



TÍTULO

**SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED SOBRE LA
AZOTEA DE UN EDIFICIO PÚBLICO EN JEREZ DE LOS
CABALLEROS (BADAJOZ)**

AUTOR

Juan Fernando Pozo Martínez

Esta edición electrónica ha sido realizada en 2014

Director/Tutor	Gustavo Nofuentes Garrido
Curso	Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica (2012/2013)
ISBN	978-84-7993-580-1
©	Juan Fernando Pozo Martínez
©	De esta edición: Universidad Internacional de Andalucía
Fecha documento	Noviembre de 2013



Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas

Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciadore (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
- **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
- **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.
- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
- *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.*
- *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCÍA



TRABAJO FIN DE MÁSTER

**SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED SOBRE LA
AZOTEA DE UN EDIFICIO PÚBLICO SITUADO EN
JEREZ DE LOS CABALLEROS (BADAJOZ)**

La aprobación de este trabajo permite la obtención del título:

**Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía
Solar Fotovoltaica**

Autor: JUAN FERNANDO POZO MARTÍNEZ

Director: GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO

Noviembre de 2013

ÍNDICE

MEMORIA

1. Introducción	3
2. Objetivos	3
3. Normas y referencias.....	3
3.1. Disposiciones legales y normativas de aplicación	3
3.2. Bibliografía	4
3.3. Programas utilizados	4
3.3.1. Google SketchUp Pro	4
3.3.2. PVGIS	5
4. Definiciones y simbología	5
4.1. Definiciones	5
4.2. Simbología	5
5. Antecedentes	5
6. Características técnicas de la instalación	7
6.1. Módulo fotovoltaico.....	7
6.2. Generador.....	9
6.3. Configuración de la instalación, seguridad, protecciones y puesta a tierra.....	9
6.4. Estructura soporte.....	11
6.5. Inversor.....	12
6.6. Conductores de corriente continua.....	13
6.7. Conductores de corriente alterna.....	13
6.8. Caja de protección de continua.....	14
6.9. Caja de protección de salida.....	14
6.10. Equipo de medida.....	15
6.11. Caseta del inversor	15
6.12. Producción esperada.....	16
6.13. Pérdidas del sistema.....	16
6.14. Monitorización.....	17
7. Conclusiones.....	17

ANEXO DE CÁLCULO

1.1. Datos de partida para el dimensionado	18
1.2. Estimación de la potencia pico del generador fotovoltaico	18
1.3. Determinación de la potencia pico del generador fotovoltaico	19
1.3.2. Distancias mínimas para evitar autosombreado según P.C. del I.D.A.E	19
1.3.3. Simulación para verificar la ausencia de sombreado	20
1.4. Estimación de la producción eléctrica anual	23
1.5. Dimensionado del inversor	25
1.6. Dimensionado del generador . Comprobación de límites de tensión e intensidad admisibles por el inversor	26
1.7. Cálculo de las secciones de las líneas de corriente continua	29
1.8. Cálculo de las protecciones en la red de corriente continua.	32
1.9. Cálculo de las secciones de las líneas de corriente alterna	33
1.10. Dimensionado de puesta a tierra	34
1.11. Cálculo de las protecciones en la red de corriente alterna	35
1.12. Valor umbral mínimo de Resistencia de aislamiento, Riso.....	36

ANEXO SÍMBOLOS

Anexo símbolos.....	37
---------------------	----

ANEXOS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS. DOCUMENTACIÓN

Anexo de características técnicas. Documentación	40
--	----

PLANOS

Planos.....	55
-------------	----

PLIEGO DE CONDICIONES

1. Objeto.....	61
2. Documentos del proyecto.....	61
3. Alcance de los trabajos.....	61
4. Obligaciones y responsabilidades de partes vinculantes.....	61
5. Criterios administrativos.....	62
6. Medición, valoración y abono de las unidades de obra.....	63
7. Criterios para el acopio de materiales.....	63
8. Ejecución y control de obras.....	64
9. Términos, recepción y disposiciones.....	64
10. Programa de mantenimiento.....	65
11. Generador fotovoltaico.....	46
12. Cables para uso de corriente continua.....	68
13. Cajas de conexiones y seccionamiento.....	68
14. Convertidor de CC a CA – inversores.....	69
15. Cables para uso corriente alterna.....	69
16. Cuadros y protecciones.....	69
17. Puesta a tierra.....	69
18. Estructura soporte.....	70
19. Instalación eléctrica.....	70
20. Canalizaciones eléctricas.....	71
21. Cableado.....	72
22. Equipo de medida.....	73
23. Sistema de puesta a tierra.....	73
24. Señalización.....	73
25. Pruebas reglamentarias.....	74
26. Plan de ejecución y puesta en marcha.....	74

PLANIFICACIÓN, MEDICIONES Y PRESUPUESTO

1. Planificación.....	77
2. Mediciones.....	79
3. Presupuesto.....	82

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

1. Objeto del estudio.....	88
2. Designación de los coordinadores en materia de seguridad y salud.....	88
3. Principios generales aplicables al proyecto y a la instalación.....	88
4. Características de la instalación.....	88
4.1. Descripción y situación.....	88
4.2. Presupuesto, plazos de ejecución y mano de obra.....	89
4.3. Unidades constructivas que componen la instalación.....	89
5. Riesgos.....	89
5.1. Riesgos profesionales.....	89
5.2. Riesgos de daños a terceros.....	90
5.3. Otros riesgos.....	90
6. Planificación de la acción preventiva.....	90
6.1. Prevención de riesgos profesionales.....	90
6.1.1. Prevención de riesgos individuales.....	90
6.1.2. Prevención de riesgos colectivos.....	91
6.2. Normas generales de seguridad para el personal.....	91
6.3. Formación.....	92
6.4. Medicina preventiva y primeros auxilios.....	92

BIBLIOGRAFÍA

Bibliografía.....	94
-------------------	----

MEMORIA

1. Introducción

En el presente trabajo se realiza el dimensionado de una instalación fotovoltaica conectada a red, cuya finalidad es el aprovechamiento energético de la azotea de un edificio público. Este edificio público alberga el Ayuntamiento de Jerez de los Caballeros, situado al sur de la provincia de Badajoz. La azotea en cuestión tiene forma rectangular de 11x46 m y un peto de 1 m de altura. La superficie de la azotea disponible es aproximadamente 506 m².

