P_{PMP}}{A * E} = \frac{FF * U_{ca} * I_{cc}}{A * E}$$

En los datos suministrados por el fabricante, el rendimiento viene siempre referido a las condiciones estándar (STC)

$$\eta_n = \eta_{STC} = \frac{P_{PMP}(STC)}{A * 1000 \text{ W/m}^2}$$

El rendimiento de las células depende de la irradiancia y de la temperatura de la célula. Al aumentar la temperatura el rendimiento de las células disminuye, con lo que las células trabajan mejor a baja temperatura.

La variación del rendimiento con la temperatura depende de muchos factores, entre ellos el material de la célula y de la propia irradiancia.

Como se puede apreciar la temperatura influye directamente sobre los parámetros básicos de una célula. Al aumentar la temperatura de una célula empeora el funcionamiento de la misma de tal forma que:

- Aumenta ligeramente la Intensidad de cortocircuito.
- Disminuye la tensión de circuito abierto.
- El Factor de Forma disminuye.
- El rendimiento decrece.

3.2 Tipología de células solares

Dentro de las distintas tipologías de células existentes en la construcción de módulos fotovoltaicos, en este análisis nos centraremos en las siguientes tipos de células:

- Silicio cristalino:
 - Células de Silicio Monocristalino
 - Células de Silicio Policristalino
- Película delgada:
 - Células de Silicio Amorfo
 - Células de Telurio de Cadmio (CdTe)
 - Célula de Diseleniuro de Indio y Cobre con Galio (CIS y CIGS)

3.2.1 Células de silicio cristalino

Las células cristalinas están formadas fundamentalmente por silicio, este no se encuentra en estado puro sino unido al oxígeno en forma de dióxido de silicio. Para obtener silicio puro, se debe separar primero del oxígeno no sedado del dióxido y para ello se introduce la arena de cuarzo y polvo de carbono en un crisol donde se funden. De esta manera se obtiene silicio metalúrgico con una pureza del 98%.

Este silicio no es de la suficiente pureza como para que pueda ser utilizado con fines electrónicos, por este motivo se purifica el silicio metalúrgico mediante procesos químicos.

El silicio se muele y se mete junto con gas clorhídrico en un horno. El producto químico de dicha reacción es el hidrógeno, el Cl_3Si y un líquido que hierve a 31 °C. Mediante destilaciones sucesivas se consigue el grado de pureza deseado.

Posteriormente se coloca el Cl_3Si con hidrógeno a 1.000 °C obteniéndose así silicio. Este silicio puede ser manipulado posteriormente de muchas formas diferentes, en función del procedimiento se obtiene células monocristalinas o policristalinas.

3.2.1.1 Células de Silicio Monocristalino

Para la obtención de silicio monocristalino de aplicación terrestre se establece un proceso denominado Czochralski (proceso en crisol). Mediante este procedimiento, se toma una semilla de silicio monocristalino con una determinada orientación cristalina y se introduce en el crisol hasta que toca la superficie de la masa fundida de silicio que se encuentra en el crisol y se extrae hacia arriba girando muy lentamente sobre el eje de la varilla.

De esta manera se elaboran monocristales cilíndricos de un diámetro de unos 30 cm y una longitud de varios metros. Estos cilindros se cortan después en finas láminas de 0,3 mm de espesor denominadas obleas.

A partir de las obleas dopadas tipo p se produce una fina capa dopada tipo n, mediante difusión de fósforo. Tras la colocación en la capa posterior del contacto se colocan las líneas por donde circula la corriente en la cara anterior de la oblea y se le dota de una capa antirreflectante.

Existen otros métodos de fabricación de silicio monocristalino, como el de fases líquidas que permite obtener células de mayor pureza y rendimiento, pero a su vez el material que se emplea resulta que el método sea más caro.

El rendimiento obtenido con el método de Czochralski ronda el 15-18%.

3.2.1.2 Células de Silicio Policristalino

El proceso de elaboración más usado para la obtención de silicio policristalino, es el procedimiento de fusión en bloques. Se toma sílice al vacío y se calienta a 1.500 °C, que debido a la menor temperatura del fondo del crisol, 800°C, se enfría de nuevo.

De esta forma se forman bloques de silicio de 40x40 cm y 30 cm de altura. Estos bloques se cortan en lingotes y posteriormente en obleas de 0,3 mm de espesor. En el corte de las obleas se pierde parte del silicio. Mediante el proceso de dopaje con fósforo también se ponen los contactos eléctricos por la cara posterior. Por último, se dota a la oblea con la red para direccionar la corriente en la cara anterior así como un tratamiento superficial antirreflectante.

El rendimiento obtenido con este método ronda el 13-15%.

3.2.2 Células de Película delgada

Los procesos de fabricación de células solares de película delgada se han desarrollado fuertemente a partir de los años noventa. Para fabricarlos se cubre un sustrato (vidrio en la mayoría de los casos) con una capa muy fina de un semiconductor sensible a la radiación (fotosensible). Se emplean procedimientos como procesos de deposición, método Sputter (pulverización catódica) o baños electrolíticos. Como material semiconductor se utiliza silicio amorfo, CuInSe_2 (CIS) y CdTe .

Debido a la gran absorción de la radiación de estos materiales basta con espesores menores de 0,001 mm para la transformación de la radiación solar en electricidad. La temperatura que se alcanza en el proceso de fabricación es de unos 200-500 °C frente a los 1500 °C de células de silicio cristalino.

El poco material y la baja energía consumida junto a la posibilidad de un alto grado de automatización del proceso ofrecen un considerable potencial de reducción de costes frente a la tecnología de silicio cristalino.

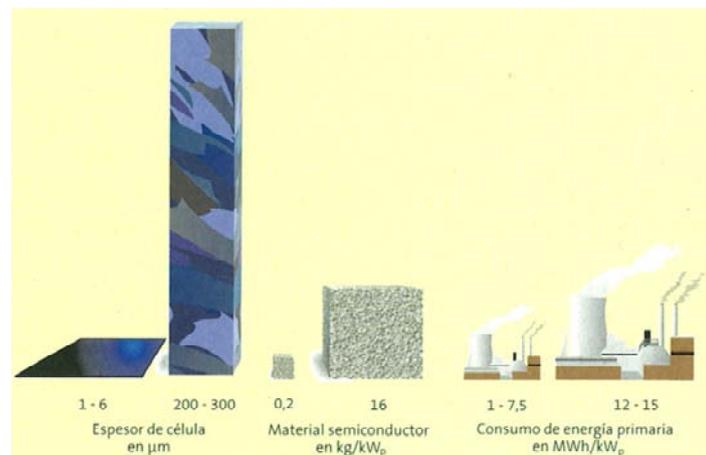


Figura 3.5: Comparación entre células de película delgada y células de silicio cristalino

Otra diferencia entre las células de silicio cristalino y las de película delgada, es la forma de las células. Las células de silicio cristalino dependen de las medidas de las obleas, por el contrario en las células de película delgada el material empleado como sustrato, se puede cortar como se quiera y posteriormente cubrirlo con material semiconductor.

Sin embargo a la conmutación interna solo se pueden conectar células de igual medida. En función de esto, la forma que más se aprovecha eléctricamente es la superficie rectangular.

Respecto al modo de conexión, también existe diferencias. Mientras que las células cristalinas se sueldan (conexión externa) las de película delgada se conectan monolíticamente (conexión interna).

Los módulos de película delgada se comportan mejor frente a la radiación difusa y al incremento de la temperatura que los de células cristalinas, por el contrario su rendimiento, en condiciones climáticas normales, es pero por lo que la producción energética por unidad de superficie es menor.

Respecto al sombreadamiento, los módulos de película delgada se comportan mejor, esto es debido a la forma de las células, tiras largas y delgadas, que son menos sensibles a sombreados ya que necesitaría un objeto largo y fino para cubrir la célula.

3.2.2.1 Células de Silicio Amorfo

El silicio amorfo no forma ninguna estructura cristalina regular, sino una red desordenada. De esta forma da lugar a enlaces abiertos en los que se deposita el hidrógeno. El silicio amorfo hidrogenado ($\alpha\text{-Si:H}$), se transforma en un reactor de plasma, mediante disposición química de fase gaseosa de silano (SiH_4), en forma gaseosa. Para ello, la temperatura debe alcanzar 200-250 °C.

La dopación se realiza a través de una mezcla gaseosa, que contiene el elemento dopador necesario. En el caso de la dopación-p, se puede utilizar B_2H_6 y para la dopación-n PH_3 .

Debido a la pequeña longitud de difusión de $\alpha\text{-Si:H}$ dopado, los transportadores libres de carga en una unión p-n directa no duran lo suficiente para poder producir corriente.

Por ello se introduce una capa intermedia, no dopada, entre las capas dopadas n- y p-, en la vida de los portadores de carga es mayor. Aquí tiene lugar la absorción de radiación y la producción de corriente.

Es ahora cuando las células se aíslan con vidrio por la cara anterior. Como alternativa también existe la secuencia contraria de capas (nip) y aisladas en la cara posterior. Se pueden obtener módulos flexibles sobre diferentes materiales como son planchas metálicas o de plástico.

Un inconveniente de las células amorfa es su bajo rendimiento debido al envejecimiento de las células por la inducción de la radiación (Efecto Staebler-Wronski)

sobre todo durante los primeros 6-12 meses de puesta en funcionamiento. Para contrarrestar este problema se desarrollan las células formadas a su vez por 2 o 3 células, como son las células tándem y las triples sucesivamente depositadas.

Cada parte de la célula se puede optimizar para un determinado rango del espectro y con ello aumentar el rendimiento global. Además el efecto de envejecimiento se ve reducido en estas células.

El rendimiento obtenido en estas células ronda el 5-8%.

3.2.2.2 Células de Telurio de Cadmio (CdTe)

La elaboración de células de telurio de cadmio se consigue a partir de un sustrato con una capa conductora transparente, generalmente de óxido de estaño. Se coloca sobre ésta una capa conductora ventana de tipo n de CdS y a continuación una capa conductora absorbente tipo p de CdTe.

Los procedimientos de elaboración empleados son procedimientos sencillos como serigrafía, separación galvánica o spray. Para módulos de grandes dimensiones, se emplean procedimientos de evaporación en los que se mantienen suficientemente alejados la fuente de vapor y el sustrato. La separación de las capas de CdS y de CdTe, se lleva a cabo a unas temperaturas de unos 700 °C mediante proceso de vacío. La doble capa de CdS/CdTe se activa mediante sobrecalentamiento en una atmósfera con cloro.

El CdS se constituye como capa exterior absorbiendo una pequeña cantidad de radiación de onda corta y deja pasar el resto de la radiación hacia la capa activa de CdTe. El contacto metálico posterior se coloca mediante procedimientos de pulverización.

El principal inconveniente radica en la toxicidad producida por el cadmio. La unión CdTe no es tóxica y sí muy estable. Los riesgos medioambientales y de salud, sólo aparecen cuando está en estado gaseoso, pero nunca se dan el proceso de elaboración en una planta de producción.

El rendimiento obtenido en estas células ronda el 6-9%.

3.2.2.3 Célula de Diseleniuro de Indio y Cobre con Galio (CIS y CIGS)

El material semiconductor activo en las células CIS es el Diseleniuro de cobre e indio (CuInSe_2). En ocasiones se encuentra CIS unido al Galio (CIGS) y azufre.

Para la fabricación de células se toma el sustrato de vidrio en primer lugar y mediante pulverización catódica se coloca una capa delgada de molibdeno que actúa como electrodo posterior. La capa absorbadora CIS tipo p se crea en una cámara de vacío a una temperatura de 500 °C, al evaporarse simultáneamente el cobre, el indio y el selenio. Otra posibilidad sería colocar los elementos individuales en capas sucesivas.

Como contacto frontal transparente se puede utilizar óxido de zinc dopado con aluminio (ZnO:Al), que sería la capa dopada tipo n pulverizándose con una capa dopada intermedia de i-ZnO. Se suele utilizar una capa amortiguadora tipo n de sulfato de cadmio para reducir las pérdidas debida a la adaptación de los campos a la red de cristal de las capas CIS y ZnO.

Las células CIS, a diferencia de las de silicio amorfo, no están sujetas a envejecimiento por la luz inducida.

Un desarrollo previsible en este tipo de células, es la sustitución de la capa amortiguadora de CdS por enlaces libres de cadmio. Actualmente las células más desarrolladas son las CIGS.

El rendimiento obtenido en estas células ronda el 8-10%.

3.2.3 Comparación de células solares

Como se ha podido apreciar las células de mayor rendimiento son las células de silicio cristalino, en este sentido cuando el espacio sea determinante, estas células jugarán con ventaja al disponer de mayor rendimiento y con lo cual mayor producción por metro cuadrado.

Por el contrario las células de película delgada necesitan un menor aporte de material y energía para su construcción, con lo que estas características se reflejarán en el precio final de los módulos.

4. Paneles fotovoltaicos

El generador fotovoltaico se compone por un campo de módulos fotovoltaicos, éstos a su vez están formados por asociaciones de células solares conectadas entre sí, en este sentido todas las indicaciones realizadas en el apartado anterior son extensibles a los módulos y al propio generador.

La asociación de células para dar lugar a un modulo, puede ser en serie o en paralelo:

- Conexión en serie: se suman las tensiones de cada célula y se mantiene la corriente.
- Conexión en paralelo: se suman las corrientes de cada una de ellas y se mantiene la tensión.

Por tanto, el comportamiento eléctrico del módulo va a depender del comportamiento que tengan cada una de las células que lo forman y de cómo estén asociadas eléctricamente.

4.1 Parámetros característicos

Los fabricantes de módulos fotovoltaicos suelen indicar las siguientes características eléctricas, térmicas y físicas:

- En condiciones estándar (STC)
 - I_{CC}
 - U_{ca}
 - P_{PMP}
 - U_{PMP}
 - I_{PMP}
- Curva característica para distintos niveles de irradiancia y temperatura
- TONC
- Coeficiente de variación de la tensión del módulo con la temperatura
- Coeficiente de variación de la corriente del módulo con la temperatura

- Coeficiente de variación de la potencia del módulo con la temperatura
- Número y tipo de células
- Dimensiones
- Peso
- Aislamiento
- Homologación

4.2 Funcionamiento de los módulos

Las instalaciones fotovoltaicas no trabajan casi nunca en condiciones estándar debido a que en muy pocas circunstancias existe una irradiancia de 1000 W/m² y una temperatura del generador fotovoltaico igual o inferior a 25 °C. La curva característica del módulo depende de su temperatura y del nivel de irradiancia incidente.

El nivel de irradiancia varía constantemente a lo largo del día, afectando proporcionalmente a la curva características del módulo. De esta forma al disminuir el nivel de irradiancia, suponiendo que la temperatura del módulo se mantiene constante, disminuye la tensión en el punto de máxima potencia y disminuye la corriente.

De igual forma, la temperatura del módulo varía a lo largo del día ya que está influenciada principalmente por la irradiancia incidente, la temperatura ambiente, la velocidad y dirección del viento, las propiedades térmicas del módulo y las condiciones del entorno donde se sitúe.

Al aumentar la temperatura del módulo se reduce la tensión de circuito abierto y la tensión de máxima potencia, mientras que la corriente permanece prácticamente constante.

En el dimensionado de instalaciones fotovoltaicas se tienen que tener muy en cuenta las tensiones máximas y mínimas que se producen a la salida del generador fotovoltaico cuando su temperatura es la mínima y la máxima alcanzable respectivamente para que los equipos que estén conectados al generador funcionen correctamente.

En la realidad, lo que suele suceder es que cuando existen elevados niveles de irradiancia (días despejados a mediodía solar), es más frecuente que la temperatura ambiente sea mayor que cuando existen bajos niveles de irradiancia (días nublados y por la mañana y por la tarde en días despejados), de esta forma al tener mayor irradiación,

también tenemos una mayor temperatura en los módulos y la inversa. Por ello, la forma de la curva característica de un generador fotovoltaico o módulo es la siguiente para diferentes ratios de temperatura e irradiación.

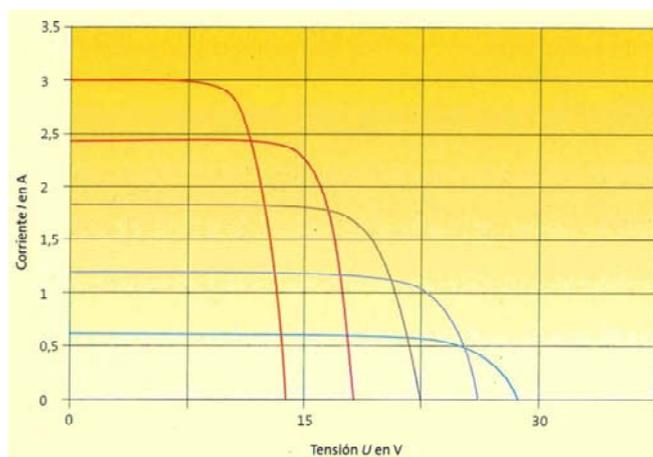


Figura 4.1: Curva Característica T-I de un modulo en condiciones reales

Es esta figura, se puede observar como para una irradiación baja (200 W/m^2) y temperatura baja ($25 \text{ }^\circ\text{C}$), línea azul, la tensión prácticamente permanece constante y la corriente disminuye y el efecto contrario, que para una para una irradiación alta (1.000 W/m^2) y temperatura alta ($75 \text{ }^\circ\text{C}$), línea roja, la corriente prácticamente permanece constante y la tensión disminuye.

Estas circunstancias provoca en la instalación unas pérdidas de potencia que alcanzan el 20% del valor nominal de potencia pico instalada.

Se debe procurar que sobre el módulo incida la mayor irradiancia posible y que su temperatura, en cada instante, sea mínima. Esto se consigue con una buena selección de la inclinación, orientación y tipo de montaje, para que se encuentre lo mas ventilado posible.

4.2.1 Sombreamiento de módulos

Uno de los problemas que presentan los módulos, es su funcionamiento frente a un sombreado parcial sobre una célula del módulo debido a que cae una hoja, a suciedad excesiva en ese punto o sombreado por elementos colindantes o cercanos.

La célula sombreada no producirá corriente alguna sino que consumirá la corriente que producen el resto de células (sentido inverso de circulación de la corriente). Dicho flujo de corriente se transforma en calor. Cuando dicha corriente es lo

suficientemente alta deteriora la célula y se origina el efecto de **punto caliente**, dañando la célula y el módulo. La máxima corriente que puede circular es la corriente de cortocircuito.

Por otro lado la asociación en serie de entre 18 y 20 células, pueden producir una tensión a circuito abierto de unos 12 V. La tensión de corte de una célula se sitúa en 20V. Si se alcanza la tensión de corte puede fluir una corriente en sentido inverso a través de la célula solar. Para evitar la formación de un punto caliente, se hace pasar la corriente a través de un diodo by-pass colocado en paralelo a la célula solar. Este diodo evita, que alcance la tensión de corte en la célula en la dirección de bloqueo.

La mayor protección frente al sombreado se consigue si se conectan diodos by-pass a cada una de las células solares. En la práctica debido a la caída de tensión que puede producirse se conecta un diodo bypass por cada ramal de 18-20 células solares en serie. En un módulo estándar con 36 a 40 células existe en su caja de conexiones dos diodos by-pass.

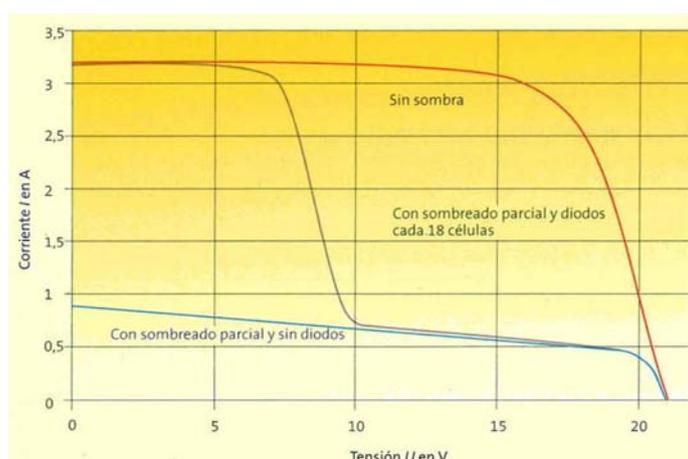


Figura 4.2: Curva Característica T-I para módulos sombreados y con diodos.

4.2.2 Comparación entre módulos de película delgada y silicio cristalino

En la práctica, todos los módulos que existen en el mercado tienen un funcionamiento similar. Las diferencias entre los módulos cristalinos y los de película delgada radican en el rendimiento y en cómo influyen en ellos el nivel de irradiancia, la temperatura, la sensibilidad espectral y la tolerancia a las sombras, además del efecto del envejecimiento en las de silicio amorfo.

Hay que resaltar que en los módulos de película delgada la curva corriente-tensión es muy plana sobre todo en los módulos CdTe, por lo que el punto de máxima potencia no está tan claramente definido siendo necesario una regulación más precisa para hacer que funcionen en ese punto.

Tipo de Módulo	Factor de Forma
Silicio Cristalino	0,78 a 0,85
Silicio amorfo	0,56 a 0,61
CIS	0,64 a 0,66
CdTe	0,47 a 0,64

Tabla 4.1: Factor de Forma de diferentes tipologías.

Los módulos de película delgada presentan como ventaja que tienen más posibilidades en cuanto a sus dimensiones y formas geométricas. En los módulos cristalinos las dimensiones de los módulos vienen fijadas por la geometría de las obleas de silicio. La tensión nominal depende del número de células en serie. Como se ha descrito anteriormente las células de película delgada constan la mayoría de bandas de células de 0.5 a 2 cm de ancho. Los fabricantes de células, y de módulos, con las técnicas de película delgada pueden determinar libremente el diseño de los módulos modificando el número y longitud de las bandas de células conectadas. A partir del diseño del módulo, se determina la potencia, y con ella la corriente y la tensión del módulo. Mediante el aumento de la superficie del módulo se puede aumentar, casi de forma continua, la potencia.

Además los módulos de película delgada son menos sensibles a los sombreados parciales que los de silicio cristalino. El sombreado total de una célula ocasiona en los módulos estándar de silicio una disminución del orden de la mitad de su potencia. Por el contrario, las células en banda de los módulos de película delgada dificultan el sombreado total de una célula. La potencia disminuye por ello proporcionalmente a la superficie cubierta. Las pérdidas por sombras son por lo general menores a las de los módulos de silicio cristalino.

Los módulos CIS presentan un comportamiento con la temperatura análogo a los módulos de silicio cristalino.

El coeficiente de variación de la potencia con la temperatura en un módulo de película delgada es mucho menor que el mismo coeficiente en un módulo cristalino. El

punto de máxima potencia para diferentes temperaturas están muy próximos unos a otros. Esto hace que esta tecnología de película delgada presente un buen comportamiento en las aplicaciones de integración en edificios, donde en general, no es posible una buena ventilación de los módulos, ni evitar el sombreado de los mismos.

No obstante, hay que recordar al lector que aunque presenta estas ventajas el ratio Wp/coste suele ser menor que en los módulos de silicio cristalino.

En los módulos amorfos, cuando reciben bajos niveles de irradiancia, el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura puede alcanzar valores positivos, y sin embargo en los módulos cristalinos estos coeficientes son siempre negativos cualquier valor de irradiancia.

Los módulos de Cd-Te alcanzan en general una elevada tensión nominal del módulo, que suele estar entre 30 V y 60 V. Por ello, estos módulos en instalaciones aisladas se conectan a baterías de 24 V.

En la siguiente tabla se muestran los coeficientes de temperatura típicos para los módulos de película delgada en condiciones estándar.

Coeficiente de variación:	Amorfo	CdTe	CIS- CIGS
De la tensión U_{ca} con la temperatura (%/°C)	-0,28 a -0,5	-0,26 a -0,5	-0,22 a -0,43
De la corriente I_{CC} con la temperatura (%/°C)	-0,06 a -0,1	-0,045 a -0,1	-0,02 a -0,04
De la Potencia P_{PMP} con la temperatura (%/°C)	0,1 a -0,3	-0,39 a -0,45	-0,2 a 0,36

Tabla 4.2: Comparativa de características térmicas de módulos fotovoltaicos.

4.3 Conexión de módulos

Como se comentó anteriormente, los módulos fotovoltaicos se asocian en serie o en paralelo formando un generador fotovoltaico. Para conocer las características eléctricas debidas a la asociación de módulos se deben tener en cuenta los mismos criterios que se han indicado cuando se asocian las células.

La asociación en serie de los módulos se simboliza por un ramal. Hay que recordar que la tensión de circuito abierto de los módulos es superior a las tensiones de

funcionamiento correspondiente al punto de máxima potencia. De esta forma obtenemos la tensión requerida.

Conexión en Serie: se conectan diferentes placas uniendo el polo de la primera con el contrario de la segunda. La tensión total del sistema es la tensión del sistema multiplicada por el número de placas colocadas en serie. La intensidad total por el contrario es la intensidad de una única placa

Los distintos ramales de módulos en serie se suelen conectar en paralelo para configurar un generador fotovoltaico. De esta forma obtenemos la corriente requerida.

Conexión en paralelo: se conectan diferentes placas uniendo todos los polos positivos por un lado y los negativos por el otro. La tensión total del sistema es la tensión de una sola placa. La intensidad total es la intensidad de una multiplicada por el número de placas solares en paralelo.

Para reducir las pérdidas debidas a la dispersión de los parámetros eléctricos de los diferentes módulos se deben utilizar módulos de curvas características iguales, es decir, de la misma marca y modelo.

4.4 Fabricación de módulos

4.4.1 Conexión de células

4.4.1.1 Módulos Cristalinos

Un módulo fotovoltaico está formado por la conexión en serie, o serie-paralelo de varias células solares. Para ello se suelda la cara del contacto delantero de una célula con el contacto trasero de la célula siguiente, de esta forma quedan las células conectadas en serie al quedar el polo negativo (la cara delantera) conectados al polo positivo (cara posterior) de la célula siguiente. Los extremos iniciales y finales de la cadena serán utilizados como las conexiones eléctricas del módulo.

En la fabricación industrial de módulos comerciales, el conexionado de las células se realiza de forma automática.

4.4.1.2 Módulos de película delgada

En el caso de módulos de película delgada la interconexión de las células se realiza en el propio proceso de elaboración de las células y se consigue mediante

separación de las diferentes capas de la célula. Para ello se cortan los materiales en tiras de células de cerca de 1 cm de anchura con un láser o mediante surcos mecanizados.

4.4.2 Encapsulado de las Células

Las células, una vez conectadas en serie o serie-paralelo, se encapsulan para protegerlas de las condiciones climáticas como lluvia, humedad, polvo, etc.

Por la parte frontal de las células, donde debe incidir la radiación solar, se emplea normalmente vidrio aunque en ocasiones muy particulares es posible emplear vidrios acrílicos (metacrilato), lacas o láminas de plástico, con algún material intermedio, normalmente EVA (Etilen-Vinil-Acetato), teflón o resina. Estos materiales deben ser muy transparentes para que permitan el paso de la mayor cantidad de la radiación solar incidente.

Por estas razones los materiales empleados en las caras frontales son vidrios con bajo contenido en óxido de hierro, los cuales dejan pasar del orden del 91% de la radiación solar.

Para soportar las altas tensiones térmicas que se producen por las grandes diferencias de temperaturas a las que se exponen, los vidrios se templan.

Existen vidrios de reciente desarrollo, los cuales alcanzan, tras un tratamiento adicional antirreflectante mediante técnicas de cauterización o mediante una capa de inmersión, una transparencia del orden del 96%. Con vidrios estándares la energía producida por un módulo disminuiría en más de un **4%** que con los vidrios específicos, llamados vidrios solares, que se suelen utilizar en los módulos fotovoltaicos.

En la parte posterior, se suele utilizar un polímero opaco denominado tedlar, aunque en ocasiones se utilizan vidrios templados, láminas de plástico ó metálicas, etc.

Existen tres encapsulados diferentes:

- Encapsulado EVA,
- Encapsulado con teflón
- Encapsulado con resina

4.4.3 Salida de cables

Para la salida de las conexiones eléctricas de la cadena de células se suele realizar mediante un conector eléctrico que sale por la parte posterior del módulo.

Estas conexiones de los módulos deben tener un grado de aislamiento mínimo de IP 64 y tener una protección de clase II.

Durante el montaje hay que tener en cuenta de no romper el aislamiento.

Otra posibilidad de sacar los cables es a través de la cara frontal o lateral del marco del cristal.

En función de la salida de cables elegida se tiene una forma de montaje u otra.

4.5 Diseño de módulos

Los módulos se emplean en instalaciones aisladas, en instalaciones conectadas a red y en instalaciones conectadas a red integradas en edificios. Por este motivo no siempre se debe contemplar los módulos solares como elementos que sólo producen electricidad sino que se deben concebir como un conjunto de materiales que deben estar en consonancia con el edificio y que debe integrarse en su exterior.

Esto hace necesario módulos con diferentes propiedades ópticas y diferentes características de funcionamiento para cada edificio y cada aplicación en particular.

El mercado fotovoltaico ofrece un amplio repertorio de posibilidades, para poder utilizarlo como elemento de construcción.

Los módulos estándar y especiales cubren en general las necesidades del mercado. En el caso de los módulos estándar el proyectista tiene la posibilidad de elección en un gran abanico de posibilidades con distintos tipos de células, dimensiones y marcos.

Los módulos especiales tienen una oferta en función de la finalidad a la que se van a destinar para lo cual se ofertan una menor variedad de posibilidades.

Ambos tipos de módulos tienen en común que se ofertan al mercado como productos finales y que el proyectista elige pero no puede influir en el aspecto de los mismos.

Si al proyectista no le satisface ni los módulos estándar ni los especiales puede encargar uno específico. Junto con la elección de las células y de su disposición se pueden combinar entre sí cristales con diferentes características de manera que se tengan módulos multifuncionales, los cuales posibiliten la adaptación a la arquitectura de los edificios.

Las posibilidades de diseño para los módulos específicos abarcan:

- Tipo de célula
- Recubrimiento de las células
- Forma de las células
- Contactos de las células
- Fondo de la célula
- Medidas del cristal
- Formato del cristal
- Tipo de cristal

Con la combinación de estos parámetros se obtiene la imagen final del módulo. De esta forma el proyectista puede con la aprobación del fabricante de módulos diseñar módulos individuales con diferentes:

- Colores
- Transparencia
- Flexibilidad: los módulos de células cristalinas se pueden fabricar curvos con hasta un radio mínimo de hasta 0.9 m, en los que las células se colocan sobre carcasas curvas o se curvan los módulos una vez montados. Los módulos de película delgada tienen una flexibilidad estable y son enrollables, cuando se separan en un material portador flexible.
- Reticulado

5. Módulos fotovoltaicos seleccionados

Una vez realizada la descripción y caracterización de las células y módulos solares, comenzaremos con la selección de los distintos módulos.

Para ello, se ha seleccionado para cada tecnología una serie de módulos más representativos. Como criterio de selección se ha fijado la potencia pico (Wp) del módulo, de tal forma que sea la más elevada de su gama y que el módulo sea Europeo o en su defecto Americano, no obstante queremos resaltar la gran influencia que está teniendo la producción Asiática en el sector.

Otro punto a destacar es la diferencia notable en el número de fabricantes existentes para las diferentes tecnologías de módulos fotovoltaicos. En la siguiente tabla indicaremos el número de fabricantes de las diferentes tecnologías utilizadas, destacando la gran diferencia existente entre los módulos cristalinos y los de capa fina.

Módulos Fotovoltaicos						
CRISTALINOS	Zona					Total
	Europa:	Alemania (100)	Italia (88)	España (29)	Otros (24)	341
	Asia Pacifico:	Cina (873)	India (68)	Japón (24)	Otros (117)	1.082
	América:	Canadá (20)	E.E.U.U (73)	Otros (4)		97
	Otros:	África (12)		Medio Oriente (5)		17
PELICULA DELGADA	AMORFO					212
	Familia CIS					53
	CdTe					9

Fuente: enfsolar

Tabla 5.1: Fabricantes de módulos fotovoltaicos

Continuando con el estudio, para el desarrollo de los diferentes análisis que se realizarán, se ha seleccionado los siguientes módulos:

Tecnología	Tipo	Fabricante	Modelo
Cristalino	Monocristalino	Solarword	SW 245
	Policristalino	Solarword	SW 245
Película Delgada	Amorfo Flexible	Uni-Solar	ePVL-144
	Amorfo	Soliker	PV 49
	Amorfo	T Solar	TS97
	Amorfo	T Solar	TS410
	CdTe	Ge	GE-CdTe83
	CdTe	First Solar	FS-280
	CdTe	Abound Solar	AB1-75
	CIGS Flexible	Solarion	SOL 100 FLEX
	CIGS	Solarion	SOL 100 GG
	CIS	Ordesun	ODS 170 135 R
	CIGS	Iset	IXP 80
	CIGS Flexible	Global Solar	Powwerflex BIPV 300

Tabla 5.2: Módulos fotovoltaicos seleccionados.

Como se puede apreciar, debido al gran número de fabricantes de módulos cristalinos y debido a que es una tecnología ampliamente reconocida y probada, solo hemos seleccionado un módulo monocristalino y otro módulo policristalino.

Por otro lado, en los módulos de película delgada hemos localizado módulos flexibles, así como módulos de grandes dimensiones que también serán analizados.

A continuación mostraremos las características eléctricas en condiciones estándar (STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5):

Tipo	Fabricante	Modelo	P_{PMP} (Wp)	U_{PMP} (V)	I_{PMP} (A)	U_{ca} (V)	I_{cc} (A)
Monocristalino	Solarword	SW 245	245	30,8	7,96	37,7	8,25
Policristalino	Solarword	SW 245	245	30,8	7,96	37,5	8,49
Amorfo Flexible	Uni-Solar	ePVL-144	144	33	4,4	46,2	5,3
Amorfo	Soliker	PV 49	49	51,7	0,95	64,5	1,05
Amorfo	T Solar	TS97	97,5	76	1,29	96	1,59
Amorfo	T Solar	TS410	410	152	2,72	192	3,3
CdTe	Ge	GE-CdTe83	82,5	75	1,1	95	1,25

Tipo	Fabricante	Modelo	P_{PMP} (Wp)	U_{PMP} (V)	I_{PMP} (A)	U_{ca} (V)	I_{CC} (A)
CdTe	First Solar	FS-280	80	71,2	1,12	91,5	1,22
CdTe	Abound Solar	AB1-75	75	35,6	2,11	46,9	2,49
CIGS Flexible	Solarion	SOL 100 FLEX	115	17,5	6,57	24,1	7,61
CIGS	Solarion	SOL 100 GG	115	17,5	6,57	24,1	7,61
CIS	Ordesun	ODS 170 135 R	135	21,5	6,09	29,8	7
CIGS	Iset	IXP 80	80	44,8	1,79	56	2,15
CIGS Flexible	Global Solar	Powwerflex BIPV 300	300	53,9	5,6	71,2	6,4

Tabla 5.3: Características eléctricas de módulos fotovoltaicos.

Continuando con la definición de los módulos fotovoltaicos seleccionados, indicaremos las siguientes características térmicas:

- Coeficiente de variación de la potencia en el punto de máxima potencia del módulo con la temperatura expresado en %/°C.
- Coeficiente de variación de la tensión a circuito abierto del módulo con la temperatura expresado en %/°C.
- Coeficiente de variación de la corriente de cortocircuito del módulo con la temperatura expresado en %/°C.
- TONC en °C

Tipo	Fabricante	Modelo	$CT P_{PMP}$ (%/°C)	$CT U_{ca}$ (%/°C)	$CT I_{CC}$ (%/°C)	TONC (°C)
Monocristalino	Solarword	SW 245	-0,45	-0,33	0,042	47
Policristalino	Solarword	SW 245	-0,48	-0,34	0,034	46
Amorfo Flexible	Uni-Solar	ePVL-144	-0,21	-0,38	0,1	46
Amorfo	Soliker	PV 49	-0,19	-0,28	0,06	46
Amorfo	T Solar	TS97	-0,21	-0,29	0,038	40,5
Amorfo	T Solar	TS410	-0,21	-0,29	0,038	40,5
CdTe	Ge	GE-CdTe83	-0,25	-0,29	0,04	45
CdTe	First Solar	FS-280	-0,25	-0,25	0,04	45
CdTe	Abound Solar	AB1-75	-0,25	-0,32	0,04	45
CIGS Flexible	Solarion	SOL 100 FLEX	-0,45	-0,35	0,01	47

Tipo	Fabricante	Modelo	CTP _{PMP} (%/°C)	CTU _{ca} (%/°C)	CTI _{cc} (%/°C)	TONC (°C)
CIGS	Solarion	SOL 100 GG	-0,45	-0,35	0,01	47
CIS	Ordesun	ODS 170 135 R	-0,43	-0,33	0,03	46
CIGS	Iset	IXP 80	-0,52	-0,39	-0,04	46
CIGS Flexible	Global Solar	Powwerflex BIPV 300	-0,43	-0,33	-0,03	46

Tabla 5.4: Características térmicas de módulos fotovoltaicos

Finalmente mostramos a continuación las características físicas de los módulos:

Tipo	Fabricante	Modelo	Largo (mm)	Ancho (mm)	Fondo (mm)	Área (m ²)	Peso (kg)
Monocristalino	Solarword	SW 245	1675	1001	31	1,68	21,2
Policristalino	Solarword	SW 245	1675	1001	31	1,68	21,2
Amorfo Flexible	Uni-Solar	ePVL-144	5412	373	3	2,02	7,4
Amorfo	Soliker	PV 49	1245	635	6,5	0,79	13
Amorfo	T Solar	TS97	1298	1098	7,5	1,43	24,6
Amorfo	T Solar	TS410	2598	2198	7,5	5,71	98,5
CdTe	Ge	GE-CdTe83	1200	600	7,5	0,72	13
CdTe	First Solar	FS-280	1200	600	6,8	0,72	12
CdTe	Abound Solar	AB1-75	1200	600	8,1	0,72	12
CIGS Flexible	Solarion	SOL 100 FLEX	1320	800	1,5	1,06	1,4
CIGS	Solarion	SOL 100 GG	1320	800	7	1,06	15,5
CIS	Ordesun	ODS 170 135 R	1700	1000	35	1,70	23,3
CIGS	Iset	IXP 80	1240	640	7,2	0,79	13,5
CIGS Flexible	Global Solar	Powwerflex BIPV 300	5745	495	3	2,84	9,9

Tabla 5.5: Características físicas de módulos fotovoltaicos

5.1 Comparación de características

En este apartado, se realizará una comparación de las características eléctricas, térmicas y físicas de los distintos módulos seleccionados.

En primer lugar, hacemos notar el avance que han obtenido los módulos de silicio policristalino, siendo similares, prácticamente en todas sus características, a los módulos de silicio monocristalinos.

Comenzando por las características eléctricas, analizaremos el rango de valores para las tensiones y corrientes características:

Característica	Monocristalino	Policristalino	Amorfo	CdTe	CIS- CIGS
U_{PMP} (V)	30,8	30,8	33 - 152	35,6 - 75	17,5 – 53,9
I_{PMP} (A)	7,96	7,96	0,95 – 4,4	1,1 – 2,11	1,79 – 6,57
U_{ca} (V)	37,7	37,7	46,2 - 192	46,9 - 95	24,1 – 71,2
I_{CC} (A)	8,25	8,49	1,05 – 5,3	1,22 – 2,49	2,15 – 7,61
U_{PMP} / U_{ca}	0,82	0,82	0,71 – 0,80	0,76 – 0,79	0,72 – 0,80
I_{PMP} / I_{CC}	0,96	0,94	0,81 – 0,90	0,85 – 0,92	0,83 – 0,88

Tabla 5.6: Comparativa de características eléctricas de módulos fotovoltaicos.

Como podemos observar en la tabla anterior, las tensiones características en los módulos de película delgada son bastante oscilantes, esto mismo ocurre en las corrientes de los módulos de silicio amorfo.

En cuanto al valor de las corrientes características, observamos que las de corrientes más altas, se obtienen en los módulos cristalinos, seguidos de los módulos CIS-CIGS, por el contrario en el lado opuesto se encuentran los módulos de CdTe.

Estos valores influirán directamente en la interconexión eléctrica entre los módulos y el inversor, determinando el número de ramales y cuantos módulos en serie por cada ramal.

Continuando con el análisis, analizaremos los rangos de los coeficientes de variación con la temperatura de los módulos seleccionados:

Coefficiente de variación:	Monocristalino	Policristalino	Amorfo	CdTe	CIS- CIGS
De la Potencia P_{PMP} con la temperatura (%/°C)	-0,45	-0,48	-0,19 a -0,21	-0,25	-0,43 a -0,52
De la tensión U_{ca} con la temperatura (%/°C)	-0,33	-0,34	-0,28 a -0,38	-0,25 a -0,32	-0,33 a -0,39
De la corriente I_{CC} con la temperatura (%/°C)	0,042	0,034	0,038 a 0,1	0,04	-0,04 a 0,03

Tabla 5.7: Comparativa de características térmicas de módulos fotovoltaicos.

De la tabla anterior, podemos obtener las siguientes conclusiones:

- De cara a la P_{PMP} , una variación de temperatura afecta menos a los módulos amorfos y de CdTe
- En relación a la U_{ca} , una variación de temperatura afecta menos a los módulos de CdTe

Respecto a las características física, destacar que dentro de cada tipología, existe cierta homogeneidad en los tamaños, salvo en los módulos amorfos que presentan más variedad en sus dimensiones.

Ni que decir tiene, que los espesores de los módulos de película delgada, son más reducidos que los módulos cristalinos.

Hasta el momento no hemos analizado la potencia de los módulos por si solos, ya que más que el análisis de las distintas potencias de los módulos, nos interesa la relación existente entre la potencia pico del panel y el área que ocupa, obteniendo de esta forma que módulos son más óptimos.

De la misma manera analizaremos el peso de los módulos.

Tipo	Fabricante	Modelo	$P_{PMP}/\text{Área}$ (Wp/m ²)	Peso/Área (kg/m ²)
Monocristalino	Solarword	SW 245	146	12,6
Policristalino	Solarword	SW 245	146	12,6
Amorfo Flexible	Uni-Solar	ePVL-144	71	3,7
Amorfo	Soliker	PV 49	62	16,4
Amorfo	T Solar	TS97	68	17,3
Amorfo	T Solar	TS410	72	17,2
CdTe	Ge	GE-CdTe83	115	18,1
CdTe	First Solar	FS-280	111	16,7
CdTe	Abound Solar	AB1-75	104	16,7
CIGS Flexible	Solarion	SOL 100 FLEX	109	1,3
CIGS	Solarion	SOL 100 GG	109	14,7
CIS	Ordesun	ODS 170 135 R	79	13,7
CIGS	Iset	IXP 80	101	17,0
CIGS Flexible	Global Solar	Powwerflex BIPV 300	105	3,5

Tabla 5.8: Características por área de módulos fotovoltaicos

Relación:	Monocristalino	Policristalino	Amorfo	CdTe	CIS- CIGS
$P_{PMP}/\text{Área (Wp/m}^2)$	146	146	62 - 72	104 - 115	79 - 109
$\text{Peso}/\text{Área (kg/m}^2)$	12,6	12,6	3,7 - 17,3	16,7 - 18,1	1,3 - 17

Tabla 5.9: Comparativa de potencia pico y peso por área en los módulos fotovoltaicos.

Como podemos observar los módulos más eficientes son los cristalinos, seguidos de los de CdTe y CIS, quedando los amorfos en último lugar.

Respecto al peso, si eliminamos los módulos flexibles con un peso entre 1,3 y 3,7 kg/m², los paneles más ligeros son los cristalinos.

5.2 Comparación de factores

En este apartado analizaremos el Factor de Forma (FF) y el rendimiento en condiciones estándar (STC) y la superficie necesaria para obtener un kWp para cada uno de los módulos.

Tipo	Fabricante	Modelo	FF	η_n	m ² /kWp
Monocristalino	Solarword	SW 245	0,79	0,15	7
Policristalino	Solarword	SW 245	0,77	0,15	7
Amorfo Flexible	Uni-Solar	ePVL-144	0,59	0,07	14
Amorfo	Soliker	PV 49	0,72	0,06	16
Amorfo	T Solar	TS97	0,64	0,07	15
Amorfo	T Solar	TS410	0,65	0,07	14
CdTe	Ge	GE-CdTe83	0,69	0,11	9
CdTe	First Solar	FS-280	0,72	0,11	9
CdTe	Abound Solar	AB1-75	0,64	0,10	10
CIGS Flexible	Solarion	SOL 100 FLEX	0,63	0,11	9
CIGS	Solarion	SOL 100 GG	0,63	0,11	9
CIS	Ordesun	ODS 170 135 R	0,65	0,08	13
CIGS	Iset	IXP 80	0,66	0,10	10
CIGS Flexible	Global Solar	Powwerflex BIPV 300	0,66	0,11	9

Tabla 5.10: Factor de forma, rendimiento y área necesaria para obtener un kWp de los módulos fotovoltaicos

Módulos	FF	η_n (%)	m²/kWp
Monocristalino	0,79	15	7
Policristalino	0,77	15	7
Amorfo	0,59 – 0,72	6 - 7	14 - 16
CdTe	0,64 – 0,72	10 -11	9 - 10
CIS- CIGS	0,63 – 0,66	8 - 11	9 - 13

Tabla 5.11: Comparativa del FF, rendimiento y área necesaria para obtener un kWp en los módulos fotovoltaicos.

Como podemos observar los módulos cristalinos son los que presentan un mejor Factor de Forma, un mejor rendimiento, lo que conlleva que el área necesaria para obtener un kWp sea inferior.

Dentro de los módulos de película delgada, son los de CdTe y CIS-CIGS los que presentan un mejor rendimiento, resultando los módulos de silicio amorfo los que obtienen un peor rendimiento.

6. Influencia de las distintas tecnologías en las instalaciones fotovoltaicas

Una vez realizada el análisis y la comparación de las características y diversos factores de los módulos fotovoltaicos en estudio, se analizará el comportamiento de los módulos dentro de una instalación fotovoltaica concreta.

Para ello se fijará la implantación de la instalación, así como la superficie máxima de utilización, la cual viene determinada por la cubierta del edificio elegido para la ubicación de la instalación.

Los generadores fotovoltaicos en análisis, consistirán en un sistema fijo sin seguimiento solar apoyados directamente sobre la cubierta del edificio con la inclinación de la propia cubierta y con la inclinación óptima, de esta forma analizaremos la influencia de la inclinación de los módulos fotovoltaicos.

La inclinación óptima para la zona donde nos encontramos y para una planta fija, se considera (latitud del lugar-10°), cuyo valor es de 27°, para facilitar el montaje de los módulos, se ha considerado como inclinación óptima 25 °.

Atendiendo a las diferentes clasificaciones nombradas en la introducción, las diferentes instalaciones podrán clasificarse de la siguiente forma en función de la potencia nominal y de la forma de colocación.

R.D. 661/2007	D. 50/2008	R.D. 1565/2010		CTE HE5
Categoría b: • Grupo b.1: - Subgrupo b.1.1	Categoría A $P_N \leq 10$ kW; Clase 1	Tipo I	Tipo I.1 $P_N \leq 20$ kW	General
	Categoría B $P_N > 10$ kW; Clase 1		Tipo I.2 $P_N > 20$ kW	

Tabla 6.1: Clasificación de las instalaciones

Para este apartado, se seleccionarán para cada tipología de módulos, el más eficiente.

6.1 Normativa aplicable

Para el prediseño de las diferentes instalaciones, considerando una posible ejecución de las mismas, se tendrá en cuenta la normativa legal de vigente aplicación.

De entre la referida Normativa y Reglamentación podemos destacar:

Legislación de ámbito nacional

- Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, que establece los principios de un modelo de funcionamiento basado en la libre competencia, impulsando a su vez el desarrollo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE número 285, de 28 de noviembre de 1997).
- Real Decreto 1663/2000 sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, del Ministerio de Economía (BOE número 235, de 30 de septiembre de 2000).
- Real Decreto 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (BOE número 310, de 27 de diciembre de 2000).
- Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas en la que se establece el modelo de contrato y factura, así como el esquema unifilar, para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión (BOE número 148, de 21 de junio de 2000).
- Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico (BOE número 306, de 23 de diciembre de 2005).
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE número 126, de 26 de mayo de 2007).
- Resolución de 27 de septiembre de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se establece el plazo de mantenimiento de la tarifa regulada para la tecnología fotovoltaica (BOE número 234, de 29 de septiembre de 2007).

- ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.
- REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- REAL DECRETO 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. (BOE número 312, de 24 de diciembre de 2010).
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

Legislación de ámbito autonómico andaluz

- Orden de 30 de septiembre de 2002 de la Junta de Andalucía, por la que se regula el procedimiento para priorizar el acceso y conexión a la red eléctrica para evacuación de energía de las instalaciones de generación contempladas en el RD 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración (BOJA número 124, de 24 de octubre de 2002).
- Instrucción de 21 de enero de 2004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, de la Junta de Andalucía, sobre el procedimiento de

puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red (BOJA núm. 26, de 9 de febrero de 2004).