La potencia de nuestro campo fotovoltaico a instalar será de 19,2 kWp, siendo la potencia nominal del inversor de 15kW. El edificio, cuya cubierta rectangular es toda azotea, tiene la normal de la fachada desviada 55° al oeste respecto al sur. La superficie que abarca el generador fotovoltaico es aproximadamente de 336 m² y el resto es superficie utilizada para encuadre y posibles zonas de paso y son difícilmente utilizables como generador debido a las condiciones de sombreado que suponen el peto y los módulos dispuestos sobre el mismo plano horizontal.

Resumen instalación:

- Tipo de sistema: Sistema fotovoltaico conectado en red sobre azotea de edificio público.
- Ubicación: Plaza de la Alcazaba, s/n, 06380 Jerez de los Caballeros (Badajoz).
- Dirección / UTM: X: 694912,81; Y: 4243601,39.
- Código postal: 06380
- Municipio: Jerez de los Caballeros
- Provincia: Badajoz
- Potencia pico generador: 19,2kW
- Potencia nominal: 15kW

2. Objetivos

Nuestro objetivo es el diseño y dimensionado de un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red, SFCR, centrándose en el diseño de la tecnología, el dimensionado y la configuración, buscando al mismo tiempo obtener la solución óptima en seguridad y economía.

Señalar que dicha instalación se diseñará minimizando en todo lo posible el riesgo para las personas, teniendo muy en cuenta y valorando el punto de conexión y evacuación a la red.

3. Normas y referencias

3.1. Disposiciones legales y normativas de aplicación

Para la elaboración del presente proyecto se ha tenido en cuenta la siguiente normativa:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre. Regula los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica en general (Título VIII).
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
- RD 1699/2011 de 18 de noviembre por el que se regula la conexión a la red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- RDL 1/2012, 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.
- RDL 9/2013 de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

- Normativa autonómica de aplicación.
- Normas particulares y condiciones técnicas y de seguridad de la compañía suministradora de Energía Sevillana – Endesa del 5 de mayo de 2005.
- Normas UNE editadas por AENOR y recomendaciones UNESA.
- Código Técnico de la Edificación, 2006.
- Especificación AENOR EA 0038 “Cables eléctricos de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos”.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (IDAE).

3.2. Bibliografía

La bibliografía consultada para la realización del proyecto es:

- IDAE, 2002. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, del 2 de agosto.
- Guía Técnica del REBT.
- Normas particulares y condiciones técnicas y de seguridad de la compañía suministradora de Energía Sevillana – Endesa del 5 de mayo de 2005.
- Apuntes del Master en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica de UNIA.
- Manual del instalador “Sistemas de energía Solar Fotovoltaica” de ASIF
- Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Monografías Técnicas de Energías Renovables. Luis Dávila Gómez.
- Proyecto “Sistema fotovoltaico conectado a red sobre la cubierta de nave industrial en el polígono “el Olivar” (Barbate) de Francisco José Ledesma Conejo.
- Mapa europeo de radiación: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>
- Normas de aplicación del punto 3.1 de la memoria del presente proyecto.
- Manual de curso de instalaciones de energía solar fotovoltaica. Diego Carmona. UNEX
- Google Maps
- www.abb.es
- <http://alcazaren.com>
- <http://www.isofoton.com/>
- <http://www.gave.com/home/es/productos/solartec.php>
- <http://www.generalcable.es/>
- <http://www.conergy.es/>
- <http://www.legrand.es>

3.3. Programas utilizados

3.3.1. Google SketchUp Pro

En el proyecto se ha utilizado el software Google SketchUp Pro para determinar la separación entre los módulos que componen el generador fotovoltaico, evitando el autosombreado y entre los módulos y otros obstáculos de la azotea en la que se situará el generador fotovoltaico. Google SketchUp Pro es un programa de diseño gráfico y modelado en tres dimensiones utilizado en arquitectura y obra civil y que tiene una herramienta para el estudio detallado de sombras sobre edificios.

3.3.2 PVGIS

PVGIS es realmente una página web cuya información depende del denominado SOLARREC, acción promovida por la Comisión Europea, concretamente a través del JRC (Join Research Centre, centro de referencia en ciencia y tecnología de la Unión Europea). Los datos que ofrece están enfocados principalmente a instalaciones y entre ellos están los siguientes:

- Promedios mensuales y diarios de radiación solar
- Generación de perfil diario de radiación para cielo despejado.
- Generación de perfil diario de radiación real, según el módulo de inclinación y orientación escogidas, para cada mes.
- Cálculo de potencia de salida para una instalación fotovoltaica.
- Cálculo de radiación solar anual y producción potencial de energía con instalaciones fotovoltaicas.

4. Definiciones y simbología

4.1. Definiciones

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo. Se mide en kW/m².

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en kWh/m².

Radiación solar: Energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas. En este contexto se engloban los conceptos de irradiancia e irradiación.

Instalaciones fotovoltaicas: Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún paso intermedio.

Sistema fotovoltaico conectado a red: Aquel que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.

Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos en condiciones estándar de medida (CEM).

Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Módulo o panel fotovoltaico: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Condiciones Estándar de Medida (CEM): Son unas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura de célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

Irradiancia solar 1000 W/m².

Distribución espectral AM 1,5 G.

Temperatura de célula 25 °C.

Potencia pico: potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

4.2. Simbología

La simbología utilizada en la memoria y resto del proyecto quedan definidas en el anexo de símbolos del proyecto.

5. Antecedentes.

Generador

Elegimos la tecnología de silicio policristalino, más económica que los módulos de silicio monocristalino con rendimientos inferiores pero aceptables.

Una vez realizado el estudio de la superficie disponible y realizar estudios de sombreado y autosombreado, disponemos la mejor opción parece instalar módulos fotovoltaicos de la marca ATERSA y modelo A-150-P de 0,97 m² de superficie con rendimiento del 15,42%.

La configuración de la instalación será la de un inversor central con un generador formado por una composición 32 x 4, es decir 4 ramas en paralelo formadas por 32 módulos en serie cada una siendo 128 el número total de módulos. Los módulos se colocaran de forma apaisada motados sobre estructura soporte, con inclinación óptima de 34° y orientados al Sur.

Punto de conexión

El punto de conexión establecido para la conexión a red de la compañía suministradora debe cumplir principalmente los siguientes puntos, según normas de la compañía suministradora:

- Se procura un punto de conexión lo más cercano posible al lugar de la ubicación de dicha instalación.
- La suma de las potencias de las instalaciones en régimen especial conectadas a una línea de baja tensión no podrá superar la mitad de la capacidad de transporte de dicha línea en el punto de conexión.
- Si el punto de conexión está en un centro de transformación, la suma de las potencias conectadas a ese centro no podrá superar la mitad de la capacidad de transformación.
- Si la potencia nominal de la instalación fotovoltaica es superior a 5 kW, su conexión a la red será trifásica, bien sea mediante inversores monofásicos de hasta 5 kW a las diferentes fases, o directamente mediante un inversor trifásico.
- La instalación debe disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de ENDESA y la instalación fotovoltaica por medio de un transformador de seguridad que cumpla la Norma UNE 60742.

Nuestro punto de conexión estará en el interior del centro de transformación (CT) de Sevillana – Endesa nº 47505 el cual dispone de transformador de 630KVA, con un cuadro de baja tensión de 4 salidas. Estas salidas son acometidas de baja tensión para alumbrado exterior del parque cercano, alimentación del edificio del Ayuntamiento y líneas de distribución para viviendas y otros edificios públicos cercanos. En el caso que nos ocupa, la acometida desde el cuadro de baja tensión del transformador al cuadro general de protección del Ayuntamiento, discurre subterránea bajo tubo, con varios tubos de reserva. Se pretende utilizar uno de estos tubos para la línea procedente del sistema fotovoltaico objeto del proyecto.



Fig.: 1 Número CT de Endesa

Potencia máxima admisible en el punto de conexión.

En relación con la potencia máxima admisible en la interconexión de una instalación de producción en régimen especial o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red, se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

- No se excederá de 1/20 de la potencia de cortocircuito del punto de conexión.
- En conexión a una línea de la distribuidora no se superará el 50% de la capacidad de la línea en el punto de conexión, definida como la capacidad térmica de diseño de la línea en dicho punto.
- En conexión a subestaciones y centros de transformación (AT/BT) de la distribuidora no superará el 50 por ciento de la capacidad de transformación.

Inversor

El inversor escogido para esta instalación es de la marca Ingecon y modelo IngeconSun 15. Su potencia nominal de salida es de 15 kW. La salida en alterna es trifásica (400V/50 Hz), y su rendimiento europeo confirmado por el fabricante es del 93,8%.

Elementos de maniobra y protección

Las protecciones existentes en la instalación garantizan la protección contra sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones. Las protecciones que forman parte de la instalación son:

Elementos de maniobra y protección en parte de corriente continua:

- Protectores contra sobretensiones de la clase 2, de la marca Gave.
- Fusibles de corriente continua de 16 A tipo gR.
- Interruptor seccionador GAVE modelo 55DC4014 de categoría de empleo DC-22, de dos polos con una intensidad nominal de 63A, capaz de soportar una tensión de régimen permanente máxima de 1000VDC y de tensión nominal de funcionamiento de 800V.
- Interruptor seccionador a la entrada del inversor de II,63 A.

Elementos de maniobra y protección en parte de corriente alterna:

- Descargadores tipo Moller modelo SPB-12/280 un polo combinado clase B+C.
- Interruptor diferencial ABB modelo F200AC de 400V / IV,63A / 30mA.
- Interruptor en caja moldeada de la casa Legrand de 125A, con capacidad de trabajo nominal entre 16 y 125 A.

Puesta a tierra

La parte continua (DC) y la parte de alterna (AC) del SFCR comparten la resistencia a tierra, que a su vez debe estar aislada de la puesta a tierra del neutro de la compañía eléctrica según se indica en el RD 1699/2011.

La instalación de puesta a tierra está formada por 20m de conductor de cobre desnudo de 25mm², de los cuales 16m estarán en contacto con la tierra y el resto bajo tubo en montaje superficial sobre el edificio. La puesta a tierra se compone de 4 picas de 2 metros de longitud cada una, separadas entre sí 4 m. Esto supone un total de 16 m de conductor horizontal directamente enterrado.

Ubicación del inversor y elementos de maniobra y protección

En el interior del edificio, en la primera planta, se habilitará una sala con ventilación natural donde se alojara nuestro inversor y protecciones de corriente alterna. El circuito que viene de la caja de continua situada en la azotea bajará bajo tubo en montaje superficial. Los cuadros se instalarán sobre la pared en superficie. La sala del inversor dispondrá de ventilación natural adecuada para mantener renovación de aire y la temperatura interior en valores adecuados y sin problemas de refrigeración.