- Orden de 8 de julio de 2005, por la que se regula la coordinación entre el procedimiento administrativo a seguir para la tramitación de las instalaciones de generación de energía eléctrica en régimen especial gestionables y los procedimientos de acceso y conexión a las redes eléctricas (BOJA núm. 151 de 2005).
- Instrucción de 12 de mayo de 2006, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, complementaria de la Instrucción de 21 enero de 2004, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red (BOJA núm. 116, de 19 de junio de 2006).
- ORDEN de 26 de marzo de 2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas (BOJA núm. 80, de 24 de Noviembre de 2007).
- Corrección de errores, de la Orden de 26 de marzo de 2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas (BOJA núm. 98, de 18 de Mayo de 2007).
- LEY 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía (BOJA núm. 70 de 10 de abril de 2007).
- Instrucción de 20 de junio de 2007, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, sobre la aplicación de determinados aspectos del RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOJA núm. 140 de 17 de julio de 2007).
- LEY 7/2007, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental (BOJA núm. 143 de 20 de julio de 2007).
- RESOLUCIÓN de 14 de noviembre de 2007, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se regula la caducidad de los puntos de conexión otorgados por las compañías distribuidoras a las instalaciones

generadoras fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión (BOJA núm. 238 de 4 de Diciembre de 2007).

- DECRETO 50/2008, de 19 de febrero de 2008, por el que se regulan los procedimientos administrativos referidos a las instalaciones de energía solar fotovoltaica emplazadas en la Comunidad Autónoma de Andalucía (BOJA núm. 44 de 4 de Marzo de 2008).
- DECRETO 9/2011, de 18 de enero de 2011, por el que se modifican diversas Normas Regulatoras de Procedimientos Administrativos de Industria y Energía.
- DECRETO 169/2011, de 31 de mayo de 2011, por el que se aprueba el Reglamento de Fomento de las Energías Renovables, el Ahorro y la Eficiencia Energética en Andalucía

Como normativa legal específica aplicable al diseño de esta instalación, se destacan las relacionadas a continuación:

- Documento Básico DB HE (Sección HE 5) del Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Orden de 26 de marzo de 2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas.
- Normas Particulares y Condiciones Técnicas y de Seguridad de Endesa.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Normas UNE que sean de aplicación.

Otras normativas

Para realizar una instalación fotovoltaica hay que tener en cuenta que puede estar afectada por lo siguiente:

- Necesidad de proyecto o de solo una memoria técnica.
- Necesidad de dirección de obra por técnico cualificado.
- Licencia de obras.

- Normativa de Seguridad y Salud en el Trabajo.
- Normativa medioambiental.
- Normativa de construcción (hormigón, estructuras, cimentaciones).
- Ordenanzas municipales.

6.2 Situación y emplazamiento del edificio

El edificio donde se analizarán las diferentes instalaciones, se ubica en el municipio de Alcalá de Guadaíra. El edificio dispone de 832 m² construidos y se encuentra sobre un terreno rústico.

6.3 Descripción del Edificio

Como se ha comentado, este edificio tiene una superficie construida de unos 832 m². El edificio cuenta con dos zonas claramente identificadas:

- **La zona de cocheras** es de una sola altura y la cubierta está constituida de chapa grecada sobre una estructura metálica compuesta por vigas metálicas en celosía y pilares compuestos de perfiles de acero y hormigón. La pendiente de la cubierta es de 5 °.
- **La parte trasera** de dos plantas, alberga oficinas y resto de instalaciones. Su cubierta es plana de ladrillo sevillano. Dispone además en su eje longitudinal un lucernario.

En general, todas cubiertas están orientadas al Sur con un desvío de 12° respecto al Este.

En la actualidad, la cubierta de la parte trasera del edificio está ocupada por diferentes equipos, en este sentido la cubierta disponible para el análisis de las diferentes instalaciones fotovoltaicas, es la cubierta de la **zona de cocheras**. Esta cubierta es a un agua y dispone de una inclinación de 5°. La superficie de la cubierta es de 22 m de ancho por 15,50 m de largo, medidos esto directamente en la cubierta, con lo que se obtiene una superficie de 341 m², orientada al Sur con un desvío de 12° respecto al Este.

A continuación se muestran diferentes vistas del edificio:

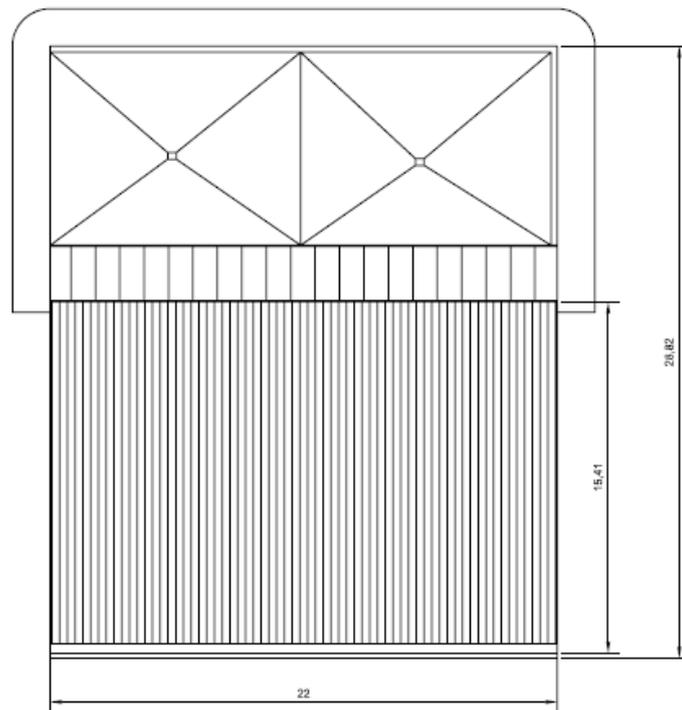


Figura 6.2: Vista de las cubiertas

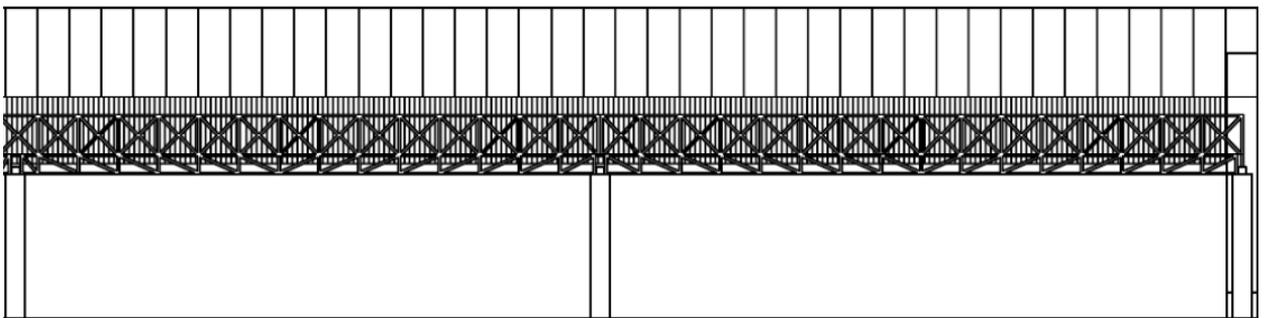


Figura 6.3: Vista Frontal

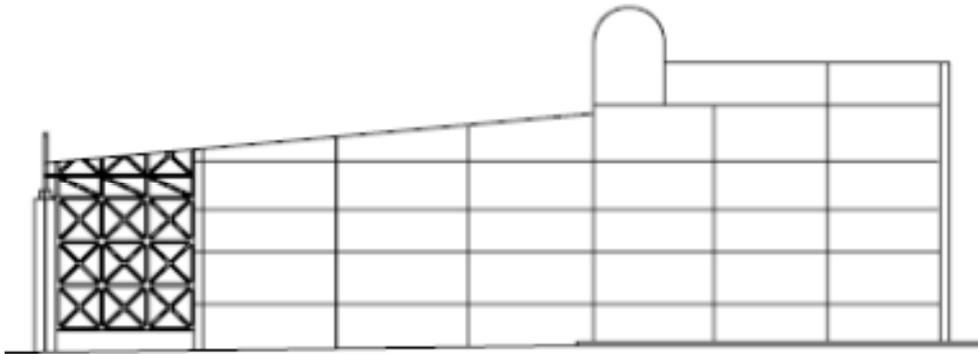


Figura 6.4: Vista Lateral

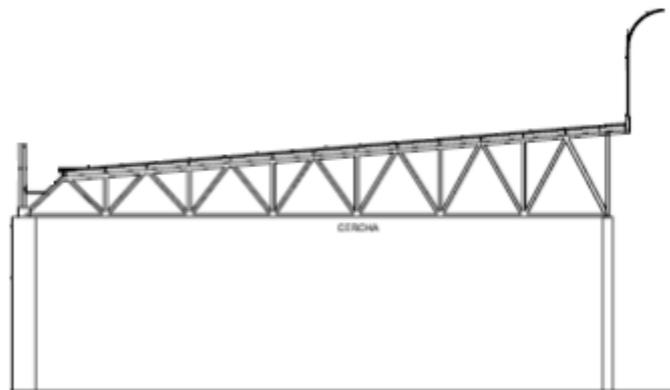


Figura 6.5: Corte Vista Lateral

Como puede observarse, en esta cubierta de chapa existe un pretil de 0,95 m de altura, compuesto por una estructura metálica que proyectará sombra sobre la primera fila de módulos, por lo que las instalaciones tendrán que separarse una distancia para que al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del periodo de utilización, la sombra de la arista superior del pretil se proyecte, como máximo, sobre la arista inferior de la fila de módulos.

Para esta cubierta, la superficie no es horizontal, teniendo una inclinación de 5°. Existiendo, como se muestra en la siguiente figura, una diferencia de altura entre la base de los módulos y un obstáculo o las de diferentes filas de módulos

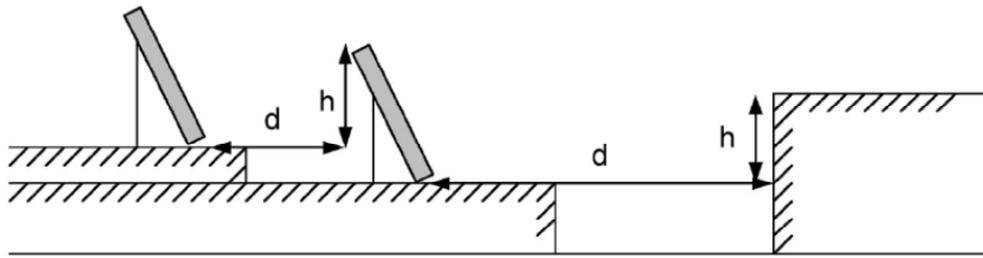


Figura 6.6: Separación entre filas y obstáculos

En el caso que nos ocupa, la diferencia de altura, al ser una superficie en pendiente, no permanece constante, sino que varía al alejar la distancia entre filas.

De esta forma para resolver la distancia de separación entre módulos, se podría utilizar un método gráfico o introducir en la ecuación de la distancia de separación la influencia de la inclinación de la cubierta, tal y como se observa en la siguiente figura:

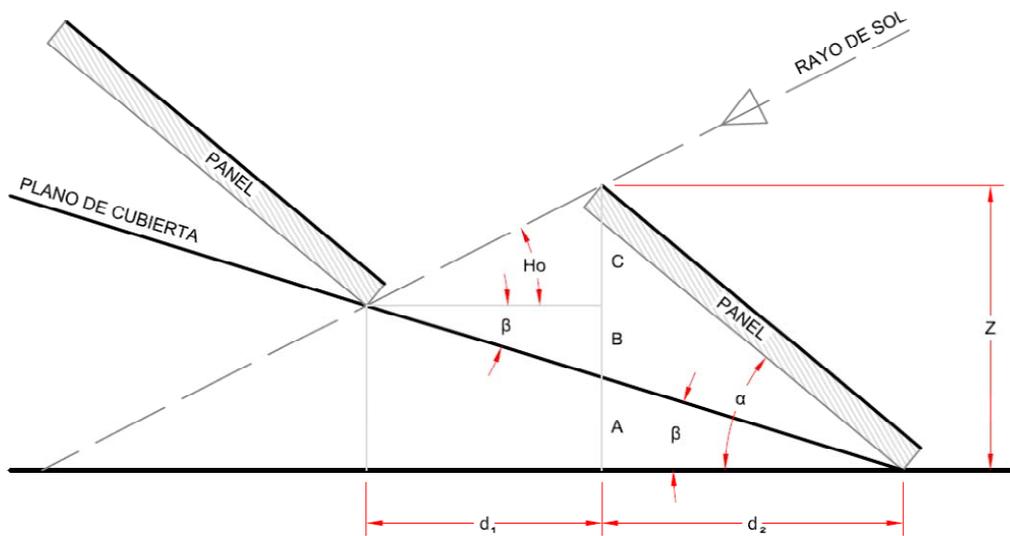


Figura 6.7: Proyección solar sobre módulos

Considerando de la figura anterior:

$$\begin{aligned}
 l \operatorname{sen}(\alpha) &= z = A + B + C = d_2 \tan(\beta) + d_1 \tan(\beta) + d_1 \tan(ho) \\
 &= l \frac{\operatorname{sen}(\alpha)}{\tan(\alpha)} \tan(\beta) + d_1 \tan(\beta) + d_1 \tan(ho)
 \end{aligned}$$

Se deduce que la distancia d , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos de altura z , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá ser superior al valor obtenido por la expresión indicada a continuación:

$$d = d1 + d2 = \frac{l \sin(\alpha) \left(1 - \frac{\tan(\beta)}{\tan(\alpha)}\right)}{\tan(\beta) + \tan(ho)} + l \frac{\sin(\alpha)}{\tan(\alpha)}$$

Donde:

l - Longitud del panel

α - Grado de inclinación de los módulos respecto a la horizontal

β - grado de inclinación de la superficie de apoyo de los módulos respecto a la horizontal (Inclinación de cubierta 5°)

ho - altura solar en el mediodía del mes más desfavorable

Para el caso del pretil, con disposición vertical ($\alpha=90^\circ$), "A" es cero con y la formula queda de la siguiente forma:

$$d = d1 = \frac{l \sin(\alpha)}{\tan(\beta) + \tan(ho)}$$

Considerando, en instalaciones que se utilicen todo el año, como es el caso que nos ocupa, el día más desfavorable corresponde al 21 de diciembre. En este día la altura solar es mínima y al mediodía solar tiene el valor siguiente:

$$ho = (61^\circ - \text{latitud del lugar})$$

Tomando las coordenadas del emplazamiento de la instalación, indicadas en la siguiente tabla:

Coordenadas geográficas y UMT	
coordenadas geográficas	37° 18' 9" N y 5° 52' 41" W
coordenadas UTM edificio	X=244903; Y=4132340; Huso 30

Tabla 6.2: Coordenadas geográficas y UMT

La altura solar en el mediodía del mes más desfavorable tiene el siguiente valor:

$$ho = (61^\circ - \text{latitud del lugar}) = (61^\circ - 37,30^\circ) = 23,70^\circ$$

Sustituyendo los valores en la ecuación anterior se obtiene la distancia mínima de separación entre el pretil y la primera fila de módulos medida sobre la horizontal de 1,80 m, con lo que se ha considerado 1,90 m de distancia, medidos sobre el plano de la cubierta.

En este sentido la superficie disponible para la instalación de los módulos es de 22 x 13,6 m².

6.4 Módulos seleccionados

Para el análisis de las distintas instalaciones fotovoltaicas que tienen cabida en la cubierta seleccionada, se ha seleccionado de los módulos fotovoltaicos analizados en las distintas tipologías los más eficientes, estos han sido:

Tipo	Fabricante	Modelo	FF	η_n	m ² /kWp
Monocristalino	Solarword	SW 245	0,79	0,15	7
Policristalino	Solarword	SW 245	0,77	0,15	7
Amorfo Flexible	Uni-Solar	ePVL-144	0,59	0,07	14
Amorfo	T Solar	TS97	0,64	0,07	15
CdTe	Ge	GE-CdTe83	0,69	0,11	9
CIGS Flexible	Solarion	SOL 100 FLEX	0,63	0,11	9
CIGS	Solarion	SOL 100 GG	0,63	0,11	9

Tabla 6.3: Módulos fotovoltaicos seleccionados

Como se puede comprobar, en el caso particular de disponer de módulos flexibles, se ha seleccionado el modulo flexible más eficiente y el módulo rígido más eficiente.

De esta forma se han seleccionado 7 módulos para el desarrollo de las instalaciones fotovoltaicas.

6.5 Instalaciones fotovoltaicas

Cada instalación estará compuesta por los siguientes elementos:

- Sistema generador fotovoltaico.
- Inversores de conexión a red.
- Estructura soporte, en el caso de ser necesario.
- Cableado, soportes, contadores y elementos de seguridad.

La instalación fotovoltaica proyectada incorporará todos los elementos necesarios para garantizar en todo momento la protección física de las personas, la calidad del suministro y no provocar averías en la red.

De este modo, cada instalación poseerá el elemento de protección en corriente alterna (interruptor automático con protección diferencial de interconexión con la red) que permitirá en cualquier momento separar y aislar la instalación fotovoltaica de la red de distribución.

Asimismo, se ejecutará la instalación de modo que se asegure un grado de aislamiento eléctrico de clase II en lo que afecta a equipos tales como módulos e inversores, así como al resto de materiales, tales como conductores, cajas, armarios de conexión, etc. En cualquier caso, el cableado de corriente continua será de doble aislamiento.

Se tendrán en cuenta en la instalación los siguientes puntos adicionales con objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal:

- Todos los equipos situados a la intemperie tendrán un grado de protección mínimo IP65 y los de interior IP20.
- Todos los conductores serán de cobre, y su sección será la suficiente para asegurar que las pérdidas de tensión en cables y cajas de conexión sean lo más bajas posibles en cualquier condición de operación.
- Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21.123.

Las instalaciones propuestas y que tienen cabida en la superficie seleccionado son las siguientes:

- Apoyadas directamente sobre la cubierta, con una inclinación de 5°
 - Instalación 1: compuesta por módulos con cristal monocristalino Solarword SW 245
 - Instalación 2: compuesta por módulos con cristal policristalino Solarword SW 245
 - Instalación 3: compuesta por módulos flexibles amorfos Uni-Solar ePVL-144
 - Instalación 4: compuesta por módulos amorfos T Solar TS97
 - Instalación 5: compuesta por módulos de CdTe General Electric GE-CdTe83
 - Instalación 6: compuesta por módulos flexibles GIGS Solarion SOL 100 FLEX
 - Instalación 7: compuesta por módulos de GIGS Solarion SOL 100 GG

- Inclinas mediante una estructura soporte, con una inclinación de 25°
 - Instalación 8: compuesta por módulos con cristal monocristalino Solarword SW 245
 - Instalación 9: compuesta por módulos con cristal policristalino Solarword SW 245
 - Instalación 10: compuesta por módulos amorfos T Solar TS97
 - Instalación 11: compuesta por módulos de CdTe General Electric GE-CdTe83
 - Instalación 12: compuesta por módulos de GIGS Solarion SOL 100 GG

En estas instalaciones con los módulos inclinados, existirá una separación entre filas, de tal modo que al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del periodo de utilización, no se proyecte sombra entre las distintas filas de módulos, de esta forma eliminaremos las perdidas por sombra.

Para la elección de los inversores y analizar las conexiones eléctricas entre los módulos y los propios inversores, se ha utilizado el software Ingecon Sun Planner 1.3 desarrollado por INGETEAM ENERGY S.A.

6.6 Producción energética

La estimación de la producción de las instalaciones fotovoltaicas contempla las condiciones que se especifican en el “Pliego de condiciones técnicas para instalaciones conectadas a red PCT-C” elaborado por el Departamento de Energía Solar del IDAE, con la colaboración del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid y el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT.

* IDAE - Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

* CIEMAT- Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas

El cálculo de la producción de energía eléctrica de la planta FV depende de:

- Potencia Instalada (Wp)
- Estimación de la Irradiancia (considerando inclinación óptima o seguidor)
- Estimación de las pérdidas energéticas (Performance Ratio - PR)

Y se calcula con la siguiente fórmula:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kwh/día}$$

Donde:

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$: Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador considerando la inclinación óptima de los paneles.
- P_{mp} : Potencia pico del generador
- PR: Rendimiento energético de la instalación (Performance Ratio)
- $G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

6.6.1 Definiciones y Consideraciones

Es importante resaltar que no son las horas de sol las que hay que usar para los cálculos de estimación de producción de energía eléctrica de la planta FV, lo que se necesita es determinar la irradiación solar que se capta en la zona en la que se pondrá la instalación.

La irradiancia solar es la magnitud utilizada para cuantificar la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. Se mide en kW/ m²

La irradiación es la energía incidente en una superficie a lo largo de un cierto periodo de tiempo y la unidad en la que se mide es en kWh/m². La irradiación suele también llamarse horas equivalentes de radiación.

La construcción de una instalación FV en una localidad donde la mayoría de las veces la temperatura es baja, no implica que disminuya la producción de energía eléctrica, ya que las células FV son dispositivos electrónicos y generan electricidad a partir de la luz, no del calor. Al igual que la mayoría de los dispositivos electrónicos, los FV funcionan con mayor eficiencia a temperatura más fría.

En climas templados, los sistemas FV generarán menos energía en el invierno que en el verano, pero esto se debe a que los días son más cortos, a que hay ángulos menores del sol y no a las temperaturas frías.

Además los sistemas FV generan electricidad en tiempo nublado, aunque su producción disminuye. Las células FV de placa plana responden a una ventana de luz de 180°, no necesitan sol directo e incluso pueden generar del 50% al 70% de su régimen nominal en un día nublado, pero brillante

6.6.2 Irradiación Solar

Para obtener las horas equivalentes de radiación, es necesario conocer los datos estadísticos de radiación de la localidad donde se ubicará la instalación. Para este caso se ha consultado la herramienta de la Agencia Andaluza de la Energía donde se disponen de los datos de la Estación Meteorológica de los Palacios y Villafranca, estación más cercana a las instalaciones. Esta estación dispone de datos desde el año 2.000.

Esta herramienta facilita los datos de radiación considerando la situación geográfica de la instalación, la orientación de la cubierta y la inclinación de los módulos fotovoltaicos.

Como las instalaciones propuestas se clasifican en dos posiciones, inclinadas 5° e inclinadas 25°, ambas con una orientación sureste de 12°, se han obtenidos los valores de radiación para estos dos casos concretos, de esta forma las pérdidas por orientación e inclinación estarán consideradas en estos valores.

Los datos obtenidos para una inclinación de 5° y una orientación sureste de 12° son los siguientes:

Mes	Irradiación incidente ¹ kWh/(m ² ·día)	Días del mes	Irradiación incidente mensual (kWh/m ²)	Irradiancia mensual media (W/(m ² ·día))
Enero	2,71	31	301	301
Febrero	3,74	28	374	374
Marzo	4,84	31	440	440
Abril	6,00	30	500	500
Mayo	6,95	31	535	535
Junio	7,66	30	547	547
Julio	7,65	31	547	547
Agosto	6,90	31	531	531
Septiembre	5,47	30	456	456
Octubre	3,92	31	356	356
Noviembre	2,94	30	294	294
Diciembre	2,28	31	254	254

1 Considerando la situación geográfica de la instalación, la orientación de la cubierta y la inclinación de los módulos fotovoltaicos.

Tabla 6.4: Radiación solar para inclinación de 5° y orientación sureste de 12°

Los datos obtenidos para una inclinación de 25° y una orientación sureste de 12° son los siguientes:

Mes	Irradiación incidente ¹ kWh/(m ² ·día)	Días del mes	Irradiación incidente mensual (kWh/m ²)	Irradiancia mensual media (W/(m ² ·día))
Enero	3,48	31	107,9	387
Febrero	4,59	28	128,5	459

Mes	Irradiación incidente ¹ kWh/(m ² ·día)	Días del mes	Irradiación incidente mensual (kWh/m ²)	Irradiancia mensual media (W/(m ² ·día))
Marzo	5,48	31	170	499
Abril	6,32	30	189,5	526
Mayo	6,88	31	213,2	529
Junio	7,36	30	220,8	526
Julio	7,46	31	231,2	533
Agosto	7,14	31	221,2	549
Septiembre	6,05	30	181,5	504
Octubre	4,63	31	143,6	421
Noviembre	3,72	30	111,7	372
Diciembre	2,92	31	90,6	325

1 Considerando la situación geográfica de la instalación, la orientación de la cubierta y la inclinación de los módulos fotovoltaicos.

Tabla 6.5: Radiación solar para inclinación de 25° y orientación sureste de 12°

6.6.3 Estimación de las pérdidas energéticas de la instalación (Performance Ratio)

La estimación de la energía que generan los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica es un tema ampliamente abordado en la literatura en la que se pueden encontrar desde detallados métodos y modelos de simulación de sus componentes, hasta métodos simplificados como el que propone el IDAE y que se usa en este documento.

Los parámetros calculados son:

- Dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- Eficiencia del cableado.
- Pérdidas por polvo.
- Pérdidas por reflectancia angular y espectral.
- Pérdidas por no cumplimiento de potencia nominal de los paneles.
- Pérdidas por incompatibilidad en los arreglos de los paneles (mismatch).
- Rendimiento AC/DC Inversor

- Pérdidas por sombreado.
- Pérdidas por orientación e inclinación
- Pérdidas por degradación

Dependencia de la eficiencia con la temperatura.

Se parte de los datos de irradiancia solar incidente en el plano del generador FV de un año meteorológico típico y de los datos de temperatura ambiente.

Para cada valor de irradiancia y temperatura ambiente, se puede obtener la temperatura de la célula aplicando la siguiente ecuación (método simplificado):

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) G / 800$$

Para estimar las pérdidas de potencia debidas a la temperatura de la célula se calculan con la siguiente ecuación:

$$P_T(\%) = - \alpha (T_c - T_0)$$

Donde:

- T_c - temperatura de célula.
- T_{amb} - temperatura ambiente.
- $TONC$ - temperatura nominal de operación.
- G - irradiancia global incidente en la superficie del panel FV.
- P_T – Perdidas por temperatura en % de la potencia pico nominal.
- T_0 - Temperatura en condiciones estándar de prueba (STC) (25 °C).
- α – coeficiente de variación de la potencia con la temperatura en (% / °C).

A continuación mostraremos las pérdidas de eficiencia por temperatura de las instalaciones en estudio.

Instalaciones con Inclinación de 5°

Mes	Irradiación diaria media (kWh/m ²)	Nº medio diario de horas de Sol por mes	Irradiancia mensual media (W/(m ² ·día)	Temperatura media diurna mensual (°C)
Enero	2,71	9	301	11
Febrero	3,74	10	374	12
Marzo	4,84	11	440	15
Abril	6,00	12	500	16
Mayo	6,95	13	535	20
Junio	7,66	14	547	24
Julio	7,65	14	547	24
Agosto	6,90	13	531	24
Septiembre	5,47	12	456	21
Octubre	3,92	11	356	18
Noviembre	2,94	10	294	13
Diciembre	2,28	9	254	12

Tabla 6.6: Datos para inclinación de 5° y orientación sureste de 12°

Mes	Instal 1	Instal 2	Instal 3	Instal 4	Instal 5	Instal 6	Instal 7
	Temp. panel (°C)						
Enero	21,15	20,77	20,77	18,71	20,40	21,15	21,15
Febrero	24,61	24,14	24,14	21,57	23,67	24,61	24,61
Marzo	29,85	29,30	29,30	26,27	28,75	29,85	29,85
Abril	32,88	32,25	32,25	28,81	31,63	32,88	32,88
Mayo	38,05	37,38	37,38	33,70	36,71	38,05	38,05
Junio	42,47	41,79	41,79	38,03	41,11	42,47	42,47
Julio	42,45	41,77	41,77	38,01	41,09	42,45	42,45
Agosto	41,92	41,26	41,26	37,61	40,59	41,92	41,92
Septiembre	36,38	35,81	35,81	32,67	35,24	36,38	36,38
Octubre	30,02	29,57	29,57	27,12	29,13	30,02	30,02

Mes	Instal 1	Instal 2	Instal 3	Instal 4	Instal 5	Instal 6	Instal 7
	Temp. panel (°C)						
Noviembre	22,92	22,56	22,56	20,53	22,19	22,92	22,92
Diciembre	20,56	20,25	20,25	18,50	19,93	20,56	20,56

Tabla 6.7: Temperatura de los paneles para inclinación de 5° y orientación sureste de 12°

Mes	Instal 1	Instal 2	Instal 3	Instal 4	Instal 5	Instal 6	Instal 7
	Pérdidas por Temp. (%)						
Enero	-1,73	-2,03	-0,89	-1,32	-1,15	-1,73	-1,73
Febrero	-0,18	-0,41	-0,18	-0,72	-0,33	-0,18	-0,18
Marzo	2,18	2,06	0,90	0,27	0,94	2,18	2,18
Abril	3,54	3,48	1,52	0,80	1,66	3,54	3,54
Mayo	5,87	5,94	2,60	1,83	2,93	5,87	5,87
Junio	7,86	8,06	3,53	2,74	4,03	7,86	7,86
Julio	7,85	8,05	3,52	2,73	4,02	7,85	7,85
Agosto	7,61	7,80	3,41	2,65	3,90	7,61	7,61
Septiembre	5,12	5,19	2,27	1,61	2,56	5,12	5,12
Octubre	2,26	2,19	0,96	0,45	1,03	2,26	2,26
Noviembre	-0,93	-1,17	-0,51	-0,94	-0,70	-0,93	-0,93
Diciembre	-2,00	-2,28	-1,00	-1,36	-1,27	-2,00	-2,00
Media	3,12	3,07	1,34	0,73	1,47	3,12	3,12

Tabla 6.8: Pérdidas por temperatura para inclinación de 5° y orientación sureste de 12°

Instalaciones con Inclinación de 25°

Mes	Irradiación diaria media (kWh/m ²)	Nº medio diario de horas de Sol por mes	Irradiancia mensual media (W/(m ² ·día))	Temperatura media diurna mensual (°C)
Enero	3,48	9	387	11
Febrero	4,59	10	459	12
Marzo	5,48	11	499	15

Mes	Irradiación diaria media (kWh/m ²)	Nº medio diario de horas de Sol por mes	Irradiancia mensual media (W/(m ² ·día))	Temperatura media diurna mensual (°C)
Abril	6,32	12	526	16
Mayo	6,88	13	529	20
Junio	7,36	14	526	24
Julio	7,46	14	533	24
Agosto	7,14	13	549	24
Septiembre	6,05	12	504	21
Octubre	4,63	11	421	18
Noviembre	3,72	10	372	13
Diciembre	2,92	9	325	12

Tabla 6.9: Datos para inclinación de 25° y orientación sureste de 12°

Mes	Instal 8	Instal 9	Instal 10	Instal 11	Instal 12
	Temp. panel (°C)				
Enero	24,05	23,57	20,91	23,09	24,05
Febrero	27,49	26,92	23,76	26,34	27,49
Marzo	31,83	31,20	27,77	30,58	31,83
Abril	33,77	33,11	29,49	32,45	33,77
Mayo	37,85	37,19	33,56	36,53	37,85
Junio	41,74	41,09	37,47	40,43	41,74
Julio	41,98	41,31	37,65	40,65	41,98
Agosto	42,52	41,84	38,07	41,15	42,52
Septiembre	38,02	37,39	33,92	36,76	38,02
Octubre	32,21	31,69	28,79	31,16	32,21
Noviembre	25,57	25,10	22,54	24,64	25,57
Diciembre	22,96	22,55	20,32	22,15	22,96

Tabla 6.10: Temperatura de los paneles para inclinación de 25° y orientación sureste de 12°

Mes	Instal 8	Instal 9	Instal 10	Instal 11	Instal 12
	Pérdidas por Temp. (%)				
Enero	-0,43	-0,69	-0,86	-0,48	-0,43
Febrero	1,12	0,92	-0,26	0,34	1,12
Marzo	3,07	2,98	0,58	1,39	3,07
Abril	3,94	3,89	0,94	1,86	3,94
Mayo	5,78	5,85	1,80	2,88	5,78
Junio	7,53	7,72	2,62	3,86	7,53
Julio	7,64	7,83	2,66	3,91	7,64
Agosto	7,89	8,08	2,74	4,04	7,89
Septiembre	5,86	5,95	1,87	2,94	5,86
Octubre	3,25	3,21	0,80	1,54	3,25
Noviembre	0,25	0,05	-0,52	-0,09	0,25
Diciembre	-0,92	-1,17	-0,98	-0,71	-0,92
Media	3,75	3,72	0,95	1,79	3,75

Tabla 6.11: Pérdidas por temperatura para inclinación de 25° y orientación sureste de 12°

Eficiencia del cableado

Esta eficiencia contempla las pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexionados y diodos, así como las pérdidas de potencia en los cableados de CA entre la salida de los inversores y el punto de conexión, incluyendo las pérdidas en las protecciones magnetotérmicas, conexionados y módulo de medida.

Las pérdidas principales de cableado se calculan conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$P_{cab} = R I^2$$

$$R = 0,000002 L / S$$

Donde:

- P_{cab} son las pérdidas en el cableado, en W.
- I es la intensidad que circula por el cableado, en A.

- R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.
- L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.
- S es la sección de cada cable, en cm².

Normalmente las pérdidas en conmutadores, fusibles, diodos, protecciones magnetotérmicas, módulo de medida y conexiones son muy pequeñas y no se han considerado en este apartado.

A continuación, se mostrarán las pérdidas en el cableado de las doce instalaciones, distinguiendo las pérdidas en los siguientes tres tramos:

- Tramo 1: De los módulos fotovoltaicos a la Caja concentradoras de Series.
- Tramo 2: De la Caja concentradoras de Series al inversor
- Tramo 3: Del inversor al contador incluso se pasando por el cuadro de protección de la instalación fotovoltaica.

Pérdidas en el cableado en la Instalación 1						
Tramo	Corriente	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Resistencia (Ω)	Pérdidas (W)
Tramo 1	CC	31,00	7,96	6	0,1757	11,13
Tramo 2	CC	18,00	39,80	10	0,0612	96,94
Tramo 3	AC	45,00	58,81	16	0,1434	496,16

Tabla 6.12: Pérdidas en el cableado en la Instalación 1

Pérdidas en el cableado en la Instalación 2						
Tramo	Corriente	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Resistencia (Ω)	Pérdidas (W)
Tramo 1	CC	31,00	7,96	6	0,1757	11,13
Tramo 2	CC	18,00	39,80	10	0,0612	96,94
Tramo 3	AC	45,00	58,81	16	0,1434	496,16

Tabla 6.13: Pérdidas en el cableado en la Instalación 2

Perdidas en el cableado en la Instalación 3						
Tramo	Corriente	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Resistencia (Ω)	Pérdidas (W)
Tramo 1	CC	15,00	4,40	6	0,0850	1,65
Tramo 2	CC	15,00	22,00	10	0,0510	24,68
Tramo 3	AC	45,00	27,35	16	0,1434	107,28

Tabla 6.14: Pérdidas en el cableado en la Instalación 3

Perdidas en el cableado en la Instalación 4						
Tramo	Corriente	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Resistencia (Ω)	Pérdidas (W)
Tramo 1	CC	21,00	1,29	6	0,1190	0,20
Tramo 2	CC	18,00	28,38	10	0,0612	49,29
Tramo 3	AC	45,00	26,07	16	0,1434	97,50

Tabla 6.15: Pérdidas en el cableado en la Instalación 4

Perdidas en el cableado en la Instalación 5						
Tramo	Corriente	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Resistencia (Ω)	Pérdidas (W)
Tramo 1	CC	17,50	1,10	6	0,0992	0,12
Tramo 2	CC	18,00	30,80	10	0,0612	58,06
Tramo 3	AC	45,00	44,75	16	0,1434	287,22

Tabla 6.16: Pérdidas en el cableado en la Instalación 5

Perdidas en el cableado en la Instalación 6						
Tramo	Corriente	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Resistencia (Ω)	Pérdidas (W)
Tramo 1	CC	37,50	6,57	6	0,2125	9,17
Tramo 2	CC	18,00	52,56	10	0,0612	169,07
Tramo 3	AC	45,00	43,33	16	0,1434	269,32

Tabla 6.17: Pérdidas en el cableado en la Instalación 6

Perdidas en el cableado en la Instalación 7						
Tramo	Corriente	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Resistencia (Ω)	Pérdidas (W)
Tramo 1	CC	37,50	6,57	6	0,2125	9,17
Tramo 2	CC	18,00	52,56	10	0,0612	169,07

Perdidas en el cableado en la Instalación 7						
Tramo	Corriente	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Resistencia (Ω)	Pérdidas (W)
Tramo 3	AC	45,00	43,33	16	0,1434	269,32

Tabla 6.18: Pérdidas en el cableado en la Instalación 7

Perdidas en el cableado en la Instalación 8						
Tramo	Corriente	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Resistencia (Ω)	Pérdidas (W)
Tramo 1	CC	25,00	7,96	6	0,1417	8,98
Tramo 2	CC	18,00	23,88	10	0,0612	34,90
Tramo 3	AC	45,00	35,73	16	0,1434	183,17

Tabla 6.19: Pérdidas en el cableado en la Instalación 8

Perdidas en el cableado en la Instalación 9						
Tramo	Corriente	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Resistencia (Ω)	Pérdidas (W)
Tramo 1	CC	25,00	7,96	6	0,1417	8,98
Tramo 2	CC	18,00	23,88	10	0,0612	34,90
Tramo 3	AC	45,00	35,73	16	0,1434	183,17

Tabla 6.20: Pérdidas en el cableado en la Instalación 9

Perdidas en el cableado en la Instalación 10						
Tramo	Corriente	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Resistencia (Ω)	Pérdidas (W)
Tramo 1	CC	25,00	1,29	6	0,1417	11,13
Tramo 2	CC	18,00	9,03	10	0,0612	96,94
Tramo 3	AC	45,00	15,55	16	0,1434	496,16

Tabla 6.21: Pérdidas en el cableado en la Instalación 10

Perdidas en el cableado en la Instalación 11						
Tramo	Corriente	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Resistencia (Ω)	Pérdidas (W)
Tramo 1	CC	25,00	1,10	6	0,1417	0,17
Tramo 2	CC	18,00	26,40	10	0,0612	42,65
Tramo 3	AC	45,00	28,58	16	0,1434	117,15

Tabla 6.22: Pérdidas en el cableado en la Instalación 11

Pérdidas en el cableado en la Instalación 12						
Tramo	Corriente	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Resistencia (Ω)	Pérdidas (W)
Tramo 1	CC	25,00	6,57	6	0,1417	6,12
Tramo 2	CC	18,00	32,85	10	0,0612	66,04
Tramo 3	AC	45,00	26,21	16	0,1434	98,53

Tabla 6.23: Pérdidas en el cableado en la Instalación 12

En resumen las pérdidas de cada instalación se muestran a continuación:

Instalación	Potencia módulo (Wp)	Potencia Instalación (kWp)	Pérdidas por cableado CC (W)	Pérdidas por cableado CA (W)	Pérdidas por cableado CC (%)	Pérdidas por cableado CA (%)	Pérdidas por cableado (%)
Instal 1	245	38,71	108,07	496,16	0,279	1,282	1,561
Instal 2	245	38,71	108,07	496,16	0,279	1,282	1,561
Instal 3	144	18,00	26,33	107,28	0,146	0,596	0,742
Instal 4	97,5	17,16	49,49	97,50	0,288	0,568	0,857
Instal 5	82,5	29,45	58,18	287,22	0,198	0,975	1,173
Instal 6	115	28,52	178,24	269,32	0,625	0,944	1,569
Instal 7	115	28,52	178,24	269,32	0,625	0,944	1,569
Instal 8	245	23,52	43,88	183,17	0,187	0,779	0,965
Instal 9	245	23,52	43,88	183,17	0,187	0,779	0,965
Instal 10	97,5	10,24	5,23	34,70	0,051	0,339	0,390
Instal 11	82,5	18,81	42,83	117,15	0,228	0,623	0,850
Instal 12	115	17,25	72,16	98,53	0,418	0,571	0,989

Tabla 6.24: Pérdidas en el cableado

Pérdidas por polvo

Se deben básicamente a la acumulación de polvo y suciedad sobre los propios módulos, lo cual afecta de forma significativa al rendimiento ya que la energía incidente disminuye notablemente. Estas pérdidas son difíciles de evaluar ya en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios" después de más de un año de no haberlos lavado con agua a presión. Basándonos en datos estadísticos y suponiendo que se

llevará un correcto plan de mantenimiento, las pérdidas promedio pueden considerarse de 1,3 %.

Pérdidas por reflectancia angular y espectral

Las pérdidas espectrales, se deben a la diferencia entre la distribución espectral real y la de referencia estándar AM 1.5G (Índice de Masa del Aire, que influye en la reflexión de la irradiancia, sobre todo la componente difusa). El índice IAM se emplea para determinar la potencia nominal de los módulos. Se ha optado un valor para estas pérdidas de **un 0,53 %**, tras consultar distintas recomendaciones y programas de simulación como el PVSYST.

En cuanto a las pérdidas angulares, la irradiación que finalmente recibe el panel, disminuye debido a la reflexión de los rayos solares cuando atraviesan dos superficies con diferentes índices de refracción. El valor de la irradiación que se refleja se calcula mediante la Ley de Fresnel.

El fabricante de los paneles solares garantiza que la cubierta de vidrio de los mismos es antirreflectante de alta transmisividad, por lo que las pérdidas angulares se producirán al atravesar la luz solar dicho cristal e incidir sobre las propias células que componen el panel.

Cuando el ángulo de incidencia con la superficie del módulo es exactamente de 90° no se producirán pérdidas por reflexión. Al ser la inclinación de la estructura fija, se producirán unas pérdidas angulares significativas, cuyo valor se ha estimado en **un 2%**.

Por tanto las pérdidas promedio por reflectancia angular y espectral, pueden considerarse de 2.53%

Pérdidas por no cumplimiento de potencia nominal de los paneles.

La potencia de todos los módulos fotovoltaicos no es exactamente idéntica, y aunque dos módulos tengan la misma potencia, puede ser que sus tensiones e intensidades sean diferentes.

La potencia pico real de cada panel depende de la curva característica del mismo y esta obedece a una distribución estadística definida por una campana de Gauss, de forma que la potencia pico real no se corresponde normalmente con la potencia pico nominal sino que hay una cierta dispersión.

El fabricante de los paneles solares fotovoltaicos certifica una tolerancia positiva y negativa de potencia, es decir, garantiza la producción de potencia nominal más menos un tanto por ciento de la misma. Por lo que a efectos de cálculo, se tomará el valor más desfavorable para cada instalación. A continuación se indica el valor tomado para cada instalación:

Instalación	Potencia módulo (Wp)	Variación de potencia pico (%)	Pérdidas (%)
Instal 1	245	+3 / -3	3
Instal 2	245	+3 / -3	3
Instal 3	144	+5 / -0	0
Instal 4	97,5	+5 / -5	5
Instal 5	82,5	+5 / -5	5
Instal 6	115	+5 / -5	5
Instal 7	115	+5 / -5	5
Instal 8	245	+3 / -3	3
Instal 9	245	+3 / -3	3
Instal 10	97,5	+5 / -5	5
Instal 11	82,5	+5 / -5	5
Instal 12	115	+5 / -5	5

Tabla 6.25: Pérdidas por no cumplimiento de potencia nominal de los paneles

Pérdidas por incompatibilidad en los arreglos de los paneles (mismatch).

Estas pérdidas tienen lugar al efectuar las agrupaciones en serie/paralelo de las células dentro de un módulo y a su vez, las agrupaciones serie/paralelo de los módulos en strings, ya que surge el problema de la dispersión de las curvas características I-V comentadas en el apartado anterior. Esta dispersión se debe fundamentalmente a que no todas las células que componen el módulo ni todos los módulos que componen la rama son idénticas y no todos los módulos se encuentran funcionando exactamente en las mismas condiciones.

El punto de máxima potencia en cada módulo es el producto de la tensión por la intensidad de trabajo en cada momento, valores que pueden variar ligeramente entre módulos, por lo cual al conectarlos en serie tendremos unas pérdidas que, basándonos

en recomendaciones de distinta bibliografía, se cuantifican en un 2% con respecto a la energía teórica o nominal.

Rendimiento AC/DC Inversor

Es evidente que un inversor tiene siempre unas pérdidas en su funcionamiento, que podemos dividir en tres grupos:

- Pérdidas de autoconsumo (independientes de la potencia de operación), en el transformador de salida, dispositivos de control, regulación, medidores e indicadores, así como en los dispositivos de seguridad.
- Pérdidas linealmente dependientes de la potencia de operación (diodos, dispositivos de conmutación, etc.).
- Pérdidas que varían con el cuadrado de la potencia de operación (cables, bobinas, resistencias, etc.)

Los inversores seleccionados poseen un rendimiento máximo del entre 94,1 % y el 97 %. No obstante, no siempre se encontrará trabajando en el punto de mayor rendimiento, por lo que es usual considerar unas pérdidas óhmicas por operación del inversor en el entorno del 6% con respecto a la energía de entrada al inversor.

Pérdidas por sombreado

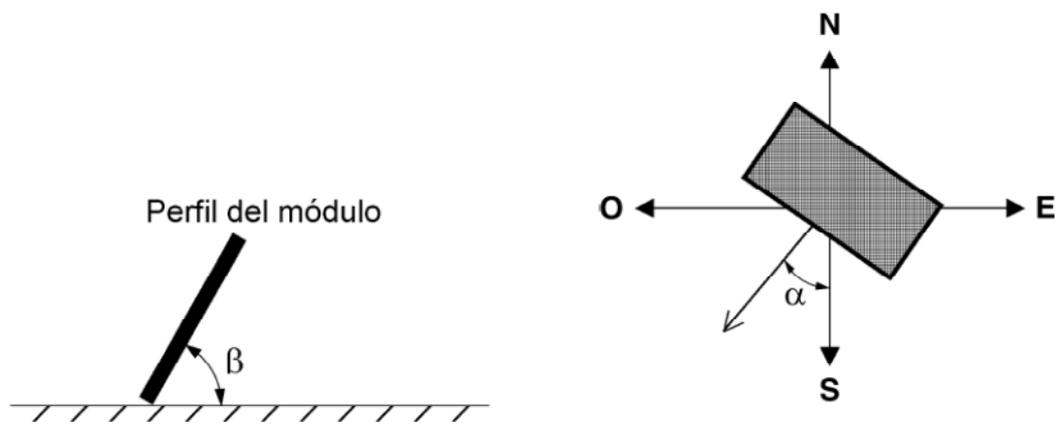
Respecto a las *pérdidas por sombreado* indicar que no existen pérdidas en este sentido, ya que no existe ningún elemento que proyecte sombras en los módulos fotovoltaicos de las instalaciones.

Pérdidas por orientación e inclinación

En cuanto a las *pérdidas por orientación e inclinación*, indicar que estas pérdidas han sido consideradas en datos estadísticos de radiación obtenidos de la Estación Meteorológica, no obstante serán calculadas para disponer de la cuantía de las pérdidas.

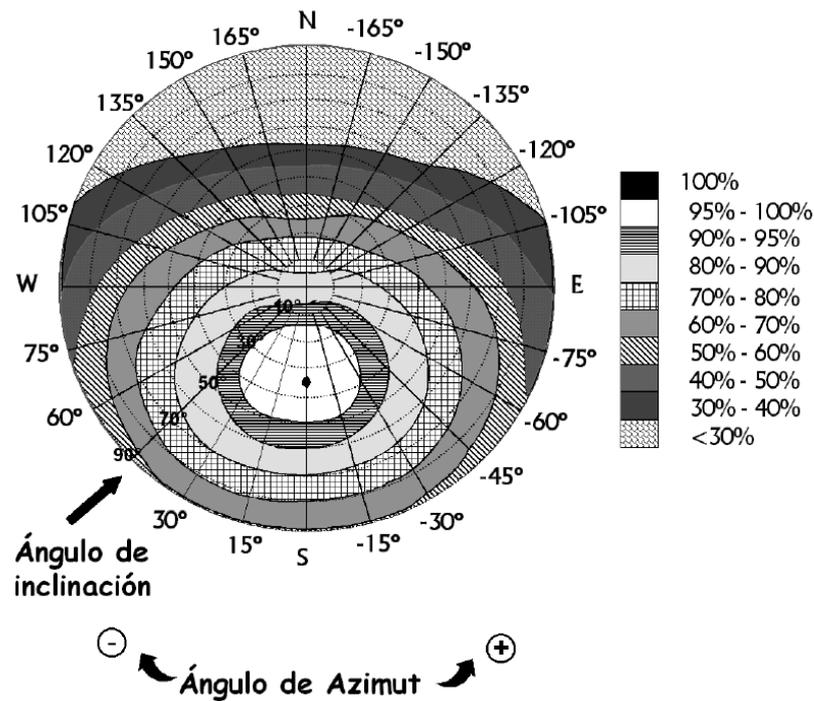
Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

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



Para las instalaciones propuestas, el ángulo de inclinación (β) es de 5° o de 25° . Por otro lado el ángulo azimut es de -12° .

Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calculan los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PTC. Para ello se utiliza la siguiente figura, válida para una latitud de 41°



Conocido el azimut, cuyo valor es -12° , determinamos en la figura anterior los límites para la inclinación para el caso de latitud igual a 41° . Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10 % (borde exterior de la región 90 %-95 %), máximo para el caso general, con la recta de azimut -12° nos proporcionan los valores límites siguientes:

Inclinación máxima = 60°

Inclinación mínima = 7°

Se corrigen los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

Inclinación máxima = inclinación (41°) – (41° - latitud);

Inclinación mínima = inclinación (41°) – (41° -latitud); siendo 0° su valor mínimo.

Tomando las coordenadas del emplazamiento de la instalación, indicadas en la siguiente tabla:

Coordenadas geográficas y UMT	
Coordenadas geográficas	$37^\circ 18' 9''$ N y $5^\circ 52' 41''$ W
Coordenadas UTM edificio central	X=244903; Y=4132340; Huso 30

Tabla 6.26: Coordenadas geográficas y UMT

Se corrige para la latitud del lugar:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 37^\circ) = 56^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 37^\circ) = 3^\circ$$

Por tanto la instalación fotovoltaica en estudio cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.

Para su comprobación, empleamos la expresión 3.1 del apartado 3.3.2 del DB HE 5:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * [1,2 * 10^{-4} * (\beta - \varnothing + 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2] \text{ Para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

Donde \varnothing es la latitud del lugar

Sustituyendo valores, se obtiene unas pérdidas por orientación e inclinación según se indica a continuación:

Instalaciones con inclinación de 5° y azimut de -12° : pérdidas de 6,31 %

Instalaciones con inclinación de 25° y azimut de -12° : pérdidas de 0,55 %

Pérdidas por degradación

Todos los paneles pierden eficiencia con el tiempo, debido al fenómeno conocido como degradación. Cada fabricante suele dar en la hoja de características la magnitud de este factor, que suele ser inferior a un 1% anual. Teniendo en cuenta que los paneles suelen durar decenas de años, esta fuente de pérdidas es bastante importante y debe ser tenida en cuenta.

En primer lugar se ha fijado, para las distintas instalaciones, un horizonte temporal de funcionamiento de las instalaciones de 25 años, basándonos en que las instalaciones son robustas, no tienen partes móviles y los paneles, que ocupan el mayor porcentaje de la inversión, tienen garantías de duración útil superiores a los 20 años.

Marca	Modelo	Tipología	Garantía de potencia mínima	Pérdidas por degradación (%)
SOLARWORD	SW 245	Mono	Reducción progresiva del 0,7% anual durante 25 años	9,10
SOLARWORD	SW 245	Poly	Reducción progresiva del 0,7% anual durante 25 años	9,10

UNI-SOLAR	ePVL-144	Amorfo	92 % los 10 primeros años, 84 % hasta los 20 años y 80 % hasta los 25 años	13,60
T SOLAR	TS97	Amorfo	90 % 10 primeros años y 80 % hasta los 25 años	16
GE	GE-CdTe83	CdTe	90 % 10 primeros años y 80 % hasta los 25 años	16
SOLARION	SOL 100 FLEX	CIGS	90 % 10 primeros años y 80 % hasta los 25 años	16
SOLARION	SOL 100 GG	CIGS	90 % 10 primeros años y 80 % hasta los 25 años	16

Tabla 6.27: Pérdidas por degradación durante 25 años

Performance Ratio

En función de las pérdidas nombradas y calculadas en los apartados anteriores, podemos calcular el Performance Ratio de cada instalación.

Performance Ratio (%)							
Mes	Instal 1	Instal 2	Instal 3	Instal 4	Instal 5	Instal 6	Instal 7
Enero	76,24	76,54	74,72	67,64	67,15	67,33	67,33
Febrero	74,69	74,92	74,01	67,03	66,33	65,78	65,78
Marzo	72,33	72,45	72,93	66,05	65,06	63,42	63,42
Abril	70,97	71,03	72,31	65,51	64,34	62,06	62,06
Mayo	68,64	68,57	71,23	64,49	63,07	59,73	59,73
Junio	66,65	66,45	70,30	63,58	61,97	57,74	57,74
Julio	66,65	66,46	70,31	63,58	61,98	57,75	57,75
Agosto	66,89	66,71	70,41	63,67	62,10	57,99	57,99
Septiembre	69,39	69,32	71,56	64,70	63,44	60,48	60,48
Octubre	72,25	72,32	72,87	65,87	64,97	63,34	63,34
Noviembre	75,44	75,68	74,34	67,25	66,70	66,54	66,54
Diciembre	76,51	76,79	74,83	67,68	67,26	67,60	67,60

Tabla 6.28: Performance Ratio de las instalaciones

Performance Ratio (%)					
Mes	Instal 8	Instal 9	Instal 10	Instal 11	Instal 12
Enero	75,53	75,79	67,64	66,80	66,61
Febrero	73,98	74,19	67,04	65,98	65,06
Marzo	72,03	72,13	66,20	64,92	63,11
Abril	71,16	71,21	65,84	64,46	62,24
Mayo	69,32	69,25	64,98	63,44	60,40
Junio	67,57	67,38	64,16	62,46	58,65
Julio	67,46	67,27	64,12	62,41	58,54
Agosto	67,22	67,02	64,04	62,28	58,29
Septiembre	69,25	69,16	64,91	63,38	60,32
Octubre	71,86	71,90	65,98	64,78	62,93
Noviembre	74,85	75,06	67,30	66,41	65,93
Diciembre	76,02	76,28	67,76	67,03	67,10

Tabla 6.29: Performance Ratio de las instalaciones

Con estos valores, para cada instalación se calculará la energía producida.

6.7 Régimen Económico

Actualmente, con la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de Enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, se han suprimido temporalmente las primas para las instalaciones en régimen especial, donde se encuentra incluidas las instalaciones fotovoltaicas. Eso indica que las nuevas instalaciones, podrán vender la energía producida al precio de mercado, cuyo valor medio ronda los 5,5 ct€/kWh.

Otra posibilidad que se está plantando en un futuro no muy próximo y para el que existe un borrador del Real Decreto, es disponer de instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo con balance neto. En este caso la energía generada se consume directamente en la instalación donde se instala y la energía no consumida se inyecta en la red de distribución, pudiendo ser consumida posteriormente con una serie de restricciones. Dado la potencia de las instalaciones que analizaremos, podemos considerar un precio de energía eléctrica de 15 ct€/kWh.

Dado a que nos encontramos en un proyecto académico, evaluaremos las instalaciones como si continuara las primas en régimen especial.

Según el R.D. 1578/2008, de 26 de Septiembre, el precio de venta de la electricidad, en función de la potencia instalada para las instalaciones del tipo I, es el que se muestra a continuación:

Tipología de instalación	Tarifa de precio regulado (ct€/kWh)
Tipo I.1 (P≤20 kW)	34
Tipo I.2 (P>20 kW)	32

Tabla 6.30: Regulación del precio de venta de la energía eléctrica generada a partir de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red

Este precio regulado variaba en función de cómo se cubría o no el cupo establecido en cada tipo instalación y para cada periodo trimestral establecido en el citado R.D. Analizando la evolución que han tenido el precios regulados, para el cuarto trimestre del 2012, el precio del kWh para las instalaciones tipo I.1 podría haber llegado a 25,08ct€/kWh y el de la instalaciones tipo I.2 17,67 ct€/kWh.

Posteriormente, según lo establecido en el Real Decreto-ley 14/2010 de 23 de Diciembre, *por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico*, han sido limitadas las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas, lo que implica que estas instalaciones tendrán derecho a percibir en cada año el régimen económico primado que tengan reconocido, hasta alcanzar el número de horas equivalentes de referencia, tomando como punto de inicio las 0 horas del 1 de enero de cada año.

Así, según el tipo de tecnología utilizada (instalación fija) y la zona climática donde se ubicaría la planta (zona V), el número de horas equivalentes de funcionamiento de una instalación de producción de energía eléctrica fotovoltaica sería de 1.753 horas hasta el 31 de diciembre de 2.013. A partir de esta fecha este número de horas aumentaría.

Para contabilizar los ingresos debidos a la venta de energía no primada, se considera que esta energía se vende a precio de mercado, mucho menor que el precio primado y variable según cada caso y momento, considerando este precio de venta entorno a 5,5 ct€/kWh.

En resumen para analizar la rentabilidad de la inversión, calcularemos los ingresos generados por la venta de la energía generada conforme a lo indicado en los textos anteriores:

- Según el R.D. 1578/2008, de 26 de Septiembre
- Según el Real Decreto-ley 14/2010 de 23 de Diciembre
- Según Autoconsumo con Balance Neto.
- Según el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de Enero

6.8 Inversión de las instalaciones

Para el cálculo de la inversión aproximada de las diferentes instalaciones, se han establecido una serie de partidas en función de las principales instalaciones y obras a realizar, estas partidas son las siguientes:

- Módulos
- Estructura
- Inversores
- Monitorización
- Instalación eléctrica
- Obra civil
- Proyecto y legalización

Para la monitorización, la obra civil y el proyecto y legalización, se ha establecido el mismo importe en todas las instalaciones.

Por el contrario para la instalación eléctrica depende del número y tamaño de las series de módulos y en consecuencia de la potencia de las instalaciones. La estructura dependerá si los paneles estarán dispuestos con la inclinación óptima o con la inclinación de la cubierta, existiendo instalaciones que no precisan de estructura.

Los inversores dependerá de la potencia de los mismos y por último los módulos dependerán de la tipología de cada panel.

Las partidas más importantes que representan entorno al 75 % de la inversión, son la partida de los módulos y los inversores, por tanto para estas partidas, se han

solicitado, durante el mes de agosto de 2012, ofertas a distribuidores y se han consultado catálogos comerciales de distribuidores de componentes fotovoltaicos.

De esta forma se ha establecido el precio de las diferentes partidas de las instalaciones.

Hacemos notar que en los últimos meses y con la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de Enero, los precios de los módulos e inversores están sufriendo variaciones de precio importante continuamente, lo que conlleva la variación de las inversiones de las instalaciones.

No obstante, aunque en este documento se indique una inversión de referencia de las distintas instalaciones, en base a lo indicado, no se puede perder de vista el principal objetivo de este proyecto, que es la comparación de la energía eléctrica generada en función del tipo de módulo e instalación.

6.9 Resumen de hipótesis

A continuación se resumirán las diferentes hipótesis realizadas para el cálculo de la producción eléctrica, ingresos e inversión de las diferentes instalaciones fotovoltaicas

Producción eléctrica:

- La inclinación óptima para la zona donde nos encontramos y para una planta fija, se considera (latitud del lugar-10°), cuyo valor es de 27°, para facilitar el montaje de los módulos, se ha considerado como inclinación óptima 25 °.
- Se ha fijado, para las distintas instalaciones, un horizonte temporal de funcionamiento de 25 años

Se han considerado las siguientes pérdidas

- Dependencia de la eficiencia con la temperatura, para cada instalación se ha calculado la temperatura del panel y se han calculado las pérdidas de potencia por temperatura.
- Eficiencia del cableado, estableciendo las secciones tipos para cada tramo de las instalaciones, se ha calculado las pérdidas de potencia en cada tramo en función de la intensidad y la resistencia de cada instalación. Las pérdidas en los elementos de conexión, protección y medida, se han despreciado.

- Pérdidas por polvo, se ha considerado un valor medio de 1,3 % de pérdidas de potencia.
- Pérdidas por reflectancia angular y espectral, se ha considerado un valor medio de 2,53 % de pérdidas de potencia.
- Pérdidas por no cumplimiento de potencia nominal de los paneles, en función de los datos aportados por el fabricante, se ha tomado el valor más desfavorable para cada módulo.
- Pérdidas por incompatibilidad en los arreglos de los paneles (mismatch), se ha considerado un valor medio de 2 % de pérdidas de potencia.
- Rendimiento AC/DC Inversor, los inversores seleccionados poseen un rendimiento máximo del entre 94,1 % y el 97 %. No obstante, no siempre se encontrará trabajando en el punto de mayor rendimiento, por lo que es usual considerar unas pérdidas óhmicas por operación del inversor en el entorno del 6% con respecto a la energía de entrada al inversor.
- Pérdidas por sombreado, en este caso no existen pérdidas por sombreadamiento.
- Pérdidas por orientación e inclinación, indicar que estas pérdidas han sido consideradas en datos estadísticos de radiación obtenidos de la Estación Meteorológica, no obstante para las instalaciones con la inclinación de la cubierta las pérdidas de potencia son del 6,31 %, frente al 0,55 % de la instalaciones con la inclinación óptima.
- Pérdidas por degradación de los módulos, en función de las características de los módulos, se han calculado las pérdidas por degradación para los distintos tipos de módulos empleados en las instalaciones.

Ingresos generados:

Para analizar la rentabilidad de la inversión, calcularemos los ingresos generados por la venta de la energía generada conforme a los siguientes documentos:

- Según el R.D. 1578/2008, de 26 de Septiembre
- Según el Real Decreto-ley 14/2010 de 23 de Diciembre
- Según Autoconsumo con Balance Neto.

- Según el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de Enero

Inversión:

Para las partidas más representativas, de módulos e inversores, se han solicitado, durante el mes de agosto de 2012, ofertas a distribuidores y se han consultado catálogos comerciales de distribuidores de componentes fotovoltaicos.

Hacemos notar que en los últimos meses y con la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de Enero, los precios de los módulos e inversores están sufriendo variaciones de precio importante continuamente, lo que conlleva la variación de las inversiones de las instalaciones.

No obstante, aunque se indique una inversión de referencia de las distintas instalaciones, en base a lo indicado, no se puede perder de vista el principal objetivo de este proyecto, que es la comparación de la energía eléctrica generada en función del tipo de módulo e instalación.

6.10 INSTALACIÓN 1: módulos con cristal monocristalino Solarword SW 245 sobre cubierta

6.10.1 Descripción

El generador solar estará constituido por 158 módulos fotovoltaicos con cristal monocristalino Solarword SW 245 de 245 Wp, dispuestos en 5 series de 18 paneles conectados a un inversor Ingecon Sun 20 IP 54 de 20 kW más 4 series de 17 paneles conectados a otro inversor Ingecon Sun 15 IP 54 de 15 kW. Los 158 módulos darán una potencia pico total de 38.710 Wp, por el contrario la instalación de 2 inversores de 20 kW y 15 kW, supondrá una potencia nominal total de 35 kW.

SOLARWORD SW 245 MONO 245 Wp				
	Potencia (kW)	Nº de series	Paneles en serie	Total
INV 1	20	5	18	90
INV 2	15	4	17	68
TOTAL	35			158
			TOTAL kWp	38,71

Tabla 6.31: Características Instalación 1

Respecto a la colocación física de los módulos, se colocarán los 158 módulos fotovoltaicos de forma vertical repartidos en 8 filas, todas las filas dispondrán de 20 módulos en cada fila, salvo la última que dispondrá de 18 módulos. Para fijar los módulos a la cubierta se utilizarán perfiles longitudinales de aluminio, los cuales se fijarán a la cubierta mediante soportes para chapa trapezoidal o espárragos pasantes a las correas.

Atendiendo a las diferentes clasificaciones nombradas en la introducción, la instalación podrá clasificarse de la siguiente forma en función de la potencia nominal y de la forma de colocación.

R.D. 661/2007	D. 50/2008	R.D. 1565/2010	CTE HE5
Categoría b: • Grupo b.1: - Subgrupo b.1.1	Categoría B $P_N > 10$ kW; Clase 1	Tipo I.2 $P_N > 20$ kW	General

Tabla 6.32: Clasificación de la instalación

6.10.2 Producción energética e ingresos

La estimación de producción de la energía eléctrica de la instalación fotovoltaica se resume en la siguiente tabla:

Mes	Irradiación incidente mensual (kWh/m ²)	Potencia del campo solar (kWp)	Performance Ratio (%)	Energía generada (kWh/m ²)
Enero	83,9	38,71	76,24	2.476
Febrero	104,6	38,71	74,69	3.024
Marzo	150	38,71	72,33	4.200
Abril	180	38,71	70,97	4.945
Mayo	215,5	38,71	68,64	5.726
Junio	229,9	38,71	66,65	5.931
Julio	237,3	38,71	66,65	6.123
Agosto	214	38,71	66,89	5.541
Septiembre	164	38,71	69,39	4.405
Octubre	121,4	38,71	72,25	3.395
Noviembre	88,2	38,71	75,44	2.576
Diciembre	70,8	38,71	76,51	2.097
TOTAL				50.439

Tabla 6.33: Energía generada

Según la energía generada y teniendo en cuenta las características de la instalación que nos ocupa, los ingresos generados por la venta de la electricidad, en las modalidades indicadas, serían los que se indican a continuación:

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Enero	437,54	437,54	371,42	136,19
Febrero	534,35	534,35	453,61	166,32

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Marzo	742,10	742,10	629,96	230,99
Abril	873,73	873,73	741,71	271,96
Mayo	1.011,74	1.011,74	858,86	314,92
Junio	1.048,02	1.048,02	889,66	326,21
Julio	1.081,91	1.081,91	918,43	336,76
Agosto	979,18	979,18	831,22	304,78
Septiembre	778,40	778,40	660,78	242,29
Octubre	599,97	599,97	509,31	186,75
Noviembre	455,15	455,15	386,37	141,67
Diciembre	370,50	370,50	314,51	115,32
TOTAL	8.912,58	8.912,58	7.565,86	2.774,15

Tabla 6.34: Ingresos generados por la venta de electricidad

6.10.3 Inversión y PRS

La instalación evaluada anteriormente consta de las partidas que se muestran en la siguiente tabla, indicando en cada una de ellas el coste de su ejecución:

Resumen por partidas	
Módulos (€)	53.088
Estructura (€)	7.791
Inversores (€)	18.197
Monitorización (€)	1.253
Instalación eléctrica (€)	4.212
Obra Civil (€)	2.718
Proyecto y Legalización (€)	5.000
Importe Total (€)	92.259

En la tabla siguiente se muestra una evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación, obteniendo los siguientes resultados:

	Según R.D. 1578/2008 y R.D. 1565/2010	Según R.D. 14/2010	Según Balance Neto	Según R.D. 1/2012
Energía total inyectada (kWh/año)	50.439	50.439	50.439	50.439
Precio de venta de la electricidad (ct€/kWh)	17,67	17,67 / 5,5	15	5,5
Ingresos por venta de energía eléctrica (€/año)	8.912,58	8.912,58	7.565,86	2.774,15
Inversión necesaria (€)	92.259	92.259	92.259	92.259
PRS (años)	10,35	10,35	12,19	33,26

Tabla 6.35: Evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación

6.11 INSTALACION 2: módulos con cristal policristalino Solarword SW 245 sobre cubierta

6.11.1 Descripción

El generador solar estará constituido por 158 módulos fotovoltaicos con cristal policristalino Solarword SW 245 de 245 Wp, dispuestos en 5 series de 18 paneles conectados a un inversor Ingecon Sun 20 IP 54 de 20 kW más 4 series de 17 paneles conectados a otro inversor Ingecon Sun 15 IP 54 de 15 kW. Los 158 módulos darán una potencia pico total de 38.710 Wp, por el contrario la instalación de 2 inversores de 20 kW y 15 kW, supondrá una potencia nominal total de 35 kW.

SOLARWORD SW 245 POLICRISTALINO 245 Wp				
	Potencia (kW)	Nº de series	Paneles en serie	Total
INV 1	20	5	18	90
INV 2	15	4	17	68
TOTAL	35			158
			TOTAL kWp	38,71

Tabla 6.36: Características Instalación 2

Respecto a la colocación física de los módulos, se colocarán los 158 módulos fotovoltaicos de forma vertical repartidos en 8 filas, todas las filas dispondrán de 20 módulos en cada fila, salvo la última que dispondrá de 18 módulos. Para fijar los módulos a la cubierta se utilizarán perfiles longitudinales de aluminio, los cuales se fijarán a la cubierta mediante soportes para chapa trapezoidal o espárragos pasantes a las correas.

Atendiendo a las diferentes clasificaciones nombradas en la introducción, la instalación podrá clasificarse de la siguiente forma en función de la potencia nominal y de la forma de colocación.

R.D. 661/2007	D. 50/2008	R.D. 1565/2010	CTE HE5
Categoría b: • Grupo b.1: - Subgrupo b.1.1	Categoría B $P_N > 10$ kW; Clase 1	Tipo I.2 $P_N > 20$ kW	General

Tabla 6.37: Clasificación de la instalación

6.11.2 Producción energética e ingresos

La estimación de producción de la energía eléctrica de la instalación fotovoltaica se resume en la siguiente tabla:

Mes	Irradiación incidente mensual (kWh/m ²)	Potencia del campo solar (kWp)	Performance Ratio (%)	Energía generada (kWh/m ²)
Enero	83,9	38,71	76,54	2.486
Febrero	104,6	38,71	74,92	3.034
Marzo	150	38,71	72,45	4.207
Abril	180	38,71	71,03	4.949
Mayo	215,5	38,71	68,57	5.720
Junio	229,9	38,71	66,45	5.914
Julio	237,3	38,71	66,46	6.105
Agosto	214	38,71	66,71	5.526
Septiembre	164	38,71	69,32	4.401
Octubre	121,4	38,71	72,32	3.398
Noviembre	88,2	38,71	75,68	2.584
Diciembre	70,8	38,71	76,79	2.105
TOTAL				50.427

Tabla 6.38: Energía generada

Según la energía generada y teniendo en cuenta las características de la instalación que nos ocupa, los ingresos generados por la venta de la electricidad, en las modalidades indicadas, serían los que se indican a continuación:

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Enero	439,24	439,24	372,87	136,72
Febrero	536,04	536,04	455,04	166,85

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Marzo	743,31	743,31	630,99	231,36
Abril	874,52	874,52	742,37	272,20
Mayo	1.010,70	1.010,70	857,98	314,59
Junio	1.044,94	1.044,94	887,05	325,25
Julio	1.078,73	1.078,73	915,73	335,77
Agosto	976,41	976,41	828,87	303,92
Septiembre	777,64	777,64	660,13	242,05
Octubre	600,49	600,49	509,76	186,91
Noviembre	456,59	456,59	387,60	142,12
Diciembre	371,88	371,88	315,69	115,75
TOTAL	8.910,49	8.910,49	7.564,09	2.773,50

Tabla 6.39: Ingresos generados por la venta de electricidad

6.11.3 Inversión y PRS

La instalación evaluada anteriormente consta de las partidas que se muestran en la siguiente tabla, indicando en cada una de ellas el coste de su ejecución:

Resumen por partidas	
Módulos (€)	53.088
Estructura (€)	7.791
Inversores (€)	18.197
Monitorización (€)	1.253
Instalación eléctrica (€)	4.212
Obra Civil (€)	2.718
Proyecto y Legalización (€)	5.000
Importe Total (€)	92.259

En la tabla siguiente se muestra una evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación, obteniendo los siguientes resultados:

	Según R.D. 1578/2008 y R.D. 1565/2010	Según R.D. 14/2010	Según Balance Neto	Según R.D. 1/2012
Energía total inyectada (kWh/año)	50.427	50.427	50.427	50.427
Precio de venta de la electricidad (ct€/kWh)	17,67	17,67 / 5,5	15	5,5
Ingresos por venta de energía eléctrica (€/año)	8.910,49	8.910,49	7.564,09	2.773,50
Inversión necesaria (€)	92.259	92.259	92.259	92.259
PRS (años)	10,35	10,35	12,20	33,26

Tabla 6.40: Evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación

6.12 INSTALACION 3: módulos flexibles amorfos Uni-Solar ePVL-144 sobre cubierta

6.12.1 Descripción

El generador solar estará constituido por 125 módulos fotovoltaicos flexibles amorfos Uni-Solar ePVL-144 de 144 Wp, dispuestos en 5 series de 17 paneles conectados a un inversor Ingecon Sun 11 IP 54 de 11 kW más 4 series de 10 paneles conectados a otro inversor Ingecon Sun 5 TL IP 65 de 5 kW. Los 125 módulos darán una potencia pico total de 18.000 Wp, por el contrario la instalación de 2 inversores de 11 kW y 5 kW, supondrá una potencia nominal total de 16 kW.

UNI-SOLAR EPVL-144 AMORFO FLEXIBLE 144 Wp				
	Potencia (kW)	Nº de series	Paneles en serie	Total
INV 1	11	5	17	85
INV 2	5	4	10	40
TOTAL	16			125
			TOTAL kWp	18

Tabla 6.41: Características Instalación 3

Respecto a la colocación física de los módulos, se colocarán los 125 módulos fotovoltaicos de la siguiente forma. Se instalarán 2 filas con los módulos verticales, donde cada fila dispondrá de 54 módulos. Posteriormente se instalarán 6 filas con los módulos horizontales, donde todas las filas dispondrán de 3 módulos en cada fila, salvo la última que dispondrá de un solo módulo.

Atendiendo a las diferentes clasificaciones nombradas en la introducción, la instalación podrá clasificarse de la siguiente forma en función de la potencia nominal y de la forma de colocación.

R.D. 661/2007	D. 50/2008	R.D. 1565/2010	CTE HE5
Categoría b: • Grupo b.1: - Subgrupo b.1.1	Categoría B $P_N > 10$ kW; Clase 1	Tipo I.1 $P_N \leq 20$ kW	General

Tabla 6.42: Clasificación de la instalación

6.12.2 Producción energética e ingresos

La estimación de producción de la energía eléctrica de la instalación fotovoltaica se resume en la siguiente tabla:

Mes	Irradiación incidente mensual (kWh/m ²)	Potencia del campo solar (kWp)	Performance Ratio (%)	Energía generada (kWh/m ²)
Enero	83,9	18	74,72	1.128
Febrero	104,6	18	74,01	1.393
Marzo	150	18	72,93	1.969
Abril	180	18	72,31	2.343
Mayo	215,5	18	71,23	2.763
Junio	229,9	18	70,30	2.909
Julio	237,3	18	70,31	3.003
Agosto	214	18	70,41	2.712
Septiembre	164	18	71,56	2.112
Octubre	121,4	18	72,87	1.592
Noviembre	88,2	18	74,34	1.180
Diciembre	70,8	18	74,83	954
TOTAL				24.060

Tabla 6.43: Energía generada

Según la energía generada y teniendo en cuenta las características de la instalación que nos ocupa, los ingresos generados por la venta de la electricidad, en las modalidades indicadas, serían los que se indican a continuación:

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Enero	282,99	282,99	169,25	62,06
Febrero	349,47	349,47	209,01	76,64

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Marzo	493,82	493,82	295,35	108,29
Abril	587,55	587,55	351,40	128,85
Mayo	692,95	692,95	414,44	151,96
Junio	729,64	729,64	436,38	160,01
Julio	753,16	753,16	450,46	165,17
Agosto	680,25	680,25	406,85	149,18
Septiembre	529,79	529,79	316,86	116,18
Octubre	399,35	399,35	238,85	87,58
Noviembre	296,00	296,00	177,04	64,91
Diciembre	239,16	239,16	143,04	52,45
TOTAL	6.034,13	6.034,13	3.608,93	1.323,27

Tabla 6.44: Ingresos generados por la venta de electricidad

6.12.3 Inversión y PRS

La instalación evaluada anteriormente consta de las partidas que se muestran en la siguiente tabla, indicando en cada una de ellas el coste de su ejecución:

Resumen por partidas	
Módulos (€)	19.500
Inversores (€)	9.230
Monitorización (€)	1.253
Instalación eléctrica (€)	3.110
Obra Civil (€)	2.718
Proyecto y Legalización (€)	5.000
Importe Total (€)	40.811

En la tabla siguiente se muestra una evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación, obteniendo los siguientes resultados:

Influencia de la Tecnología Fotovoltaica en la Producción Energética

	Según R.D. 1578/2008 y R.D. 1565/2010	Según R.D. 14/2010	Según Balance Neto	Según R.D. 1/2012
Energía total inyectada (kWh/año)	24.060	24.060	24.060	24.060
Precio de venta de la electricidad (ct€/kWh)	25,08	25,08 / 5,5	15	5,5
Ingresos por venta de energía eléctrica (€/año)	6.034,13	6.034,13	3.608,93	1.323,27
Inversión necesaria (€)	40.811	40.811	40.811	40.811
PRS (años)	6,76	6,76	11,31	30,84

Tabla 6.45: Evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación

6.13 INSTALACION 4: módulos amorfos T Solar TS97 sobre cubierta

6.13.1 Descripción

El generador solar estará constituido por 176 módulos fotovoltaicos amorfos T Solar TS97 de 97,5 Wp, dispuestos en 22 series de 8 paneles conectados a un inversor Ingecon Sun 15 IP 54 de 15 kW. Los 176 módulos darán una potencia pico total de 17.160 Wp, por el contrario la instalación de un inversor de 15 kW, supondrá una potencia nominal total de 15 kW.

T Solar TS97 AMORFO 97,5 Wp				
	Potencia (kW)	Nº de series	Paneles en serie	Total
INV 1	15	5	18	176
TOTAL	15			176
			TOTAL kWp	17,16

Tabla 6.46: Características Instalación 4

Respecto a la colocación física de los módulos, se colocarán los 176 módulos fotovoltaicos de forma vertical repartidos en 10 filas, todas las filas dispondrán de 18 módulos en cada fila, salvo la última que dispondrá de 14 módulos. Para fijar los módulos a la cubierta se utilizarán perfiles longitudinales de aluminio, los cuales se fijarán a la cubierta mediante soportes para chapa trapezoidal o espárragos pasantes a las correas.

Atendiendo a las diferentes clasificaciones nombradas en la introducción, la instalación podrá clasificarse de la siguiente forma en función de la potencia nominal y de la forma de colocación.

R.D. 661/2007	D. 50/2008	R.D. 1565/2010	CTE HE5
Categoría b: • Grupo b.1: - Subgrupo b.1.1	Categoría B $P_N > 10$ kW; Clase 1	Tipo I.1 $P_N \leq 20$ kW	General

Tabla 6.47: Clasificación de la instalación

6.13.2 Producción energética e ingresos

La estimación de producción de la energía eléctrica de la instalación fotovoltaica se resume en la siguiente tabla:

Mes	Irradiación incidente mensual (kWh/m ²)	Potencia del campo solar (kWp)	Performance Ratio (%)	Energía generada (kWh/m ²)
Enero	83,9	17,16	67,64	974
Febrero	104,6	38,71	67,03	1.203
Marzo	150	38,71	66,05	1.700
Abril	180	38,71	65,51	2.024
Mayo	215,5	38,71	64,49	2.385
Junio	229,9	38,71	63,58	2.508
Julio	237,3	38,71	63,58	2.589
Agosto	214	38,71	63,67	2.338
Septiembre	164	38,71	64,70	1.821
Octubre	121,4	38,71	65,87	1.372
Noviembre	88,2	38,71	67,25	1.018
Diciembre	70,8	38,71	67,68	822
TOTAL				20.754

Tabla 6.48: Energía generada

Según la energía generada y teniendo en cuenta las características de la instalación que nos ocupa, los ingresos generados por la venta de la electricidad, en las modalidades indicadas, serían los que se indican a continuación:

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Enero	244,22	244,22	146,06	53,56
Febrero	301,76	301,76	180,48	66,18
Marzo	426,37	426,37	255,00	93,50

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Abril	507,51	507,51	303,53	111,30
Mayo	598,08	598,08	357,70	131,16
Junio	629,06	629,06	376,23	137,95
Julio	649,34	649,34	388,36	142,40
Agosto	586,36	586,36	350,69	128,59
Septiembre	456,67	456,67	273,13	100,15
Octubre	344,14	344,14	205,83	75,47
Noviembre	255,28	255,28	152,68	55,98
Diciembre	206,22	206,22	123,34	45,22
TOTAL	5.205,00	5.205,00	3.113,04	1.141,45

Tabla 6.49: Ingresos generados por la venta de electricidad

6.13.3 Inversión y PRS

La instalación evaluada anteriormente consta de las partidas que se muestran en la siguiente tabla, indicando en cada una de ellas el coste de su ejecución:

Resumen por partidas	
Módulos (€)	16.016
Estructura (€)	7.377
Inversores (€)	7.618
Monitorización (€)	1.253
Instalación eléctrica (€)	3.110
Obra Civil (€)	2.718
Proyecto y Legalización (€)	5.000
Importe Total (€)	43.092

En la tabla siguiente se muestra una evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación, obteniendo los siguientes resultados:

	Según R.D. 1578/2008 y R.D. 1565/2010	Según R.D. 14/2010	Según Balance Neto	Según R.D. 1/2012
Energía total inyectada (kWh/año)	20.754	20.754	20.754	20.754
Precio de venta de la electricidad (ct€/kWh)	25,08	25,08 / 5,5	15	5,5
Ingresos por venta de energía eléctrica (€/año)	5.205,00	5.205,00	3.113,04	1.141,45
Inversión necesaria (€)	43.092	43.092	43.092	43.092
PRS (años)	8,28	8,28	13,84	37,75

Tabla 6.50: Evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación

6.14 INSTALACION 5: módulos de película delgada CdTe General Electric GE-CdTe83 sobre cubierta

6.14.1 Descripción

El generador solar estará constituido por 357 módulos fotovoltaicos de película delgada de CdTe General Electric GE-CdTe83 de 82,5 Wp, dispuestos en 28 series de 7 paneles conectados a un inversor Ingecon Sun 15 IP 54 de 15 kW más 23 series de 7 paneles conectados a otro inversor Ingecon 12,5 Sun IP 54 de 12,5 kW. Los 357 módulos darán una potencia pico total de 29.453 Wp, por el contrario la instalación de 2 inversores de 15 kW y 12,5 kW, supondrá una potencia nominal total de 27,5 kW.

General Electric GE-CdTe83 película delgada CdTe 82,5 Wp				
	Potencia (kW)	Nº de series	Paneles en serie	Total
INV 1	15	28	7	196
INV 2	12,5	23	7	161
TOTAL	27,5			357
			TOTAL kWp	29,45

Tabla 6.51: Características Instalación 5

Respecto a la colocación física de los módulos, se colocarán los 357 módulos fotovoltaicos de forma vertical repartidos en 11 filas, todas las filas dispondrán de 33 módulos en cada fila, salvo la última que dispondrá de 27 módulos. Para fijar los módulos a la cubierta se utilizarán perfiles longitudinales de aluminio, los cuales se fijarán a la cubierta mediante soportes para chapa trapezoidal o espárragos pasantes a las correas.

Atendiendo a las diferentes clasificaciones nombradas en la introducción, la instalación podrá clasificarse de la siguiente forma en función de la potencia nominal y de la forma de colocación.

R.D. 661/2007	D. 50/2008	R.D. 1565/2010	CTE HE5
Categoría b: • Grupo b.1: - Subgrupo b.1.1	Categoría B $P_N > 10$ kW; Clase 1	Tipo I.2 $P_N > 20$ kW	General

Tabla 6.52: Clasificación de la instalación

6.14.2 Producción energética e ingresos

La estimación de producción de la energía eléctrica de la instalación fotovoltaica se resume en la siguiente tabla:

Mes	Irradiación incidente mensual (kWh/m ²)	Potencia del campo solar (kWp)	Performance Ratio (%)	Energía generada (kWh/m ²)
Enero	83,9	29,45	67,15	1.659
Febrero	104,6	29,45	66,33	2.043
Marzo	150	29,45	65,06	2.874
Abril	180	29,45	64,34	3.411
Mayo	215,5	29,45	63,07	4.003
Junio	229,9	29,45	61,97	4.196
Julio	237,3	29,45	61,98	4.332
Agosto	214	29,45	62,10	3.914
Septiembre	164	29,45	63,44	3.064
Octubre	121,4	29,45	64,97	2.323
Noviembre	88,2	29,45	66,70	1.733
Diciembre	70,8	29,45	67,26	1.403
TOTAL				34.955

Tabla 6.53: Energía generada

Según la energía generada y teniendo en cuenta las características de la instalación que nos ocupa, los ingresos generados por la venta de la electricidad, en las modalidades indicadas, serían los que se indican a continuación:

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Enero	293,19	293,19	248,89	91,26
Febrero	361,07	361,07	306,51	112,39

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Marzo	507,89	507,89	431,14	158,09
Abril	602,72	602,72	511,65	187,61
Mayo	707,34	707,34	600,46	220,17
Junio	741,46	741,46	629,42	230,79
Julio	765,38	765,38	649,73	238,23
Agosto	691,60	691,60	587,10	215,27
Septiembre	541,44	541,44	459,63	168,53
Octubre	410,45	410,45	348,43	127,76
Noviembre	306,17	306,17	259,90	95,30
Diciembre	247,84	247,84	210,39	77,14
TOTAL	6.176,56	6.176,56	5.243,26	1.922,53

Tabla 6.54: Ingresos generados por la venta de electricidad

6.14.3 Inversión y PRS

La instalación evaluada anteriormente consta de las partidas que se muestran en la siguiente tabla, indicando en cada una de ellas el coste de su ejecución:

Resumen por partidas	
Módulos (€)	25.704
Estructura (€)	7.559
Inversores (€)	14.276
Monitorización (€)	1.253
Instalación eléctrica (€)	4.873
Obra Civil (€)	2.718
Proyecto y Legalización (€)	5.000
Importe Total (€)	61.384

En la tabla siguiente se muestra una evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación, obteniendo los siguientes resultados:

	Según R.D. 1578/2008 y R.D. 1565/2010	Según R.D. 14/2010	Según Balance Neto	Según R.D. 1/2012
Energía total inyectada (kWh/año)	34.955	34.955	34.955	34.955
Precio de venta de la electricidad (ct€/kWh)	17,67	17,67 / 5,5	15	5,5
Ingresos por venta de energía eléctrica (€/año)	6.176,56	6.176,56	5.243,26	1.922,53
Inversión necesaria (€)	61.384	61.384	61.384	61.384
PRS (años)	9,94	9,94	11,71	31,93

Tabla 6.55: Evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación

6.15 INSTALACION 6: módulos flexibles de película delgada GIGS Solarion SOL 100 FLEX sobre cubierta

6.15.1 Descripción

El generador solar estará constituido por 248 módulos fotovoltaicos de película delgada flexibles de CIGS Solarion SOL 100 FLEX de 115 Wp, dispuestos en 8 series de 31 paneles conectados a un inversor Ingecon Sun 25 IP 54 de 25 kW. Los 248 módulos darán una potencia pico total de 28.520 Wp, por el contrario la instalación de un inversor de 25 kW, supondrá una potencia nominal total de 25 kW.

Solarion SOL 100 FLEX película delgada flexible CIGS 115 Wp				
	Potencia (kW)	Nº de series	Paneles en serie	Total
INV 1	25	8	31	248
TOTAL	25			248
			TOTAL kWp	28,52

Tabla 6.56: Características Instalación 6

Respecto a la colocación física de los módulos, se colocarán los 248 módulos fotovoltaicos de forma vertical repartidos en 10 filas, todas las filas dispondrán de 25 módulos en cada fila, salvo la última que dispondrá de 23 módulos.

Atendiendo a las diferentes clasificaciones nombradas en la introducción, la instalación podrá clasificarse de la siguiente forma en función de la potencia nominal y de la forma de colocación.

R.D. 661/2007	D. 50/2008	R.D. 1565/2010	CTE HE5
Categoría b: • Grupo b.1: - Subgrupo b.1.1	Categoría B $P_N > 10$ kW; Clase 1	Tipo I.2 $P_N > 20$ kW	General

Tabla 6.57: Clasificación de la instalación

6.15.2 Producción energética e ingresos

La estimación de producción de la energía eléctrica de la instalación fotovoltaica se resume en la siguiente tabla:

Mes	Irradiación incidente mensual (kWh/m ²)	Potencia del campo solar (kWp)	Performance Ratio (%)	Energía generada (kWh/m ²)
Enero	83,9	28,52	67,33	1.611
Febrero	104,6	28,52	65,78	1.962
Marzo	150	28,52	63,42	2.713
Abril	180	28,52	62,06	3.186
Mayo	215,5	28,52	59,73	3.671
Junio	229,9	28,52	57,74	3.786
Julio	237,3	28,52	57,75	3.908
Agosto	214	28,52	57,99	3.539
Septiembre	164	28,52	60,48	2.829
Octubre	121,4	28,52	63,34	2.193
Noviembre	88,2	28,52	66,54	1.674
Diciembre	70,8	28,52	67,60	1.365
TOTAL				32.437

Tabla 6.58: Energía generada

Según la energía generada y teniendo en cuenta las características de la instalación que nos ocupa, los ingresos generados por la venta de la electricidad, en las modalidades indicadas, serían los que se indican a continuación:

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Enero	284,69	284,69	241,68	88,61
Febrero	346,73	346,73	294,34	107,92
Marzo	479,41	479,41	406,97	149,22

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Abril	562,92	562,92	477,86	175,22
Mayo	648,67	648,67	550,65	201,91
Junio	668,93	668,93	567,85	208,21
Julio	690,57	690,57	586,23	214,95
Agosto	625,35	625,35	530,86	194,65
Septiembre	499,87	499,87	424,34	155,59
Octubre	387,53	387,53	328,98	120,62
Noviembre	295,74	295,74	251,05	92,05
Diciembre	241,18	241,18	204,74	75,07
TOTAL	5.731,60	5.731,60	4.865,53	1.784,03

Tabla 6.59: Ingresos generados por la venta de electricidad

6.15.3 Inversión y PRS

La instalación evaluada anteriormente consta de las partidas que se muestran en la siguiente tabla, indicando en cada una de ellas el coste de su ejecución:

Resumen por partidas	
Módulos (€)	41.416
Inversores (€)	11.896
Monitorización (€)	1.253
Instalación eléctrica (€)	4.212
Obra Civil (€)	2.718
Proyecto y Legalización (€)	5.000
Importe Total (€)	66.495

En la tabla siguiente se muestra una evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación, obteniendo los siguientes resultados:

	Según R.D. 1578/2008 y R.D. 1565/2010	Según R.D. 14/2010	Según Balance Neto	Según R.D. 1/2012
Energía total inyectada (kWh/año)	32.437	32.437	32.437	32.437
Precio de venta de la electricidad (ct€/kWh)	17,67	17,67 / 5,5	15	5,5
Ingresos por venta de energía eléctrica (€/año)	5.731,60	5.731,60	4.865,53	1.784,03
Inversión necesaria (€)	66.495	66.495	66.495	66.495
PRS (años)	11,60	11,60	13,67	37,27

Tabla 6.60: Evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación

6.16 INSTALACION 7: módulos de película delgada GIGS Solarion

SOL 100 GG sobre cubierta

6.16.1 Descripción

El generador solar estará constituido por 248 módulos fotovoltaicos de película delgada de CIGS Solarion SOL 100 GG de 115 Wp, dispuestos en 8 series de 31 paneles conectados a un inversor Ingecon Sun 25 IP 54 de 25 kW. Los 248 módulos darán una potencia pico total de 28.520 Wp, por el contrario la instalación de un inversor de 25 kW, supondrá una potencia nominal total de 25 kW.

Solarion SOL 100 GG película delgada CIGS 115 Wp				
	Potencia (kW)	Nº de series	Paneles en serie	Total
INV 1	25	8	31	248
TOTAL	25			248
			TOTAL kWp	28,52

Tabla 6.61: Características Instalación 7

Respecto a la colocación física de los módulos, se colocarán los 248 módulos fotovoltaicos de forma vertical repartidos en 10 filas, todas las filas dispondrán de 25 módulos en cada fila, salvo la última que dispondrá de 23 módulos. Para fijar los módulos a la cubierta se utilizarán perfiles longitudinales de aluminio, los cuales se fijarán a la cubierta mediante soportes para chapa trapezoidal o espárragos pasantes a las correas.

Atendiendo a las diferentes clasificaciones nombradas en la introducción, la instalación podrá clasificarse de la siguiente forma en función de la potencia nominal y de la forma de colocación.

R.D. 661/2007	D. 50/2008	R.D. 1565/2010	CTE HE5
Categoría b: • Grupo b.1: - Subgrupo b.1.1	Categoría B $P_N > 10$ kW; Clase 1	Tipo I.2 $P_N > 20$ kW	General

Tabla 6.62: Clasificación de la instalación

6.16.2 Producción energética e ingresos

La estimación de producción de la energía eléctrica de la instalación fotovoltaica se resume en la siguiente tabla:

Mes	Irradiación incidente mensual (kWh/m ²)	Potencia del campo solar (kWp)	Performance Ratio (%)	Energía generada (kWh/m ²)
Enero	83,9	28,52	67,33	1.611
Febrero	104,6	28,52	65,78	1.962
Marzo	150	28,52	63,42	2.713
Abril	180	28,52	62,06	3.186
Mayo	215,5	28,52	59,73	3.671
Junio	229,9	28,52	57,74	3.786
Julio	237,3	28,52	57,75	3.908
Agosto	214	28,52	57,99	3.539
Septiembre	164	28,52	60,48	2.829
Octubre	121,4	28,52	63,34	2.193
Noviembre	88,2	28,52	66,54	1.674
Diciembre	70,8	28,52	67,60	1.365
TOTAL				32.437

Tabla 6.63: Energía generada

Según la energía generada y teniendo en cuenta las características de la instalación que nos ocupa, los ingresos generados por la venta de la electricidad, en las modalidades indicadas, serían los que se indican a continuación:

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Enero	284,69	284,69	241,68	88,61
Febrero	346,73	346,73	294,34	107,92
Marzo	479,41	479,41	406,97	149,22

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Abril	562,92	562,92	477,86	175,22
Mayo	648,67	648,67	550,65	201,91
Junio	668,93	668,93	567,85	208,21
Julio	690,57	690,57	586,23	214,95
Agosto	625,35	625,35	530,86	194,65
Septiembre	499,87	499,87	424,34	155,59
Octubre	387,53	387,53	328,98	120,62
Noviembre	295,74	295,74	251,05	92,05
Diciembre	241,18	241,18	204,74	75,07
TOTAL	5.731,60	5.731,60	4.865,53	1.784,03

Tabla 6.64: Ingresos generados por la venta de electricidad

6.16.3 Inversión y PRS

La instalación evaluada anteriormente consta de las partidas que se muestran en la siguiente tabla, indicando en cada una de ellas el coste de su ejecución:

Resumen por partidas	
Módulos (€)	41.416
Estructura (€)	7.702
Inversores (€)	11.896
Monitorización (€)	1.253
Instalación eléctrica (€)	4.212
Obra Civil (€)	2.718
Proyecto y Legalización (€)	5.000
Importe Total (€)	74.197

En la tabla siguiente se muestra una evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación, obteniendo los siguientes resultados:

	Según R.D. 1578/2008 y R.D. 1565/2010	Según R.D. 14/2010	Según Balance Neto	Según R.D. 1/2012
Energía total inyectada (kWh/año)	32.437	32.437	32.437	32.437
Precio de venta de la electricidad (ct€/kWh)	17,67	17,67 / 5,5	15	5,5
Ingresos por venta de energía eléctrica (€/año)	5.731,60	5.731,60	4.865,53	1.784,03
Inversión necesaria (€)	74.197	74.197	74.197	74.197
PRS (años)	12,95	12,95	15,25	41,59

Tabla 6.65: Evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación

6.17 INSTALACIÓN 8: módulos con cristal monocristalino Solarword SW 245 inclinados 25°

6.17.1 Descripción

El generador solar estará constituido por 96 módulos fotovoltaicos con cristal monocristalino Solarword SW 245 de 245 Wp, dispuestos en 3 series de 16 paneles conectados a un inversor Ingecon Sun 10 IP 54 de 10 kW más 3 series de 16 paneles conectados a otro inversor Ingecon Sun 10 IP 54 de 10 kW. Los 96 módulos darán una potencia pico total de 23.520 Wp, por el contrario la instalación de 2 inversores de 10 kW, supondrá una potencia nominal total de 20 kW.

SOLARWORD SW 245 MONO 245 Wp				
	Potencia (kW)	Nº de series	Paneles en serie	Total
INV 1	10	3	16	48
INV 2	10	3	16	48
TOTAL	20			96
			TOTAL kWp	23,52

Tabla 6.66: Características Instalación 8

Respecto a la colocación física de los módulos, se colocarán los 96 módulos fotovoltaicos de forma vertical repartidos en 5 filas, todas las filas dispondrán de 20 módulos en cada fila, salvo la última que dispondrá de 16 módulos. La inclinación de los módulos será de 25° respecto a la horizontal, para fijar los módulos a la cubierta se utilizarán perfiles longitudinales de aluminio, los cuales darán la inclinación requerida y se fijarán a la cubierta mediante soportes para chapa trapezoidal o espárragos pasantes a las correas. Para evitar las pérdidas por sombra entre las distintas filas se dejara como mínimo una distancia de separación entre filas de paneles de 2,62 m, medida sobre la cubierta inclinada.

Atendiendo a las diferentes clasificaciones nombradas en la introducción, la instalación podrá clasificarse de la siguiente forma en función de la potencia nominal y de la forma de colocación.