Disposición de los conductores sobre la azotea

Los conductores de corriente continua correspondientes a las 4 ramas transcurrirán longitudinalmente a los módulos fijados sobre bandeja metálica de 60x200mm hasta la caja de continua, situada en la segunda planta (azotea) justo encima de la sala del inversor situado en la primera planta. Desde caja continua bajara un tubo superficial desde caja de continua hasta sala inversor.

6. Características técnicas de la instalación

6.1. Modulo fotovoltaico.

Los módulos elegidos tienen una potencia nominal de 150W y eficiencia de 15,42 %. Está constituido por 36 células cuadradas fotovoltaicas de silicio policristalino de alta eficiencia en configuración 4x9. El rango de funcionamiento nos indica que el módulo puede trabajar entre -40°C y +85°C con la máxima tensión del sistema de 1000V y aislamiento de clase II.

El fabricante Atersa aporta las siguientes características eléctricas, térmicas y físicas de los módulos A-150P elegidos:

Características eléctricas (STC: 1kW/m ² , 25°C±2°C y AM 1,5)*	
A-150P	
Potencia Nominal (±5%)	150 W
Eficiencia del módulo	15,42%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,41 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	17,84 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,69 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	22,60 V
Parámetros térmicos	
Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C
Características físicas	
Dimensiones (mm ± 2mm)	1476x659x35
Peso (kg)	11,9
Área (m ²)	0,97
Tipo de célula	Policristalina 156x156mm (6 pulgadas)
Células en serie	36 (4x9)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 3,2mm
Marco	Aleación de aluminio pintado en poliéster
Caja de conexiones / Opcional	QUAD IP54 / QUAD IP65
Cables	-
Conectores	-

Tabla 1: Características eléctricas, térmicas y técnicas del módulo fotovoltaico

Las características constructivas del módulo se reflejan en la siguiente figura:

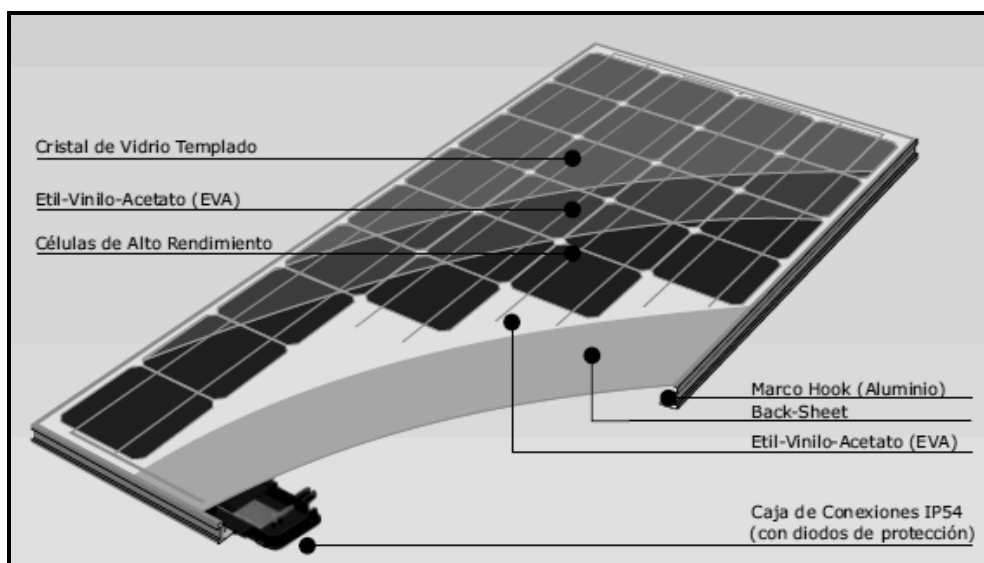


Fig.2: Destalle constructivo modulo A-150P

6.2. Generador.

El generador con una potencia de 19,2kWp, estará formado por 4 ramas de 32 módulos conectados en serie. En los planos se detalla el diseño del generador con la localización de las ramas y la caja de continua,

Sus características principales son las siguientes:

Potencia pico del generador	19,2kWp
Nº Ramas (Nsp)	4
Nº Módulos serie por rama (Nms)	32
Nº total módulos (N)	128
Orientación (α)	0°
Inclinación (β)	34°
Voc(V)	725,12V
Isc(A)	34,76 A
Vm(V)	570,88 V
Im(A)	33,64 A
Pm(W)	19202,4 W

Tab. 2: Características generador fotovoltaico.

6.3. Configuración de la instalación, seguridad, protecciones y puesta a tierra.

La configuración de protección será IT, (GFV flotante y masas metálicas conectadas a la tierra de protección). Optamos por un generador flotante ya que supone una mayor protección del sistema y de las personas, en la parte de continua como en seguridad tras posibles contactos directos e indirectos.

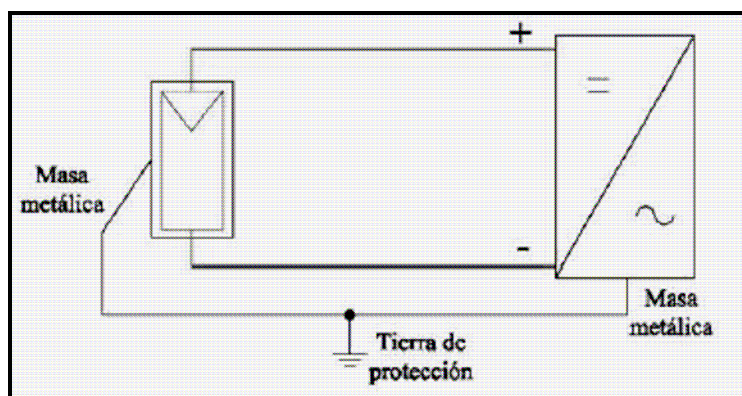


Fig. 3: Esquema generador flotante

Protección frente a contactos directos.

Para garantizar un buen aislamiento del generador flotante basta con asegurar que la resistencia de aislamiento (Riso), expresada en ohmios sea mayor o igual que 10 veces la tensión de generación, expresada en voltios. De este modo un contacto directo no supone una situación de riesgo para la persona. El propio diseño del generador constituye en sí una medida de protección frente a los contactos directos, dispondríamos además de las siguientes medidas:

- Recubrimiento de las partes activas con material aislante.
- Interposición de barreras o envolventes.
- Interposición de obstáculos.
- Puesta fuera de alcance por alejamiento.

Protección frente a contactos indirectos.

Tampoco existe riesgo por contacto indirecto ya que un primer defecto de aislamiento tampoco eleva el potencial de las masas al no cerrarse el circuito por tierra, aunque dispondremos de las siguientes medidas:

- Materiales de la clase 2 (doble aislamiento).
- Seguidor de control del aislamiento CPI, corte automático de la tensión del inversor.
- Nuestra resistencia de tierra tiene un valor de $31,25\Omega$, respetando las indicaciones de la Guía-BT-26. En ésta se indica en su apartado 3.1 (Instalaciones toma de tierra) que se debe conseguir que la resistencia total de tierra de la instalación debe ser como máximo de 37Ω para edificios sin pararrayos. Las tensiones de contacto están por debajo de 24V en corriente alterna.

$$V_{\text{contacto}} = R_T \times I_{\text{sensibilidad}} = 0,93V \leq 24V_{\text{alterna}}$$

El límite de intensidad para la actuación de los dispositivos de corriente diferencial se sitúa en 30 mA para el caso de corriente alterna. Se dispondrán de diferenciales en la parte de corriente alterna de IV,63_A , 30 mA.

Descargadores de sobretensión

contra sobretensiones de la clase 2, de la marca Gave donde a continuación se muestra esquema y características:

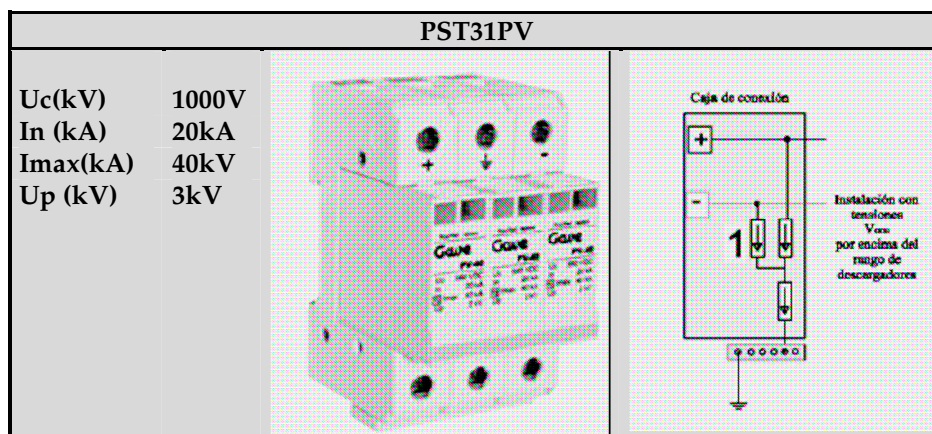


Fig. 4 Descargadores de sobretensión y características

Se utilizará un tercer descargador para estos valores, puesto que es mayor de 600V. Como no disponemos de protección externa la corriente de descarga no será inferior a 10kA, en nuestro caso 40kA, estas sobretensiones estarán situados en la caja de continua y justo a la entrada del inversor en la caja de conexión del inversor.

Se instalará descargadores combinado clase B+C para la parte de corriente alterna. Para el esquema de distribución TT, los descargadores de protección se deben instalar entre las fases y el neutro y además entre el neutro y el conductor de protección (conductor que conecta con la puesta a tierra de la instalación). Se instalarán descargadores de la casa Moller modelo SPB-12/280 un polo, donde a continuación se muestra esquema y características:

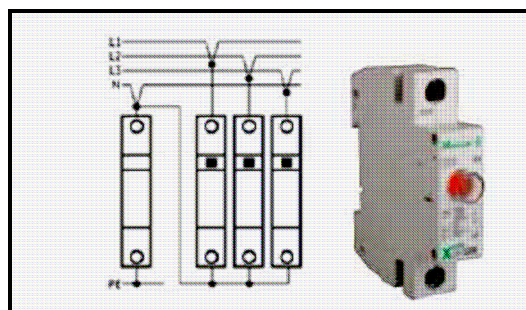


Fig. 5: Esquema descargador sobretensión alterna.

Puesta a tierra

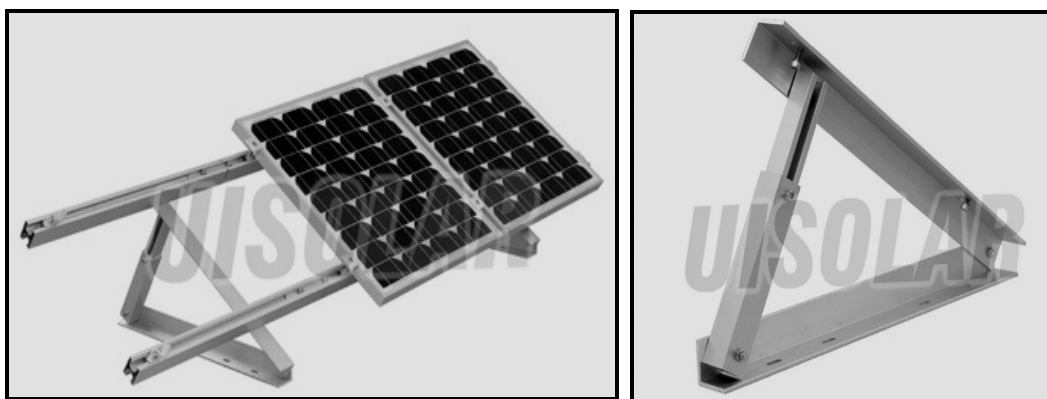
La instalación se ha diseñado en configuración flotante, por lo que todas las carcasas, envolventes y partes metálicas de la misma se unirán en una red, mediante conductor de 4mm² (ZZ-F (AS) 1,8 kV c.c Amarillo – Verde) de sección hasta el punto de registro de tierra ubicado en la habitación del inversor, punto que además será desmontable para las diferentes pruebas y medidas de tierra, dicho punto se enlazará a tierra mediante un conductor de 25 mm² de cobre desnudo (según la ITC-BT-18) que enlazará con el grupo de cuatro picas de 2m hincadas en el terreno, separadas 4 m entre sí y en arquetas situadas en zona ajardinada.