R.D. 661/2007	D. 50/2008	R.D. 1565/2010	CTE HE5
Categoría b: • Grupo b.1: - Subgrupo b.1.1	Categoría B $P_N > 10$ kW; Clase 1	Tipo I.1 $P_N \leq 20$ kW	General

Tabla 6.67: Clasificación de la instalación

6.17.2 Producción energética e ingresos

La estimación de producción de la energía eléctrica de la instalación fotovoltaica se resume en la siguiente tabla:

Mes	Irradiación incidente mensual (kWh/m ²)	Potencia del campo solar (kWp)	Performance Ratio (%)	Energía generada (kWh/m ²)
Enero	107,9	23.52	75,53	1.917
Febrero	128,5	23.52	73,98	2.236
Marzo	170	23.52	72,03	2.880
Abril	189,5	23.52	71,16	3.172
Mayo	213,2	23.52	69,32	3.476
Junio	220,8	23.52	67,57	3.509
Julio	231,2	23.52	67,46	3.669
Agosto	221,2	23.52	67,22	3.497
Septiembre	181,5	23.52	69,25	2.956
Octubre	143,6	23.52	71,86	2.427
Noviembre	111,7	23.52	74,85	1.966
Diciembre	90,6	23.52	76,02	1.620
TOTAL				33.325

Tabla 6.68: Energía generada

Según la energía generada y teniendo en cuenta las características de la instalación que nos ocupa, los ingresos generados por la venta de la electricidad, en las modalidades indicadas, serían los que se indican a continuación:

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Enero	480,74	480,74	287,53	105,43
Febrero	560,80	560,80	335,41	122,98
Marzo	722,35	722,35	432,03	158,41
Abril	795,45	795,45	475,75	174,44
Mayo	871,79	871,79	521,40	191,18
Junio	880,08	880,08	526,36	193,00
Julio	920,08	920,08	550,29	201,77
Agosto	877,08	877,08	524,57	192,34
Septiembre	741,39	741,39	443,41	162,59
Octubre	608,70	608,70	364,05	133,49
Noviembre	493,18	493,18	294,97	108,15
Diciembre	406,29	406,29	243,00	89,10
TOTAL	8.357,92	8.357,92	4.998,76	1.832,88

Tabla 6.69: Ingresos generados por la venta de electricidad

6.17.3 Inversión y PRS

La instalación evaluada anteriormente consta de las partidas que se muestran en la siguiente tabla, indicando en cada una de ellas el coste de su ejecución:

Resumen por partidas	
Módulos (€)	32.256
Estructura (€)	8.725
Inversores (€)	12.072
Monitorización (€)	1.253
Instalación eléctrica (€)	3.110
Obra Civil (€)	2.718
Proyecto y Legalización (€)	5.000
Importe Total (€)	65.134

En la tabla siguiente se muestra una evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación, obteniendo los siguientes resultados:

	Según R.D. 1578/2008 y R.D. 1565/2010	Según R.D. 14/2010	Según Balance Neto	Según R.D. 1/2012
Energía total inyectada (kWh/año)	33.325	33.325	33.325	33.325
Precio de venta de la electricidad (ct€/kWh)	25,08	25,08 / 5,5	15	5,5
Ingresos por venta de energía eléctrica (€/año)	8.357,92	8.357,92	4.998,76	1.832,88
Inversión necesaria (€)	65.134	65.134	65.134	65.134
PRS (años)	7,79	7,79	13,03	35,54

Tabla 6.70: Evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación

6.18 INSTALACIÓN 9: módulos con cristal policristalino Solarword SW 245 inclinados 25°

6.18.1 Descripción

El generador solar estará constituido por 96 módulos fotovoltaicos con cristal policristalino Solarword SW 245 de 245 Wp, dispuestos en 3 series de 16 paneles conectados a un inversor Ingecon Sun 10 IP 54 de 10 kW más 3 series de 16 paneles conectados a otro inversor Ingecon Sun 10 IP 54 de 10 kW. Los 96 módulos darán una potencia pico total de 23.520 Wp, por el contrario la instalación de 2 inversores de 10 kW, supondrá una potencia nominal total de 20 kW.

SOLARWORD SW 245 POLICRISTALINO 245 Wp				
	Potencia (kW)	Nº de series	Paneles en serie	Total
INV 1	10	3	16	48
INV 2	10	3	16	48
TOTAL	20			96
			TOTAL kWp	23,52

Tabla 6.71: Características Instalación 9

Respecto a la colocación física de los módulos, se colocarán los 96 módulos fotovoltaicos de forma vertical repartidos en 5 filas, todas las filas dispondrán de 20 módulos en cada fila, salvo la última que dispondrá de 16 módulos. La inclinación de los módulos será de 25° respecto a la horizontal, para fijar los módulos a la cubierta se utilizarán perfiles longitudinales de aluminio, los cuales darán la inclinación requerida y se fijarán a la cubierta mediante soportes para chapa trapezoidal o espárragos pasantes a las correas. Para evitar las pérdidas por sombra entre las distintas filas se dejara como mínimo una distancia de separación entre filas de paneles de 2,62 m, medida sobre la cubierta inclinada.

Atendiendo a las diferentes clasificaciones nombradas en la introducción, la instalación podrá clasificarse de la siguiente forma en función de la potencia nominal y de la forma de colocación.

R.D. 661/2007	D. 50/2008	R.D. 1565/2010	CTE HE5
Categoría b: • Grupo b.1: - Subgrupo b.1.1	Categoría B $P_N > 10$ kW; Clase 1	Tipo I.1 $P_N \leq 20$ kW	General

Tabla 6.72: Clasificación de la instalación

6.18.2 Producción energética e ingresos

La estimación de producción de la energía eléctrica de la instalación fotovoltaica se resume en la siguiente tabla:

Mes	Irradiación incidente mensual (kWh/m ²)	Potencia del campo solar (kWp)	Performance Ratio (%)	Energía generada (kWh/m ²)
Enero	107,9	23.52	75,79	1.923
Febrero	128,5	23.52	74,19	2.242
Marzo	170	23.52	72,13	2.884
Abril	189,5	23.52	71,21	3.174
Mayo	213,2	23.52	69,25	3.473
Junio	220,8	23.52	67,38	3.499
Julio	231,2	23.52	67,27	3.658
Agosto	221,2	23.52	67,02	3.487
Septiembre	181,5	23.52	69,16	2.952
Octubre	143,6	23.52	71,90	2.428
Noviembre	111,7	23.52	75,06	1.972
Diciembre	90,6	23.52	76,28	1.625
TOTAL				33.319

Tabla 6.73: Energía generada

Según la energía generada y teniendo en cuenta las características de la instalación que nos ocupa, los ingresos generados por la venta de la electricidad, en las modalidades indicadas, serían los que se indican a continuación:

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Enero	482,40	482,40	288,52	105,79
Febrero	562,32	562,32	336,32	123,32
Marzo	723,29	723,29	432,59	158,62
Abril	796,04	796,04	476,10	174,57
Mayo	870,93	870,93	520,89	190,99
Junio	877,64	877,64	524,91	192,47
Julio	917,49	917,49	548,74	201,20
Agosto	874,52	874,52	523,04	191,78
Septiembre	740,45	740,45	442,85	162,38
Octubre	609,00	609,00	364,24	133,55
Noviembre	494,54	494,54	295,78	108,45
Diciembre	407,66	407,66	243,82	89,40
TOTAL	8.356,29	8.356,29	4.997,78	1.832,52

Tabla 6.74: Ingresos generados por la venta de electricidad

6.18.3 Inversión y PRS

La instalación evaluada anteriormente consta de las partidas que se muestran en la siguiente tabla, indicando en cada una de ellas el coste de su ejecución:

Resumen por partidas	
Módulos (€)	32.256
Estructura (€)	8.725
Inversores (€)	12.072
Monitorización (€)	1.253
Instalación eléctrica (€)	3.110
Obra Civil (€)	2.718
Proyecto y Legalización (€)	5.000
Importe Total (€)	65.134

En la tabla siguiente se muestra una evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación, obteniendo los siguientes resultados:

	Según R.D. 1578/2008 y R.D. 1565/2010	Según R.D. 14/2010	Según Balance Neto	Según R.D. 1/2012
Energía total inyectada (kWh/año)	33.319	33.319	33.319	33.319
Precio de venta de la electricidad (ct€/kWh)	25,08	25,08 / 5,5	15	5,5
Ingresos por venta de energía eléctrica (€/año)	8.356,29	8.356,29	4.997,78	1.832,52
Inversión necesaria (€)	65.134	65.134	65.134	65.134
PRS (años)	7,79	7,79	13,03	35,54

Tabla 6.75: Evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación

6.19 INSTALACIÓN 10: módulos amorfos T Solar TS97 inclinados 25°

6.19.1 Descripción

El generador solar estará constituido por 105 módulos fotovoltaicos amorfos T Solar TS97 de 97,5 Wp, dispuestos en tres ramas de 7 series de 5 paneles, conectando cada rama a un inversor Ingecon Sun 3 TL IP 65 de 3 kW. Los 105 módulos darán una potencia pico total de 10.238 Wp, por el contrario la instalación de 3 inversores de 3 kW, supondrá una potencia nominal total de 9 kW.

T Solar TS97 AMORFO 97,5 Wp				
	Potencia (kW)	Nº de series	Paneles en serie	Total
INV 1	3	7	5	35
INV 2	3	7	5	35
INV 3	3	7	5	35
TOTAL	9			105
			TOTAL kWp	10,24

Tabla 6.76: Características Instalación 10

Respecto a la colocación física de los módulos, se colocarán los 105 módulos fotovoltaicos de forma vertical repartidos en 6 filas, todas las filas dispondrán de 18 módulos en cada fila, salvo la última que dispondrá de 15 módulos. La inclinación de los módulos será de 25° respecto a la horizontal, para fijar los módulos a la cubierta se utilizarán perfiles longitudinales de aluminio, los cuales darán la inclinación requerida y se fijarán a la cubierta mediante soportes para chapa trapezoidal o espárragos pasantes a las correas. Para evitar las perdidas por sombra entre las distintas filas se dejara como mínimo una distancia de separación entre filas de paneles de 2,03 m, medida sobre la cubierta inclinada.

Atendiendo a las diferentes clasificaciones nombradas en la introducción, la instalación podrá clasificarse de la siguiente forma en función de la potencia nominal y de la forma de colocación.

R.D. 661/2007	D. 50/2008	R.D. 1565/2010	CTE HE5
Categoría b: • Grupo b.1: - Subgrupo b.1.1	Categoría A $P_N \leq 10$ kW; Clase 1	Tipo I.1 $P_N \leq 20$ kW	General

Tabla 6.77: Clasificación de la instalación

6.19.2 Producción energética e ingresos

La estimación de producción de la energía eléctrica de la instalación fotovoltaica se resume en la siguiente tabla:

Mes	Irradiación incidente mensual (kWh/m ²)	Potencia del campo solar (kWp)	Performance Ratio (%)	Energía generada (kWh/m ²)
Enero	107,9	10,24	67,64	747
Febrero	128,5	10,24	67,04	882
Marzo	170	10,24	66,20	1.152
Abril	189,5	10,24	65,84	1.277
Mayo	213,2	10,24	64,98	1.418
Junio	220,8	10,24	64,16	1.450
Julio	231,2	10,24	64,12	1.518
Agosto	221,2	10,24	64,04	1.450
Septiembre	181,5	10,24	64,91	1.206
Octubre	143,6	10,24	65,98	970
Noviembre	111,7	10,24	67,30	770
Diciembre	90,6	10,24	67,76	629
TOTAL				13.469

Tabla 6.78: Energía generada

Según la energía generada y teniendo en cuenta las características de la instalación que nos ocupa, los ingresos generados por la venta de la electricidad, en las modalidades indicadas, serían los que se indican a continuación:

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Enero	187,39	187,39	112,07	41,09
Febrero	221,19	221,19	132,29	48,51
Marzo	288,94	288,94	172,81	63,36
Abril	320,33	320,33	191,59	70,25
Mayo	355,72	355,72	212,75	78,01
Junio	363,74	363,74	217,55	79,77
Julio	380,65	380,65	227,66	83,48
Agosto	363,69	363,69	217,52	79,76
Septiembre	302,47	302,47	180,91	66,33
Octubre	243,28	243,28	145,50	53,35
Noviembre	193,00	193,00	115,43	42,33
Diciembre	157,63	157,63	94,28	34,57
TOTAL	3.378,04	3.378,04	2.020,36	740,80

Tabla 6.79: Ingresos generados por la venta de electricidad

6.19.3 Inversión y PRS

La instalación evaluada anteriormente consta de las partidas que se muestran en la siguiente tabla, indicando en cada una de ellas el coste de su ejecución:

Resumen por partidas	
Módulos (€)	9.555
Estructura (€)	8.111
Inversores (€)	6.849
Monitorización (€)	1.253
Instalación eléctrica (€)	3.110
Obra Civil (€)	2.718
Proyecto y Legalización (€)	5.000
Importe Total (€)	36.596

En la tabla siguiente se muestra una evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación, obteniendo los siguientes resultados:

	Según R.D. 1578/2008 y R.D. 1565/2010	Según R.D. 14/2010	Según Balance Neto	Según R.D. 1/2012
Energía total inyectada (kWh/año)	13.469	13.469	13.469	v
Precio de venta de la electricidad (ct€/kWh)	25,08	25,08 / 5,5	15	5,5
Ingresos por venta de energía eléctrica (€/año)	3.378,04	3.378,04	2.020,36	740,80
Inversión necesaria (€)	36.596	36.596	36.596	36.596
PRS (años)	10,83	10,83	18,11	49,40

Tabla 6.80: Evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación

6.20 INSTALACIÓN 11: módulos de película delgada CdTe General Electric GE-CdTe83 inclinados 25°

6.20.1 Descripción

El generador solar estará constituido por 228 módulos fotovoltaicos de película delgada de CdTe General Electric GE-CdTe83 de 82,5 Wp, dispuestos en 24 series de 7 paneles conectados a un inversor Ingecon Sun 12,5 IP 54 de 12,5 kW más 12 series de 5 paneles conectados a otro inversor Ingecon Sun 4,6 TL IP 65 de 4,6 kW. Los 228 módulos darán una potencia pico total de 18.810 Wp, por el contrario la instalación de 2 inversores de 12,5 kW y 4,6 kW, supondrá una potencia nominal total de 17,1 kW.

General Electric GE-CdTe83 película delgada CdTe 82,5 Wp				
	Potencia (kW)	Nº de series	Paneles en serie	Total
INV 1	12,5	24	7	168
INV 2	4,6	12	5	60
TOTAL	17,1			228
			TOTAL kWp	18,81

Tabla 6.81: Características Instalación 11

Respecto a la colocación física de los módulos, se colocarán los 228 módulos fotovoltaicos de forma vertical repartidos en 7 filas, todas las filas dispondrán de 33 módulos en cada fila, salvo la última que dispondrá de 30 módulos. La inclinación de los módulos será de 25° respecto a la horizontal, para fijar los módulos a la cubierta se utilizarán perfiles longitudinales de aluminio, los cuales darán la inclinación requerida y se fijarán a la cubierta mediante soportes para chapa trapezoidal o espárragos pasantes a las correas. Para evitar las pérdidas por sombra entre las distintas filas se dejara como mínimo una distancia de separación entre filas de paneles de 1,88 m, medida sobre la cubierta inclinada.

Atendiendo a las diferentes clasificaciones nombradas en la introducción, la instalación podrá clasificarse de la siguiente forma en función de la potencia nominal y de la forma de colocación.

R.D. 661/2007	D. 50/2008	R.D. 1565/2010	CTE HE5
Categoría b: • Grupo b.1: - Subgrupo b.1.1	Categoría B $P_N > 10$ kW; Clase 1	Tipo I.1 $P_N \leq 20$ kW	General

Tabla 6.82: Clasificación de la instalación

6.20.2 Producción energética e ingresos

La estimación de producción de la energía eléctrica de la instalación fotovoltaica se resume en la siguiente tabla:

Mes	Irradiación incidente mensual (kWh/m ²)	Potencia del campo solar (kWp)	Performance Ratio (%)	Energía generada (kWh/m ²)
Enero	107,9	18,81	66,80	1.356
Febrero	128,5	18,81	65,98	1.595
Marzo	170	18,81	64,92	2.076
Abril	189,5	18,81	64,46	2.298
Mayo	213,2	18,81	63,44	2.544
Junio	220,8	18,81	62,46	2.594
Julio	231,2	18,81	62,41	2.714
Agosto	221,2	18,81	62,28	2.591
Septiembre	181,5	18,81	63,38	2.164
Octubre	143,6	18,81	64,78	1.750
Noviembre	111,7	18,81	66,41	1.395
Diciembre	90,6	18,81	67,03	1.142
TOTAL				24.219

Tabla 6.83: Energía generada

Según la energía generada y teniendo en cuenta las características de la instalación que nos ocupa, los ingresos generados por la venta de la electricidad, en las modalidades indicadas, serían los que se indican a continuación:

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Enero	340,02	340,02	203,36	74,57
Febrero	400,00	400,00	239,23	87,72
Marzo	520,69	520,69	311,41	114,19
Abril	576,23	576,23	344,64	126,37
Mayo	638,03	638,03	381,60	139,92
Junio	650,63	650,63	389,13	142,68
Julio	680,68	680,68	407,10	149,27
Agosto	649,92	649,92	388,71	142,53
Septiembre	542,69	542,69	324,57	119,01
Octubre	438,84	438,84	262,47	96,24
Noviembre	349,95	349,95	209,30	76,74
Diciembre	286,50	286,50	171,35	62,83
TOTAL	6.074,18	6.074,18	3.632,88	1.332,06

Tabla 6.84: Ingresos generados por la venta de electricidad

6.20.3 Inversión y PRS

La instalación evaluada anteriormente consta de las partidas que se muestran en la siguiente tabla, indicando en cada una de ellas el coste de su ejecución:

Resumen por partidas	
Módulos (€)	16.416
Estructura (€)	8.898
Inversores (€)	9.245
Monitorización (€)	1.253
Instalación eléctrica (€)	4.212
Obra Civil (€)	2.718
Proyecto y Legalización (€)	5.000
Importe Total (€)	47.742

En la tabla siguiente se muestra una evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación, obteniendo los siguientes resultados:

	Según R.D. 1578/2008 y R.D. 1565/2010	Según R.D. 14/2010	Según Balance Neto	Según R.D. 1/2012
Energía total inyectada (kWh/año)	24.219	24.219	24.219	24.219
Precio de venta de la electricidad (ct€/kWh)	25,08	25,08 / 5,5	15	5,5
Ingresos por venta de energía eléctrica (€/año)	6.074,18	6.074,18	3.632,88	1.332,06
Inversión necesaria (€)	47.742	47.742	47.742	47.742
PRS (años)	7,86	7,86	13,14	35,84

Tabla 6.85: Evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación

6.21 INSTALACIÓN 12: módulos de película delgada GIGS Solarion SOL 100 GG inclinados 25°

6.21.1 Descripción

El generador solar estará constituido por 150 módulos fotovoltaicos de película delgada de CIGS Solarion SOL 100 GG de 115 Wp, dispuestos en 5 series de 30 paneles conectados a un inversor Ingecon Sun 15 IP 54 de 15 kW. Los 150 módulos darán una potencia pico total de 17.250 Wp, por el contrario la instalación de un inversor de 15 kW, supondrá una potencia nominal total de 15 kW.

Solarion SOL 100 GG película delgada CIGS 115 Wp				
	Potencia (kW)	Nº de series	Paneles en serie	Total
INV 1	15	5	30	150
TOTAL	15			150
			TOTAL kWp	17,25

Tabla 6.86: Características Instalación 12

Respecto a la colocación física de los módulos, se colocarán los 150 módulos fotovoltaicos de forma vertical repartidos en 6 filas, todas las filas dispondrán de 25 módulos en cada fila. La inclinación de los módulos será de 25° respecto a la horizontal, para fijar los módulos a la cubierta se utilizarán perfiles longitudinales de aluminio, los cuales darán la inclinación requerida y se fijarán a la cubierta mediante soportes para chapa trapezoidal o espárragos pasantes a las correas. Para evitar las pérdidas por sombra entre las distintas filas se dejara como mínimo una distancia de separación entre filas de paneles de 2,07 m, medida sobre la cubierta inclinada.

Atendiendo a las diferentes clasificaciones nombradas en la introducción, la instalación podrá clasificarse de la siguiente forma en función de la potencia nominal y de la forma de colocación.

R.D. 661/2007	D. 50/2008	R.D. 1565/2010	CTE HE5
Categoría b: • Grupo b.1: - Subgrupo b.1.1	Categoría B $P_N > 10$ kW; Clase 1	Tipo I.1 $P_N \leq 20$ kW	General

Tabla 6.87: Clasificación de la instalación

6.21.2 Producción energética e ingresos

La estimación de producción de la energía eléctrica de la instalación fotovoltaica se resume en la siguiente tabla:

Mes	Irradiación incidente mensual (kWh/m ²)	Potencia del campo solar (kWp)	Performance Ratio (%)	Energía generada (kWh/m ²)
Enero	107,9	17,25	66,61	1.240
Febrero	128,5	17,25	65,06	1.442
Marzo	170	17,25	63,11	1.851
Abril	189,5	17,25	62,24	2.034
Mayo	213,2	17,25	60,40	2.221
Junio	220,8	17,25	58,65	2.234
Julio	231,2	17,25	58,54	2.335
Agosto	221,2	17,25	58,29	2.224
Septiembre	181,5	17,25	60,32	1.889
Octubre	143,6	17,25	62,93	1.559
Noviembre	111,7	17,25	65,93	1.270
Diciembre	90,6	17,25	67,10	1.049
TOTAL				31.347

Tabla 6.88: Energía generada

Según la energía generada y teniendo en cuenta las características de la instalación que nos ocupa, los ingresos generados por la venta de la electricidad, en las modalidades indicadas, serían los que se indican a continuación:

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Enero	310,93	310,93	185,96	68,19
Febrero	361,69	361,69	216,32	79,32
Marzo	464,15	464,15	277,60	101,79

Mes	Ingresos generados según R.D. 1578/2008 (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 14/2010 (€/mes)	Ingresos generados según Balance Neto (€/mes)	Ingresos generados según R.D. 1/2012 (€/mes)
Abril	510,23	510,23	305,16	111,89
Mayo	557,07	557,07	333,18	122,16
Junio	560,22	560,22	335,06	122,85
Julio	585,54	585,54	350,20	128,41
Agosto	557,86	557,86	333,65	122,34
Septiembre	473,67	473,67	283,30	103,88
Octubre	390,99	390,99	233,84	85,74
Noviembre	318,58	318,58	190,54	69,87
Diciembre	263,00	263,00	157,30	57,68
TOTAL	5.353,94	5.353,94	3.202,12	1.174,11

Tabla 6.89: Ingresos generados por la venta de electricidad

6.21.3 Inversión y PRS

La instalación evaluada anteriormente consta de las partidas que se muestran en la siguiente tabla, indicando en cada una de ellas el coste de su ejecución:

Resumen por partidas	
Módulos (€)	25.050
Estructura (€)	8.586
Inversores (€)	7.618
Monitorización (€)	1.253
Instalación eléctrica (€)	3.110
Obra Civil (€)	2.718
Proyecto y Legalización (€)	5.000
Importe Total (€)	53.335

En la tabla siguiente se muestra una evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación, obteniendo los siguientes resultados:

	Según R.D. 1578/2008 y R.D. 1565/2010	Según R.D. 14/2010	Según Balance Neto	Según R.D. 1/2012
Energía total inyectada (kWh/año)	31.347	31.347	31.347	31.347
Precio de venta de la electricidad (ct€/kWh)	25,08	25,08 / 5,5	15	5,5
Ingresos por venta de energía eléctrica (€/año)	5.353,94	5.353,94	3.202,12	1.174,11
Inversión necesaria (€)	53.335	53.335	53.335	53.335
PRS (años)	9,96	9,96	16,66	45,43

Tabla 6.90: Evaluación preliminar de la viabilidad económica de la instalación

6.22 Resumen de las instalaciones

En este apartado comenzaremos resumiendo los resultados de las distintas instalaciones frente a la potencia pico instalada, energía generada anual, ingresos anuales en las diferentes modalidades e inversión.

Inclinación	Instalación	Marca	Modelo	Tipología	Potencia módulo (Wp)
INCLINACIÓN CUBIERTA	Instal 1	SOLARWORD	SW 245	MONO	245
	Instal 2	SOLARWORD	SW 245	POLY	245
	Instal 3	UNI-SOLAR	ePVL-144	AMORFO	144
	Instal 4	T SOLAR	TS97	AMORFO	97,5
	Instal 5	GE	GE-CdTe83	CdTe	82,5
	Instal 6	SOLARION	SOL 100 FLEX	CIGS	115
	Instal 7	SOLARION	SOL 100 GG	CIGS	115
INCLINACIÓN ÓPTIMA	Instal 8	SOLARWORD	SW 245	MONO	245
	Instal 9	SOLARWORD	SW 245	POLY	245
	Instal 10	T SOLAR	TS97	AMORFO	97,5
	Instal 11	GE	GE-CdTe83	CdTe	82,5
	Instal 12	SOLARION	SOL 100 GG	CIGS	115

Tabla 6.91: Características módulos de las Instalaciones

Inclinación	Instal	Potencia (kWp)	Energía generada (kWh/año)	Ingresos según R.D. 1578/2008 (€/año)	Ingresos según R.D. 14/2010 (€/año)	Ingresos según Balance Neto (€/año)	Ingresos según R.D. 1/2012 (€/año)	Inversión (€)
INCLINACIÓN CUBIERTA	Instal 1	38,71	50.439	8.913	8.912,58	7.565,86	2.774,15	92.259
	Instal 2	38,71	50.427	8.910	8.910,49	7.564,09	2.773,50	92.259
	Instal 3	18,00	24.060	6.034	6.034,13	3.608,93	1.323,27	40.811
	Instal 4	17,16	20.754	5.205	5.205,00	3.113,04	1.141,45	43.092
	Instal 5	29,45	34.955	6.177	6.176,56	5.243,26	1.922,53	61.384
	Instal 6	28,52	32.437	5.732	5.731,60	4.865,53	1.784,03	66.495
	Instal 7	28,52	32.437	5.732	5.731,60	4.865,53	1.784,03	74.197
INCLINACIÓN ÓPTIMA	Instal 8	23,52	33.325	8.358	8.357,92	4.998,76	1.832,88	65.134
	Instal 9	23,52	33.319	8.356	8.356,29	4.997,78	1.832,52	65.134
	Instal 10	10,24	13.469	6.074	3.378,04	2.020,36	740,80	36.596
	Instal 11	18,81	24.219	6.074	6.074,18	3.632,88	1.332,06	47.742
	Instal 12	17,25	21.347	5.354	5.353,94	3.202,12	1.174,11	53.335

Tabla 6.92: Energía generada anual, ingresos anuales en las diferentes modalidades e inversión de las instalaciones

A continuación mostraremos gráficamente la potencia pico y la energía generada de cada instalación.

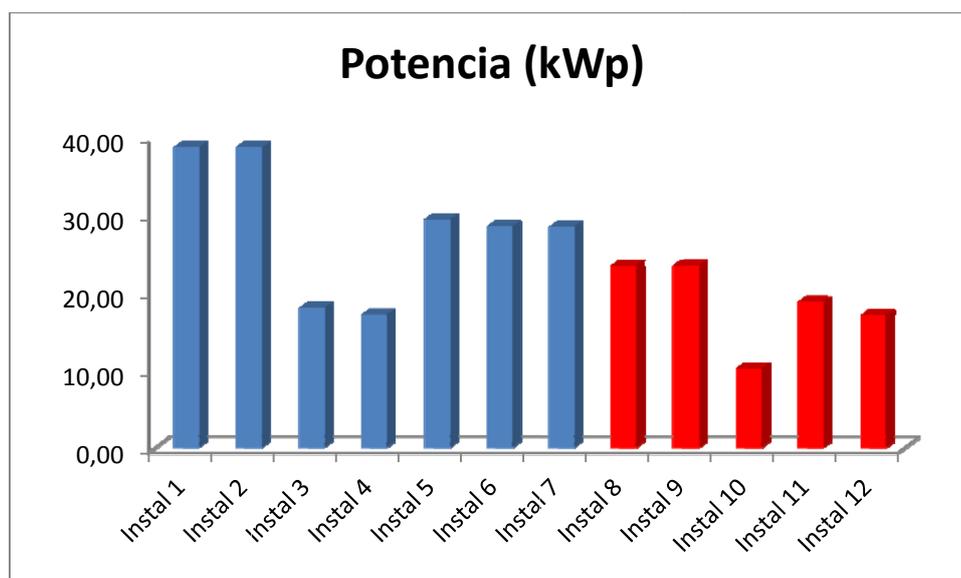


Gráfico 6.2: Potencia pico de cada instalación

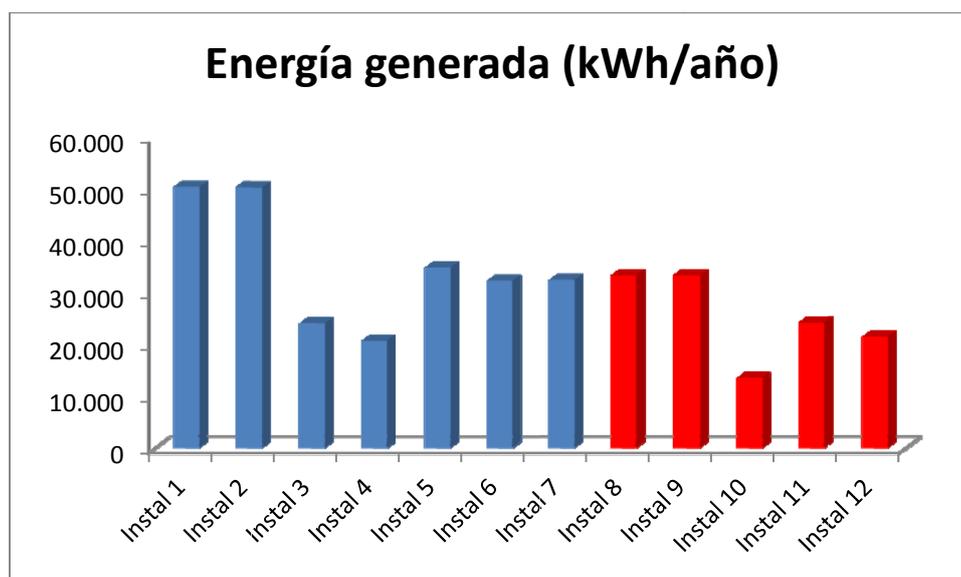


Gráfico 6.3: Energía generada anual de cada instalación

Como se puede apreciar, para la misma tipología de paneles, la instalación directa sobre la cubierta con la misma inclinación de la propia cubierta, al aprovechar directamente casi toda la superficie sin que se produzca sombra entre las diferentes filas, hace que la potencia pico instalada sea superior, con lo cual la energía generada y los ingresos son superiores a una instalación con la inclinación óptima.

Por el contrario el rendimiento de la instalación, en función de la inclinación, como comprobaremos, es menor. Además dentro de las partidas de la inversión necesaria, las

que más peso tienen son la de los módulos e inversores, con lo cual al disponer de una potencia superior, la inversión será superior y al tener menor rendimiento en función de la inclinación, la amortización será también más lenta.

Anotar que las instalaciones compuestas por módulos cristalinos, son las que mayor potencia consiguen. En el otro extremo se encuentran las instalaciones con módulos amorfos.

Si calculamos el ratio de energía generada por potencia pico instalada en cada instalación, podremos comprobar el rendimiento de las distintas instalaciones por cada kWp instalado. Al mismo tiempo podremos ver la influencia de la inclinación, comparando instalaciones con el mismo módulo y diferente inclinación.

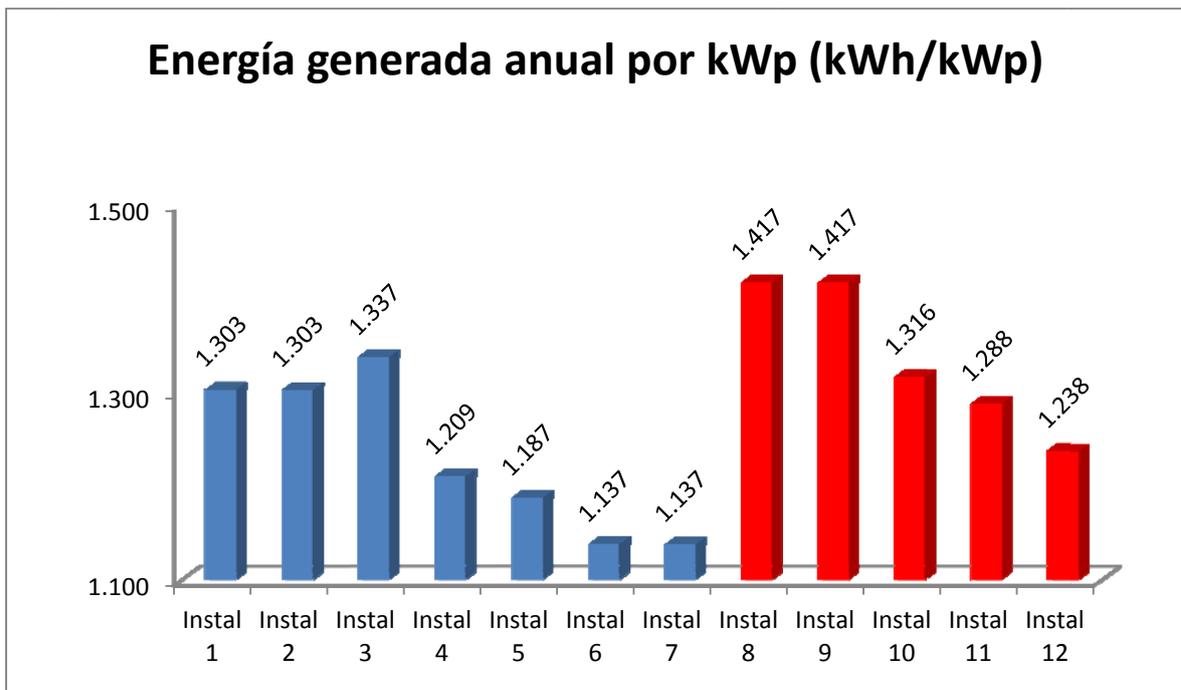


Gráfico 6.4: *Ratio de energía generada por potencia pico instalada en cada instalación*

Como se observa en este gráfico, para instalaciones apoyadas directamente sobre la cubierta, la instalación con un mayor rendimiento por kWp instalado es la de módulos amorfos flexibles, por el contrario para instalaciones fijas con la inclinación óptima, son las instalaciones con módulos cristalinos la que presentan los mejores valores.

También podemos observar la influencia de la inclinación en los módulos para una orientación dada, la aproximación por una línea de tendencia lineal la podremos ver en el siguiente gráfico.

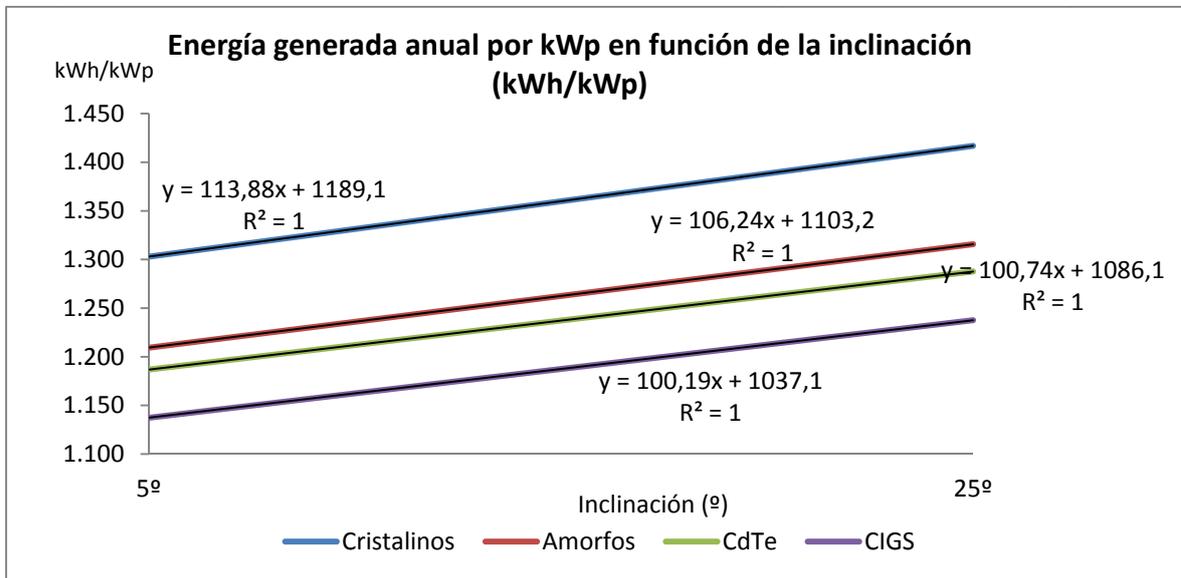


Gráfico 6.5: Influencia de la inclinación en la energía generada

A continuación mostraremos los ingresos producidos en las diferentes modalidades para cada instalación

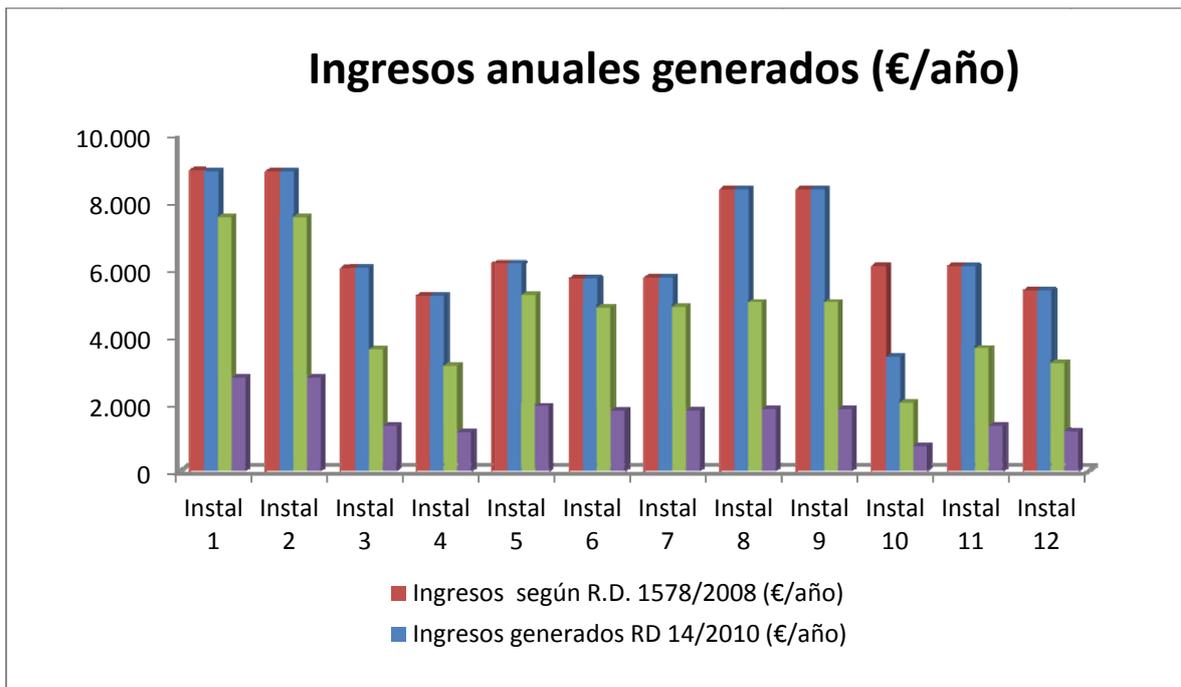


Gráfico 6.6: Ingresos anuales generados para cada instalación

De cara a los ingresos, vemos como ha ido disminuyendo en función de la entrada en vigor de las distintas normativas.

Una particularidad es que tanto las instalaciones con la inclinación de la cubierta y la óptima, no alcanzan las horas equivalentes de funcionamiento, coincidiendo con 1.753 horas para la zona horaria V, de esta forma toda la energía generada es primada, coincidiendo los ingresos según R.D. 1578/2008 y según R.D. 14/2010. No obstante en otras zonas y con otras características no ocurre esto.

A continuación representaremos gráficamente la inversión de cada instalación, volvemos a recordar que la inversión es en base a ofertas solicitadas y catálogos comerciales y que están sufriendo modificaciones importantes en los últimos meses.

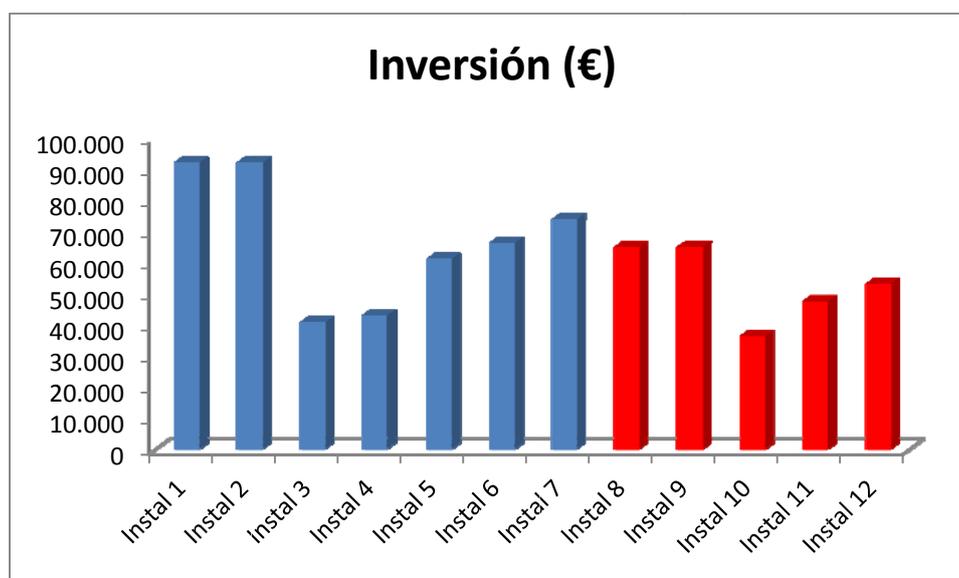


Gráfico 6.7: Inversión de cada instalación

Como podemos observar las inversiones mayores se producen en las instalaciones de módulos cristalinos pero también son los de mayor potencia dentro de cada inclinación. Para poder comprobar que tipo de instalación resulta más cara, calcularemos el ratio de inversión por potencia pico instalada (€/Wp).

Instal	Inversión por Wp (€/Wp)	Instal	Inversión por Wp (€/Wp)
Instal 1	2,38	Instal 7	2,60
Instal 2	2,38	Instal 8	2,77
Instal 3	2,27	Instal 9	2,77
Instal 4	2,51	Instal 10	3,57
Instal 5	2,08	Instal 11	2,54
Instal 6	2,33	Instal 12	3,09

Tabla 6.93: Inversión por Wp de cada instalación

A continuación lo representamos gráficamente.

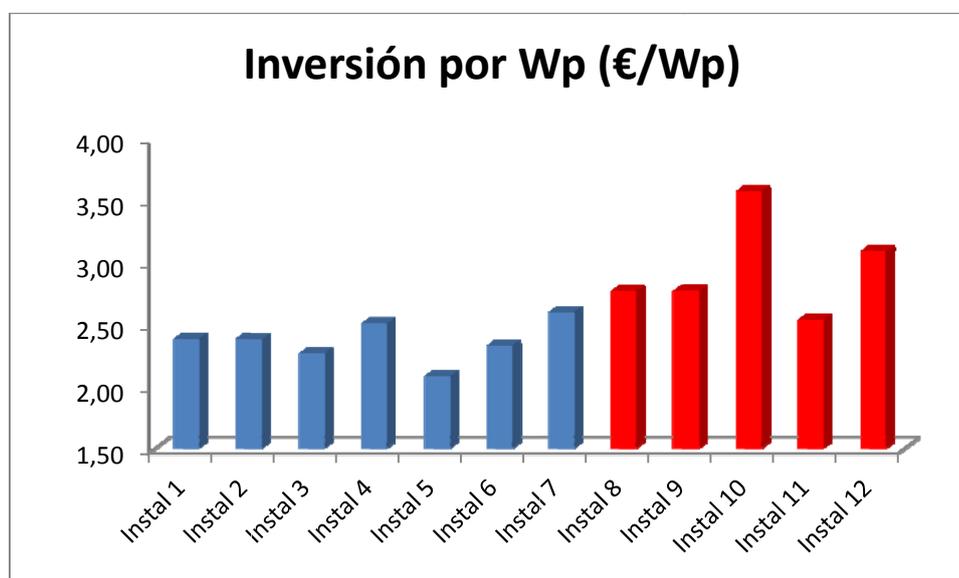


Gráfico 6.8: Inversión por Wp de cada instalación

La primera conclusión es que el ratio €/Wp es menor para instalaciones con la inclinación de la cubierta, lo cual es lógico debido a que la inversión en la estructura de fijación es menor o incluso nula.

Posteriormente comprobamos que en ambos casos de inclinación, la instalación de módulos de CdTe son los que disponen de un ratio menor. En el caso de la inclinación óptima, le sigue las instalaciones de módulos cristalinos. En el caso de la inclinación de la cubierta, le sigue las instalaciones de módulos flexibles y luego los cristalinos.

Una vez visto los ingresos generados en las diferentes modalidades y la inversión mostraremos el periodo de retorno simple de cada instalación.

Inclinación	Instal	PRS según R.D. 1578/2008 (€/año)	PRS según R.D. 14/2010 (€/año)	PRS según Balance Neto (€/año)	PRS según R.D. 1/2012 (€/año)
INCLINACIÓN CUBIERTA	Instal 1	10,35	10,35	12,19	33,26
	Instal 2	10,35	10,35	12,20	33,26
	Instal 3	6,76	6,76	11,31	30,84
	Instal 4	8,28	8,28	13,84	37,75
	Instal 5	9,94	9,94	11,71	31,93
	Instal 6	11,60	11,60	13,67	37,27
	Instal 7	12,95	12,95	15,25	41,59
INCLINACIÓN ÓPTIMA	Instal 8	7,79	7,79	13,03	35,54
	Instal 9	7,79	7,79	13,03	35,54
	Instal 10	10,83	10,83	18,11	49,40
	Instal 11	7,86	7,86	13,14	35,84
	Instal 12	9,96	9,96	16,66	45,43

Tabla 6.94: Periodo de retorno simple (PRS) en las diferentes modalidades para cada instalación

La primera conclusión que podemos obtener es que sin primas según el R.D. 1/2012, las instalaciones de estas dimensiones sobre cubierta no tienen futuro, ya que el periodo de retorno es superior a la vida útil de la instalación. Posteriormente vemos que la opción de Balance Neto mediante autoconsumo puede ser una solución admisible, siempre y cuando toda la energía generada se consuma en la instalación y el

precio de la energía eléctrica ronde los 15 ct€, aunque todo está por determinar con la publicación del Real Decreto que regule el funcionamiento de dichas instalaciones.

En segundo lugar, dependiendo del régimen económico y sin realizar un análisis de rentabilidad adecuado, puede resultar, basándonos en el PRS, más rentable las instalaciones con la inclinación óptima o la inclinación de la cubierta.

A continuación mostraremos gráficamente el PRS según el R.D. 14/2010.

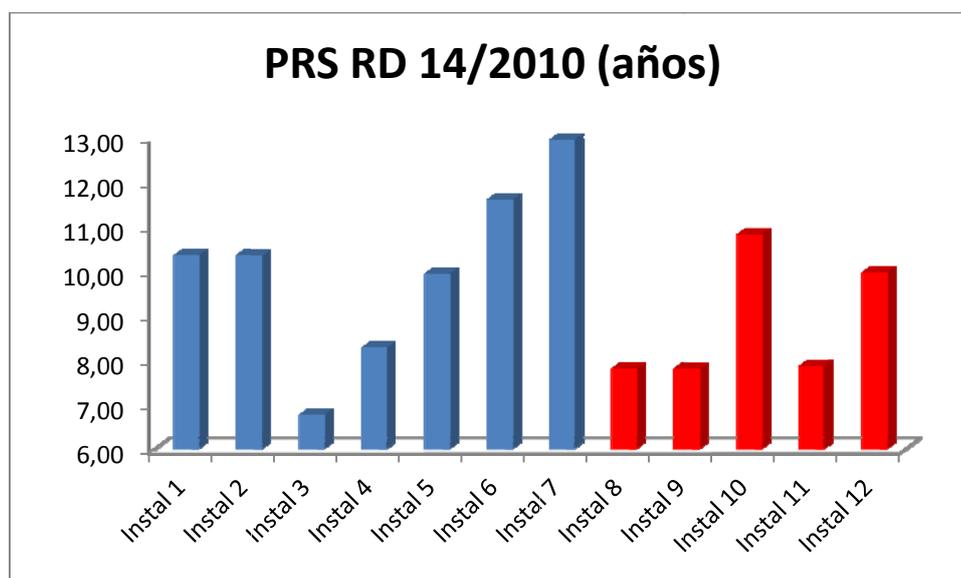


Gráfico 6.9: PRS según R.D. 14/2010 para cada instalación

En esta gráfico, podemos observar como la rentabilidad para el mismo tipo de módulos es mayor en instalaciones con la inclinación óptima que en instalaciones con la inclinación de la cubierta.