6.4. Estructura soporte.

En esta instalación se va a utilizar como estructura soporte una estructura triangular ajustable de la marca UISOLAR, que permite una inclinación de hasta 60°, siendo en nuestro caso

ajustada a una inclinación óptima según PVGIS es de 34°. Esta estructura tiene las siguientes características:

- Sitio de instalación: tejado inclinado o plano.
- Inclinación de instalación: hasta 60 grados.
- Máx. altura de edificio: hasta 65ft (22m)
- Carga de nieve: 1.4KN/M2
- Tipo de panel solar: con marco o panel solar de thin-film
- Orientación de módulo: horizontal o vertical.
- Estándar de diseño: AS/NZS 1170 y otros estándares internacionales
- Material de producto: Aluminio Al6005-T5 anodizado & acero inoxidable 304
- Garantía de calidad: 10 años de calidad y 20 años de vida del servicio.



6.5. Inversor.

El inversor escogido para esta instalación es de la marca Ingecon y modelo IngeconSun 15. Su potencia nominal de salida es de 15 kW. La salida en alterna es trifásica (400V/50 Hz), y su rendimiento europeo confirmado por el fabricante es del 93,8%. Se utiliza la configuración de inversor central, conectando 4 ramas de módulos.



Fig. 6: Inversor y protecciones

A continuación mostramos las características de nuestro inversor a utilizar:

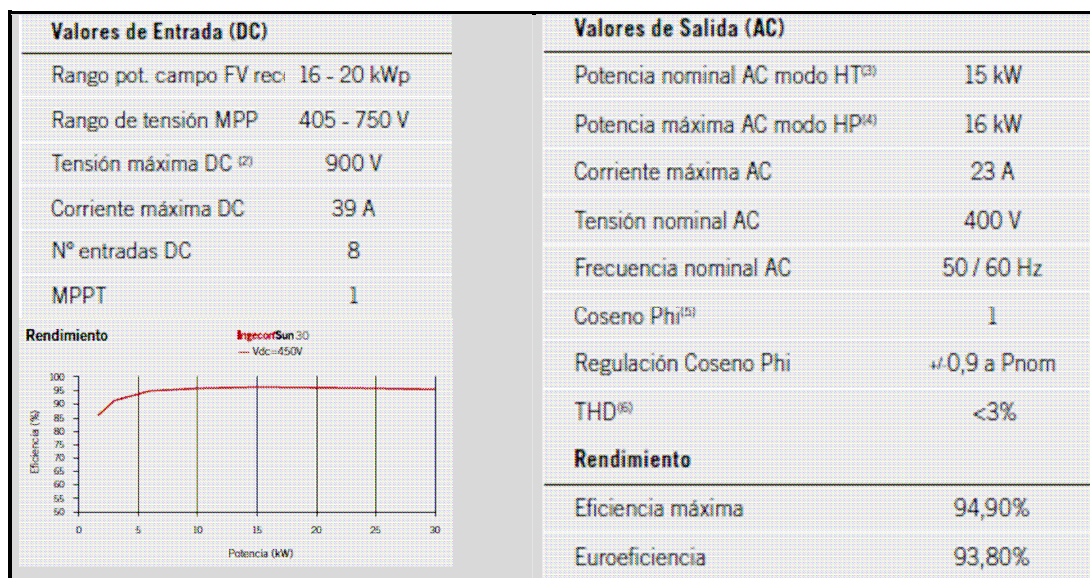


Fig. 7: Características del inversor.

6.6. Conductores de corriente continua.

Los cables de continua están establecidos según la norma AENOR EA 0038 “Cables eléctricos de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos”.

A continuación daremos la denominación de cada código:

Z – Indica la mezcla de compuesto reticulado con baja emisión de humos y gases corrosivos.

F – Indica conductor de cobre, flexible para instalación móvil.

X – Indica mezcla de polietileno reticulado.

K – Indica conductor flexible para instalación fija.

(AS) – Indica el comportamiento frente a los ensayos de reacción de fuego prescritos a la norma AENOR EA 0038.

Para el tramo comprendido entre los módulos y la caja de continua se establecerán cables con denominación:

ZZ-F (AS), corriente asignada 1,8 kV c.c

Para el tramo comprendido entre la caja de continua y el inversor se establecerán cables con denominación:

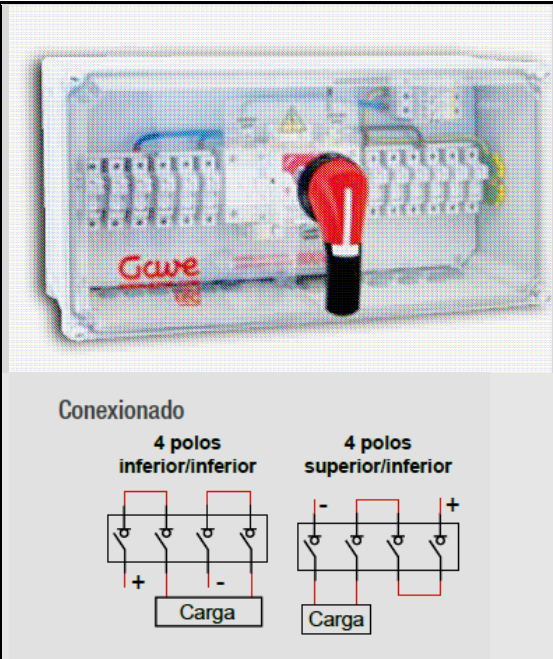
XZ-K (AS), corriente asignada 1,8 kV c.c,

6.7. Conductores de corriente alterna.

Los cables de alterna están establecidos según el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) en la ITC BT 19 para instalaciones interiores e ITC BT 07 para instalaciones bajo tubo enterrado. En nuestro caso tenemos cable multiconductor de polietileno reticulado (XLPE) cuya denominación comercial es RZ1-K 06/1kV. Este discurre en un primer tramo bajo tubo superficial y un segundo tramo bajo tubo enterrado.

6.8. Caja de protección de continua.

Optamos por caja de la casa GAVE modelo ST068060P, nos proporciona tanto el interruptor principal de continua como los porta-fusibles para la protección de las distintas ramas, además de la protección por sobretensión, a continuación vemos sus características:



Referencia	ST068060P
Nº de strings	6
Tensión máxima	800 V
Intensidad PV (Isc)	63 A
Sección máx. de cable (entrada/salida)	6,5 / 14 mm ²
Protección fusible	Si
Protección contra sobretensiones Clase II	PST31PV
Tensión de régimen perm. máx. (Uc)	1000 VDC
Corriente de descarga nominal (In)	20 kA
Corriente de descarga máxima (Imax)	40 kA
Nivel de protección a In (Up)	3 kA
Grado de protección	IP65

Fig. 8.: Características caja de continua

6.9. Caja de protección de salida (alterna).

Estará ubicado antes del módulo de medida, situado en la habitación donde se encuentra el inversor, un interruptor en caja moldeada de la casa Legrand de DPX-125 A con capacidad de trabajo nominal entre 16A y 125 A (regulado a 40 A) con un poder de corte de 16kA. Este interruptor automático estará preparado para desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia nominales de la red, accionado por relés de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente, y menos de 0,5 segundos de tiempo de actuación) y de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente durante más de 5 períodos) y un interruptor automático diferencial El interruptor diferencial elegido es de ABB modelo F200AC de 400V / IV,63A / 30mA de sensibilidad de disparo, garantizando así la seguridad de las personas en caso de derivación de algún elemento., la caja será precintable por la compañía suministradora.

		DPX-E 125 DPX 125			
Número de polos		1P	3P - 4P - 3P+N/2		
Poder de corte		16 kA	16 kA	25 kA	36 kA
Corriente nominal In (A)		16-125	16-125	16-125	16-125
Tensión de aislamiento Ui (V)		290	500	500	500
Tensión de impulso asignada Uimp (kV)		6	6	6	6
Tensión de empleo Ue (V)	CA 50/60 Hz	230	500	500	500
	CC ⁽¹⁾		250	250	250
Poder de corte Icu (kA)	230/240 V CA	16	22	35	40
	400/415 V CA		16	25	36
	440 V CA		10	18	20
	480/500 V CA		8	12	14
	600 V CA				
	690 V CA				
2 polos en serie	250 V CC ⁽¹⁾		16	25	30
Poder de corte de servicio Ics (% Icu)		50	100	50	75
Poder asignado de cierre en cortocircuito Icm (kA) a 400 V CA		32	32	52,5	75,6

Tab.3: Características del interruptor de caja moldeada.

6.10. Equipo de medida.

La instalación contará con un equipo de medida situado en la fachada del edificio, el módulo será tipo armario de doble aislamiento, el contador será del tipo bidireccional trifásico multifunción de la clase 1. El tipo de envolvente es C.P.M. 2-D4 sin bases portafusibles.

6.11. Caseta del inversor

La caseta del inversor se ubica en la primera planta del edificio y esta destinada a albergar el inversor, el cuadro de protecciones de corriente alterna, la caja de registro de tierras. La caseta será construida de mampostería y tendrá puesta con rejilla inferior para ventilación y rejilla interior en parte superior para evacuación natural de aire. En la figura siguiente se refleja un croquis con los detalles de distribución de elementos de la misma.



Fig. 9: Detalle caseta del inversor

6.12. Producción esperada.

A continuación se presentan los datos de producción anual estimados en el emplazamiento de esta instalación. La base de datos PVGIS nos aporta los valores medios mensuales de la irradiación global media diaria, G_{da} (0°,34°), en el plano del generador para la inclinación óptima (34°) en la localidad de Jerez de los Caballeros (Badajoz) y también la temperatura media diaria, (T_d), siendo los siguientes:

Mes	G _{da} (0°,0°)	G _{da} (0°,34°)	β _{opt} (°)	T _d (°C)
Ene	2260	3750	62	10.4
Feb	3290	4870	55	12.0
Mar	4600	5700	41	15.4
Abr	5620	6010	25	17.2
Mayo	6630	6350	11	20.7
Jun	7860	7090	3	25.8
Jul	8100	7490	8	27.9
Ago	7110	7290	20	28.0
Sep	5360	6390	36	24.4
Oct	3780	5280	51	20.1
Nov	2610	4250	61	14.5
Dic	2070	3550	64	11.3
Año	4950	5670	34	19.0

Tab. 4: Datos de irradiancia de PVGIS

La producción eléctrica anual se estima en:

$$E = 29.574 \text{ kWh} * \text{año}^{-1}$$

6.13. Perdidas del sistema.

Podemos considerar las pérdidas por sombreado despreciables a lo largo del año, ya que se ha diseñado el generador fotovoltaico con la distribución de módulos adecuadas para evitar autosombreados y sombreado por el peto de 1 m de la azotea del edificio dos horas antes y después del medio día solar del solsticio de invierno, siendo este el día más desfavorable del año.