Por el contrario en el siguiente gráfico podemos comprobar lo contrario, por tanto la rentabilidad del tipo de instalación, se verá influenciada por el régimen económico.

A continuación mostraremos gráficamente el PRS según el balance neto para autoconsumo.

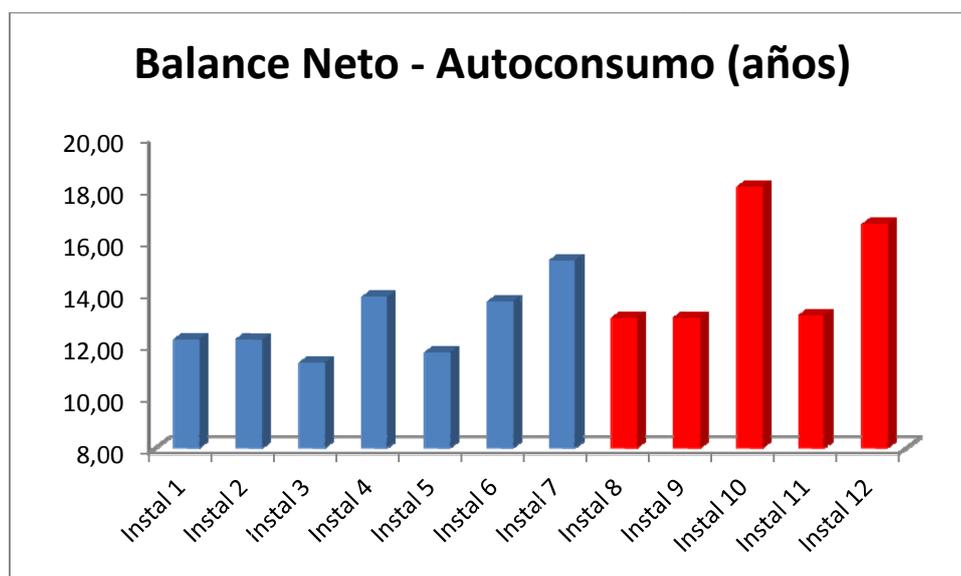


Gráfico 6.10: PRS según el Balance Neto - Autoconsumo para cada instalación

Independientemente del régimen económico, podemos ver que para instalaciones con la inclinación de la cubierta, vemos que la más rentable desde el punto de vista económico, son las instalaciones con módulos amorfos, seguidas de las de módulos de CdTe.

Por el contrario en instalaciones con la inclinación óptima, las más rentables son las de módulos cristalinos, seguidas muy de cerca por las instalaciones de módulos de CdTe.

A continuación mostraremos una serie de ratios en función del área de cubierta disponible (299 m²) para poder disponer de una serie de parámetros de prediseño e información. Para el cálculo diferentes ratios, tomaremos como referencia los ingresos según Balance Neto, para autoconsumo.

Inclinación	Instal	Potencia pico instalada por área de cubierta (Wp/m ²)	Energía generada anual por área de cubierta (kWh/m ²)	Ingreso anual por área de cubierta (€/m ²)
INCLINACIÓN CUBIERTA	Instal 1	129	169	25
	Instal 2	129	169	25
	Instal 3	60	80	12

Inclinación	Instal	Potencia pico instalada por área de cubierta (Wp/m ²)	Energía generada anual por área de cubierta (kWh/m ²)	Ingreso anual por área de cubierta (€/m ²)
	Instal 4	57	69	10
	Instal 5	98	117	18
	Instal 6	95	108	16
	Instal 7	95	108	16
INCLINACIÓN ÓPTIMA	Instal 8	79	111	17
	Instal 9	79	111	17
	Instal 10	34	45	7
	Instal 11	63	81	12
	Instal 12	58	71	11

Tabla 6.95: Potencia pico, energía generada e ingresos según Balance Neto por metro de cubierta para cada instalación

A continuación los mostraremos gráficamente.

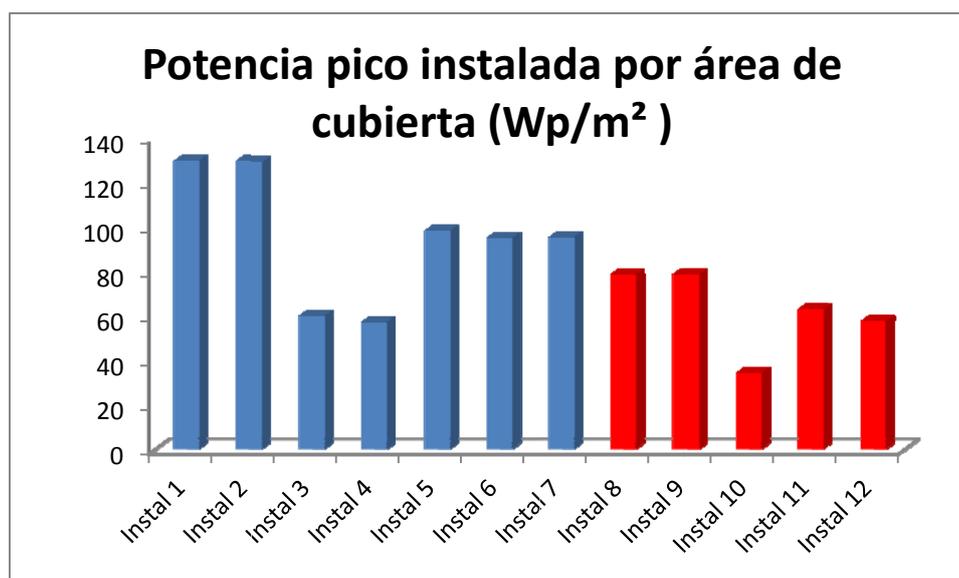


Gráfico 6.11: Potencia pico instalada por m² de cubierta para cada instalación

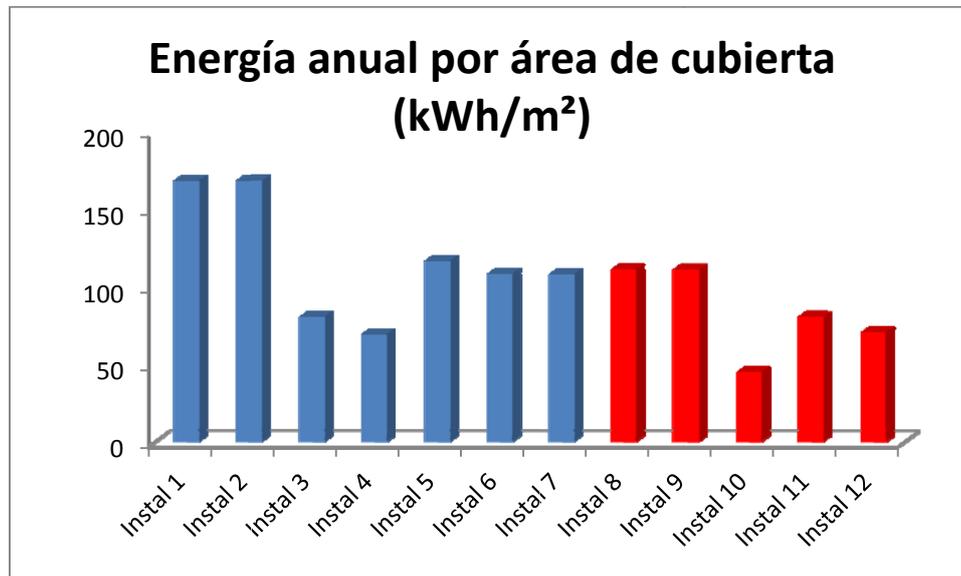


Gráfico 6.12: Energía generada anual por m² de cubierta para cada instalación

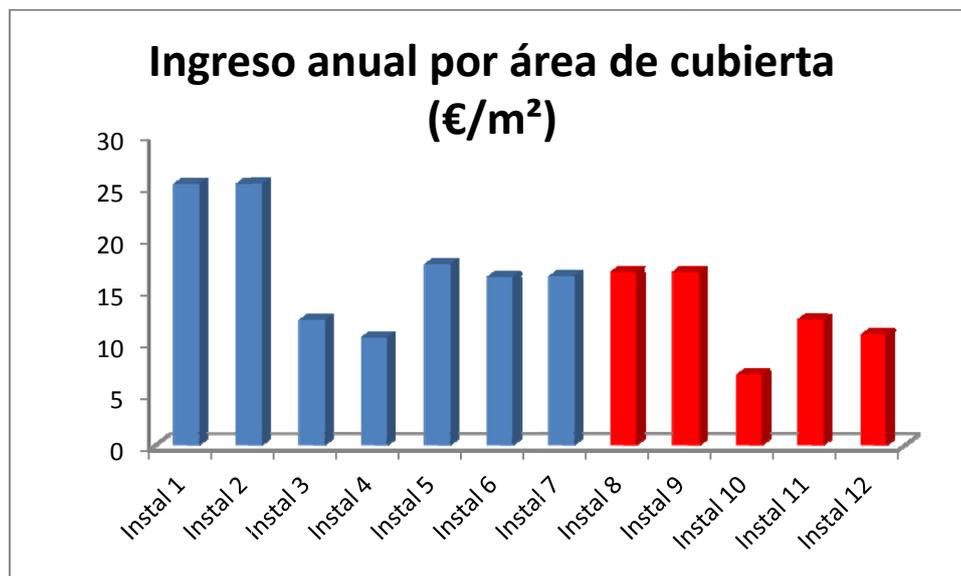


Gráfico 6.13: Ingreso anual según Balance Neto por m² de cubierta para cada instalación

Como podemos apreciar, estos son unos ratios de diseño que podemos utilizar para predimensionar diferentes instalaciones fotovoltaicas en función de la tecnología y la inclinación tomada.

7. Aplicación: diseño instalación fotovoltaica

Por complejidad, se optará por una instalación con la inclinación óptima. Según el retorno de la inversión podríamos optar por la instalación de módulos cristalinos, además en los últimos ratios por área de cubierta, vemos que la instalación de módulos cristalinos posee unos ratios mejores, de esta forma la elección de la instalación para la redacción del proyecto será la **Instalación fotovoltaica compuesta por módulos monocristalinos de silicio Solarword SW 245 con una potencia pico de 23,52 kWp con inclinación óptima.**

7.1 Memoria y cálculos

7.1.1 Objeto

El objeto del presente Proyecto es la descripción, dimensionado, justificación y legalización de las instalaciones eléctricas en Baja Tensión, tanto de corriente continua, como de corriente alterna de un sistema de generación de energía eléctrica mediante el empleo de energía solar fotovoltaica (generador fotovoltaico) de cara a su posterior conexión en baja tensión

La energía producida se entregará en baja tensión (230/400 V), de acuerdo con lo establecido en el R.D. 1699/2011 de 18 de noviembre, para su evacuación a la red a través de un centro de transformación propiedad del titular de la instalación o autoconsumirse en el propio edificio.

El generador fotovoltaico se concibe mediante un sistema fijo (sin seguimiento solar) y se ubica apoyado en la cubierta metálica de un edificio.

La potencia pico total a instalar en el campo de paneles será de 23,52 kWp y la potencia nominal en inversores total instalada será de 20 kW.

En consecuencia, la redacción del presente proyecto tiene como finalidad el establecimiento de todas aquellas condiciones técnicas de conexión y de seguridad de la instalación, para la correcta tramitación de los correspondientes expedientes de legalización de la instalación eléctrica ante la Delegación de la Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa de la Junta de Andalucía, así como servir de base a la hora de proceder a la ejecución de dichas instalaciones.

7.1.2 Descripción general de la instalación

La instalación objeto de este proyecto, convertirá la energía proveniente del sol en energía eléctrica alterna 230/400 V, que se inyectará a la red a través de un cuadro de baja tensión. Esta energía generada, medida por su correspondiente contador, se venderá a la empresa distribuidora tal y como marca el Real Decreto 661/2007. Otra posibilidad es autoconsumirla en la propia instalación, con lo que se conectara en el cuadro general de baja tensión.

La energía procedente de la radiación solar, se convertirá en energía eléctrica en su formato de corriente continua a través de una serie de paneles fotovoltaicos dispuestos en serie. Estas series se conectarán en paralelo a unos inversores, para que conviertan la corriente continua en corriente alterna para posteriormente inyectar la energía a la red de distribución en baja tensión.

El generador solar estará compuesto por 96 módulos fotovoltaicos de 245 Wp, dispuestos en 3 series de 16 paneles conectados a un inversor de 10 kW, más otras 3 series de 16 paneles conectados a otro inversor de 10 kW. Los 96 paneles darán una potencia pico total de 23.520 Wp, por el contrario la instalación de 2 inversores de 10 kW cada uno, supondrá una potencia nominal total de 20 kW.

Para poder conectarse a los inversores, se instalará una caja concentradora por inversor agrupando cada caja las tres series de 16 módulos en serie correspondiente a cada inversor. De esta caja saldrá un único ramal para conectarse al inversor.

La colocación física de los módulos, se indica a continuación, aunque se indicara con más detalle en su plano correspondiente.

En la cubierta de cocheras se colocarán los 96 módulos fotovoltaicos de forma vertical repartidos en 5 filas, las tres primeras filas dispondrán de 20 módulos en cada fila por el contrario las dos últimas filas dispondrán de 18 módulos. La inclinación de los módulos será de 25° respecto a la horizontal, para fijar los módulos a la cubierta se utilizarán perfiles longitudinales de aluminio, los cuales darán la inclinación requerida y se fijarán a la cubierta mediante soportes para chapa trapezoidal o espárragos pasantes a las correas. Para evitar las pérdidas por sombra entre las distintas filas se dejará como mínimo una distancia de separación entre filas de paneles de 2,62 m, medida sobre la cubierta inclinada.

El sistema propuesto consta de los siguientes elementos:

- Sistema generador fotovoltaico.
- 2 inversores de 10 kW trifásicos de conexión a red.
- Estructura soporte.
- Cableado, soportes, contadores y elementos de seguridad.

La instalación fotovoltaica proyectada incorporará todos los elementos necesarios para garantizar en todo momento la protección física de las personas, la calidad del suministro y no provocar averías en la red.

De este modo, cada instalación poseerá el elemento de protección en corriente alterna (interruptor automático con protección diferencial de interconexión con la red) que permitirá en cualquier momento separar y aislar la instalación fotovoltaica de la red de distribución.

Asimismo, se ejecutará la instalación de modo que se asegure un grado de aislamiento eléctrico de clase II en lo que afecta a equipos tales como módulos e inversores, así como al resto de materiales, tales como conductores, cajas, armarios de conexión, etc. En cualquier caso, el cableado de corriente continua será de doble aislamiento.

Se tendrán en cuenta en la instalación los siguientes puntos adicionales con objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal:

- Todos los equipos situados a la intemperie tendrán un grado de protección mínimo IP65 y los de interior IP20.
- Todos los conductores serán de cobre, y su sección será la suficiente para asegurar que las pérdidas de tensión en cables y cajas de conexión sean lo más bajas posibles en cualquier condición de operación.
- Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21.123.

7.1.3 Generador fotovoltaico

Se denomina sistema generador fotovoltaico al conjunto de módulos fotovoltaicos que son los encargados de transformar sin ningún paso intermedio la radiación solar en energía eléctrica en corriente continua.

El generador fotovoltaico estará constituido por un total de 96 módulos fotovoltaicos de 245 Wp cada uno, estando previsto inicialmente la instalación de los módulos de la marca SOLARWORLD o similar, totalizándose una potencia total pico para el generador de 23.520 Wp

Los inversores seleccionados, tal y como se indica en los cálculos justificativos, permiten la conexión de un mayor número de series. La potencia total eléctrica nominal es de 20 kW en inversores. Para ello, se han tenido en cuenta las características geométricas de las cubiertas y la estructura existente, así como especificaciones técnicas de los módulos seleccionados, y en particular, las características eléctricas de su acoplamiento con los inversores, dando lugar a la configuración óptima de la instalación antes referida.

7.1.3.1 Módulo fotovoltaico

La tecnología de los módulos fotovoltaicos debe garantizar el suministro de energía óptimo independientemente de las condiciones medioambientales. Por ello los módulos fotovoltaicos deben aprovechar al máximo hasta la más débil irradiación solar. Obviamente, durante los periodos de ausencia de radiación solar (días muy nublados, horas nocturnas), los módulos no son capaces de generar energía eléctrica.

Para este proyecto, se ha considerado el módulo monocristalino, modelo Sunmodule+ SW 245 Mono de la marca SOLARWORLD, o similar, de las siguientes características generales:

Características generales	
Tipo de Célula	Monocristalina
Nº de Células	60
Potencia Nominal	245 Wp
Dimensiones	1.675x1.001x31 mm

Tabla 7.1: Características generales.

La ficha técnica del modulo Sunmodule+ SW 245 Mono de la marca SOLARWORLD, se incluirá en el ANEXO I *Fichas Técnicas de Equipos*

7.1.4 Inversores

Los inversores son los encargados de convertir la corriente continua procedente del generador fotovoltaico en corriente alterna.

El funcionamiento de los inversores será automático. A partir de que los módulos solares generan suficiente potencia, la electrónica de potencia implementada en los equipos inversores se encargará de supervisar la tensión, frecuencia de red, así como la producción de energía. A partir de que ésta sea suficiente, el equipo comenzará la inyección a red.

La forma de funcionamiento de los inversores es de tal modo que toman la máxima potencia posible de los módulos solares mediante el seguimiento del punto de máxima potencia. Cuando la radiación solar que incide sobre los paneles no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor para su funcionamiento. Puesto que la energía que consume la electrónica del inversor procede de los paneles, durante las horas nocturnas el inversor sólo consumirá una pequeña porción de energía de la red de distribución, minimizándose de este modo las pérdidas.

Por cada tres series de 16 módulos respectivamente, se instalará un inversor de 10 kW modelo Ingecon Sun 10 IP54 con transformador de AC de aislamiento galvánico, de la marca INGETEAM, o similar, la ficha técnica del inversor, se incluirá en el ANEXO I *Fichas Técnicas de Equipos*

Los inversores se alojaran en el interior de la zona de cocheras oeste, pegados al cerramiento exterior.

Para albergar los inversores habrá de constituirse un cerramiento, por ejemplo mediante el empleo de paneles modulares tipo sándwich, que proporcionen protección mecánica a los inversores y cuadros eléctricos, delimitando el acceso a los mismos únicamente a personal especializado.

7.1.5 Distribución de los módulos

Se han previsto módulos fotovoltaicos de las siguientes características, bajo condiciones estándar de prueba*:

Característica Módulo fotovoltaico	
Marca	SOLARWORLD o similar
Modelo	Sunmodule+ SW 245 Mono
Potencia	245 Wp
Tensión de Vacío	37,7 V
Tensión a max. potencia	30,8 V
Corriente de cortocircuito	8,25 A
Corriente a potencia max.	7,96 A
Dimensiones	1.675x1.001x31 mm

* (Irradiancia: 1000 W/m² - Distribución espectral: AM 1,5 G - Incidencia normal - Temperatura de la célula: 25 °C)

Para lograr el máximo aprovechamiento del rendimiento del inversor, se ha seleccionado, mediante el software de cálculo Ingecom Sum Planner (versión 1.3), dando como resultado la siguiente configuración.

Tras el análisis, se instalarán dos inversores Ingecon Sun 10 IP54 o similar de 10 kW de potencia, cada inversor llevará asociado tres series de 16 módulos cada una, con lo cual cada inversor tendrá asociado 48 módulos. De esta forma el generador fotovoltaico estará compuesto por 96 módulos.

Las especificaciones técnicas de cada inversor son las siguientes:

Inversor Ingecon Sun 10 IP54			
Rango de tensión MPP	405-750 V	Coseno de Phi	1
Tensión máxima DC	900 V	Temperatura de trabajo	-10 a 65 °C
Corriente máxima DC	29 A	Eficiencia Máxima	94,1
Potencia Nominal AC	10 kW	Grado de Protección	IP 54
Nominal modo HP	11 kW	Ancho	540 mm
Tensión Nominal AC	400 V	Fondo	540 mm
Frecuencia	50 / 60 Hz	Alto	1.000 mm
Distorsión Armónica	< 3 %	Peso	192 kg

Ingecon Sun Planner v1.3

Ingeteam

Fecha: 2011-09-26

Ingeteam Energy S.A
 Avda Ciudad de la Innovación nº13
 31621 Sarriguren Navarra
 Tfno: 948 288000
 Fax: 948 288001
solar.energy@ingeteam.com
www.ingeteam.com

CLIENTE		PROYECTO	
Empresa / Cliente	IDP, Inversiones, Desarrollos y Prosectos, S.L.	Título de proyecto	Proyecto de Instalación de Genera
Persona de contacto		Dirección	
Dirección		Código Postal	
Código Postal		Localidad	Sevilla
Localidad	Sevilla	País/Región	España
País/Región	España	Tamaño planta FV	23,52 kWp
E-mail		EL SISTEMA ESTA DIMENSIONADO CORRECTAMENTE	
Teléfono			
Fax			

Total 2 inversores Potencia AC 20 kW HP 22 kW Tamaño planta FV 23,52 kWp Módulos 96

SISTEMA

Nº Paneles en serie	16	Nº Strings	3	Módulos	48		
Voc a -10 °C	672,9 V	VMPP *	492,8 V	VMPP a 70 °C	419,6 V	Factor dimensionado *	1,18
Isc *	24,75 A	Potencia (kWp)	11,76	Potencia AC	10 kW	Nominal modo HP	11 kW

Observaciones

Tensión de trabajo	Tensiones trabajo correctas para inversor
Vmax, Sistema	Tensión max. sistema correcta
Imax, Sistema	Corriente DC adecuada Corriente Isc del campo fotovoltaico a 25°C de célula y 1000 W/m2 dentro del rango permitido.
Factor dimensionado	Potencia adecuada del campo FV

INVERSOR		MÓDULO SOLAR	
Modelo	Ingecon Sun 10 IP54	Fabricante	Solarworld AG
Rango de tensión MPP	405 - 750 V	Modelo	Sunmodule Plus SW 245
Tensión máxima DC	900 V	Tipo	mono
Corriente máxima DC	29 A	Potencia nominal	245 W
Potencia Nominal AC	10 kW	Tensión VMPP	30,8 V
Nominal modo HP	11 kW	Corriente IMPP	7,96 A
Tensión Nominal AC	400 V	Coefficiente de temp. Pot.	0,45 %/°C
Frecuencia	50 / 60 Hz	Coefficiente de temp. Voc	0,33 %/°C
Distorsión Armonica	< 3 %	Coefficiente de temp. Isc	0,04 %/°C
Coseno de Phi	1	Tensión max. sistema	1000 V
Temperatura de trabajo	-10 a 65 °C	Voc	37,7 V
Eficiencia Máxima	94,1	Isc	8,25 A
Grado de Protección	IP54	Ancho	1001 mm
Ancho	540 mm	Fondo	31 mm
Fondo	540 mm	Alto	1675 mm
Alto	1000 mm	Peso	21,2 kg
Peso	192 kg		

Si su campo solar no es flotante por conexión a tierra del polo positivo o del polo negativo del campo fotovoltaico, contacte con Ingeteam Energy S.A. para validar su configuración



Aviso Legal. Ingeteam Energy S.A. no se responsabiliza por los daños directos e indirectos que pueda ocasionar el uso de este programa
 * Datos obtenidos en STC 1000 W/m2 25 °C (célula) Espectro AM 1.5 según el fabricante de módulos

7.1.6 Estructuras de soporte

Para la sujeción de los módulos y conseguir la inclinación requerida, se emplearan perfiles de aluminio longitudinales.

La inclinación requerida de 25° se conseguirá con elementos de montaje inclinados.



Figura 7.1: Elementos de montaje inclinados.



Figura 7.2: Detalle unión contrapeso y vigas horizontales.

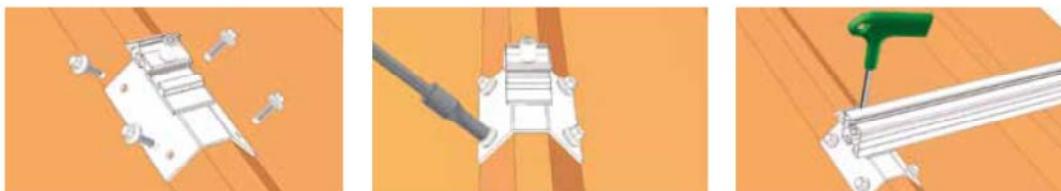


Figura 7.3: Detalle de fijación a cubierta de chapa trapezoidal.

Para sujeción de los módulos a estos perfiles se utilizarán vigas continuas transversales y se emplearán grapas o bridas de cogida que faciliten el montaje.

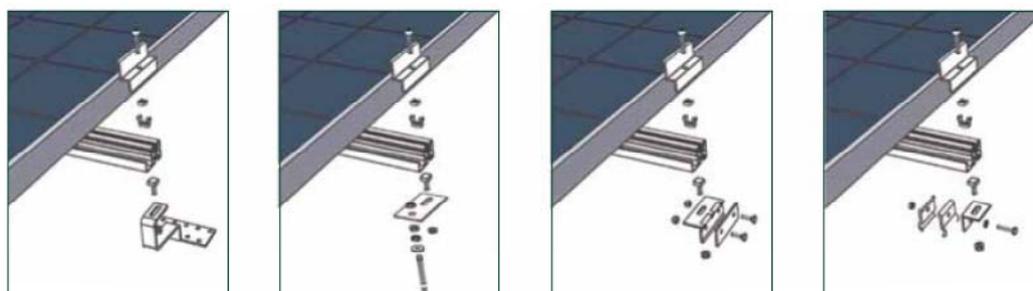


Figura 7.4: Detalle sujeción de módulos.

7.1.7 Instalación eléctrica

Se instalará un sistema eléctrico que tendrá como funciones evacuar con garantías la energía producida en la instalación para su inyección en la red.

El sistema eléctrico constará de los siguientes elementos principales:

- Circuito para evacuación de energía en Baja Tensión
- Medida de energía y protecciones
- Sistema de puesta a tierra

7.1.7.1 Líneas en corriente continua (DC)

Los módulos fotovoltaicos transforman la irradiación solar captada en corriente eléctrica continua, la cual es convertida en corriente alterna por los inversores e inyectada en la red. El tipo de conductor que se utilizará será RZ1-K 0.6/1 kV, clase II, con una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamiento. Este conductor verifica las condiciones de necesarias para ser instalado en un local de pública concurrencia y a la intemperie (local mojado según ITC-BT-30)

Los módulos cuentan con una caja de conexiones con dos terminales, positiva y negativa. Para conectar los módulos en serie y alcanzar la tensión de trabajo del inversor se realiza un puente entre el terminal positivo de uno y el negativo del siguiente, sucesivamente. Para esto se utilizan los latiguillos de los que viene provisto cada módulo y que parten de la caja de conexiones.

Los cables de cierre de las series de paneles correspondientes a los circuitos de continua discurrirán sujetos a la estructura soporte. Una vez llegados al extremo se emplearán canaletas que permitan el paso de cables de unas filas a otras. Se utilizarán conductores con secciones adecuadas para evitar tanto calentamientos que dañen el aislamiento como caídas de tensión por encima de los límites fijados por el reglamento y recomendaciones existentes a tal efecto.

Los módulos se agrupan en ramas de 16 módulos en serie para conseguir la tensión de trabajo del inversor. Cada rama se cableará en Cu, 6 mm², nivel de aislamiento 0,6/1kV, hasta una caja de conexión concentradora de tres series. Este conductor de 6 mm² será el constituido por los latiguillos de conexión de los paneles, o

por conductores independientes para la conexión de la caja concentradora de series con el primer y último panel de cada serie.

Las cajas concentradoras tienen como función el agrupamiento de varias series en una sola para evitar que al centro de inversores lleguen demasiados terminales. Contará además con una serie de bornas seccionables que permitirán aislar cada serie en caso de avería o labores de mantenimiento. En las cajas de concentradoras se contará también con descargadores de sobretensiones provocadas por causas atmosféricas u otras.

El cableado entre los paneles de cada serie, e incluso el de cierre de la serie y hasta la caja de agrupamiento correspondiente se realizará de un panel al siguiente sujeto mediante bridas a la estructura o a las perforaciones del marco de los paneles, evitándose que queden sueltos o que cuelguen y se enganchen, llegando finalmente hasta la caja concentradora que dispondrá a la entrada de cada serie de un puente seccionable con base fusible para así facilitar las labores de detección de fallos, así como las de mantenimiento y reparación o sustitución de módulos.

Desde cada caja de agrupamiento de series partirá un cable bipolar cuya sección será función de la distancia hasta el centro de inversores.

En el apartado de *Cálculos de secciones y caídas de tensión en las líneas eléctricas y cálculos de elementos de protección*, se justifican cada una de las secciones necesarias para cada tramo, que para el caso de corriente continua, se tendrá:

Tramo 1: De los módulos fotovoltaicos a la Caja concentradoras de Series.

Tramo 2: De la Caja concentradoras de Series al centro de inversores

La conexión de los conductores de los módulos y en general de los cableados en DC se debe realizar con extremo cuidado, ya que una mala conexión puede dar lugar a arcos eléctricos indeseables. Se emplearán entonces los denominados terminales multicontacto, que poseen como su propio nombre indica, conexiones a prueba de contactos.

Los conductores de la instalación deben de ser fácilmente identificables, mediante los colores que presenten los aislamientos, siendo Rojo para el positivo y Negro para el negativo.

7.1.7.2 Líneas en corriente alterna (AC)

Los conductores de los cables utilizados en el tramo de corriente alterna que va desde los Inversores hasta el Cuadro de medida, serán de cobre y de sección adecuada para limitar la caída total de tensión de la instalación a los valores deseados. Estarán aislados con mezclas adecuadas de compuestos poliméricos y debidamente protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instalen, debiendo tener además la resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos a los que puedan estar sometidos.

Se calculará la sección mínima necesaria para el cableado de la parte de alterna, teniendo en cuenta dos criterios:

- Máxima caída de tensión admisible.
- Máxima corriente admisible.

En el apartado de *Cálculos de secciones y caídas de tensión en las líneas eléctricas y cálculos de elementos de protección*, se justifican cada una de las secciones necesarias para cada tramo, que para el caso de corriente alterna, se tendrá:

Tramo 3: De los inversores al contador incluso se pasando por el cuadro de protección de la instalación fotovoltaica.

Los conductores empleados serán de cobre, con aislamiento tipo RZ-1 0.6/1 kV, clase II, con las secciones adecuadas para evitar caídas de tensión excesivas y calentamientos inapropiados de los conductores. Se tendrá en cuenta que para instalaciones generadoras de baja tensión:

“...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.” (ITC-BT 40 pto. 5).

7.1.7.3 Características de los conductores

Características generales

- Norma constructiva:UNE 21123-4.
- Temperatura de servicio (instalación fija): .. -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal de servicio: 0,6/1 kV.
- Ensayo de tensión en c.a. durante 5 minutos: 3500 V.

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 50265-2-1 ; IEC 60332-1 ; NFC 32070-C2.
- No propagación del incendio: UNE EN 50266-2-4; IEC 60332-3; NFC 32070-C1.
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1 ; IEC 60754-1 ; BS 6425-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: NES 713 ; NFC 20454 ; $I_t \leq 1,5$.
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 50268 ; IEC 61034 - 1,2.
- Muy baja emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-3 ; IEC 60754-2 ; NFC 20453 ; BS 6425-2 ; $pH \leq 4,3$; $C \leq 10 \mu S/mm$.

Descripción

CONDUCTOR

- Metal: Cobre electrolítico recocido.
- Flexibilidad: Flexible, clase 5, según UNE 21022.
- Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

- Material: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3.
- Colores: Amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro; según UNE 21089-1

CUBIERTA

- Material: Mezcla especial cero halógenos, tipo AFUMEX Z1.
- Color: Verde, con franja de color identificativa de la sección y que permite escribir sobre la misma para identificar circuitos (ver colores en página siguiente).

7.1.7.4 Cálculos de secciones y caídas de tensión en las líneas eléctricas y cálculos de elementos de protección

Para el cálculo eléctrico de secciones y caídas de tensión de los conductores usaremos el método de pérdida de potencia, para lo que aplicaremos las siguientes premisas de partida:

- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE (PCT-C Rev.-octubre 2002). En su punto 5.5.2. indica 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 C.C. deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones”.

- ITC-BT-40 (RD 842/2002 de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión). En su punto 5 indica “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 instalación interior, no superará el 1,5%, para la intensidad nominal.”

En consecuencia, adoptaremos:

- La máxima caída de tensión admisible de nuestra instalación fotovoltaica será del 1,5% en la parte de alterna y 1,5% en la parte de continua.
- Los conductores serán de Cobre de tipo RZ1-K 0,6/1kV de las secciones adecuadas para cumplir las condiciones anteriores.

Se realizará el cálculo de secciones para las condiciones nominales de máxima potencia mediante el método de pérdidas de potencia, y siempre para el peor de los casos que se nos presente en cada tramo objeto de estudio, definiéndose previamente las caídas de tensión máximas para cada uno de los tramos.

Se calcularán las secciones correspondientes a cada uno de los siguientes tramos:

- Tramo 1: De los módulos fotovoltaicos a la Caja concentradoras de Series.
- Tramo 2: De la Caja concentradoras de Series al inversor
- Tramo 3: Del inversor al contador incluso se pasando por el cuadro de protección de la instalación fotovoltaica.

Los tramos 1, y 2 corresponden a la parte de corriente continua y el tramo 3 a la parte de corriente alterna.

Para el desarrollo matemático del cálculo se emplearán las siguientes expresiones y fórmulas:

Cálculo de potencia (o intensidad)

$$P = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \cos\phi \quad \text{Alterna trifásica}$$

$$P = V \cdot I \cdot \cos\phi \quad \text{Alterna monofásica o continua (cos } \phi = 1)$$

Cálculo de sección (conocida la intensidad o la potencia)

$$s = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\phi}{\gamma \cdot e} \quad \text{ó} \quad s = \frac{P \cdot L}{\gamma \cdot e \cdot V} \quad \text{Alterna trifásica}$$

$$s = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos\phi}{\gamma \cdot e} \quad \text{ó} \quad s = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot e \cdot V} \quad \text{Alterna monofásica o continua (cos } \phi = 1)$$

Cálculo de la caída de tensión (conocida la intensidad o la potencia)

$$e = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\phi}{\gamma \cdot S} \quad \text{ó} \quad e = \frac{P \cdot L}{\gamma \cdot S \cdot V} \quad \text{Alterna trifásica}$$

$$e = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos\phi}{\gamma \cdot S} \quad \text{ó} \quad e = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot S \cdot V} \quad \text{Alterna monofásica o continua (cos } \phi = 1)$$

Donde:

- I: Intensidad en Amperios (A).
- P: Potencia en Watios (W).
- V: Tensión en Voltios (V). Tensión de línea en CA trif. y de fase en CA monofásica.
- cos ϕ : Factor de potencia.
- L: Longitud en metros (m).
- S: Sección en mm².
- γ : Conductividad del conductor (para el Cu, $\gamma = 56 \Omega \cdot m$ y para el Al, $\gamma = 35 \Omega \cdot m$).
- e: Caída de tensión en voltios (V)

La relación entre la caída de tensión absoluta y la porcentual viene dada por la siguiente relación:

$$e(\%) = \frac{e \cdot 100}{V}$$

Cálculo de sobrecargas

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 I_z$$

Donde:

- I_b : intensidad utilizada en el circuito.
- I_z : intensidad admisible de la canalización según la norma UNE 20-460/5-523.
- I_n : intensidad nominal del dispositivo de protección. Para los dispositivos de protección regulables, I_n es la intensidad de regulación escogida.
- I_2 : intensidad que asegura efectivamente el funcionamiento del dispositivo de protección.

En la práctica I_2 se toma igual:

- a la intensidad de funcionamiento en el tiempo convencional, para los interruptores automáticos ($1,45 I_n$ como máximo).
- a la intensidad de fusión en el tiempo convencional, para los fusibles ($1,6 I_n$).

Cálculo de cortocircuitos

Para centros de transformación la I_{cc} se puede encontrar tabulada o calcularse mediante la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * u_{cc} * V}$$

Donde:

- I_{cc} : intensidad de cortocircuito
- S_n : potencia aparente del transformador
- U_{cc} :
- V es la tensión nominal del secundario del transformador

Para las líneas la intensidad de cortocircuito se calcula mediante las siguientes formulas:

**intensidad de cortocircuito en inicio de la línea*

$$I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{3} * Z_t}$$

Donde:

- Icc: intensidad de cortocircuito
- V es la tensión nominal de la línea
- Zt: impedancia aguas arriba del punto de cortocircuito la línea, considerando 20 °C

**intensidad de cortocircuito en final de la línea*

$$I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{3} * Z_t}$$

Donde:

- Icc: intensidad de cortocircuito
- V es la tensión nominal de la línea
- Zt: impedancia considerando la propia línea, considerando una temperatura de 80 °C

** La impedancia total hasta el punto de cortocircuito será:*

$$Z_t = (R_t^2 + X_t^2)^{1/2}$$

Donde

- Rt: R1 + R2 ++ Rn (suma de las resistencias de las líneas aguas arriba hasta el punto de c.c.)
- Xt: X1 + X2 + + Xn (suma de las reactancias de las líneas aguas arriba hasta el punto de c.c.)
- R = L · 1000 · CR / K · S · n (mohm)
- X = Xu · L / n (mohm)
- R: Resistencia de la línea en mohm.
- X: Reactancia de la línea en mohm.
- L: Longitud de la línea en m.
- CR: Coeficiente de resistividad, extraído de condiciones generales de c.c.
- K: Conductividad del metal.
- S: Sección de la línea en mm².
- Xu: Reactancia de la línea, en mohm por metro.
- n: nº de conductores por fase.

**Tiempo máximo en seg que un conductor soporta un cortocircuito*

$$t = \left(\frac{K * S}{I_{cc}} \right)^2$$

Donde

- t: Tiempo máximo en sg que un conductor soporta una Icc.
- K= Constante que depende de la naturaleza del conductor y de su aislamiento.
- S: Sección de la línea en mm².
- Icc: Intensidad cortocircuito en A.

En la tabla de cálculos eléctricos que se adjunta, pueden observarse los cálculos eléctricos obtenidos para la instalación. En ella puede apreciarse que la máxima caída de tensión admisible con respecto a la del cuadro general de baja tensión es inferior al 1,5% establecido.

Por otro lado, pueden observarse las secciones que finalmente se adoptarán para cada tramo, donde se cumple lo indicado en ITC-BT-40 para el dimensionamiento de los cables. Éste se diseña para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

Por otro lado, pueden observarse las secciones que finalmente se adoptarán para cada tramo:

Tramo 1: De los módulos fotovoltaicos a la Caja concentradoras de Series.

Sección adoptada: 0,6/1 KV, 2x1x6 mm² Cu.

Tramo 2: De la Caja concentradoras de Series al inversor

Sección adoptada: 0,6/1 KV, 2x1x10 mm² Cu.

Tramo 3: Del inversor al contador incluso se pasando por el cuadro de protección de la instalación fotovoltaica.

Sección adoptada: 0,6/1 KV, 4x1x16 mm² Cu.

INSTALACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA DE 23.520 Wp

Proyecto de Instalación de Generación Eléctrica Fotovoltaica de 20 kW

CÁLCULO DE LÍNEAS ELÉCTRICAS

Línea	Tipo corriente	Potencia (W)	Tensión (V)	Conductor	Conductividad	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección adoptada (mm ²)	Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)	Tensión (V)	Intensidad admisible (A)	Sección correcta adm	Resistencia tramo (W)	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)
SERIE 1	CC	3.920	493	COBRE	56	25,00	7,96	6	1,184	0,24	492	57,00	SI	0,0708	4,49	0,11
SERIE 2	CC	3.920	493	COBRE	56	24,50	7,96	6	1,160	0,24	492	57,00	SI	0,0694	4,40	0,11
SERIE 3	CC	3.920	493	COBRE	56	16,00	7,96	6	0,758	0,15	492	57,00	SI	0,0453	2,87	0,07
SERIE 4	CC	3.920	493	COBRE	56	25,00	7,96	6	1,184	0,24	492	57,00	SI	0,0708	4,49	0,11
SERIE 5	CC	3.920	493	COBRE	56	24,50	7,96	6	1,160	0,24	492	57,00	SI	0,0694	4,40	0,11
SERIE 6	CC	3.920	493	COBRE	56	16,00	7,96	6	0,758	0,15	492	57,00	SI	0,0453	2,87	0,07
CAJA CONCENTRADORA - INVERSOR 1	CC	11.760	493	COBRE	56	18,00	23,88	10	1,534	0,31	491	76,00	SI	0,0306	17,45	0,15
CAJA CONCENTRADORA - INVERSOR 2	CC	11.760	493	COBRE	56	7,00	23,88	10	0,597	0,12	492	76,00	SI	0,0119	6,79	0,06
INVERSORES-CGBT	AC	23.520	400	COBRE	56	45,00	35,73	16	2,953	0,74	397	105,00	SI	0,0478	61,06	0,26

Para la elección de los elementos de protección se ha calculado los valores de cortocircuito máximo y mínimo en el cuadro de salida y en la caja de agrupación de inversores, así como la intensidad de cortocircuito en la salida del transformador.

	Línea (m)	S (mm ²)	R _{T20} (mΩ)	X _{T20} (mΩ)	Z _{T20} (mΩ)	I _{cc max} (kA)	R _{T80} (mΩ)	X _{T80} (mΩ)	Z _{T80} (mΩ)	I _{cc min} (kA)
TRAFO	-	-	-	-	-	11,367	-	-	-	-
ENBARRADO CONEXIÓN	5	240	6,620	19,784	20,862	11,070	7,200	20,235	21,478	10,752
CAJA AGRUPACIÓN INVERSORES	45	25	56,843	24,554	61,919	3,730	135,771	29,775	138,998	1,661

7.1.7.5 Canalizaciones y conducciones

Para conseguir que el cable quede correctamente instalado sin haber recibido daño alguno y que ofrezca seguridad, estos se instalarán en bandeja y entubados de forma que los tramos de los tubos serán en la medida de lo posible rectilíneos e irán conducidos por los conductos vacíos reservados en la construcción.

Las características de cada uno de los métodos de instalación son los establecidos en la ITC-BT-07 para cables subterráneos entubados, la ITC-BT-20 para cables en bandeja y la ITC-BT-21 para cables entubados y en bandeja.

7.1.8 Protecciones y cuadros de conexiones

La instalación contará con las protecciones y cuadros de conexiones necesarios y adecuados para garantizar la seguridad de las personas, así como evitar daños en los equipos en caso de fallos del sistema, todo de acuerdo con el RD 1663/2000 sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, así como con las Normas Particulares y Condiciones Técnicas de Seguridad elaboradas por Sevillana Endesa en su Cap. VIII, Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a las redes de Baja Tensión.

La Instrucción Técnica Complementaria, ITC-BT-01 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) define como contacto directo el “contacto de personas o animales con partes activas de los materiales y equipos que forman la instalación”, y como contacto indirecto el “contacto de personas o animales domésticos con partes que se han puesto bajo tensión como resultado de un fallo de aislamiento”.

Por otro lado, el REBT describe en su ITC-BT-24 las medidas destinadas a la protección de las personas y animales domésticos contra contactos directos e indirectos, no especificándose en ningún momento su aplicación o no a instalaciones generadoras fotovoltaicas.

Dentro del circuito de evacuación de energía debe distinguirse entre la parte de corriente continua y la de corriente alterna, describiéndose y justificándose a continuación los medios de protección frente a contactos directos e indirectos previstos para cada circuito, de alterna y continua.

7.1.8.1 Protecciones para el circuito de corriente continua

Protección frente a contactos directos.

Para evitar contactos de las personas con partes activas del circuito se tomarán las siguientes medidas, siempre de acuerdo con el REBT, ITC-BT-24 relativa a la protección frente a contactos directos:

Aislamiento de las partes activas.

La instalación se ejecutará en su totalidad compuesta por elementos de doble aislamiento o Clase II, separándose las partes accesibles de la instalación de sus partes activas mediante un doble aislamiento o aislamiento reforzado.

En lo que respecta a los módulos generadores fotovoltaicos, esta consideración de Clase II la deben cumplir obligatoriamente, estando, igualmente obligados a cumplir las directivas europeas 89/33/EEC, 73/23/ECC, la certificación TÜV Rheinland as Class II para su uso en sistemas de hasta 700V DC, y la IEC 61215 en todos sus puntos.

Las cajas de conexiones de los paneles fotovoltaicos deberán poseer, además del certificado SK2, un grado de estanqueidad IP65, que provee al sistema de un inmejorable aislamiento frente a la humedad e inclemencias meteorológicas.

El cableado se realizará íntegramente con cables unipolares o bipolares de doble aislamiento 0,6/1 KV, garantizándose así, por tanto, la Clase II. Como norma general, tal y como se describirá en los cálculos justificativos, y para la condición más extrema de trabajo, los conductores en la parte de continua deberán disponer de sección suficiente para evitar que la caída de tensión sea superior al 1,5%, teniendo como referencia la conexión en inversor.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán protegidos de acuerdo con la normativa vigente, siendo en todo momento el adecuado para la instalación intemperie, según la norma UNE 21123.

Para la colocación de los conductores se seguirá lo señalado en las instrucciones ITC-BT-07, ITC-BT-19, ITC-BT-20 e ITC-BT-21 del REBT. Cada extremo del cable será convenientemente identificado.

Asimismo, en las cajas concentradoras se dispondrán de aquellos puentes seccionables tan útiles para aislar partes de la instalación en caso de fallo o defecto accidental (garantizándose así, por tanto, una pérdida parcial en la generación, y no total, tanto en cuanto se subsana el defecto) y que serán de material apropiado que garantice un doble aislamiento.

Los inversores cuentan con un relé de salida de actuación en caso de fallo en el aislamiento. Con esta condición se garantiza que la corriente de defecto va a ser inferior a 30 mA, que marca el umbral de riesgo eléctrico para las personas. El inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

Protección mediante barreras, envolventes y obstáculos.

Las cajas de conexión de paneles, así como las cajas concentradoras parciales de series dispondrán de un grado de protección IP65. Por otra parte, se encuentran en altura.

El cableado, en su red principal o troncal, irá tendido, bien por bandeja metálica, bien por el interior de tubo corrugado reforzado, el cual tendrá, en sus racores de unión a cajas o envolventes, un grado de protección adecuado.

Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.

Dadas las características constructivas de la instalación se dificulta el acceso a los módulos, cajas y cableado de conexión, dada la altura de la instalación, que a su vez está en el interior de un recinto cerrado y vigilado, impidiéndose de este modo que se produzcan los contactos fortuitos con partes activas de la instalación.

Las cajas concentradoras de series parciales irán adosadas a las estructuras soporte y fuera de un alcance accidental. Dispondrán obligatoriamente de llave para su apertura y cierre.

Protección contra cortocircuitos.

La corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es ligeramente superior a la de operación, por lo que una situación de cortocircuito no es problemática para esta parte del circuito. Pero para el inversor sí puede serlo, de modo que se instalará un fusible de 10 A en cada polo del generador fotovoltaico.

Protección contra sobrecargas.

El propio fusible mencionado en el apartado anterior protegerá el circuito frente a sobrecargas. Para ello será del tipo gG y contará con la función adicional de facilitar las tareas de mantenimiento.

Protección contra sobretensiones.

En las cajas de concentradoras de serie, se dispondrá de descargadores de sobretensiones DG YPV 1000 de la Marca DEHN o similar, provocadas por causas atmosféricas u otras.

Los inversores llevarán integrada protecciones que derivarán a tierra cualquier sobretensión que se presente.

Protección contra polarización inversa.

Integrada en el inversor.

Protección contra contactos indirectos.

En principio la exigencia de un nivel de aislamiento de Clase II podría ser suficiente para garantizar que no se producirá un fallo en el aislamiento que provoque

una situación de peligro ante un contacto indirecto. Aún así, los inversores incorporarán equipos de vigilancia permanente de aislamiento, cuya misión será la de detectar y avisar de un fallo en el aislamiento de la instalación. Ello, unido y complementado con la configuración flotante del generador (como se describirá más adelante), nos posibilitará que el defecto pueda ser reparado antes de que ocurra un segundo defecto (contacto indirecto de alguna persona) que entonces, sí podría resultar peligroso ya que el primer defecto representaría un camino por el que la corriente de retorno podría circular con facilidad.

No procedería la instalación de un interruptor diferencial en el circuito de continua, ya que son equipos con un nivel de estandarización muy bajo y que requieren una inversión alta. Además, al adoptar la configuración flotante de la parte de continua, es decir, al no conectarla a tierra por las razones expuestas más adelante, se carecería de la referencia necesaria para el funcionamiento de este equipo. La protección de circuitos de corriente continua mediante interruptores diferenciales no es una práctica común en la industria.

7.1.8.2 Protecciones para el circuito de corriente alterna

Protección frente a contactos directos.

De un modo análogo al descrito para el circuito de corriente continua, las medidas de protección que se tomarán frente a contactos directos en el caso de la corriente alterna serán las siguientes:

Aislamiento de las partes activas.

La instalación se ejecutará en su práctica totalidad compuesta por elementos de doble aislamiento o Clase II, separándose las partes accesibles de la instalación de sus partes activas mediante un doble aislamiento o aislamiento reforzado.

El cableado de interconexión entre los inversores y el cuadro de salida se realizará íntegramente con cables unipolares de doble aislamiento 0,6/1 KV, garantizándose así, por tanto, la Clase II.

Las fases y neutros se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente, siendo en todo momento el adecuado para la instalación interior.

Para la colocación de los conductores se seguirá lo señalado en las instrucciones ITC-BT-07, ITC-BT-19, ITC-BT-20 e ITC-BT-21 del REBT. Cada extremo del cable será convenientemente identificado.

Protección mediante barreras, envolventes y obstáculos.

En este caso, el cableado de alterna en baja tensión discurrirá por en el interior del edificio de los inversores, en bandejas con tapas adosadas a paredes, bien por el interior de tubo corrugado reforzado en zanjas, el cual tendrá, en sus racores de unión a cajas o envolventes, un grado de protección adecuado, por lo que la protección mecánica queda entonces patente.

Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.

Derivado de su instalación, descrita en el párrafo anterior, queda patente que esta parte de la instalación cumple perfectamente el objetivo de la protección por fuera de alcance por alejamiento.

Protección contra cortocircuitos y sobrecargas:

El propio inversor cuenta con protecciones ante cortocircuitos y sobrecarga integradas. Además de estas, se instalarán interruptores automáticos magnetotérmico en el cuadro que se prevé a la salida de los Inversores para cada inversor, así como protecciones magnetotérmica y diferenciales en el cuadro de salida.

Fallos a tierra.

Se instalará, como se ha dicho anteriormente, protección diferencial conjuntamente al interruptor automático magnetotérmico previsto en el cuadro de salida, para así poder actuar en caso de derivaciones de corriente en este circuito

Desequilibrios en la red.

Se contará con un interruptor automático de interconexión para operaciones de desconexión-conexión de la instalación en caso de desequilibrios de tensión o frecuencia en la red, con un relé de enclavamiento. Este interruptor permitirá también la desconexión manual. Este sistema estará integrado en cada inversor.

Protección frente a contactos indirectos.

Se instalará un interruptor diferencial, por exigencia del RD 1663/2000, cuya misión será la de desactivar el circuito en el momento en que se produce una derivación

de corriente. Las derivaciones de corriente no sólo se producen por fallos en el aislamiento, sino que también pueden ser el efecto de un contacto directo, por lo que puede considerarse que el interruptor diferencial también representa una protección frente a contactos directos.

El interruptor diferencial no protegerá en ningún caso frente a posibles derivaciones en la parte de continua, debido a que el transformador de aislamiento galvánico que disponen los inversores independiza los circuitos.

7.1.8.3 Protecciones propias del inversor

Los inversores dispondrán de un transformador de aislamiento galvánico para garantizar la total independencia de los circuitos de continua y alterna. La configuración de este aislamiento se denomina "AISLAMIENTO GALVÁNICO EN BAJA FRECUENCIA", siendo la configuración más segura posible ya que impide la inyección de corriente continua a la red.

Asimismo, los inversores cumplirán con la normativa establecida en el Real Decreto 1663/2000 de 29 de Septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de Baja Tensión, de modo que satisfarán las siguientes condiciones generales más importantes:

- Las funciones de protección de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión a que se refiere el Artículo 11 del RD citado anteriormente estarán integradas en el equipo inversor, y las maniobras de desconexión-conexión por actuación de las mismas serán realizadas mediante un contactor que realizará el rearme automático del equipo una vez que se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red. Este contactor cumplirá con lo especificado en el apto 7 del Art. 11 del RD 1663/2000 por el que podrán integrarse estas protecciones (como así es de hecho para el inversor seleccionado) en el propio inversor.
- La protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia estará dentro de los valores de 51 y 49 Hz, respectivamente y los de máxima y mínima tensión entre 1,1 y 0,85 Um, respectivamente, existiendo imposibilidad de modificar los valores de ajuste de las protecciones por el usuario mediante software.

- En el caso de que la red de distribución a la que se conecta la instalación fotovoltaica se desconecte por cualquier motivo, el inversor no mantendrá la tensión en la línea de distribución.

Además de lo indicado, los inversores contarán con las siguientes protecciones eléctricas:

- Polarizaciones inversas.
- Fallos de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Seccionador DC opcional.
- Descargadores contra sobretensiones en la entrada y a la salida

No obstante en la caja de agrupación de inversores, se colocará por cada inversor un interruptor automático magnetotérmico.

7.1.8.4 Protecciones en cuadro de salida

En el cuadro de salida se dispondrán el siguiente conjunto de protecciones:

- Interruptor-seccionador general manual de corte en carga, cuatro polos, 50 A, cuya función principal es la de servir como interruptor frontera de la instalación permitiendo la desconexión de todo el generador fotovoltaico en cuanto esto sea necesario. Tendrá la capacidad de poderse condonar mediante candado cuando sea preciso.
- En cumplimiento con lo expresado en el Real Decreto 1663/2000, se instalará un interruptor diferencial para la protección de las personas en el caso de derivación de algún elemento de la instalación. Será tetrapolar, de 63 A de intensidad nominal con 30 mA de sensibilidad
- Protección general magnetotérmica mediante un interruptor automático-magnetotérmico de cuatro polos y 50 A de intensidad nominal y 15 kA de poder de corte

- Protección en alterna frente a sobretensiones mediante el descargador DG TT 230 400 de la Marca DEHN o similar

El cuadro de salida se albergara en la pared del Centro de Transformación, antes de pasar por el módulo de medida.

7.1.9 Puesta a tierra

La puesta a tierra de las masas de una instalación es, en general, una medida que tiene por objeto proteger a las personas en el caso de que un defecto provoque la aparición de tensión donde normalmente no debe de haberla.

El RD 1663/2000 indica en su artículo 12 que “las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a tierra independiente del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como de las masas del resto del suministro”.

El Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE indica en su punto 5.9.3. indica lo mismo que lo indicado en el art. 12 del RD 1663/2000 pero no refleja la independencia con respecto a las masas del resto del suministro.

Por otro lado, la ITC-BT-40 del REBT indica en su punto 8.2.3. para instalaciones generadoras interconectadas, conectadas a instalaciones receptoras, que puedan ser alimentadas, de forma simultánea o independiente, por dichos grupos o por la Red de Distribución Pública que cuando la instalación receptora esté acoplada a una Red de Distribución pública que tenga el neutro puesto a tierra, el esquema de puesta a tierra será el TT y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución.

Con todo ello, la red de tierras establecida para el generador fotovoltaico será de la siguiente forma:

- Los marcos de los módulos y las estructuras soporte se conectarán a la tierra siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones; es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.
- La parte de corriente continua permanecerá sin conexión a tierra, es decir, en modo flotante. Se protegerá contra contactos directos e indirectos mediante aislamiento de clase II o doble aislamiento en los equipos. La parte de corriente alterna se conectará a la tierra del edificio.

Por tanto, tal y como ha quedado descrito, dispondremos de un mallado para la red de tierras de la instalación.

7.1.10 Sistema de evacuación y medida de la energía.

7.1.10.1 Conexión a red y evacuación.

El punto de conexión en baja tensión de la instalación fotovoltaica a la red de distribución de Endesa se establecerá en una Caja General de Protección (CGP) exclusivamente destinada a tal fin y que se ubicará en el cuadro de salida de la instalación fotovoltaica a instalar en el interior de la caseta del centro de transformación del parque.

Cumplirá con la Norma ENDESA NNL010, y su esquema será el C.G.P. 7 – 160 ó el C.G.P. 9 – 160.

La evacuación a la red de la energía producida se realizará a través del punto de conexión acordado con la compañía distribuidora, siendo conducida la energía producida por el generador solar hasta la correspondiente salida del Cuadro de Baja Tensión del Centro de Transformación y Exportación de Energía.

7.1.10.2 Medida

Los elementos para la medida de la energía neta producida por la instalación fotovoltaica estarán ubicados en el denominado “módulo de salida”. Este módulo se instalará a la salida de la instalación fotovoltaica, lo más cerca posible de la acometida y se encontrará debidamente identificado. El módulo de salida no estará dotado en ningún caso de fusibles.

El módulo de salida será de tipo armario para su instalación en intemperie o de doble aislamiento para su instalación en interior, Ambos cumplirán lo especificado para ellos en la Norma ENDESA NNL007 y serán precintables.

El contador de energía neta fotovoltaica producida tendrá la capacidad de medir en ambos sentidos.

El equipo de medida de la instalación fotovoltaica, en base a la potencia que desarrolla la instalación, estará compuesto por los siguientes elementos:

- 1 Contador estático trifásico multifunción, de clase 2 ó mejor en energía activa, con aplicaciones bidireccional, reactiva y cambio automático de tarifas.

- Envolvente, que cumpla con la Norma ENDESA NNL007, tipo C.M.P. 2 sin bases fusibles. La conexión se efectuará directamente a bornas de conexión situadas en el interior de la envolvente.

En cualquiera caso, las características del equipo de medida serán tales que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica (suma de la potencia de los inversores que intervienen en todas las fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento) se encuentre entre el 45% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del equipo de medida.

El módulo de salida debe ir precintado con ENDESA.

El armario para la instalación del módulo de medida, se situará en la pared del centro de transformación.

7.1.11 Resumen del presupuesto

Una estimación del presupuesto por contrata de las obras e instalaciones contempladas en el presente Proyecto asciende a la cantidad de 93.787,48 Euros (NOVENTA Y TRES MIL SETECIENTOS OCHENTA Y SIETE con CUARENTA Y OCHO CÉNTIMOS)

7.1.12 Conclusiones

Atendiendo a lo anteriormente expuesto, y con la documentación que se detalla, el Técnico que suscribe entiende disponer de los elementos de juicio necesarios para la emisión de informe favorable sobre la autorización de la instalación objeto del presente Proyecto Técnico, previas las oportunas comprobaciones y verificaciones.

7.2 Pliego de condiciones generales

7.2.1 Definición y alcance del pliego

7.2.1.1 Objeto

El presente Pliego regirá en unión de las disposiciones que con carácter general y particular se indican, y tienen por objeto la ordenación de las condiciones técnico-facultativas que han de regir en la ejecución de las obras e instalaciones contempladas en el presente Proyecto.

7.2.1.2 Cuerpo normativo

El cuerpo normativo de aplicación en la ejecución de las obras objeto del presente proyecto será el formado por toda la LEGISLACIÓN DE OBLIGADO CUMPLIMIENTO que le sea de aplicación en la fecha de la firma del Contrato de adjudicación de las obras.

Si entre la normativa de aplicación existiesen discrepancias, se aplicarán las más restrictivas, salvo que por parte de la Dirección Facultativa se manifieste por escrito lo contrario en el Libro de Ordenes.

Será responsabilidad del Contratista cualquier decisión tomada en los supuestos anteriores si esta no está firmada en el Libro de Órdenes por la Dirección Facultativa y por tanto estará obligado a asumir las consecuencias que deriven de las órdenes que debe tomar la Dirección Facultativa para corregir la situación creada.

7.2.1.3 Documentos que definen las obras

El presente Pliego, conjuntamente con los otros documentos, Memorias, Planos y Mediciones, forman el proyecto que servirá de base para la ejecución de las obras. Los planos constituyen los documentos que definen la obra en forma geométrica y cuantitativa.

7.2.1.4 Compatibilidad y relación entre dichos documentos

Lo mencionado en la Memoria y omitido en los Planos, o viceversa, habrá de ser ejecutado como si estuviese expuesto en ambos documentos. En caso de contradicción entre los Planos y la Memoria, prevalecerá lo prescrito en los primeros.

Las omisiones en Planos o las descripciones erróneas de los detalles de obra que sean manifiestamente indispensables para llevar a cabo el espíritu o la intención expuestos en la Memoria y Planos, o que, por uso y costumbre, deben ser realizados, no sólo no eximen al contratista de la obligación de ejecutar esos detalles de obra omitidos o erróneamente descritos, sino que, por el contrario, deberán ser ejecutados como si hubieran sido completa y correctamente especificados, sin que suponga variación en el presupuesto de la unidad o el capítulo.

7.2.2 Condiciones facultativas

7.2.2.1 Obligaciones del contratista.

Artº 1. Condiciones técnicas.

Las presentes condiciones técnicas serán de obligada observación por el contratista a quien se adjudique la obra, el cual deberá hacer constar que las conoce y que se compromete a ejecutar la obra con estricta sujeción a las mismas en la propuesta que formule y que sirva de base a la adjudicación.

Artº 2. Marcha de los trabajos.

Para la ejecución del programa de desarrollo de la obra, el contratista deberá tener siempre en la obra un número de obreros proporcionado a la extensión de los trabajos y clases de estos que estén ejecutándose.

Artº 3. Personal.

Todos los trabajos han de ejecutarse por personas especialmente preparadas. Cada oficio ordenará su trabajo armónicamente con los demás procurando siempre facilitar la marcha de los mismos, en ventaja de la buena ejecución y rapidez de la construcción, ajustándose a la planificación económica prevista en el proyecto.

El contratista permanecerá en la obra durante la jornada de trabajo, pudiendo estar representado por un encargado apto, autorizado por escrito, para recibir instrucciones verbales y firmar recibos y planos o comunicaciones que se lo dirijan.

Artº 4. Precauciones a adoptar durante la construcción.

Las precauciones a adoptar durante la construcción serán las previstas en la Ley de Prevención de Riesgos Laborales y la normativa que la desarrolla y complementa.

El contratista se sujetará a las leyes, Reglamentos y Ordenanzas vigentes, así como a los que se dicten durante la ejecución de las obras.

Artº 5. Responsabilidades del contratista.

En la ejecución de las obras que se hayan contratado, el contratista será el único responsable, no teniendo derecho a indemnización alguna por el mayor precio a que pudiera costarle, ni por las erradas maniobras que cometiese durante la construcción, siendo de su cuenta y riesgo e independiente de la inspección del Ingeniero. Asimismo será responsable ante los Tribunales de los accidentes que, por inexperiencia o descuido, sobrevinieran, tanto en la construcción como en los andamios, ateniéndose en todo a las disposiciones de Policía Urbana y leyes comunes sobre la materia.

Artº 6. Desperfectos en propiedades colindantes.

Si el contratista causase algún desperfecto en propiedades colindantes tendrá que restaurarlas por su cuenta dejándolas en el estado en que las encontró al comienzo de la obra. El contratista adoptará cuantas medidas encuentre necesarias para evitar la caída de operarios, desprendimiento de herramientas y materiales que puedan herir o matar a alguna persona.

Artº 7. Seguro de incendios.

Queda obligado el contratista a asegurar las obras en Compañía de reconocida solvencia inscrita en el Registro de Ministerio de Hacienda en virtud de la vigente Ley de Seguros. En caso de no asegurar las obras se entiende que es el contratista el asegurador.

La póliza habrá de extenderse con la condición especial de que si bien el contratista la suscribe con dicho carácter es requisito indispensable que, en caso de siniestros una vez justificada su cuantía, el importe íntegro de la indemnización lo cobre la entidad propietaria, para ir pagando la obra que se reconstruya a medida que esta se vaya realizando, previas las certificaciones facultativas, como los demás trabajos de la construcción.

Artº 8. Obligaciones no especificadas.

Es obligación del contratista ejecutar cuanto sea necesario para la terminación completa y buena construcción y aspecto de las obras, aunque algún detalle complementario no se halle expresamente determinado en estas condiciones, siempre que, sin separarse de su espíritu y recta interpretación, lo disponga el Ingeniero-Director.

Las dudas que pudieran ocurrir en las condiciones y demás documentos del contrato se resolverán por el Ingeniero-Director así como la inteligencia e interpretación de los planos, detalles y descripciones debiendo someterse el contratista a lo que dicho facultativo decida.

Artº 9. Documentos que puede reclamar el contratista.

El contratista conforme a lo dispuesto en el Pliego de Condiciones, podrá sacar a sus expensas copias de los documentos del Proyecto de Contrata, cuyos originales le serán facilitadas por el Ingeniero-Director, el cual autorizará con su firma las copias, si el contratista lo desea.

Artº 10. Seguros.

El contratista estará asegurado en Compañía solvente para cubrir todos los accidentes que ocurran en la obra, si la Compañía no los abonase, los abonará el contratista directamente.

En cualquier momento estos documentos podrán ser exigidos por la propiedad y la Dirección Facultativa.

7.2.2.2 Facultades de la dirección técnica

Artº 1. Interpretación de los documentos de Proyecto.

El contratista queda obligado a que todas las dudas que surjan en la interpretación de los documentos del Proyecto o posteriormente durante la ejecución de los trabajos serán resueltas por la Dirección Facultativa de acuerdo con el presente Pliego de Condiciones.

Las especificaciones no descritas en el presente Pliego con relación al Proyecto deben considerarse como datos en cuenta en la formulación del Presupuesto por parte de la Empresa que realice las obras así como el grado de calidad de las mismas.

En las circunstancias en que se vertieran conceptos en los documentos escritos que no fueran reflejados en los Planos del Proyecto, el criterio a seguir lo decidirá la Dirección Facultativa de las obras, recíprocamente cuando en los documentos gráficos

aparecieran conceptos que no se ven reflejados en los documentos escritos, la especificación de los mismos, será decidida por la Dirección Facultativa de las obras.

La Contrata deberá consultar previamente cuantas dudas estime oportunas para una correcta interpretación de la calidad constructiva y de características del Proyecto.

Artº 2. Aceptación de materiales.

Los materiales serán reconocidos antes de su puesta en obra por la Dirección Facultativa, sin cuya aprobación no podrán emplearse en dicha obra; para ello la contrata proporcionará las muestras que para su examen solicite la Dirección Facultativa, ésta se reserva el derecho de desechar aquellos que no reúnan las condiciones que a su juicio, no considere aptas. Los materiales desechados serán retirados de la obra en el plazo más breve. Las muestras de los materiales una vez que hayan sido aceptados, serán guardados juntamente con los certificados de los análisis para su posterior comparación y contraste.

Artº 3. Mala ejecución.

Si a juicio de la Dirección Facultativa hubiera alguna parte de la obra mal ejecutada, el contratista tendrá la obligación de demolerla y volverla a realizar cuantas veces sea necesario, hasta que quede a satisfacción de dicha Dirección, no otorgando estos aumentos de trabajo derecho a percibir ninguna indemnización de ningún género, aunque las condiciones de mala ejecución de la obra se hubiesen notado después de la recepción provisional, sin que ello pueda repercutir en los plazos parciales o en el total de ejecución de la obra.

Artº 4. Reformas en el proyecto.

Si durante el curso de las obras el Ingeniero-Director estimase conveniente introducir modificaciones en el proyecto, el contratista estará obligado a realizarlas, siempre y cuando la cantidad de las obras nuevamente proyectadas no aumentasen en una sexta parte las de igual índole, consignadas en el Presupuesto de Contrata, abonándosele la parte que resulte con arreglo a los precios del Proyecto.

7.2.2.3 Disposiciones varias

Artº 1. Replanteo.

Como actividad previa a cualquier otra de la obra se procederá por la Dirección Facultativa a la comprobación del replanteo de las obras en presencia del Contratista marcando sobre el terreno conveniente todos los puntos necesarios para su ejecución. De esta operación se extenderá acta por duplicado que firmará la Dirección Facultativa y la Contrata, la cual, facilitará por su cuenta todos los medios necesarios para la ejecución de los referidos replanteos y señalamiento de los mismos, cuidando bajo su responsabilidad de las señales o datos fijados para su determinación. Asimismo para el resto de replanteos que se verifiquen en obra, estos se realizarán por el Contratista con la consiguiente aprobación de la Dirección Facultativa para el inicio de la correspondiente unidad.

Artº 2. Libro de Ordenes, Asistencia e Incidencias.

Con objeto de que en todo momento se pueda tener un conocimiento exacto de la ejecución e incidencias de la obra, se llevará, mientras dure la misma, el Libro de Ordenes Asistencia e Incidencias, en el que se reflejarán las visitas facultativas realizadas por la Dirección de la obra, incidencias surgidas y en general, todos aquellos datos que sirvan para determinar con exactitud si por la contrata se han cumplido los plazos y fases de ejecución previstas para la realización del proyecto.

El Ingeniero-Director de la obra, y los demás facultativos colaboradores en la dirección de las mismas, irán dejando constancia, mediante las oportunas referencias, de sus visitas e inspecciones y las incidencias que surjan en el transcurso de ellas y obliguen a cualquier modificación en el proyecto o la ejecución de las obras, las cuales serán de obligado cumplimiento.

Las anotaciones en el Libro de Ordenes, Asistencias e Incidencias, harán fe a efectos de determinar las posibles causas de resolución e incidencias del contrato. Sin embargo, cuando el contratista no estuviese conforme, podrá alegar en su descargo todas aquellas razones que abonen su postura, aportando las pruebas que estime pertinentes. Efectuar una orden a través del correspondiente asiento en este Libro, no será obstáculo para que cuando la Dirección Facultativa lo juzgue conveniente, se efectúe la misma también por oficio. Dicha orden se reflejará también en el Libro de Ordenes.

Artº 3. Modificaciones en las unidades de Obra.

Cualquier modificaciones en las unidades de obra que suponga la realización de distinto número de aquellas, más o menos de las figuradas en el estado de mediciones del presupuesto, deberá ser conocida y aprobada previamente a su ejecución por el Director Facultativo, haciéndose constar en el Libro de Obra, tanto la autorización citada como la comprobación posterior de su ejecución.

En caso de no obtener esta autorización, el contratista no podrá pretender, en ningún caso, el abono de las unidades de obra que se hubiesen ejecutado de más respecto a las figuradas en el proyecto.

Artº 4. Controles de obra: Pruebas y ensayos.

Se ordenará cuando se estime oportuno, realizar las pruebas y ensayos, análisis y extracción de muestras de obra realizada para comprobar que tanto los materiales como las unidades de obra están en perfectas condiciones y cumplen lo establecido en este Pliego. El abono de todas las pruebas y ensayos será de cuenta del contratista.

Artº 5. Correspondencia oficial.

El contratista tendrá derecho a que se le acuse recibo, si lo pide, de las comunicaciones y reclamaciones que dirija al Ingeniero-Director y a su vez está obligado a devolver a dicho Ingeniero, ya en originales, ya en copias, todas las ordenes y avisos que de él reciba poniendo al pie el "enterado" y su firma.

Artº 6. Accesos a la obra.

Se facilitarán los accesos a todas las partes de la obra por medio de chaperas, andamiaje con tablonés, pasamanos, etc., de tal manera que todas las personas que accedan a los diversos sitios de la obra tengan la seguridad necesaria para la revisión de los diferentes trabajos.

Artº 7. Gastos de obra.

Serán por cuenta del promotor salvo que se indique en contrato, los gastos referentes a licencia de obras, honorarios de Proyecto y Dirección Facultativa, así como todos los originados para dotar a la obra de acometidas de agua, electricidad, etc.

7.3 Pliego condiciones técnicas particulares

7.3.1 Objeto.

La presente especificación tiene por objeto determinar las condiciones, las características y el alcance para los trabajos de obra civil y montaje requeridos para la instalación en baja tensión, tanto de corriente continua, como de corriente alterna, así como de las instalaciones comunes de evacuación en Baja Tensión, de la energía eléctrica generada por la Instalación Solar Fotovoltaica.

La Instalación Solar Fotovoltaica proyectada dispondrá de 2 inversores con una potencia nominal de 10 kW por inversor. La evacuación conjunta de la energía producida por la instalación solar fotovoltaica se resuelve en baja tensión.

7.3.1.1 Situación y características de la instalación

La Instalación Solar Fotovoltaica aquí proyectada se encuentra situada, en un edificio en el municipio de Alcalá de Guadaira, Sevilla.

7.3.2 Descripción de los trabajos y suministros.

7.3.2.1 Descripción general.

- Montaje de estructura metálica que sujetarán los paneles fotovoltaicos.
- Montaje de todos los elementos necesarios, cajas, herrajes, tendidos de cables, puestas a tierra, etc.
- Montaje de los paneles fotovoltaicos sobre las estructuras soporte.
- Conexión de todos los elementos de la instalación.
- Pruebas en vacío y puesta en servicio de la instalación.

En este apartado debe destacarse que el suministro de todos los elementos de la instalación será por parte del contratista.

7.3.2.2 Implantación en obra

El contratista está obligado durante las obras a mantener perfectamente limpias las diferentes zonas, elementos y construcciones de las instalaciones.

El contratista retirará en un plazo no superior a un mes a partir de la finalización de la obra, todas sus instalaciones precisas para la ejecución de ésta, y limpiará cualquier residuo en la zona afectada.

7.3.2.3 Montaje electromecánico

El montaje electromecánico a realizar será el siguiente: El montaje electromecánico de intemperie incluye el transporte, izado, nivelación, sujeción, fijación de la estructura metálica, fijación de conductos y accesorios para cables, tierra, etc. A dicha estructura, y en general la realización de todas aquellas operaciones necesarias para la puesta a punto del seguidor solar según se indican en los planos en planta.

Se realizará el montaje de herrajes auxiliares para fijación de mandos, cajas de centralización, etc., así como el transporte desde su lugar de almacenamiento hasta su ubicación final utilizando todos los medios necesarios tales como herramientas, grúas, vehículos de transporte, etc.

Serán suministro del contratista todos los elementos de la instalación.

Como criterio general, el montaje incluirá la ejecución de taladros y suministro de tornillería, así como los materiales y trabajos necesarios para la fijación de las placas de identificación.

7.3.2.4 Módulos fotovoltaicos

Todos los módulos cumplirán las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, así como estar certificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

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

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

Los marcos laterales serán de aluminio o acero inoxidable. Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidos a Condiciones Estándar de Medida (CEM). Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulado.

7.3.2.5 Estructura soporte

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por la NBE y demás normas aplicables. La estructura soporte de los módulos resistirá, con los módulos instalados, la sobrecarga de viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

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

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de orientación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la necesidad de sustitución de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

7.3.2.6 Inversor

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo del día.

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

Los inversores tendrán un grado de protección mínimo IP20 para inversores en el interior de edificios, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso se cumplirá la legislación vigente.

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

7.3.2.7 Sistema eléctrico

La instalación cumplirá con todas las consideraciones expuestas en el Real Decreto 1663/2000, así como con la propuesta de seguridad del pliego técnico que nos ocupa y contará con los siguientes elementos de protección.

Protecciones eléctricas

Puesta a tierra de la carcasa del inversor.

Aislamiento Clase II: en todos los componentes. Módulos, cableado, cajas de conexión, etc.

Fusible: en cada polo del generador fotovoltaico, con función seccionadora.

Con objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal, se tendrá en cuenta los siguientes puntos adicionales:

Todos los conductores serán de cobre, y su sección la suficiente para asegurar que las pérdidas de tensión en cables y cajas de conexión sean inferiores al 1,5% en el

tramo DC y al 1,5 % en el tramo AC. Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado (UNE 21123).

Se respetará el RBT en lo que a conducciones de cable se refiere.

Contadores

Cumplirán todo lo recogido en la ITC-BT-16 y en el RD 1663/2000. Así se instalarán dos contadores unidireccionales ajustados a la normativa metrológica vigente y su precisión deberá ser como mínimo la correspondiente a la de clase de precisión 2, regulada por el Real Decreto 875/1984, de 28 de marzo.

Cableado eléctrico

Es el medio por el cual circula la corriente o intensidad. Se calcula en función de las condiciones y de la intensidad de cada zona de trabajo. El cableado de conexión entre paneles se recomienda realizarlo de 6 mm²., siendo la sección de los cables de conexión al inversor y desde el inversor al punto de conexión, función de las distancias, pero nunca inferiores a 10 mm².

Puesta a tierra y sobretensiones.

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar las tensiones de paso y contacto que respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

Según RD 1663/2000, donde se fijan las condiciones técnicas para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de BT, la puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma.

Cableado de intemperie y de interior.

Se realizará toda la interconexión de equipos. Para ello se tenderá y destenderá el cable necesario.

Conexión de paneles fotovoltaicos hasta caja de interconexión, conexión desde ésta hasta el inversor, interconexión desde inversor hasta caja de centralización, tendiendo los cables necesarios.

Montaje de bornas suplementarias y conexión de las mangueras, con toda la tornillería y material de montaje necesario.

El contratista suministrará todos los cables correspondientes a este apartado, quedando incluidos en el alcance del contratista todos los elementos auxiliares indicados.

7.3.3 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

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

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

La red de tierras se hará a través de picas de cobre de configuración redonda, alta resistencia y máxima rigidez. Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra, será necesario disponer de bornas o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito.

Para la puesta a tierra de la instalación se seguirá lo señalado en las instrucciones MI.BT.18.

7.3.4 Operación del sistema

7.3.4.1 Puesta en marcha

El correcto funcionamiento de los paneles se comprobará antes de su instalación, facilitando así la detección de posibles fallos de funcionamiento. Se evaluará que tanto la tensión como la intensidad sean los especificados por el fabricante.

Tanto la compañía de distribución eléctrica, como la administración pública han de realizar las comprobaciones necesarias de la instalación previa conexión a red, para verificar que todas las protecciones del sistema funcionan correctamente. Una vez verificado el correcto funcionamiento del sistema se procederá a su conexión a la red.

7.3.4.2 Programa de mantenimiento

El objeto es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectada a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la vida útil de la misma.

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de los límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

El mantenimiento tanto preventivo como correctivo se realizará por personal técnico cualificado, bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

7.3.5 Seguridad e higiene.

Se dotará a la instalación fotovoltaica de una toma de tierra para una mayor seguridad. Esta estará totalmente separada de la toma de tierra de la conexión de fuerza. Se recomienda la separación de las tierras de continua y alterna de la instalación FV.

Igualmente se recomienda la utilización de materiales y elementos con aislamiento "Clase II".

7.3.5.1 Seguridad en el montaje de la instalación

Para los trabajos en altura, los operarios deben ir atados para evitar accidentes. En el momento de colocar los paneles se han de cumplir las siguientes condiciones de seguridad:

- La estructura soporte de los paneles ha de ser capaz de soportar esfuerzos mecánicos con vientos de hasta 140 Km./h.
- Las estructuras han de estar hechas de materiales resistentes a la intemperie y sin mantenimiento.
- Los tornillos de sujeción y otros accesorios han de resistir esfuerzos mecánicos, han de ser inoxidable y con arandelas plásticas para impedir la corrosión galvánica.
- Es necesario asegurarse de que la fijación de los tornillos al techo sea suficientemente profunda como para que ésta no se rompa (si aplica).
- Las operaciones de soldadura con estaño y de agujereado a la pared se harán con las gafas de protección adecuadas.
- Los materiales utilizados en la estructura de soporte han de garantizar una larga duración sin necesidad de un gran mantenimiento. En la práctica, actualmente, suelen ser de aluminio anodizado, hierro galvanizado, madera tratada o bien, acero inoxidable en caso de ambiente corrosivo. Con elementos metálicos, es necesario evitar la formación del par galvánico entre el marco de las placas y la estructura soporte, aparte de prevenir su conexión a la toma de tierra independientemente de la red eléctrica.

En general, se cumplirá con toda la normativa vigente, y se dispondrá de un plan de seguridad y salud específico realizado por un técnico competente.

7.3.6 Condiciones de los medios de protección

Todos los medios de protección personal o elementos de protección colectiva, tendrán fijado un periodo de vida útil, desechándose a su término.

Cuando por las circunstancias del trabajo se produzca un deterioro más rápido de una determinada prenda o equipo, se repondrá ésta, independientemente de la duración prevista o fecha de entrega.

Aquellas prendas que por su uso hayan adquirido más holguras o tolerancias de las admitidas por el fabricante, serán repuestas inmediatamente.

7.3.6.1 Protecciones individuales

Todos los Equipos de Protección Individual (EPI) cumplirán con lo establecido en el R.D. 1407/1.992 de 20 de noviembre, y modificaciones posteriores, por el que se adoptan en España los criterios de la Normativa Europea (Directiva 89/656/CE).

Dispondrán del consiguiente certificado y contendrán de forma visible el sello (CE) correspondiente.

Anclajes para cinturón de seguridad: tendrán la suficiente resistencia para soportar los esfuerzos a que puedan estar sometidos de acuerdo con su función protectora.

Cables de sujeción de cinturón de seguridad: tendrán la suficiente sección para soportar los esfuerzos a que puedan estar sometidos.

Se fijarán a los anclajes que se dispongan en los puntos fuertes. Se tenderán cables de 10 mm de diámetro mínimo, de manera que posibiliten el desplazamiento de los operarios a través del mosquetón del cinturón de seguridad.

7.3.6.2 Protecciones colectivas

Señalización y balizamiento: Las señales, cintas y balizas estarán de acuerdo con la normativa vigente.

Pórticos protectores de tendidos aéreos: se construirán a base de soportes y dintel debidamente señalizados. Se situarán carteles a ambos lados del pórtico anunciando la limitación de altura.

Topes para desplazamiento de camiones: se podrán realizar con tablonces embridados, fijados al terreno por medio de redondos hincados al mismo o de otra forma eficaz.

Tapas para pequeños huecos o arquetas: sus características y colocación impedirán con garantía la caída de personas y objetos.

Plataformas de trabajo: tendrán como mínimo 60 cm de ancho y las situadas a más de 2 m del suelo estarán dotadas de barandilla de 90 cm de altura con listón intermedio y rodapié.

Riego: las zonas de paso de vehículos y maquinaria se regarán convenientemente para evitar el levantamiento de polvo.

7.3.6.3 Replanteo y señalización

Todos los obstáculos y conducciones serán señalizados y conocidos por los operarios. Se respetará una distancia de 5 metros a las líneas eléctricas aéreas de alta tensión y 1 metro para las enterradas.

La señalización se mantendrá bien dispuesta en todo momento.

Los bordes de las excavaciones estarán vallados y los pasos para peatones estarán señalizados de forma que no invadan la zona de obras.

Todo tipo de señalización se colocará antes de iniciar los trabajos

7.3.6.4 Excavación, carga y transporte de materiales

Antes de comenzar los trabajos se señalizará el tajo, teniendo presente la parte de los accesos que pudiera verse afectada por la posible caída de materiales.

Todos los objetos, tanto aéreos como enterrados, habrán sido señalizados y detectados, indicando claramente a los operadores/conductores la situación de dichos obstáculos.

Se prestará especial atención a las líneas eléctricas aéreas, guardando una distancia de seguridad de 5 metros entre las máquinas y las partes en tensión. En casos especiales, deberán ponerse en contacto con el servicio de seguridad.

Toda manipulación en las máquinas se hará a motor parado.

Toda la zona de trabajo estará señalizada y acotada, estando prohibido que la máquina vehículo de obra se salga de esa zona, aunque sea para maniobrar.

Será preceptivo que la Dirección de Obra dé el visto bueno a toda la señalización.

Si en algún tajo fuese necesario trabajar en horas nocturnas se dispondrá de suficiente iluminación, la cual será más intensa en los puntos que se consideren más peligrosos.

En la zona de los trabajos sólo permanecerá el personal del tajo correspondiente, el cual estará debidamente enterado de su cometido y de los riesgos generales del mismo. Estará absolutamente prohibido permanecer en el radio de acción de las máquinas o vehículos trabajando.

7.3.6.5 Relleno de zanjas

Durante el relleno con máquina no permanecerá nadie en las proximidades de la misma.

El personal encargado de igualar las tierras se mantendrá a la distancia de seguridad de la máquina.

Igualmente, el operador del compactador observará la distancia de seguridad con las máquinas y con los restantes operarios del tajo.

El encargado del tajo indicará los puntos que haya que rellenar con especial cuidado por las proximidades o cruces con otras conducciones, e indicará al operador del compactador la zona a compactar, las zonas en que deba dar la vuelta y restantes maniobras de la máquina.

7.3.6.6 Acopio y colocación de tubos

Los ganchos, eslingas y útiles empleados en el manejo de las conducciones estarán siempre en perfecto estado. La zona de acopios se habrá previsto antes de la llegada de la tubería.

Los tubos estarán perfectamente acuíados para evitar los deslizamientos imprevistos. Está prohibido permanecer bajo una carga suspendida. El gobierno de los tubos deberá hacerse con una cuerda y a distancia.

7.3.6.7 Normas generales de comportamiento

Es necesaria su colaboración. Respete las presentes Normas Generales y coopere para conseguir que no haya accidentes. Para ello debe:

- Usar correctamente todo el equipo individual de seguridad que se le asigne (casco, gafas, guantes, etc.) y cuidar de su conservación.
- Ayudar a mantener el orden y limpieza de la obra.
- Advertir a sus mandos de cualquier peligro que observe en la obra.
- No inutilizar nunca los dispositivos de seguridad, ni quitar una protección.
- Respetar a los compañeros para ser respetado.
- No utilizar ninguna máquina o herramienta, ni hacer un trabajo sin saber cómo se hace. Preguntar antes.
- No realizar reparaciones mecánicas ni eléctricas sin orden previa. Avisar al mando.
- No usar anillos durante el trabajo, si éste es manual.
- No cometer temeridades.

7.3.6.8 Normas de comportamiento por oficios y actividades

Indicamos a continuación las normas generales, tanto de Seguridad como de Comportamiento, para los distintos oficios y/o actividades que intervienen en la obra.

Soldador

En caso de trabajos en recintos confinados, tomar las medidas necesarias para que los humos desprendidos no le afecten. Conectar la masa lo más cerca posible del punto de soldeo. -No realizar soldeos en las proximidades de materiales inflamables o combustibles, o protegerlas de forma adecuada. Extremar las precauciones en cuanto a los humos desprendidos al soldar materiales pintados, cadmiados, etc. No efectuar soldeos sobre recipientes que hayan contenido productos combustibles. Evitar contactos con elementos conductores que puedan estar bajo tensión, aunque se trate de la pinza. Solicitar la reparación del grupo de soldeo cuando se observe algún deterioro o anomalía en su funcionamiento.

Manejo de materiales

Hacer el levantamiento de cargas a mano flexionando las piernas, sin doblar la columna vertebral. Para transportar pesos a mano (cubos de mortero, de agua, etc.) es

siempre preferible ir equilibrado llevando dos. No hacer giros bruscos de cintura cuando se está cargado. Al cargar o descargar materiales o máquinas por rampas, nadie debe situarse en la trayectoria de la carga. Al utilizar carretillas de mano para el transporte de materiales, no tirar de la carretilla dando la espalda al camino. Antes de bascular la carretilla al borde de una zanja o similar colocar un tope. Al hacer operaciones en equipo, debe haber una única voz de mando.

Electricidad

Hacer siempre la desconexión de máquinas eléctricas por medio del interruptor correspondiente, nunca en el enchufe.

No conectar ningún aparato introduciendo los cables pelados en el enchufe. No desenchufar nunca tirando del cable.

Antes de accionar un interruptor, asegurarse de que corresponde a la máquina que interesa y que junto a ella no hay nadie inadvertido. Cuidar que los cables no se deterioren al estar sobre aristas o sean pisados o impactados. No hacer reparaciones eléctricas. En caso de ser necesarias, avisar a la persona autorizada para ello. Avisar al encargado de las anomalías que perciba en el funcionamiento de cualquier máquina y hacerlas constar, en su caso, en el parte de trabajo.

Herramientas manuales

Cada herramienta debe utilizarse para su fin específico. Las llaves no son martillos ni los destornilladores cinceles. –Se debe solicitar la inmediata sustitución de cualquier herramienta en mal estado. Las rebabas son peligrosas en las herramientas. Los mangos de las herramientas deben estar en buen estado y sólidamente fijados. De no ser así, deben repararse adecuadamente o ser sustituidos. Al hacer fuerza con una herramienta, se debe prever la trayectoria de la mano o del cuerpo en caso de que aquella se escapara. No realizar nunca ninguna operación sobre máquinas en funcionamiento. Trabajando en altura o al borde de zanjas o terraplenes, se debe impedir la caída de la herramienta a niveles inferiores.

Utilización correcta de escalera de mano. Herramienta manual. Riesgos. Señalización de riesgos eléctricos. Soldadura eléctrica. Protección.

7.3.7 Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

La dirección de Obra podrá inspeccionar todos los materiales y/o equipos tanto en fábrica como en obra y es obligación del Adjudicatario tomar las medidas oportunas para facilitar los ensayos y pruebas de funcionamiento.

La dirección de Obra podrá designar los laboratorios que estime oportunos para la ejecución de los ensayos.

Todos los gastos necesarios para la realización de los ensayos y pruebas de funcionamiento serán por cuenta del Adjudicatario, los cuales estarán incluidos en la oferta económica y relacionados en el Plan de Control de Calidad.

La dirección de Obra podrá pedir ensayos y pruebas complementarias a las presentadas en el Plan de Control de Calidad, cuyo importe correrá a cargo del Adjudicatario hasta un límite máximo del Presupuesto de Adjudicación.

El técnico o técnicos designados como responsable de calidad en obra, tendrá libre acceso a las mismas, así como a la fábrica que el adjudicatario emplee para la fabricación de los materiales.

En el caso de que el representante de la Dirección de Obra no esté presente en el ensayo, el Adjudicatario le proporcionará toda la información relativa, incluyendo los respectivos protocolos y resultados.

Los ensayos y pruebas no tendrán en ningún caso carácter destructivo. No obstante, los daños que pudieran ocasionarse como consecuencia de los mismos, serán de cuenta del Adjudicatario.

La inspección no eximirá al Adjudicatario de sus garantías y de la responsabilidad del funcionamiento satisfactorio de la obra en su conjunto.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas, para comprobar su calibración, rendimiento y funcionamiento. A las mismas asistirán los representantes del Titular y del Adjudicatario que firmaran el correspondiente certificado.

Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.

Retirada de obra de todo el material sobrante.

Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

7.3.8 Garantías

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

7.3.9 Condiciones económicas

7.3.9.1 Mediciones

Artº 1. Forma de medición.

La medición del conjunto de unidades de obra que constituyen el proyecto se verificará aplicando a cada unidad de obra la unidad de medida que le sea apropiada y con arreglo a las mismas unidades adoptadas en el presupuesto, unidad completa, partida alzada, metros cuadrados, cúbicos o lineales, kilogramos, etc.

Tanto las mediciones parciales como las que se ejecuten al final de la obra, se realizarán conjuntamente con el contratista, levantándose las correspondientes actas que serán firmadas por ambas partes.

Todas las mediciones que se efectúen comprenderán las unidades de obra realmente ejecutadas, no teniendo el contratista derecho a reclamación de ninguna especie por las diferencias que se produjeran entre las mediciones que se ejecuten y las que figuren en el proyecto, así como tampoco por los errores de clasificación de las diversas unidades de obra que figuren en los estados de valoración.

Artº 2. Valoración de unidades no expresadas en este Pliego.

La valoración de las obras no expresadas en este Pliego se verificará aplicando a cada una de ellas la medida que le sea más apropiada y en forma de condiciones que estime justas el Ingeniero, multiplicando el resultado final por el precio correspondiente.

Artº 3. Equivocaciones en el presupuesto.

Se supone que el contratista ha hecho un detenido estudio de los documentos que componen el Proyecto, y por lo tanto, al no haber hecho ninguna observación sobre errores posibles o equivocaciones del mismo, no hay lugar a disposición alguna en cuanto afecta a medidas o precios, de tal suerte que si la obra ejecutada con arreglo al proyecto contiene mayor número de unidades de las previstas, no tiene derecho a reclamación alguna, si por el contrario el número de unidades fuera inferior, se descontará del presupuesto.

7.3.9.2 Valoraciones

Artº 1. Valoraciones

Las valoraciones de las unidades de obra que figuran en el presente proyecto, se efectuarán multiplicando el número de estas por el precio unitario asignado a las mismas en el presupuesto.

En el precio unitario aludido en el párrafo anterior se consideran incluidos los gastos del transporte de materiales, las indemnizaciones o pagos que hayan de hacerse por cualquier concepto, así como todo tipo de impuestos fiscales que graven los materiales por el Estado, Provincia o Municipio, durante la ejecución de las obras, y toda clase de cargas sociales. También serán de cuenta del contratista los honorarios, las tasas y demás gravámenes que se originan con ocasión de las inspecciones, aprobación y comprobación de las obras e instalaciones.

El contratista no tendrá derecho por ello a pedir indemnización alguna por las causas enumeradas. En el precio de cada unidad de obra van comprendidos los de todos los materiales accesorios y operaciones necesarias para dejar la obra terminada y en disposición de recibiese.

Artº 2. Valoración de las obras no incluidas ó incompletas.

Las obras no incluidas se abonarán con arreglo a precios consignados en el Presupuesto, sin que pueda pretenderse cada valoración de la obra fraccionada en otra forma que la establecida en los cuadros de descomposición de precios.

Artº 3. Precios contradictorios.

Si ocurriese algún caso excepcional e imprevisto en el cual fuese necesaria la designación de precios contradictorios entre la propiedad y el contratista, estos precios deberán fijarse con arreglo a los determinados para unidades análogas, después de haber convenido lo mismo el Ingeniero en representación de la Propiedad y el contratista.

Artº 4. Relaciones valoradas.

El Contratista de la obra formulará mensualmente una relación valorada de los trabajos ejecutados desde la anterior liquidación con sujeción a los precios del presupuesto.

La Dirección Facultativa, que presenciara las operaciones de valoración y medición, tendrá un plazo de diez días para examinarlas. Deberá dentro de este plazo dar su conformidad o, en caso contrario, hacer las observaciones que considere convenientes.

Estas relaciones valoradas no tendrán más que carácter provisional a buena cuenta, y no suponen la aprobación de las obras que en ellas se comprenden. Se formará multiplicando los resultados de la medición por los precios correspondientes, y descontando si hubiera lugar la cantidad correspondiente al tanto por ciento de baja o mejora producido en la licitación.

Artº 5. Obras que se abonarán al contratista: Precio de las mismas.

Se abonarán al contratista la obra que realmente se ejecute con sujeción al proyecto que sirve de base al contrato, o a las modificaciones del mismo, autorizadas por la superioridad, o a las órdenes que con arreglo a sus facultades le haya comunicado por escrito el Director de la obra, siempre que dicha obra se halle ajustada a los preceptos del contrato y sin que su importe pueda exceder de la cifra total de los presupuestos aprobados. Por consiguiente, el número de unidades que se consignan en el Proyecto o en el Presupuesto no podrá servirle de fundamento para entablar reclamaciones de ninguna especie, salvo en los casos de rescisión.

Tanto en las certificaciones de obra como en la liquidación final, se abonarán las obras hechas por el contratista a los precios de ejecución material que figuran el presupuesto para cada unidad de obra.

Si excepcionalmente se hubiera realizado algún trabajo que no se halle reglado exactamente en las condiciones de la contrata pero que sin embargo sea admisible a juicio del Director, se dará conocimiento de ello, proponiendo a la vez la rebaja de precios que se estime justa, y si aquella resolviese aceptar la obra, quedará el contratista obligado a conformarse con la rebaja acordada.

Cuando se juzgue necesario emplear materiales para ejecutar obras que no figuren en el proyecto, se evaluará su importe a los precios asignados a otras obras o

materiales análogos si los hubiera, y cuando no, se discutirá entre el Director de la obra y el contratista, sometiéndoles a la aprobación superior.

Los nuevos precios convenidos por uno u otro procedimiento se sujetarán siempre a lo establecido en el contrato general de la obra.

Al resultado de la valoración hecha de este modo, se le aumentará el tanto por ciento adoptado para formar el presupuesto de la contrata, y de la cifra que se obtenga se descontará lo que proporcionalmente corresponda a la rebaja hecha, en el caso de que exista ésta.

Cuando el contratista, con la autorización del Director de la obra emplease materiales de más esmerada preparación o de mayor tamaño que lo estipulado en el proyecto, sustituyéndose la clase de fábrica por otra que tenga asignado mayor precio, ejecutándose con mayores dimensiones o cualquier otra modificación que resulte beneficiosa a juicio de la Propiedad, no tendrá derecho, sin embargo, sino a lo que correspondería si hubiese construido la obra con estricta sujeción a lo proyectado y contratado.

Artº 6. Abono de las partidas alzadas.

Las cantidades calculadas para obras accesorias, aunque figuren por una partidaalzada del presupuesto, no serán abonadas sino a los precios de la contrata, según las condiciones de la misma y los proyectos particulares que para ellos se formen o en su defecto, por lo que resulte de la medición final.

Para la ejecución material de las partidas alzadas figuradas en el proyecto de obra, deberá obtenerse la aprobación de la Dirección Facultativa. A tal efecto, antes de proceder a su realización se someterá a su consideración el detalle desglosado del importe de la misma, el cual, si es de conformidad podrá ejecutarse.

7.3.10 Condiciones legales

7.3.10.1 Recepción de obras

Artº 1. Recepción de las obras.

Una vez terminadas las obras, y hallándose en las condiciones exigidas, se procederá a la recepción de las mismas.

Al acto de recepción concurrirán la propiedad, el facultativo encargado de la dirección de la obra y el contratista, levantándose el acta correspondiente. En caso de que las obras no se hallen en estado de ser recibidas se actuará conforme a lo dispuesto en contrato establecido.

El plazo de la garantía comenzará a contarse a partir de la fecha de la recepción de la obra. Al realizarse la recepción de las obras deberá presentar el contratista las pertinentes autorizaciones de los Organismos oficiales de la provincia para el uso y puesta en servicio de las instalaciones que así lo requieran. No se efectuará esa recepción de las obras si no se cumple este requisito.

Artº 2. Plazo de garantía.

Sin perjuicio de las garantías que expresamente se detallan en el contrato el contratista garantiza en general todas las obras que ejecute, así como los materiales empleados en ellas y su buena manipulación.

El plazo de garantía será el establecido en contrato y durante este período el contratista corregirá los defectos observados, eliminará las obras rechazadas y reparará las averías que por dicha causa se produzcan, todo ello por su cuenta y sin derecho a indemnización alguna, ejecutándose en caso de resistencia dichas obras por la Administración con cargo a la fianza.

El contratista garantiza a la Propiedad contra toda reclamación de tercera persona, derivada del incumplimiento de sus obligaciones económicas o disposiciones legales relacionadas con la obra. Una vez aprobada la recepción y liquidación definitiva de las obras, la Propiedad tomará acuerdo respecto a las retenciones efectuadas.

Tras la recepción de la obra el contratista quedará relevado de toda responsabilidad salvo lo referente a los vicios ocultos de la construcción debidos a incumplimiento doloso del contrato por parte del empresario, de los cuales responderá en

el término de 15 años. Transcurrido este plazo quedará totalmente extinguida la responsabilidad.

Artº 3. Pruebas para la recepción.

Con carácter previo a la ejecución de las unidades de obra, los materiales habrán de ser reconocidos y aprobados por la Dirección Facultativa. Si se hubiese efectuado su manipulación o colocación sin obtener dicha conformidad deberán ser retirados todos aquellos que la citada dirección rechaza, dentro de un plazo de treinta días.

El contratista presentará oportunamente muestras de cada clase de material a la aprobación de la Dirección Facultativa, las cuales conservarán para efectuar en su día comparación o cotejo con los que se empleen en obra.

Siempre que la Dirección Facultativa lo estime necesario serán efectuadas por cuenta de la contrata las pruebas y análisis que permitan apreciar las condiciones de los materiales a emplear.

7.3.10.2 Cargos al contratista

Artº 1. Planos para las instalaciones.

El contratista, de acuerdo con la Dirección Facultativa entregará en el acto de la recepción provisional, los planos de todas las instalaciones ejecutadas en la obra, con las modificaciones o estado definitivo en que hay quedado.

Artº 2. Autorizaciones y Licencias.

El contratista se compromete igualmente a entregar las autorizaciones que perceptivamente tienen que expresar las delegaciones Provinciales de Industria, Sanidad, etc, y autoridades locales, para la puesta en servicio de las referidas instalaciones.

Son también de cuenta del contratista todos los arbitrios, licencias municipales, vallas, alumbrado, multas, etc, que ocasionen las obras desde su inicio hasta su total terminación, salvo que se especifique lo contrario en el contrato entre la Propiedad y el contratista.

Artº 3. Conservación durante el plazo de garantía.

El contratista durante el tiempo que media entre la recepción provisional y la definitiva, será el conservador de las obras, donde tendrá el personal suficiente para atender a todas las averías y reparaciones que puedan presentarse, aunque el establecimiento fuese ocupado o utilizado por la propiedad antes de la recepción definitiva.

7.3.10.3 Disposiciones varias

Artº 1. Normas de aplicación.

Para todo aquello no detallado expresamente en los artículos anteriores, y en especial sobre las condiciones que deberán reunir los materiales que se emplean en obra, así como la ejecución de cada unidad de obra, y las normas para su medición y valoración regirá el Pliego de Condiciones Técnicas de la Dirección General de Arquitectura.

Se cumplimentarán todas las normas vigentes y las sucesivas que se publiquen en el transcurso de las obras.

Artº 2. Suspensión de las obras.

Cuando la entidad propietaria desee suspender la ejecución de las obras tendrá que avisarlo con un mes de anticipación y el contratista tendrá que suspender los trabajos sin derecho a indemnización, siempre que se le abone el importe de la obra ejecutada y el valor de los materiales acumulados al pie de obra, al precio corriente en la localidad; igual se hará en los casos de rescisión justificada.

Si la suspensión de las obras fuese motivada por el contratista, el propietario se reserva el derecho a la rescisión del contrato, abonando al contratista tan sólo la obra ejecutada con pérdida de la retención como indemnización de perjuicios irrogados a la entidad propietaria; quedando obligado el contratista a responder de los perjuicios superiores a esta cantidad, salvo que se indique lo contrario en el contrato.

En caso de muerte o de quiebra del contratista, quedará rescindida la contrata, a no ser que los herederos o los síndicos de la quiebra ofrezcan llevarla a cabo bajo las condiciones estipuladas en la misma. El propietario puede admitir o desechar el ofrecimiento, sin que en este caso tengan aquellos derecho a indemnización alguna.

Tanto en estos casos de rescisión como en los que legalmente se pudiesen presentar, las herramientas y demás elementos de trabajo que sean de pertenencia del contratista, tendrá éste obligación a recogerlos en un plazo de ocho días; de no ser así se entiende que los abandona a favor de la obra.

Artº 3. Prorroga de las obras.

Si se diese el caso de que por alguna contingencia, la Empresa Constructora solicitase una ampliación de plazo para la terminación de las obras, este se determinará de acuerdo con la Dirección Facultativa y siempre y cuando las causas alegadas sean por motivos ajenos al discurrir normal de la obra.

Artº 4. Rescisión de contrato.

En caso de que hubiese rescisión de contrato, la valoración de las obras incompletas se haría aplicando los precios del presupuesto, sin que el contratista tenga derecho alguno a reclamación. Si no existiesen precios descompuestos, o en el precio dado no estuviesen claramente especificados, se aplicarán a los materiales los precios corrientes de almacén de la localidad.

Artº 5. Personal en obra.

Todo el personal que desarrolle cualquier actividad en la obra, deberá tener su situación laboral de acuerdo con la legislación vigente.

7.3.11 Condiciones técnicas generales

Artº 1. Calidad de los materiales.

Todos los materiales a emplear en la presente obra serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas vigentes referentes a materiales y prototipos de construcción.

Artº 2. Pruebas y ensayos de materiales.

Todos los materiales a que este capítulo se refiere podrán ser sometidos a los análisis o pruebas, por cuenta de la contrata, que se crean necesarios para acreditar su calidad. Cualquier otro que haya sido especificado y sea necesario emplear deberá ser aprobado por la Dirección de las obras, bien entendido que será rechazado el que no reúna las condiciones exigidas por la buena práctica de la construcción.

Artº 3. Materiales no consignados en proyecto.

Los materiales no consignados en proyecto que dieran lugar a precios contradictorios reunirán las condiciones de bondad necesarias, a juicio de la Dirección Facultativa, no teniendo el contratista derecho a reclamación alguna por estas condiciones exigidas.

Artº 4. Condiciones generales de ejecución.

Todos los trabajos, incluidos en el presente proyecto se ejecutarán esmeradamente, con arreglo a las buenas prácticas de la construcción, de acuerdo con las condiciones establecidas en el Pliego de Condiciones de la Edificación de la Dirección General de Arquitectura y cumpliendo estrictamente las instrucciones recibidas por la Dirección Facultativa, no pudiendo por tanto servir de pretexto al contratista el bajo contrato, para variar esa esmerada ejecución ni la primerísima calidad de las instalaciones proyectadas en cuanto a sus materiales y mano de obra, ni pretender proyectos adicionales.

7.3.12 Cumplimiento de los plazos

El contratista está obligado al cumplimiento de los plazos parciales fijados definitivamente por la Propiedad, así como del plazo final para la total terminación de obra.

Si el retraso fuera producido por motivos no imputables al contratista y ésta se ofreciera a cumplir sus compromisos mediante prórroga del tiempo convenido, se concederá por la Propiedad un plazo que será, por lo menos, igual al tiempo perdido.

El contratista dará comienzo a las obras una vez firmada el Acta de Inicio de las mismas.

7.3.13 Plan de obra y relación de maquinaria

Al inicio de las obras, el contratista estará obligado ante el requerimiento de la Dirección Técnica a complementar el Plan de Obra que hay previsto con la relación de medios humanos y su cualificación profesional, así como con la relación de medios auxiliares y maquinaria que se compromete a mantener durante la ejecución de las obras.

Asimismo, el contratista deberá aumentar los medios auxiliares y personal técnico, siempre que la Administración compruebe que ello es necesario para el desarrollo de las obras en los plazos previstos.

La aceptación del Plan de Obra y de la relación de medios auxiliares propuestos no implicará exención alguna de responsabilidad para el contratista, en caso de incumplimiento de los plazos parciales o del final.

7.3.13.1 Materiales en depósito

Los materiales que se entreguen por la propiedad al contratista se considerarán en depósito desde el momento de la entrega, siendo el contratista responsable de su custodia y conservación hasta tanto la obra sea recibida.

A tal fin, el contratista responde con la fianza de cumplimiento de los daños, deterioros, pérdidas, extravíos, robos o cualquier otro accidente que puedan sufrir los citados materiales.

7.3.13.2 Maquinaria y medios auxiliares

Toda la maquinaria y medios auxiliares empleados por el contratista serán de su exclusiva cuenta, sin que en ningún caso pueda exigirse que la Administración se las abone, ya que su coste presumible y gastos de amortización y conservación han sido tenidos en cuenta en la formación de los distintos precios. No podrá, el contratista, alegando lo costoso de las instalaciones auxiliares, exigir que se le abone cantidad alguna en concepto de anticipo sobre dichos medios.

7.3.14 Control de calidad e inspección y control

Previamente al inicio de las obras, el contratista deberá presentar al Ingeniero-Director, para su aprobación, el Plan de Control de Calidad y el de Puntos de Inspección y Control de la obra, que será de aplicación tanto a la obra civil como a los equipos eléctricos y mecánicos a instalar.

Para la ejecución de todas las unidades de obra, estas se someterán a los controles establecidos por la normativa legal de vigente aplicación, o los que por cualquier motivo considerase necesario la Dirección Facultativa, siendo el coste de los mismos por cuenta del contratista.

En los mencionados planes se recogerá de forma clara la identificación de cada unidad de obra, el tipo de ensayo a realizar y la normativa de aplicación, la frecuencia de realización de cada tipo de ensayo, y las condiciones de aceptación o rechazo. Para materiales y equipos definirá los certificados de origen, pruebas y garantías que deberá aportar el proveedor de los mismos, así como las pruebas y ensayos a realizar en obra, la frecuencia de los mismos y las condiciones de aceptación o rechazo.

7.3.15 Manuales de mantenimiento y planos "as built"

Concluidas las obras, el contratista está obligado a entregar a la Propiedad los "Manuales de Mantenimiento" de aquellas instalaciones o equipos que hubiese instalado, así como los planos "As-Built" de todas las obras realizadas. Tanto los manuales como los planos se entregarán por triplicado. En los citados manuales de mantenimiento se recogerán, tanto la descripción detallada de los equipos o instalaciones, como lista de repuestos, operaciones de mantenimiento preventivo y operativo y, en general, todo lo necesario para el correcto funcionamiento y conservación de las citadas instalaciones y/o equipos.

7.4 Estudio básico de seguridad y salud

7.4.1 Antecedentes y objeto

Se redacta el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud de acuerdo con lo establecido en el apartado 1 del Artículo 4 del R.D. 1627/1997 por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

Es el objetivo del mismo es la prevención de todos los riesgos que indudablemente se producen en cualquier proceso laboral y está encaminado a proteger la integridad de las personas y los bienes, indicando y recomendando los medios y métodos que habrán de emplearse, así como las secuencias de los procesos laborales adecuados en cada trabajo específico, a fin de que contando con la colaboración de todas las personas que intervienen en los trabajos a conseguir un RIESGO NULO durante el desarrollo de los mismos.

Se atenderá especialmente a los trabajos de mayor riesgo, y se cuidarán las medidas para las protecciones individuales y colectivas, señalizaciones, instalaciones provisionales de obra y primeros auxilios.

En aplicación de este Estudio Básico de Seguridad y Salud, el contratista de la obra elaborará el Plan de Seguridad y Salud en el trabajo aplicable a la obra, en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este estudio, en función de sus propios sistemas y medios de ejecución de la obra.

7.4.2 Identificación de la obra

7.4.2.1 Tipo de Obra

Las obras objeto del presente Estudio Básico de Seguridad y Salud, consisten en la ejecución de la instalación de un generador fotovoltaico concebido mediante un sistema fijo (sin seguimiento solar) y se ubica apoyado en la cubierta de un edificio en Alcalá de Guadaíra, Sevilla.

7.4.2.2 Situación

Ubicación: Termino Municipal de Alcalá de Guadaira.

Ciudad: Alcalá de Guadaira

Provincia: Sevilla

7.4.2.3 Características del local

Las actuaciones a realizar se ejecutarán dentro del recinto del edificio, en la cubierta del edificio, y en la caseta del centro de transformación, cuyas características y dimensiones se recogen en planos adjuntos.

7.4.2.4 Accesos, comunicaciones e infraestructuras

El edificio dispone de acceso desde la vía pública, y todas las infraestructuras de instalaciones necesarias para la ejecución de las obras.

7.4.2.5 Servicios y redes de distribución afectadas por la obra

No se producirá ningún tipo de afección a las infraestructuras y servicios existentes, salvo las derivadas de la ejecución de la conexión en baja tensión.

7.4.2.6 Autor del Estudio Básico de Seguridad y Salud

Técnico: Santos Rodríguez Reyes

D.N.I.: 48 814 180 S
 Dirección: C/ Las Pajas, 12.
 Ciudad: Olivares (Sevilla)
 C. postal: 41.804

7.4.2.7 Presupuesto total de ejecución de la obra

El presupuesto de ejecución material de la obra asciende a 65.134,72 Euros.

7.4.2.8 Plazo de ejecución

El plazo de ejecución se estima en 1,15 meses.

7.4.2.9 Número de trabajadores

De acuerdo con las Mediciones y Presupuesto del Proyecto, y los descompuestos de las diferentes partidas, el coste directo de ejecución correspondiente a la mano de obra es de 3.740,39 Euros, y dado que el coste horario medio por trabajador es de 17,90 Euros/hora se tiene.

Importe del coste de la mano de obra.	3.740,39 Euros
Precio medio hora/trabajador	17,90 Euros.
Número de horas de trabajo	$3.740,39 \text{ Euros} / 17,9 \text{ Euros/hora} = 208,96 \text{ horas}$
Número de jornadas de trabajo	$208,96 \text{ horas} / 8 \text{ horas/jornada} = 26,12 \text{ jornadas}$
Días de duración de la obra	$1,15 \text{ meses} \times 22 \text{ días/mes} = 25,3 \text{ días}$
Número de operarios	$26,12 \text{ jornadas} / 25,3 \text{ días} = 1,03 \text{ Operarios}$
Redondeo número de operarios	2 Operarios

7.4.3 Normas de seguridad aplicables a la obra

Será de obligado cumplimiento la normativa legal de vigente aplicación, de entre la que cabe destacar:

- Ley 31/ 1.995 de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 485/1.997 sobre Señalización de seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 486/1.997 sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1.997 sobre Manipulación de cargas.
- Real Decreto 773/1.997 sobre Utilización de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 39/1.997. Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1215/1.997 sobre Utilización de Equipos de Trabajo.
- Real Decreto 1627/1.997 por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Estatuto de los Trabajadores.

Adicionalmente, serán de aplicación las Condiciones Técnicas y Prescripciones Reglamentarias de aplicación a cada uno de los trabajos.

7.4.4 Descripción, características y programación de la obra

7.4.4.1 Características generales de la obra

Como ya anteriormente se ha indicado, la obra objeto del presente Estudio Básico de Seguridad y Salud, corresponde con la instalación de un generador fotovoltaico concebido mediante un sistema fijo (sin seguimiento solar) y se ubica apoyado en la cubierta de un edificio en Alcalá de Guadaíra, Sevilla.

En la Memoria Descriptiva y Planos del Proyecto en el que se integra este Estudio, se recoge una descripción detallada de las características de estas obras e instalaciones.

7.4.4.2 Fases de ejecución de la obra

En coherencia con las características de la obra, se han previsto las siguientes fases de ejecución:

- Trabajos previos.
- Montaje de estructura metálica que sujetarán los paneles fotovoltaicos.
- Montaje de todos los elementos necesarios, cajas, herrajes, tendidos de cables, puestas a tierra, etc.
- Montaje de los paneles fotovoltaicos sobre las estructuras soporte.
- Conexión de todos los elementos de la instalación.
- Pruebas en vacío y puesta en servicio de la instalación.

7.4.5 Análisis general de riesgos y prevención de los mismos

Se realiza a continuación un análisis y evaluación de riesgos asociados a la ejecución de la obra, con indicación de las medidas preventivas a adoptar, y los equipos de protección a emplear. No obstante, como medidas preventivas de carácter general se tendrá en cuenta:

Actividades de la obra:

- Se mantendrán limpias las áreas de trabajo, evitando acumulación de escombros y montículos de tierra.
- Se colocarán barandillas en los bordes de los desniveles (0,90 m.).
- Las cargas deberán ir paletizadas con el fin de evitar el deslizamiento de cualquier material en la maniobra de izado y traslado.
- Se apilarán ordenadamente los elementos auxiliares antes y después de utilizarlos.

Los oficios que intervienen en la obra:

- Se mantendrán los tajos limpios de escombros o medios auxiliares.
- No se permitirá la realización de fuego en la obra bajo ningún concepto, evitándose así incendios, asfixias, etc...
- Los envases almacenados deben permanecer correctamente cerrados.
- Se vigilará que los locales o lugares de trabajo donde sea necesaria la utilización de maquinaria que produzcan polvo estén perfectamente ventilados.
- Se cuidará que cada oficio que por necesidad de los medios auxiliares necesiten corriente eléctrica, la tomen de los cuadros de distribución de equipados con puesta a tierra, así como conectar los aparatos con las clavijas macho hembra para tal fin.

Medios auxiliares:

- Se extremará el cuidado oportuno para instalar andamios y borriquetas en planos horizontales. Si por cualquier motivo esto no fuese posible, se calzarán adecuadamente con elementos resistentes y se tomarán medidas para evitar el deslizamiento de los citados elementos y vuelcos.

- Antes de la utilización de cualquier medio auxiliar, se comprobará el estado del mismo desechando todo aquel que no cumpla con las prescripciones mínimas.
- Los medios auxiliares deberán poseer los elementos propios adecuados para la prevención de la seguridad.

Maquinaria para intervenir en la obra:

- Se recibirá en la obra la maquinaria que cumpla con las condiciones de seguridad dispuestas para cada una en la legislación vigente, desechando aquellas que no lo cumplan.
- No se dejarán las máquinas funcionando si no existe un operario pendiente de su utilización.
- Para la maquinaria portátil o de fácil traslado, se tendrá en cuenta que posea los elementos de seguridad diseñados para la misma, que esté conectada correctamente en el cuadro de distribución, que los cables no estén pelados o dañados. No se trabajará con la mencionada maquinaria en presencia de agua, sólo se utilizará aquella que esté diseñada para tal fin.
- Las máquinas de uso corriente y de pequeño tamaño suelen tener elementos que por su utilización en el trabajo requerido se desgastan, por lo que hay que evitar apurar al máximo dicho material para evitar riesgos leves ligeramente dañinos.

Instalaciones de la obra:

- Se suministrarán andamios y borriquetas en perfecto estado, no acumulando los materiales a manipular de forma desordenada.
- No se trabajará sin comprobar que la instalación no posee tensión eléctrica.
- Se comprobará antes del inicio de la jornada laboral en estado de las bombonas de butano, propano y/o acetileno.
- No se manejarán productos tóxicos en lugares cerrados o sin ventilación.

Desmontaje de las instalaciones provisionales de la obra:

- Antes de la eliminación o retirada de los elementos auxiliares e instalaciones provisionales de la obra, se comprobará que los servicios están desconectados.

7.4.5.1 Análisis de riesgos

Riesgos derivados del emplazamiento de las obras y su entorno

Riesgos relacionados con el paso de personas ajenas a la obra por las zonas colindantes a la obra y al edificio.

Riesgos derivados de la Organización de la obra

En accesos y vías de circulación

- Caídas de objetos.
- Caídas de personas al mismo nivel.
- Caídas de personas a distinto nivel.
- Atropellos.

Emplazamientos y montajes de equipos, maquinarias y otros

- Caídas de personas en operaciones de montaje.
- Caídas de cargas de elementos de elevación.
- Caídas de objetos de izado de cargas.
- Caídas de personas al manipular la carga en el aire.

Situación de locales, zonas de almacenamiento y acopios

- Aplastamiento por vuelco de apilado de saco.
- Aplastamiento por vuelco de apilado de ladrillos.
- Caídas de distinto nivel de material apilado.
- Caídas de objetos de izado de cargas.

Ubicación de construcciones auxiliares.

- Golpes de personas por el transporte de grandes piezas en suspensión.

- Atrapamientos durante maniobras de ubicación por vuelco o desplome de piezas.
- Aplastamiento de manos o pies al recibir piezas.
- Cortes o golpes por el manejo de herramientas manuales o máquinas.
- Riesgos derivados de la realización de trabajos con fuertes vientos.

Instalaciones provisionales de obras

- Contactos eléctricos directos o indirectos. Mal comportamiento de las tomas de tierras.
- Los derivados de caídas de tensión en la instalación por sobrecarga.
- Mal funcionamiento de mecanismos y sistemas de protección.

Riesgos derivados de la ejecución de las obras

Trabajos previos

- Caída de personas y/u objetos a mismo nivel.
- Caída de personas y/u objetos a distinto nivel.
- Desplome y vuelco de paramentos.
- Golpes y cortes por el uso de herramientas manuales.
- Electrocutión.
- Riesgos derivados de la realización de trabajos en ambientes pulverulentos.
- Riesgos a terceros por intromisión descontrolada en la obra, en horas de descanso o de trabajo.
- Repercusiones en la estructura de otras dependencias del edificio.
- Interferencias por conducciones subterráneas.

Instalaciones eléctricas

- Caídas al mismo o distinto nivel.
- Cortes por manejo de herramientas manuales, guías o conductores.
- Pinchazos en las manos por manejo de guías o conductores.
- Electrocutión.

- Golpes por herramientas manuales.
- Quemaduras por mecheros durante operaciones de calentamiento del macarrón protector.

Instalaciones mecánicas

- Caídas al mismo o distinto nivel.
- Cortes en las manos por objetos o herramientas.
- Atrapamientos entre piezas pesadas.
- Explosión (sopletes, botellas de gases tomados, bombonas).
- Los propios del uso de soldadura autógena.
- Pisadas sobre objetos o materiales punzantes.
- Quemaduras.

7.4.5.2 Medidas de prevención

Medidas de seguridad. Riesgos derivados emplazamiento en obras y su entorno

Relativas al emplazamiento

- Se cortará el paso del acerado del edificio, cuando exista paso de vehículos al interior de la obra, colocando personal para realizar las señalizaciones oportunas.
- Cualquier anomalía observada se comunicará por el encargado (capataz o vigilante de seguridad) de inmediato tras proceder al desalojo de los tajos expuestos a riesgo.
- Guardar una distancia de seguridad que puede variar según el voltaje de la línea que en ningún caso será menor de 6 m.

Relativas al entorno

- Se prohibirá el paso a toda persona ajena a la obra advirtiéndose en carteles bien visibles en entrada.

Medidas de seguridad y salud para los riesgos derivados de la organización

Acceso y vías de circulación

- En accesos y vías de circulación se mantendrá acotada la zona en la que se realizarán los trabajos y si no fuera suficiente, para evitar daños se mantendrá una persona como vigilante y dirigiendo maniobras de vehículos o máquinas relacionados con la obra en su momento.

Acopios

- Mantener un buen trabajo en el apilado de material susceptible de apilar, que dé buena estabilidad a la pila de material.

Medidas de seguridad y salud para los riesgos derivados de las obras

Trabajos previos

- Señalización aérea de zona de trabajo.
- Evitar apilados de tierras materiales junto al borde de huecos.
- Protección personal adecuada (cascos, botas, guantes, etc...).
- Se contemplan en este Estudio Básico de Seguridad y Salud el apuntalamiento como elementos de seguridad

Instalaciones eléctricas

- En la fase de apertura y cierre de rozas se esmerará el orden y la limpieza de la obra para evitar riesgos de pisadas o tropezones.
- La herramienta a utilizar por los electricistas instaladores estará protegida con material aislante normalizado contra los contactos con la energía eléctrica.
- Para evitar la conexión accidental a la red de la instalación eléctrica, el último cableado que se ejecutará será el que irá del cuadro general al de la Compañía Suministradora, guardando en lugar seguro los mecanismos necesarios para la conexión que serán los últimos en instalarse.

- Las pruebas de funcionamiento de la instalación eléctrica serán anunciadas a todo el personal de la obra antes de ser iniciadas.
- Protección personal adecuada (casco, botas, guantes, etc...).
- Los riesgos derivados de la instalación eléctrica de obra, se protegerán conforme a lo que establece el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Toda maquinaria cuyo funcionamiento sea por medio de energía eléctrica, tendrá su correspondiente puesta a tierra. Asimismo los cuadros eléctricos estarán dotados de puesta a tierra e interruptores diferenciales que funcionaran correctamente en todo momento.
- Los cables no estarán por tierra, se habilitaran mástiles y largueros donde atar los cables de tal forma que se pueda circular y trabajar por debajo de ellos.

Cuadros de obra:

- Toda instalación eléctrica debe estar convenientemente dividida en varios circuitos, con objeto de limitar las consecuencias resultantes de un posible defecto en cualquiera de ellos. Esta división facilitara la localización de fallos y el trabajo de mantenimiento.
- El armario y la instrumentación utilizada deben adaptarse a las condiciones de empleo, particularmente duras, de las obras.
- Los armarios pueden clasificarse en las siguientes categorías, según su destino:

Armarios de distribución general: Material semi-fijo y Cuadros de alimentación portátil: Material móvil.

- La construcción de estos cuadros deberá cumplir con lo estipulado en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo y en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- La carcasa de los cuadros eléctricos de obra deberá ser de material aislante o de doble aislamiento, con un grado de estanqueidad contra proyecciones de agua. Según normas UNE el grado de protección ha de ser IP-447.

- Los aparatos y dispositivos del cuadro deberán presentar una protección IP-20 y llevarán las partes activas totalmente protegidas.
- En el cuadro se instalarán protecciones contra cortocircuitos y sobrecargas, a base de magnetotérmicos. También se instalarán interruptores de corte sensibles a las corrientes de defecto, o sea interruptores diferenciales. Se procurará que sean de la máxima sensibilidad posible, de 30 o 10 mA.
- Para la protección contra contactos eléctricos indirectos, y para que actúen los interruptores diferenciales, será necesaria la puesta a tierra de las masas de la maquinaria eléctrica. La toma de tierra se instalará al lado del cuadro eléctrico y de este partirán los conductores de protección a conectarse a las máquinas o aparatos de la obra.
- Las tomas de corriente se realizarán con material clasificado como IP-445, se instalarán en los laterales del armario.

Instalaciones mecánicas

- El transporte de tramos de tubería a hombro por un solo hombre se realizará inclinando la carga hacia atrás, de tal forma que el extremo que va por delante supere la altura de un hombre.
- Se mantendrán limpios de cascotes y recortes los lugares de trabajo.
- Se prohíbe soldar con plomo en lugares cerrados.
- El lugar destinado a almacenar las bombonas o botellas de gases licuados tendrán ventilación constante por corriente de aire, puerta con cerradura de seguridad e iluminación artificial en su caso.
- Colocar señales normalizadas de "peligro explosión" y "prohibido fumar" sobre puerta de almacén.
- Se evitará soldar con las botellas o bombonas de gases expuestas al sol.
- La ubicación "in situ" de aparatos sanitarios (bañeras, bidés, inodoros, piletas, fregaderos y similares) serán efectuadas por un mínimo de tres operarios, dos controlan la pieza mientras el tercero la recibe, para evitar accidentes por caídas o desplomes de los aparatos.
- Protección personal adecuada (casco, botas, guantes, etc...).

7.4.6 Señalización de los riesgos

7.4.6.1 Señalización de los riesgos del trabajo

Como complemento de la protección colectiva y de los equipos de protección individual anteriormente indicados, se ha previsto el empleo de una señalización normalizada, que recuerde en todo momento los riesgos existentes a todos los que trabajan en la obra.

7.4.6.2 Señalización vial

Aunque los trabajos a realizar no originan riesgos importantes para los operarios por la presencia de la vecindad o del tráfico rodado, es necesario que en los momentos en los que así se requiera se organice la circulación de vehículos de la manera más segura, mediante la instalación de la oportuna señalización vial.

7.4.7 Instalaciones provisionales para los trabajadores

Las instalaciones provisionales para los trabajadores se dispondrán en las propias dependencias del edificio, y deberán reunir las adecuadas condiciones higiénico-sanitarias, y disponer de las correspondientes acometidas de servicios (Electricidad, agua y saneamiento).

7.4.8 Prevención asistencial en caso de accidente laboral

7.4.8.1 Primeros Auxilios

Será necesario disponer de un local con botiquín de primeros auxilios, en el que se den las primeras atenciones sanitarias a los posibles accidentados. El botiquín contendrá como mínimo:

- Un frasco conteniendo agua oxigenada.
- Un frasco conteniendo alcohol de 96 grados.
- Un frasco conteniendo tintura de yodo.
- Un frasco conteniendo mercurio cromo.
- Un frasco conteniendo amoníaco.
- Una caja de gasa estéril.
- Una caja de algodón hidrófilo estéril.
- Un rollo de esparadrapo.
- Un torniquete.
- Una bolsa para agua o hielo.
- Una bolsa conteniendo guantes esterilizados.
- Un termómetro clínico.
- Una caja de apósitos autoadhesivos.
- Una caja de analgésicos.
- Un tubo de pomada para quemaduras

7.4.8.2 Medicina Preventiva

Con el fin de lograr evitar en lo posible las enfermedades profesionales en esta obra, así como los accidentes derivados de trastornos físicos, psíquicos, alcoholismo y resto de las toxicomanías peligrosas, en cumplimiento de la legislación laboral vigente, se realizarán los reconocimientos médicos previos a la contratación de los trabajadores de la obra, y los preceptivos de ser realizados al año de su contratación.

7.4.8.3 Evacuación de accidentados

La evacuación de accidentados se realizará siempre por personal sanitario especializado, bajo ningún concepto el accidentado será movilizad por personal

inexperto con el fin de evitar posibles lesiones o agravar las ya producidas. En la zona de vestuarios existirá cartel donde quede recogido el Centro de Salud más próximo, así como el teléfono y dirección del mismo.

7.4.9 Obligaciones del promotor

Antes del inicio de los trabajos, el promotor designará un Coordinador en materia de Seguridad y Salud, cuando en la ejecución de las obras intervengan más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos.

La designación del Coordinador en materia de Seguridad y Salud no eximirá al promotor de las responsabilidades.

7.4.10 Coordinador en materia de seguridad y salud

El Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, deberá desarrollar las siguientes funciones:

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y seguridad.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que las empresas y personal actuante apliquen de manera coherente y responsable los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra, y en particular, en las actividades a que se refiere el Artículo 10 del Real Decreto 1627/1.997.
- Aprobar el Plan de Seguridad y Salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.
- Organizar la coordinación de actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.
- Adoptar las medidas necesarias para que solo las personas autorizadas puedan acceder a la obra.

La Dirección Facultativa asumirá estas funciones cuando no fuera necesario la designación del Coordinador.

7.4.11 Plan de seguridad y salud en el trabajo

En aplicación de este Estudio Básico de Seguridad y Salud, el contratista, antes del inicio de la obra, elaborará un Plan de Seguridad y Salud en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en este Estudio en función de su propio sistema de ejecución de obra. En dicho Plan se incluirán, en su caso, las propuestas de medidas alternativas de prevención que el contratista proponga con la correspondiente justificación técnica, y que no podrán implicar disminución de los niveles de protección previstos en este Estudio.

El Plan de Seguridad y Salud deberá ser aprobado, antes del inicio de la obra, por el Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra. Este podrá ser modificado por el contratista en función del proceso de ejecución de la misma, de la evolución de los trabajos y de las posibles incidencias o modificaciones que puedan surgir a lo largo de la obra, pero que siempre con la aprobación expresa del Coordinador. Cuando no fuera necesaria la designación del Coordinador, las funciones que se le atribuyen serán asumidas por la Dirección Facultativa.

Quienes intervengan en la ejecución de la obra, así como las personas u órganos con responsabilidades en materia de prevención en las empresas intervinientes en la misma y los representantes de los trabajadores, podrán presentar por escrito y de manera razonada, las sugerencias y alternativas que estimen oportunas. El Plan estará en la obra a disposición de la Dirección Facultativa.

7.4.12 Obligaciones de contratistas y subcontratistas

El contratista y subcontratistas estarán obligados a:

1. Aplicar los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos laborales, y en particular:
 - El mantenimiento de la obra en buen estado de limpieza.
 - La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
 - La manipulación de distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.
 - El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de las obras, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
 - La delimitación y acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de materiales, en particular si se trata de materias peligrosas.
 - El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
 - La recogida de materiales peligrosos utilizados.
 - La adaptación del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
 - La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
 - Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.
2. Cumplir y hacer cumplir a su personal lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.
3. Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales, teniendo en cuenta las obligaciones sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, así como cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997.
4. Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiera a seguridad y salud.

5. Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra.

Serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el Plan y en lo relativo a las obligaciones que le correspondan directamente o, en su caso, a los trabajos autónomos por ellos contratados. Además responderán solidariamente de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las medidas previstas en el Plan.

Las responsabilidades del Coordinador, Dirección Facultativa y el Promotor no eximirán de sus responsabilidades a los contratistas y a los subcontratistas.

7.4.13 Obligaciones de los trabajadores autónomos

Los trabajadores autónomos están obligados a:

1. Aplicar los principios de la acción preventiva que se recoge en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, y en particular:
 - El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
 - El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
 - La recogida de materiales peligrosos utilizados.
 - La adaptación del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
 - La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
 - Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.
2. Cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997.
3. Ajustar su actuación conforme a los deberes sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, participando en particular en cualquier medida de su actuación coordinada que se hubiera establecido.
4. Cumplir con las obligaciones establecidas para los trabajadores en el Artículo 29, apartados 1 y 2 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
5. Utilizar equipos de trabajo que se ajusten a lo dispuesto en el Real Decreto 1215/1.997.
6. Elegir y utilizar equipos de protección individual en los términos previstos en el Real Decreto 773/1.997.
7. Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud.

Los trabajadores autónomos deberán cumplir lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.

7.4.14 Libro de incidencias

En cada centro de trabajo existirá, con fines de control y seguimiento del Plan de Seguridad y Salud, un Libro de Incidencias que constará de hojas por duplicado y que será facilitado por el Colegio profesional al que pertenezca el técnico que haya aprobado el Plan de Seguridad y Salud.

Deberá mantenerse siempre en obra y en poder del Coordinador. Tendrán acceso al Libro, la Dirección Facultativa, los contratistas y subcontratistas, los trabajadores autónomos, las personas con responsabilidades en materia de prevención de las empresas intervinientes, los representantes de los trabajadores, y los técnicos especializados de las Administraciones públicas competentes en esta materia, quienes podrán hacer anotaciones en el mismo.

Efectuada una anotación en el Libro de Incidencias, el Coordinador estará obligado a remitir en el plazo de veinticuatro horas una copia a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará dichas anotaciones al contratista y a los representantes de los trabajadores.

7.4.15 Paralización de los trabajos

Cuando el Coordinador y durante la ejecución de las obras, observase incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, advertirá al contratista y dejará constancia de tal incumplimiento en el Libro de Incidencias, quedando facultado para, en circunstancias de riesgo grave e inminente para la seguridad y salud de los trabajadores, disponer la paralización de trabajos o, en su caso, de la totalidad de la obra.

Dará cuenta de este hecho a los efectos oportunos, a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará al contratista, y en su caso a los subcontratistas y/o autónomos afectados de la paralización y a los representantes de los trabajadores.

7.4.16 Derechos de los trabajadores

Los contratistas y subcontratistas deberán garantizar que los trabajadores reciban una información adecuada y comprensible de todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y salud en la obra.

Una copia del Plan de Seguridad y Salud y de sus posibles modificaciones, a los efectos de su conocimiento y seguimiento, será facilitada por el contratista a los representantes de los trabajadores en el centro de trabajo.

7.4.17 Disposiciones mínimas de seguridad y salud que deben aplicarse en las obras

Las obligaciones previstas en las tres partes del Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, se aplicarán siempre que lo exijan las características de la obra o de la actividad, las circunstancias o cualquier riesgo.

7.5 Presupuesto y mediciones

A continuación se presentará las mediciones y presupuesto de las diferentes partidas que componen la instalación

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 01 INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA									
01.01	u PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO 240 Wp Suministro y colocación de panel solar fotovoltaico monocristalino de silicio, células de alto rendimiento, marco de aluminio pintado y caja de conexiones IP-65, de dimensiones 1675x1001x31 mm. y 21,2 Kg de peso, marca SOLARWORLD o similar, de 245 Wpico, incluyendo pequeño material de fijación, incluso cableado de los mismos hasta la caja de agrupación de series.						96,00	336,00	32.256,00
01.02	u ESTRUCTURA SOPORTE PANELES Suministro, montaje e instalación de estructura soporte sobre cubierta plana o inclinada standard, para instalación de paneles fotovoltaicos, incluso puesta a tierra de la misma, marca HILTI o similar.						96,00	90,88	8.724,48
01.03	u INVERSOR TRIFASICO 10 KW Suministro, montaje e instalación de inversores trifásicos conectado a red, marca INGETEAM, mod. INGECONSUN 10 o similar de 10 kW de potencia nominal. Puesta a tierra de los mismos, incluso pequeño material de fijación y cableado del mismo.						2,00	6.036,00	12.072,00
01.04	u MONITORIZACIÓN Suministro e instalación del Sistema de adquisición de datos para tele-control de inversores.						1,00	1.253,28	1.253,28
TOTAL CAPÍTULO 01 INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.....									54.305,76

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 02 INTERCONEXIONES									
02.01	<p>u CAJA CONCENTRADORA DE SERIES (CCS)</p> <p>Suministro y montaje incluso cableado de armario estanco de PVC de dimensiones apropiadas, IP65, con función de caja de concentración parcial de series, a ubicar en estructura existente, en instalación sobre cubierta y a la intemperie, para agrupamiento de hasta 3 series de 16 paneles, con llave de cierre en puerta y compuesto por los siguientes elementos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 6 Bases Fusibles unipolares cortocircuitos seccionables con fusibles cilíndricos tipo gG, talla 0, de 10A. - 2 conjuntos de embarrados, para positivo y negativo, concentrador de intensidades, para int. nominal mínima de 40 A. - Descargadores de sobretensión DG YPV 1000 o similar - Bornas y elementos auxiliares. 								
							2,00	245,37	490,74
02.02	<p>u CAJA DE AGRUPACIÓN DE INVERSORES CA</p> <p>Suministro y montaje incluso cableado de armario de PVC tipo interior, de dimensiones apropiadas, con función de caja de caja global de alterna, a ubicar en el Centro de Inversores, para agrupamiento de las salidas alternas de los inversores, compuesto por los siguientes elementos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 2 Interruptores automático magnetotérmico de 4x20 A, 6 KA. - Bornas y elementos auxiliares. 								
							1,00	153,05	153,05
02.03	<p>u CUADRO GENERAL DE SALIDA</p> <p>Suministro y montaje de cuadro de salida de la instalación solar fotovoltaica, compuesto por armario metálico o poliéster, IP65, de dimensiones apropiadas alojando en su interior los siguientes elementos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 1 interruptor-seccionador de corte en carga de 4x50 A, con maneta de accionamiento condenable mediante candado. - 1 Interruptor con protección diferencial de 4x63 A y sensibilidad 30 mA. - 1 Interruptor automático magnetotérmico de 4x50 A, 15 KA. - Descargadores de sobretensión DG TT 230/400 o similar 								
							1,00	717,72	717,72
02.04	<p>m CONEXIÓN ENTRE LAS CCS E INVERSORES</p> <p>Suministro y montaje sobre bandeja instalada del puente de interconexión entre las cajas concentradoras de series y los inversores, realizado con cable de cobre, tipo RZ1-K 0,6/1 kV de 2x1x10 mm². Incluido la conexión a las dos cajas concentradora de series y a los dos inversores.</p>								
							25,00	5,78	144,50

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
02.05	<p>m CONEXIÓN ENTRE INVERSORES Y EL CUADRO DE MEDIDA</p> <p>Suministro e instalación en tubo termoplástico instalado en zanja, de la línea trifásica de interconexión entre la caja de agrupación de inversores en corriente alterna y el módulo de medida, realizado con cable de cobre, tipo RZ1-K 0,6/1 kV de 4X1x16 mm². Incluido la conexión a la caja de agrupación y al módulo de medida.</p>						40,00	13,84	553,60
02.06	<p>u EQUIPO DE MEDIDA</p> <p>Suministro y conexionado de equipo de medida en baja tensión definido por compañía distribuidora. Incluso cableado. Compuesto por los siguientes elementos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Armario contador provisto de una mirilla para alojamiento contador. - Contador trifásico electrónico bidireccional programable. -Caja General de Protección. <p>Totalmente instalado y embebido en el monolito descrito anteriormente.</p>						1,00	905,72	905,72
02.07	<p>m CONEXIÓN ENTRE EL CUADRO DE MEDIDA Y CAJA DE CONEXIONADO</p> <p>Suministro e instalación en tubo termoplástico instalado, de la línea trifásica de interconexión entre el módulo de medida y la caja de conexionado o embarrado en el punto de conexión, realizado con cable de cobre, tipo RZ1-K 0,6/1 kV de 4x1x16 mm². Incluido la conexión a la caja de agrupación y al módulo de medida.</p>						5,50	26,37	145,04
TOTAL CAPÍTULO 02 INTERCONEXIONES									3.110,37

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 03 OBRA CIVIL									
03.01	u CANALIZACIÓN ENTRE CUBIERTA Y SALA INVERSORES Suministro y montaje de canalización entre cubierta y sala de inversores. Incluso material necesario.						1,00	158,82	158,82
03.02	m BANDEJA CANALIZACIÓN EN CUBIERTA Suministro y colocación de bandeja perforada de chapa galvanizada de 150x60 mm.de 3 m. de longitud, sin separadores y con cubierta , montada sobre la cubierta exterior conforme al reglamento electrotécnico de baja tensión. Incluso pequeño material de fijación y completamente instalado para la colocación posterior de los cables de corriente continua.						10,00	10,13	101,30
03.03	m CANALIZACIÓN BT PARA LÍNEA DE UNIÓN INVERSOR PUNTO DE CONEXIÓN Canalización de línea BT desde centro de inversores hasta el punto de conexión determinado por Compañía enterrada bajo terreno, en zanja de dimensiones mínimas 45 cm. de ancho y 85 cm. de profundidad, incluyendo excavación de zanja, asiento con 5 cm. de hormigón HM-25/P/20/l, montaje de tubos de material termoplástico de 110 mm. de diámetro y arquetas de cambio de dirección, relleno con una capa de hormigón HM-25/P/20/l hasta una altura de 10 cm. por encima de los tubos envolviéndolos completamente, relleno y compactado nuevamente con la tierra extraída de zanja. Retirada y transporte a vertedero de los productos sobrantes de la excavación.						40,00	28,23	1.129,20
03.04	u CASETA INVERSORES Suministro y montaje del cerramiento compuesto por paneles modulares tipo sandwich, que proporcionen protección mecánica a los inversores y cuadros eléctricos de dimensiones adecuadas, delimitando el acceso a los mismos únicamente a personal especializado. Dotado de la ventilación necesaria.						1,00	600,00	600,00
03.05	u AYUDAS DE ALBAÑILERÍA Ayuda de albañilería a instalaciones de electricidad, incluyendo mano de obra en carga y descarga, materiales, apertura y tapado de rozas y recibidos, i/p.p. de material auxiliar, limpieza y medios auxiliares.						1,00	729,27	729,27
TOTAL CAPÍTULO 03 OBRA CIVIL									2.718,59

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 04 LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN									
04.01	u LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN								
	Realización de proyecto de ejecución, visado en Colegio Profesional y asistencia técnica a la propiedad de cara a la tramitación administrativa, legalización y puesta en marcha de las instalaciones.								
							1,00	5.000,00	5.000,00
	TOTAL CAPÍTULO 04 LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN.....								5.000,00
	TOTAL.....								65.134,72

RESUMEN DE PRESUPUESTO

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
01	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.....	54.305,76	83,37
02	INTERCONEXIONES.....	3.110,37	4,78
03	OBRA CIVIL.....	2.718,59	4,17
04	LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	5.000,00	7,68
	TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	65.134,72	
	13,00% Gastos generales.....	8.467,51	
	6,00% Beneficio industrial.....	3.908,08	
	SUMA DE G.G. y B.I.	12.375,59	
	21,00% I.V.A.....	16.277,17	
	TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA	93.787,48	
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL	93.787,48	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de NOVENTA Y TRES MIL SETECIENTOS OCHENTA Y SIETE EUROS con CUARENTA Y OCHO CÉNTIMOS

, a 6 de Marzo de 2013.

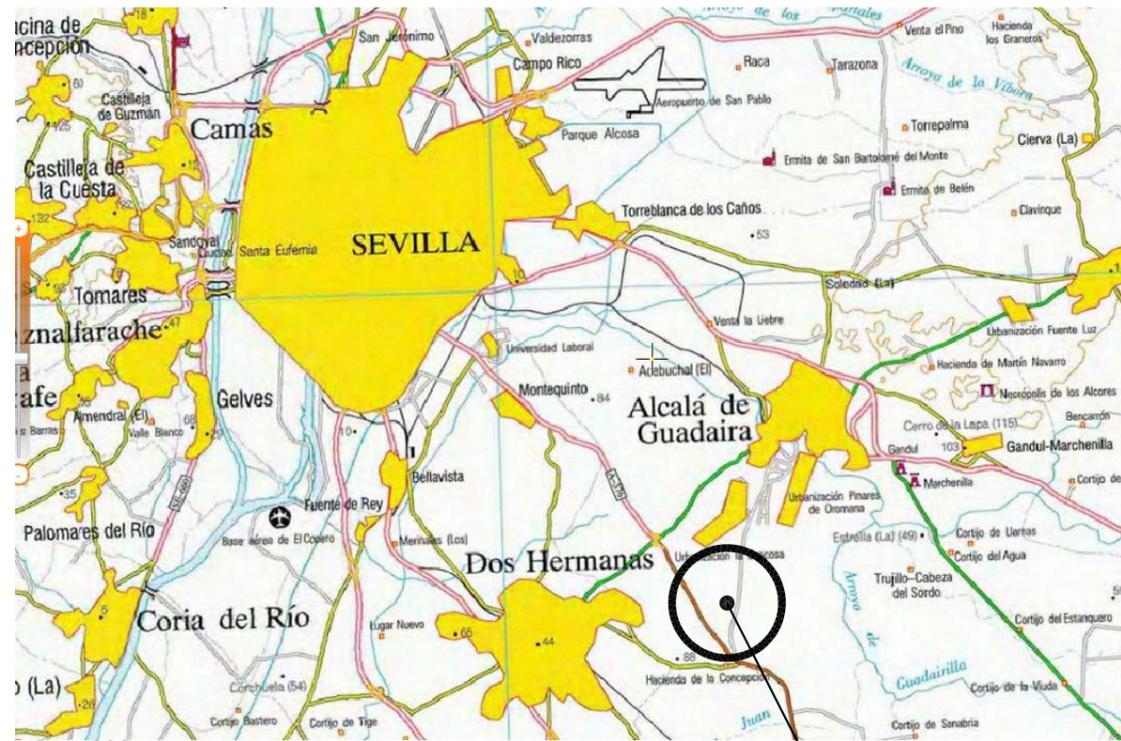
El promotor

La dirección facultativa

7.6 Planos

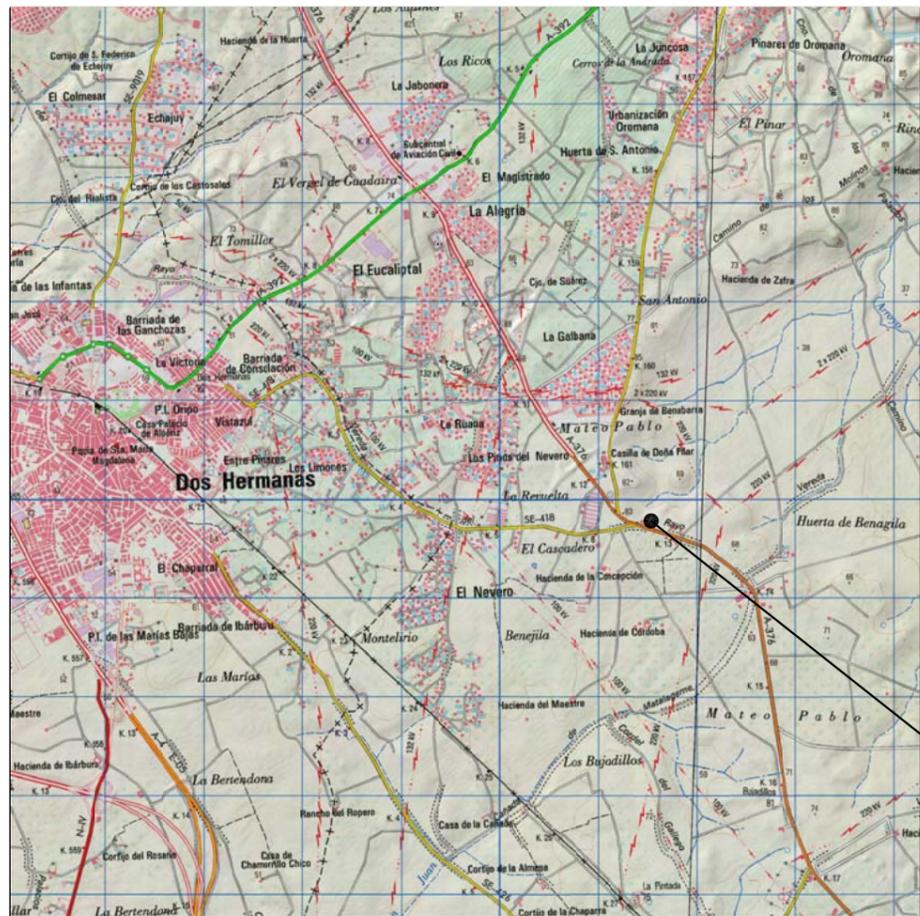
A continuación se presenta la siguiente relación de planos:

1. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO
2. MONTAJE DE LOS MÓDULOS
3. ESQUEMA DE CONEXIÓN
4. UBICACIÓN CENTRO TRANSFORMACIÓN
5. ESQUEMA UNIFILAR CONEXIÓN A RED
6. ESQUEMA UNIFILAR AUTOCONSUMO



ESCALA 1/2.500

SITUACION



ESCALA 1/10.000

EMPLAZAMIENTO

COORDENADAS DE POSICIÓN DE LA INSTALACIÓN

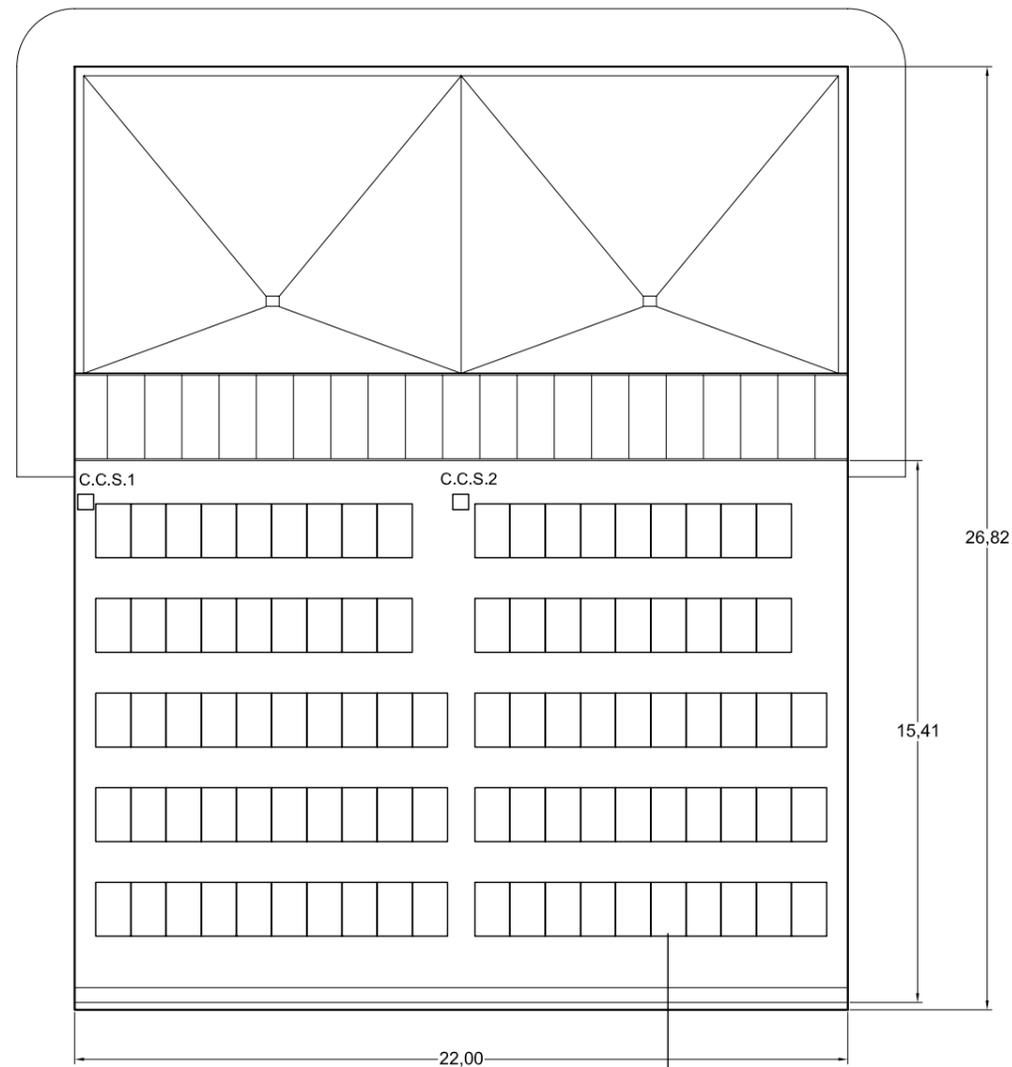
COORDENADAS DATUM ETRS89

37° 18' 9" N LONGITUD 5° 52' 41" W LATITUD

COORDENADAS UTM30

X=244903 Y=4132340

Nº REV.	FECHA	DESCRIPCION	REVISADO	APROBADO
FECHA	MAR.-2013	PROYECTO FIN DE CARRERA INSTALACION DE GENERACION ELECTRICA FOTOVOLTAICA DE 20kW		
DIBUJADO	MAR.-2013			
COMPROBADO	MAR.-2013			
		SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	ESCALA	Varias
			AUTOR:	PLANO Nº
		SANTOS RODRÍGUEZ REYES - D.N.I. 48. 814. 180-S		

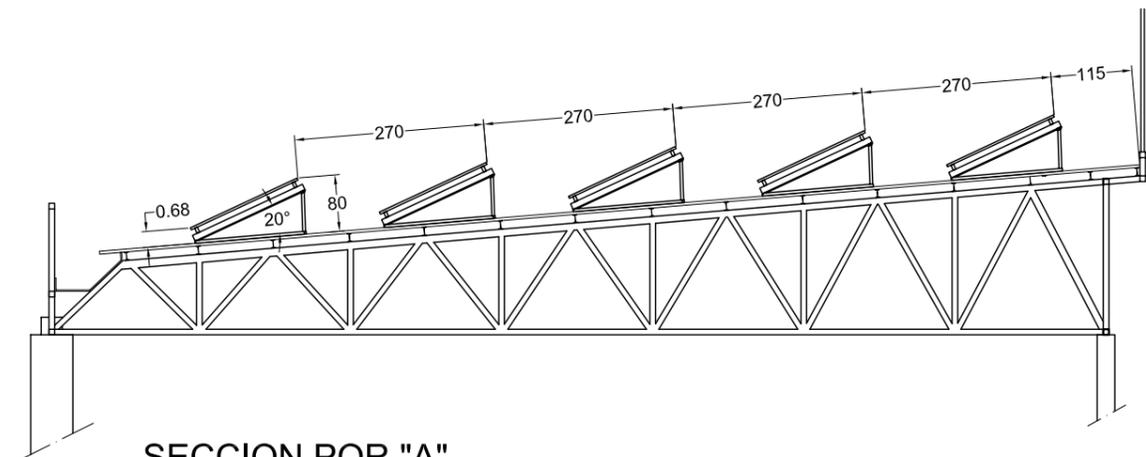


VISTA EN PLANTA
E = 1:200

← SECCION "A"

NOTAS:

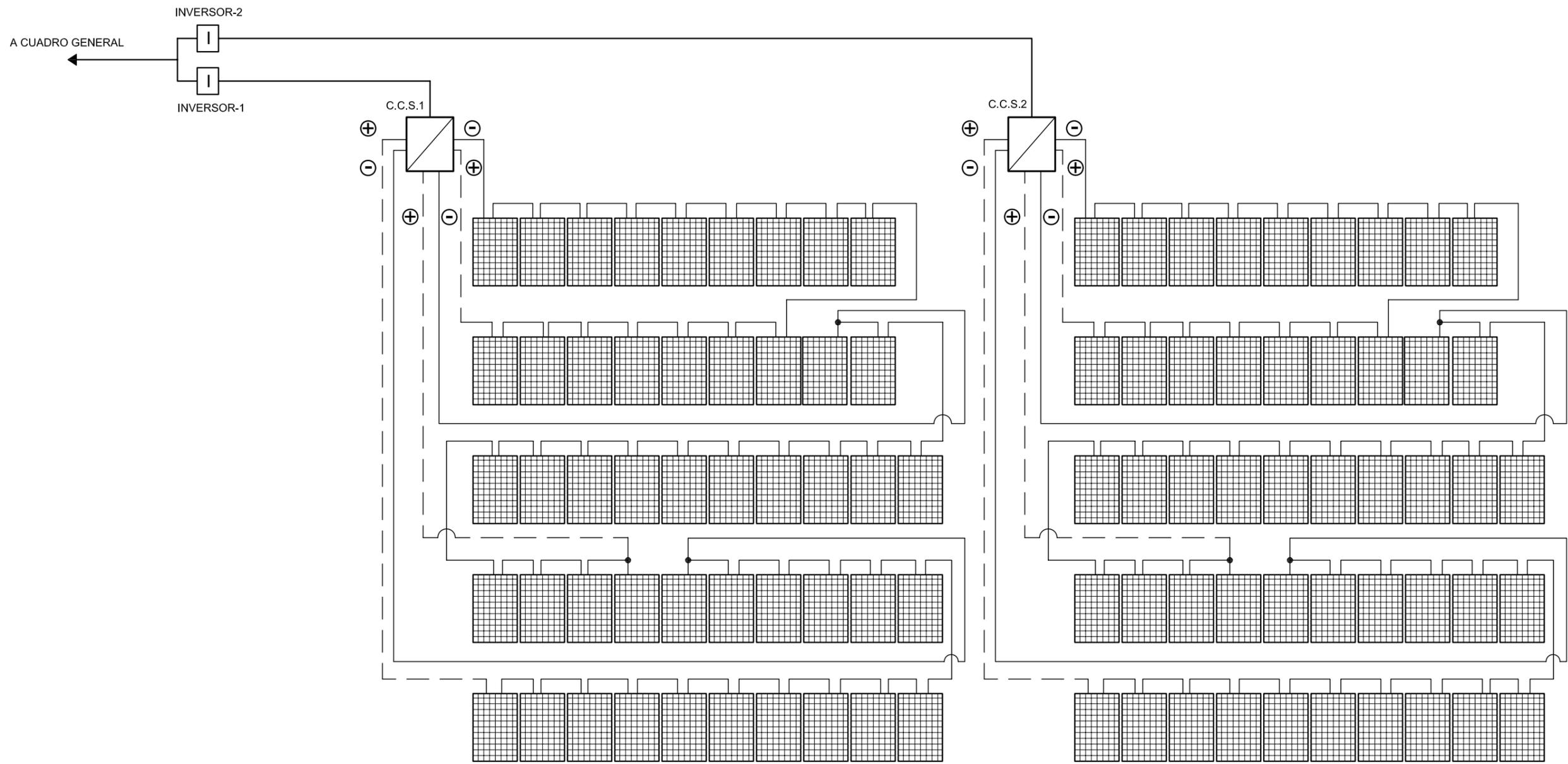
96 MODULOS EN CUBIERTA CHAPA EXTERIOR.
 MODELO: SUNMODULE PLUS SW 245 mono DE SOLARWORLD
 PARA CUBIERTA DE CHAPA: SOPORTES DE MODULOS
 FOTOVOLTAICOS EN AL. INCLINABLES 25° TIPO VIGA TRANSVERSAL
 COGIDOS CON SOPORTES PARA CUBIERTA DE CHAPA TRAPEZOIDAL
 Y ESPARRAGOS PASANTES A LAS CORREAS.



SECCION POR "A"

E = 1:100
COTAS EN cm.

Nº REV.	FECHA	DESCRIPCION	REVISADO	APROBADO
FECHA	MAR.-2013	PROYECTO FIN DE CARRERA INSTALACION DE GENERACION ELECTRICA FOTOVOLTAICA DE 20kW		
DIBUJADO	MAR.-2013			
COMPROBADO	MAR.-2013			
		MONTAJE DE LOS MODULOS	ESCALA	Varias
			AUTOR:	PLANO Nº
		SANTOS RODRIGUEZ REYES - D.N.I. 48. 814. 180-S		



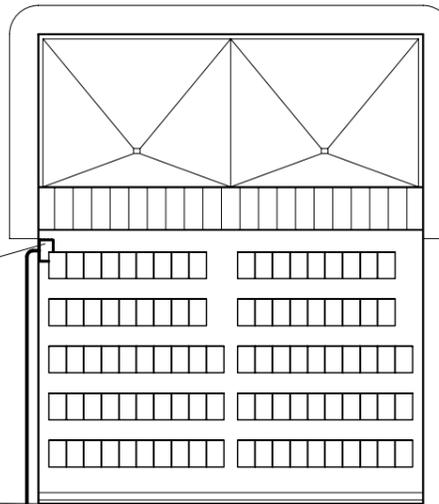
LEYENDA

-  MODULO FOTOVOLTAICA
-  CAJA CONCENTRADORA DE SERIES
-  INVERSOR
-  POLO POSITIVO
-  POLO NEGATIVO

Nº REV.	FECHA	DESCRIPCION	REVISADO	APROBADO
FECHA	MAR.-2013	PROYECTO FIN DE CARRERA INSTALACION DE GENERACION ELECTRICA FOTOVOLTAICA DE 20 kW		
DIBUJADO	MAR.-2013			
COMPROBADO	MAR.-2013			
		ESQUEMA DE CONEXIONADO	ESCALA	
		AUTOR:	S/E	
		SANTOS RODRÍGUEZ REYES - D.N.I. 48. 814. 180-S	PLANO Nº	
				3/6



APARCAMIENTOS



INVERSORES

CONDUCTO ELÉCTRICO

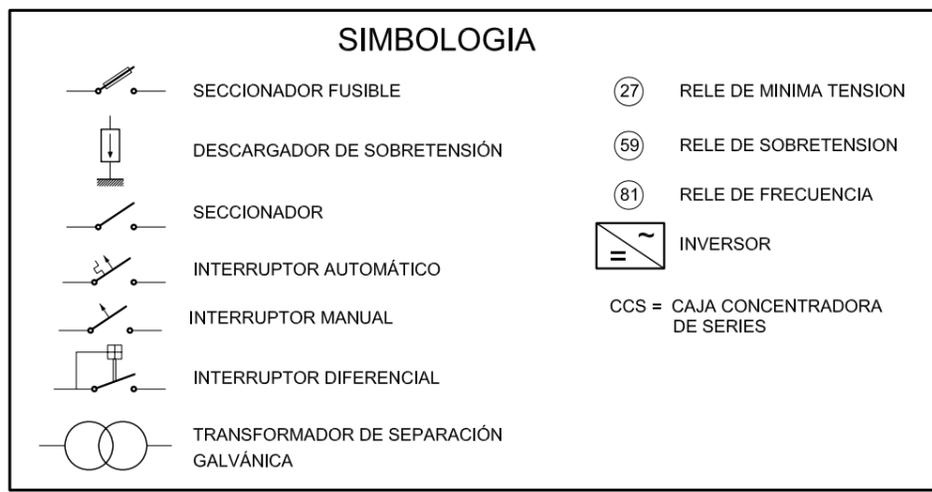
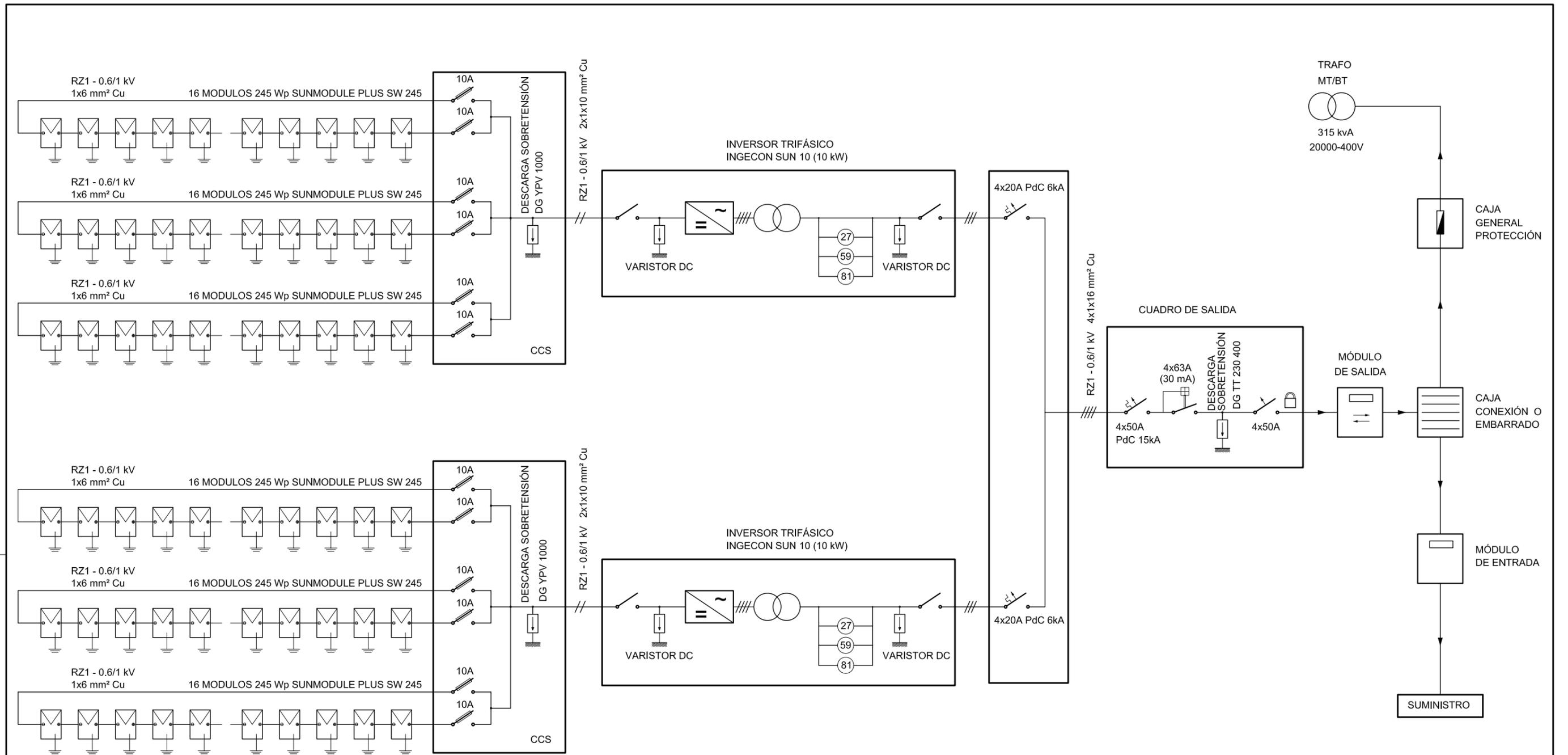
PROTECCIÓN GENERAL
Y CENTRO DE MEDIDA

C.T.

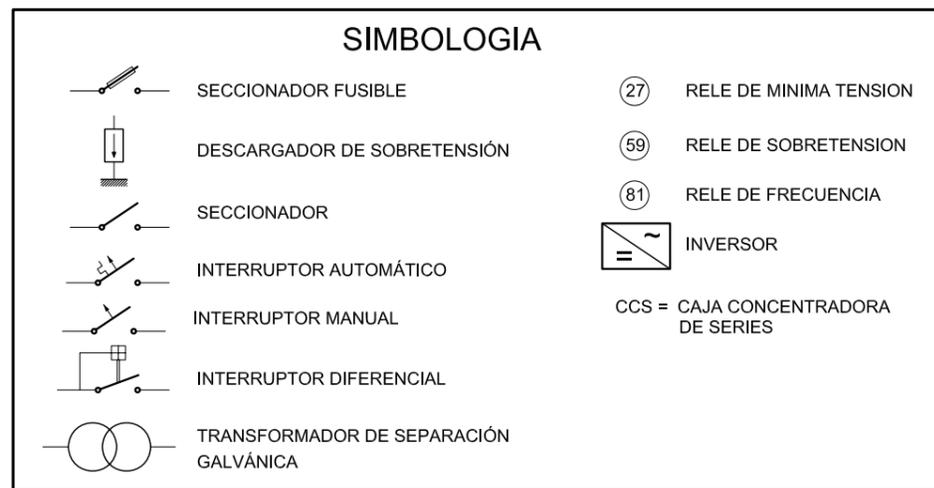
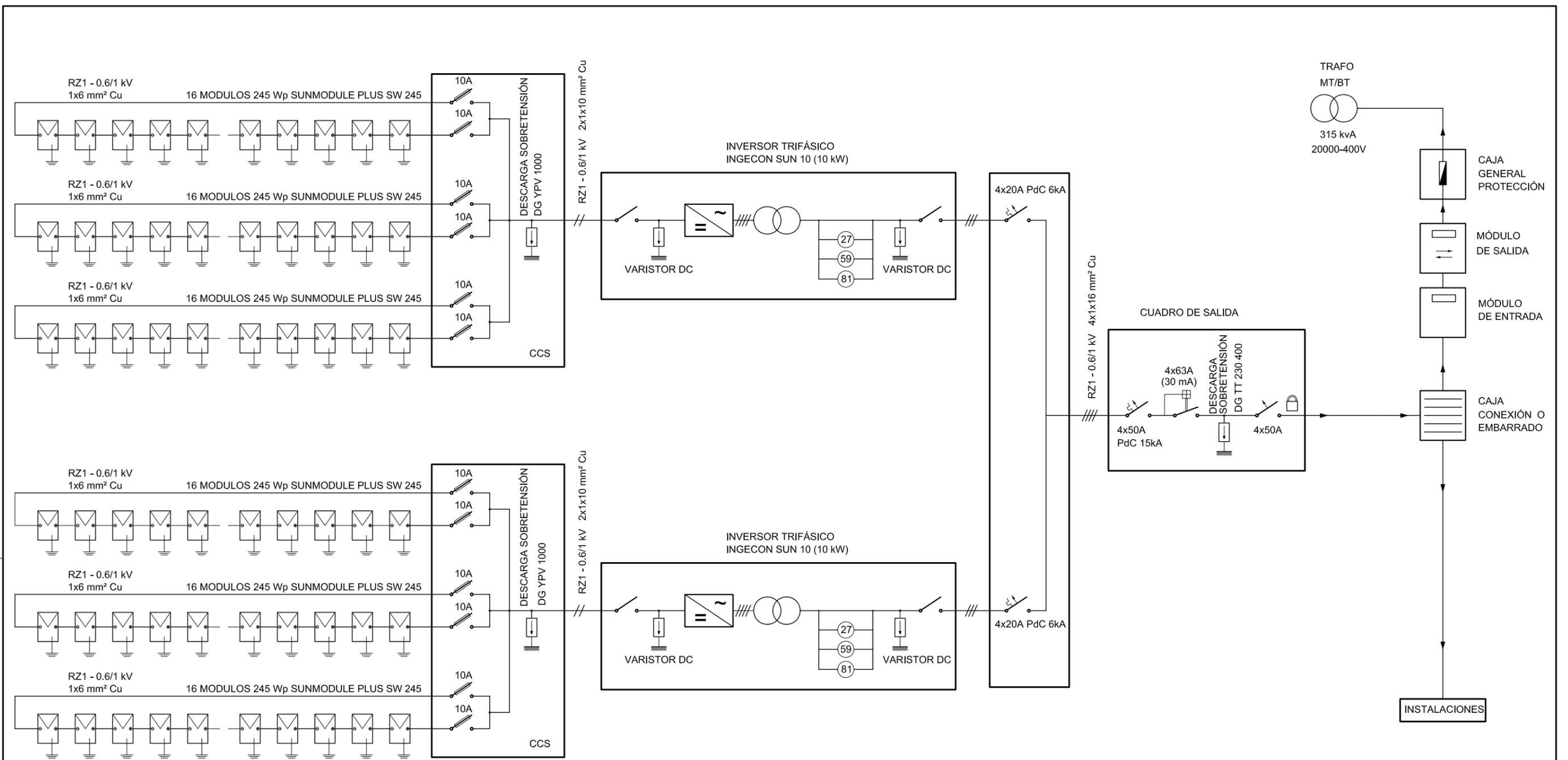
↑
ACCESO

CARRETERA

Nº REV.	FECHA	DESCRIPCION	REVISADO	APROBADO
FECHA	MAR.-2013	PROYECTO FIN DE CARRERA INSTALACION DE GENERACION ELECTRICA FOTOVOLTAICA DE 20kW		
DIBUJADO	MAR.-2013			
COMPROBADO	MAR.-2013			
		UBICACIÓN CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y RECORRIDO CONDUCTO ELÉCTRICO	ESCALA 1:400	
AUTOR: SANTOS RODRÍGUEZ REYES - D.N.I. 48. 814. 180-S			PLANO Nº 4/6	



Nº REV.	FECHA	DESCRIPCION	REVISADO	APROBADO
FECHA	MAR.-2013	PROYECTO FIN DE CARRERA		
DIBUJADO	MAR.-2013	INSTALACION DE GENERACION ELECTRICA FOTOVOLTAICA DE 20kW		
COMPROBADO	MAR.-2013	ESQUEMA UNIFILAR CONEXION A RED		
		AUTOR:		ESCALA
		SANTOS RODRÍGUEZ REYES - D.N.I. 48. 814. 180-S		S/E
				PLANO Nº
				5/6



Nº REV.	FECHA	DESCRIPCION	REVISADO	APROBADO
FECHA	MAR.-2013	PROYECTO FIN DE CARRERA		
DIBUJADO	MAR.-2013	INSTALACION DE GENERACION ELECTRICA FOTOVOLTAICA DE 20kW		
COMPROBADO	MAR.-2013	ESQUEMA UNIFILAR AUTOCONSUMO		
		AUTOR:		ESCALA
		SANTOS RODRÍGUEZ REYES - D.N.I. 48. 814. 180-S		S/E
				PLANO Nº
				6/6

8. Conclusiones

De la comparación de los diferentes módulos para las distintas tecnologías, podemos determinar, como era de esperar, las siguientes conclusiones:

- 1) De cara a la potencia, una variación de temperatura afecta menos a los módulos amorfos y de CdTe
- 2) Los módulos que proporcionan una mayor relación Wp/m² son los cristalinos, seguidos de los de CdTe y CIS, quedando los amorfos en último lugar.
- 3) Los módulos cristalinos son los que presentan un mejor Factor de Forma, un mejor rendimiento en condiciones estándar, lo que conlleva que el área necesaria para obtener un kWp sea inferior.
- 4) Dentro de los módulos de película delgada, son los de CdTe y CIS-CIGS los que presentan un mejor rendimiento, resultando los módulos de silicio amorfo los que obtienen un peor rendimiento.

Módulos	FF	$\eta_{n (STC)}$ (%)	m ² /kWp
Monocristalino	0,79	15	6 - 7
Policristalino	0,77	15	6 - 7
Amorfo	0,59 – 0,72	6 - 7	14 - 16
CdTe	0,64 – 0,72	10 -11	9 - 10
CIS- CIGS	0,63 – 0,66	8 - 11	9 - 13

Tabla 8.1: Comparativa del FF, rendimiento en condiciones estándar y área necesaria para obtener un kWp en los módulos fotovoltaicos.

- 5) Destacar que de las tecnologías analizadas, los módulos cristalinos presentan mayor fiabilidad, junto con unas menores pérdidas por degradación durante su vida útil.
- 6) Aunque la inversión de los distintos elementos, no es el objeto de este proyecto, no podemos olvidar las variaciones de precio que están sufriendo los distintos módulos, lo que implica que algunas tecnologías no podrán seguir compitiendo.

Una vez analizadas todas las instalaciones en función de diferentes tecnologías de módulos fotovoltaicos, bajo las hipótesis realizadas para las diferentes instalaciones, obtenemos las siguientes conclusiones:

- 1) Comprobamos que no existe diferencia significativa entre los paneles monocristalinos y policristalinos, existiendo en el mercado módulos con las mismas características y funcionalidades.
- 2) Como era de esperar, para un área de cubierta fija, como ocurre en este caso, la potencia de las instalaciones con módulos cristalinos es superior al de otros módulos. En el extremo opuesto se encuentran las instalaciones con módulos amorfos.
- 3) Para instalaciones apoyadas directamente sobre la cubierta, la instalación con una mayor ratio de energía generada por potencia pico instalada en cada instalación es la de módulos amorfos flexibles, por el contrario para instalaciones fijas con la inclinación óptima, son las instalaciones con módulos cristalinos la que presentan los mejores valores.

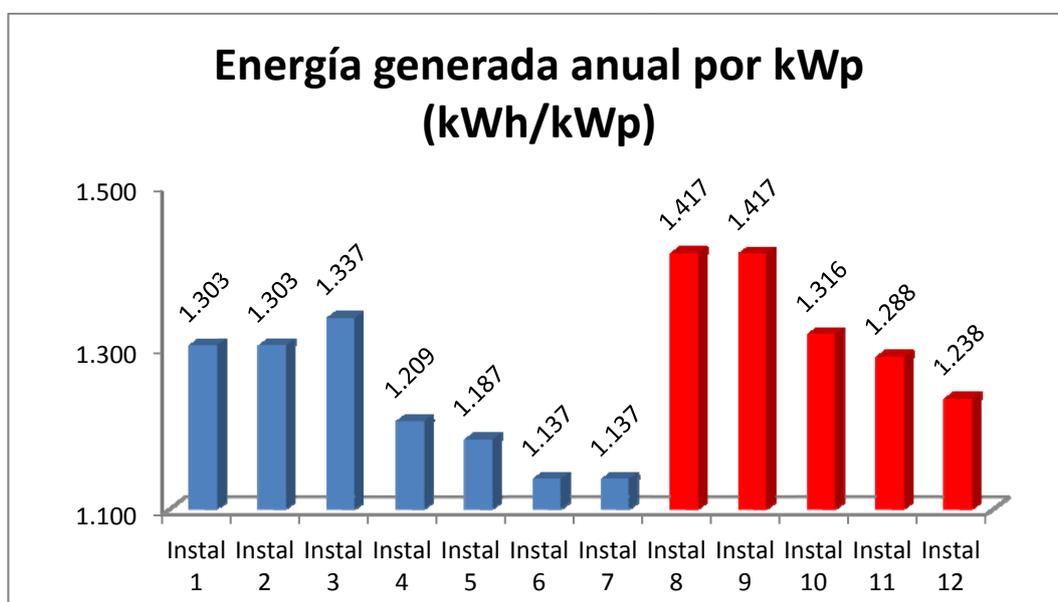


Gráfico 8.2: Ratio de energía generada por potencia pico instalada en cada instalación

En el gráfico anterior, también podemos observar la influencia de la inclinación en los módulos para una orientación dada, produciendo más energía conforme se acerca a la inclinación óptima.

- 4) En función de los datos de inversión tomados, comprobamos que la opción de autoconsumo con la tendencia de bajada de los precios de las instalaciones, puede ser una opción rentable. Por el contrario para la potencia de este tipo de instalaciones, la venta de la energía a mercado sin primas, vemos que no es una opción rentable.
- 5) De cara al prediseño de instalaciones, se han calculado unos ratios de diferentes instalaciones fotovoltaicas en función de la tecnología y la inclinación tomada.

Inclinación	Tipo módulo	Potencia pico instalada por área de cubierta (Wp/m ²)	Energía generada anual por área de cubierta (kWh/m ²)	Ingreso anual por área de cubierta (€/m ²)
INCLINACIÓN CUBIERTA (5°)	MONO	129	169	25
	POLY	129	169	25
	AMORFO FLEXIBLE	60	80	12
	AMORFO	57	69	10
	CdTe	98	117	18
	CIGS	95	108	16
INCLINACIÓN ÓPTIMA	MONO	79	111	17
	POLY	79	111	17
	AMORFO	34	45	7
	CdTe	63	81	12
	CIGS	58	71	11

Tabla 8.2: Potencia pico, energía generada e ingresos según Balance Neto por metro de cubierta para cada instalación

Por último con la aplicación para el diseño de instalación fotovoltaica, se ha desarrollado el Proyecto Técnico para disponer de los elementos de juicio necesarios para la emisión de informe favorable sobre la autorización de la instalación objeto del Proyecto Técnico, previas las oportunas comprobaciones y verificaciones.

9. Bibliografía

- 1) Lillo et All. Instalaciones fotovoltaicas SODEAN. ISBN 3934595316
- 2) Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDEA
- 3) Guía completa de la energía solar fotovoltaica (Adaptada al código de edificación) Fernández Salgado, José María
- 4) Biofuels, solar and wind as renewable energy systems: benefits and risks. Pimentel, David
- 5) Fundamentos, dimensionamiento y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica. Centro de Investigaciones energéticas, medioambientales y tecnológicas.
- 6) Photovoltaic systems engineering. Messenger, Roger
- 7) The physics of solar cells. Nelson, Jenny
- 8) Organic Photovoltaics material,device physics and manufacturing technologies Brabec, C.J
- 9) Practical photovoltaics electricity from solar cells Komp, Richard
- 10) Principles of solar engineering. Goswami, D.Yogi
- 11) Wagner: Photovoltaik Engineering - die Methode dereffektiven Soiarzellenkennlinie, SpringerVerlag, 1.Auflage 1999
- 12) C. Erban: Planungsunterriagn Saint Cobain: PV zur Cebaudeintegration. Aachen 1999
- 13) V. Quaschnig, Regenerative Energiesysteme. Hansa Verlag. 2. Auflage 2000
- 14) U. Siegfriedt. Optimierung von abgeschatteten Solargeneratoren bei Netzeinspeisung. DiplomarbeitTU-Berlin Fachbereich Elektrotechnik, 1999
- 15) U. Siegfriedt: Solarmodule richtig verschalten – Leistungsverluste bei verschatteten Solarstromanlagen verringern, Fachartikel Sonnenenergie 412000
- 16) D.L. King: PV-module and array performance characterization methodsfor al1 system operatingconditions; AIP Press. New York 1997

ANEXO I: Fichas Técnicas de Equipos



NEW! 25 YEAR LINEAR
PERFORMANCE WARRANTY AND
A PRODUCT WORKMANSHIP
WARRANTY OF 10 YEARS*

Length	1675 mm
Width	1001 mm
Height	31 mm
Frame	Aluminum
Weight	21,2 kg



Sunmodule⁺

SW 230/235/240/245 mono

German quality standards

Fully-automated production lines and seamless monitoring of the process and material ensure the quality that the company sets as its benchmark for its sites worldwide.

TUV "Power controlled"

With the new TUV Rheinland test "Power controlled" it is guaranteed that the performance indicated for a Sunmodule Plus[®] solar panel is being met and that it is regularly monitored by the independent test service provider, TUV Rheinland. This additional security for investors and consumers is a further testament of SolarWorld's commitment to comprehensive quality assurance.

SolarWorld Plus-sorting

Plus-sorting guarantees the highest system efficiency. Only modules that achieve the designated nominal performance or greater in performance tests are dispatched.

25 years linear performance guarantee and extension of product warranty to 10 years

SolarWorld guarantees a maximum performance degression of 0.7% p.a. in the course of 25 years, a significant added value compared to the two-phase warranties common in the industry. In addition, SolarWorld is offering a product warranty, which has been extended to 10 years.*

*in accordance with the applicable SolarWorld Limited Warranty at purchase.
www.solarworld.com/warranty



Sunmodule⁺

SW 230/235/240/245 mono

PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

		SW 230	SW 235	SW 240	SW 245
Maximum power	P_{max}	230 Wp	235 Wp	240 Wp	245 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	37,4 V	37,5 V	37,6 V	37,7 V
Maximum power point voltage	U_{mpp}	30,0 V	30,3 V	30,6 V	30,8 V
Short circuit current	I_{sc}	8,16 A	8,19 A	8,22 A	8,25 A
Maximum power point current	I_{mpp}	7,68 A	7,77 A	7,87 A	7,96 A

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 230	SW 235	SW 240	SW 245
Maximum power	P_{max}	166,9 Wp	170,9 Wp	175,4 Wp	179,1 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	33,9 V	34,0 V	34,2 V	34,4 V
Maximum power point voltage	U_{mpp}	27,2 V	27,5 V	27,9 V	28,1 V
Short circuit current	I_{sc}	6,58 A	6,60 A	6,63 A	6,65 A
Maximum power point current	I_{mpp}	6,14 A	6,22 A	6,30 A	6,37 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200W/m², 95% (+/-3%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60
Cell type	Mono crystalline
Cell dimensions	156 mm x 156 mm
Front	tempered glass (EN 12150)

SYSTEM INTEGRATION PARAMETERS

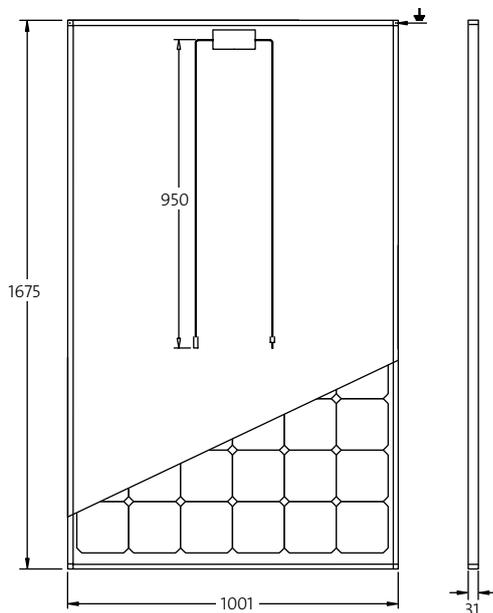
Maximum system voltage SC II	1000 V
Maximum reverse current	16 A
Increased snowload acc. to IEC 61215	5,4 kN/m ²
Number of bypass diodes	3

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	47 °C
TC I_{sc}	0,042 %/K
TC U_{oc}	-0,33 %/K
TC P_{mpp}	-0,45 %/K

ADDITIONAL DATA

Measuring tolerance	+/- 3 %
J-Box	IP65
Connector	MC4
SolarWorld Plus-Sorting ¹⁾	$P_{Flash} \geq P_{max}$



- Qualified, IEC 61215
- Safety tested, IEC 61730
- Periodic Inspection
- Power Controlled



- 1) The output identified by SolarWorld (P_{Flash}) is always higher than the nominal output (P_{max}) of the module.
- 2) Depending on the market.
SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice. This data sheet complies with the requirements of EN 50380.

Ingecon®SunSmart

CON TRANSFORMADOR

10 / 12,5 / 15 / 20 / 25 / 30



Una solución robusta para instalaciones fotovoltaicas a la intemperie

La familia de inversores **Ingecon®Sun Smart** con transformador aúna la robustez de unos equipos fabricados en acero inoxidable para uso en instalaciones exteriores (bloque de electrónica IP65), con la versatilidad de una amplia gama de potencias que los hace idóneos para distintos tamaños de instalaciones.

Su etapa de conversión trifásica pura ofrece una salida equilibrada en las tres fases AC y no requiere de ningún elemento adicional para desconectarlas simultáneamente. El mantenimiento de estos inversores es muy sencillo gracias a que su electrónica está integrada en un bloque fácilmente intercambiable desde el exterior.

La envolvente de acero inoxidable de la que disponen permite instalarlos en el interior o en el exterior y soportar temperaturas extremas. Disponen de un avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para extraer la máxima energía del campo fotovoltaico. Para facilitar la instalación cuentan con conectores rápidos para la conexión del campo fotovoltaico. No necesitan elementos adicionales y permiten su desconexión manual de la red. Cada inversor lleva incorporado un datalogger interno para almacenamiento de datos hasta 3 meses al que se puede acceder desde un PC remoto y también in situ desde el frontal del inversor a través de un teclado. Asimismo este frontal dispone de LEDs indicadores de estado y alarmas y pantalla LCD.

Los **Ingecon®Sun Smart** con transformador han sido diseñados con componentes que ofrecen una vida útil de más de 20 años. Tienen una garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años.

Protecciones

Los inversores **Ingecon®Sun Smart** con transformador llevan integradas las siguientes protecciones eléctricas:

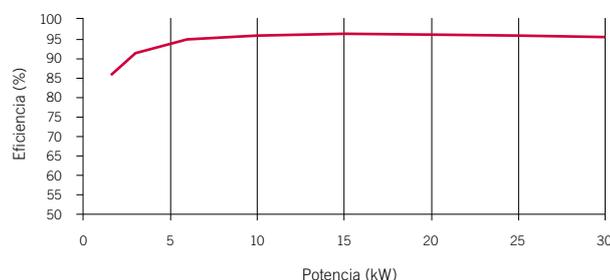
- Aislamiento galvánico entre la parte de DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Seccionador DC opcional.
- Descargadores contra sobretensiones en la entrada y la salida opcionales.

Accesorios opcionales

- Comunicación entre inversores mediante RS-485 o Ethernet.
- Comunicación remota GSM/GPRS mediante módem.
- Software **Ingecon®Sun Manager** para visualización de parámetros y registro de datos.
- Visualización de datos a través de Internet. **IngeRAS™ PV**.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.
- Conectores fotovoltaicos de tipo 3 o 4.

Rendimiento

IngeconSun30
- Vdc=450V



Características técnicas

Modelo	IngeconSun 10	IngeconSun 12,5	IngeconSun 15	IngeconSun 20	IngeconSun 25	IngeconSun 30
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	11 - 13 kWp	13 - 16 kWp	16 - 20 kWp	21 - 26 kWp	26 - 33 kWp	31 - 39 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V
Tensión máxima DC ⁽²⁾	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V
Corriente máxima DC	26 A	32 A	39 A	52 A	65 A	78 A
Nº entradas DC	8	8	8	1	1	1
MPPT	1	1	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal AC modo HT ⁽³⁾	10 kW	12,5 kW	15 kW	20 kW	25 kW	30 kW
Potencia máxima AC modo HP ⁽⁴⁾	11 kW	13 kW	16 kW	22 kW	27,5 kW	33 kW
Corriente máxima AC	19 A	22 A	23 A	37 A	50 A	50 A
Tensión nominal AC	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi ⁽⁵⁾	1	1	1	1	1	1
Regulación Coseno Phi	±0,9 a Pnom	±0,9 a Pnom	±0,9 a Pnom	±0,9 a Pnom	±0,9 a Pnom	±0,9 a Pnom
THD ⁽⁶⁾	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento						
Eficiencia máxima	94,90%	94,90%	94,90%	96,10%	96,10%	96,10%
Euroeficiencia	93,31%	93,50%	93,80%	94,50%	94,90%	95,20%
Datos Generales						
Consumo en standby ⁽⁷⁾	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura funcionamiento	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C
Humedad relativa	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP 54	IP 54	IP 54	IP 54	IP 54	IP 54
Referencias normativas	VDE0126-1-1, EN 50178, RD 661/2007, RTC alle rete BT di Enel Distribuzione, CEI 11-20, CEI 11-20 V1, CEI 0-16, Marcado CE					

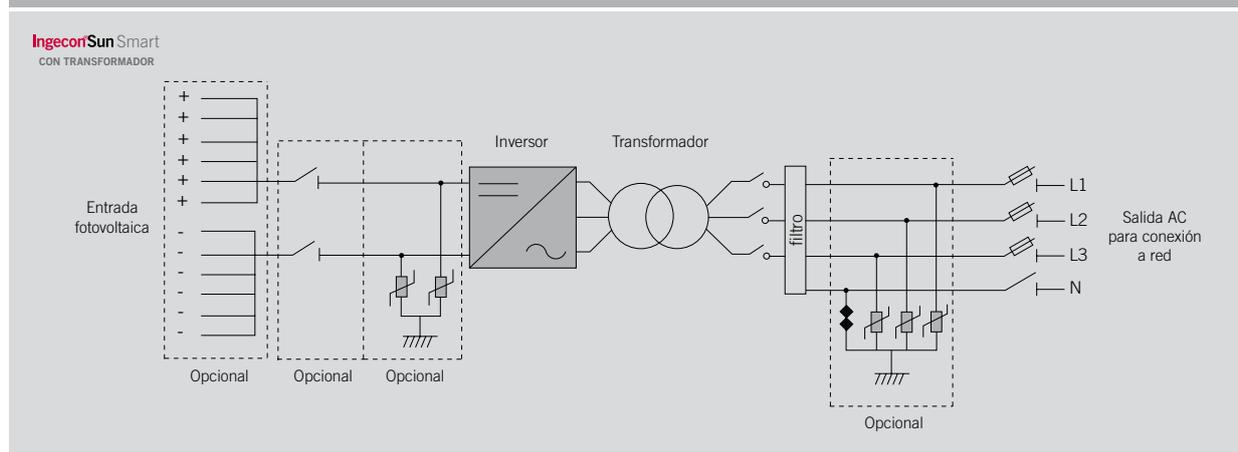
Modo HT (high temperature)

Potencias nominales a 45°C

Modo HP (high power)

Potencias nominales a 40°C

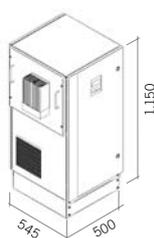
Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica ⁽²⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas ⁽³⁾ Hasta 45°C ambiente, P_{max}=110% P_{nom} para transitorios no permanentes ⁽⁴⁾ Hasta 40°C ambiente, P_{max}=P_{nom} ⁽⁵⁾ Para P_{AC}>25% de la potencia nominal. Posibilidad de modificar el Coseno Phi ⁽⁶⁾ Para P_{AC}>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4 ⁽⁷⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico.



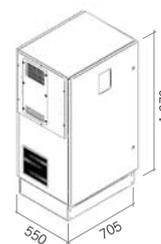
Dimensiones y peso (mm)

IngeconSun
10/12,5 192 kg.

IngeconSun
15 242 kg.



IngeconSun
20/25/30 323,5 kg.



Fecha: 2011-09-26

CLIENTE	
Empresa / Cliente	IDP, Inversiones, Desarrollos y Prosectos, S.L.
Persona de contacto	
Dirección	
Código Postal	
Localidad	Sevilla
País/Región	España
E-mail	
Teléfono	
Fax	

PROYECTO	
Título de proyecto	Proyecto de Instalación de Genera
Dirección	
Código Postal	
Localidad	Sevilla
País/Región	España
Tamaño planta FV	23,52 kWp
EL SISTEMA ESTA DIMENSIONADO CORRECTAMENTE	

Total 2 inversores Potencia AC 20 kW HP 22 kW Tamaño planta FV 23,52 kWp Módulos 96

SISTEMA

Nº Paneles en serie	16	Nº Strings	3	Módulos	48		
Voc a -10 °C	672,9 V	VMPP *	492,8 V	VMPP a 70 °C	419,6 V	Factor dimensionado *	1,18
Isc *	24,75 A	Potencia (kWp)	11,76	Potencia AC	10 kW	Nominal modo HP	11 kW

Observaciones

Tensión de trabajo Tensiones trabajo correctas para inversor

Vmax, Sistema Tensión max. sistema correcta

Imax, Sistema Corriente DC adecuada
 Corriente Isc del campo fotovoltaico a 25°C de célula y 1000 W/m2 dentro del rango permitido.

Factor dimensionado Potencia adecuada del campo FV

INVERSOR	
	Ingecon Sun 10 IP54
Rango de tensión MPP	405 - 750 V
Tensión máxima DC	900 V
Corriente máxima DC	29 A
Potencia Nominal AC	10 kW
Nominal modo HP	11 kW
Tensión Nominal AC	400 V
Frecuencia	50 / 60 Hz
Distorsión Armonica	< 3 %
Coseno de Phi	1
Temperatura de trabajo	-10 a 65 °C
Eficiencia Máxima	94,1
Grado de Protección	IP54
Ancho	540 mm
Fondo	540 mm
Alto	1000 mm
Peso	192 kg

MÓDULO SOLAR	
Fabricante	Solarworld AG
Modelo	Sunmodule Plus SW 245
Tipo	mono
Potencia nominal	245 W
Tensión VMPP	30,8 V
Corriente IMPP	7,96 A
Coefficiente de temp. Pot.	0,45 %/°C
Coefficiente de temp. Voc	0,33 %/°C
Coefficiente de temp. Isc	0,04 %/°C
Tensión max. sistema	1000 V
Voc	37,7 V
Isc	8,25 A
Ancho	1001 mm
Fondo	31 mm
Alto	1675 mm
Peso	21,2 kg

Si su campo solar no es flotante por conexión a tierra del polo positivo o del polo negativo del campo fotovoltaico, contacte con Ingeteam Energy S.A. para validar su configuración



Aviso Legal. Ingeteam Energy S.A. no se responsabiliza por los daños directos e indirectos que pueda ocasionar el uso de este programa

* Datos obtenidos en STC 1000 W/m2 25 °C (célula) Espectro AM 1.5 según el fabricante de módulos