De la superficie inicial parte considerable de la misma no es aprovechable, pero debemos considerar que la mayoría de la superficie no utilizada hubiera sido necesaria utilizarla como espacios útiles para mantenimiento de la instalación, por otra parte es imposible de aprovechar pues el autosombreado de los módulos colocados sobre una misma superficie plana es solo solventado mediante distancias.

Una posible solución para evitar el sombreado del peto hubiera sido elevar todas las filas de paneles pero esto puede suponer un coste elevado en estructuras soporte y además un impacto visual para una zona de la interés cultural (edificio rodeado del murallas y castillos templarios).

6.14. Monitorización.

La instalación no contará con sistema de monitorización externo pero nuestro inversor dispone de un datalogger para almacenamiento de datos hasta tres meses, esta comunicación puede hacerse desde PC remoto GSM/GPRS mediante módem o pudiendo visualizarse en la pantalla LCD del propio inversor.

7. Conclusión

La presente propuesta técnica pretende el diseño de una instalación fotovoltaica conectada a red para el aprovechamiento energético de la azotea de un edificio público. Se han dejado fuera del presente trabajo dos cuestiones tan importantes como son los aspectos legales y tramitaciones y la evaluación económica. , son aspectos cambiantes y que hay que abordar en el momento exacto de decidir realizar una instalación. Se han dejado fuera debidos a la derogación de los últimos decretos donde se marcaba los distintos incentivos por inyección de energía fotovoltaica a la red. Así, el trabajo se centra únicamente en los aspectos técnicos de la instalación considerada.

JUAN FERNANDO POZO MARTINEZ

Noviembre 2013
Fdo. Ingeniero Técnico Industrial

ANEXO DE CÁLCULOS

1.1. Datos de partida para el dimensionado.

Nuestro generador fotovoltaico está situado en el sur de la provincia de Badajoz, según los siguientes datos del SIGPAC:

Latitud:	38° 19' 9.68" N
Longitud:	6° 46' 13.43" W
Huso UTM:	29
Coordenada X:	694912.81 m
Coordenada Y:	4243601.39 m

Tab 1: Coordenadas situación

La inclinación óptima para nuestros módulos es de 34° según fuente de datos de PVGIS. El tipo de módulo elegido para constituir el generador fotovoltaico es de la marca Atersa modelo A-150P de las siguientes características:

Características eléctricas (STC: 1kW/m ² , 25°C±2°C y AM 1,5)*	
A-150P	
Potencia Nominal (±5%)	150 W
Eficiencia del módulo	15,42%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,41 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	17,84 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,69 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	22,60 V
Parámetros térmicos	
Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C
Características físicas	
Dimensiones (mm ± 2mm)	1476x659x35
Peso (kg)	11,9
Área (m ²)	0,97
Tipo de célula	Policristalina 156x156mm (6 pulgadas)
Células en serie	36 (4x9)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 3,2mm
Marco	Aleación de aluminio pintado en poliéster
Caja de conexiones / Opcional	QUAD IP54 / QUAD IP65

Tab 2: Características técnicas del módulo A-150P de Atersa.

La zona de instalación del generador es una azotea de forma rectangular de 11 m de ancho por 46 m de largo. El área disponible será aproximadamente de 506 m². La azotea tiene un metro de peto en todo su perímetro y la inclinación del lado mayor de la misma respecto al Sur es de 35°.

1.2. Estimación de la potencia pico del generador fotovoltaico.

Los módulos fotovoltaicos a emplear son determinantes del dimensionado del resto de componentes. Una primera estimación del área necesaria para la ubicación del generador fotovoltaico consiste en

utilizar los valores de la siguiente tabla, que proporciona la superficie aproximada requerida para la instalación de 1 kWp de módulos instalados en España sobre terrenos o cubiertas horizontales, con orientación e inclinación óptimas, de forma que no exista autosombreado (fuente: apuntes UNIA).

Tecnología	Superficie (m ²)
Silicio mono y policristalino	14
Diseleniuro de indio cúprico (CIS)	16
Telururo de Cadmio (CdTe)	18
Silicio amorfo	26

Tab. 3 Superficie por kWp.

Para evitar el autosombreado se considera que las filas de módulos estarán separadas de forma que no proyecten sombras unas sobre otras durante tres horas antes y después del mediodía del solsticio de invierno, día del año cuando la altura solar es más baja. Para nuestra instalación disponemos de una azotea de 11 m de ancho por 46 m de largo de forma rectangular, el área disponible será aproximadamente de 506 m². El límite teórico del GFV que admitiría la terraza usando módulos de la tecnología de silicio policristalino es de

$$1 \text{ kWp} \times 506\text{m}^2/14\text{m}^2 = 36 \text{ kWp.}$$

1.3. Determinación de la potencia pico del generador fotovoltaico.

Aunque la estimación empleada anteriormente puede considerarse correcta, se considera conveniente determinar la potencia del generador teniendo en cuenta otras condiciones en nuestro edificio, que son el peto de 1 metro que rodea la azotea y la inclinación de 35 ° respecto al sur. Para ello usamos una programa de diseño 3D (Google SketchUp 8) para simular la colocación de los módulos sobre la azotea, determinando según el Anexo III del Pliego de Condiciones del I.D.A.E la distancia mínima entre módulos y la distancia mínima entre peto y módulos de la primera fila para evitar el autosombreado garantizando un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía solar del solsticio de invierno, es decir, en nuestro caso medio día solar en la situación de la instalación objeto del trabajo coincide aproximadamente en el solsticio de invierno con las 12:30 de la hora solar, por lo tanto debe garantizar la ausencia de sombreado desde las 10:30 a las 14:30 aproximadamente.

1.3.1. Distancias mínimas para evitar el autosombreado según Pliego Condiciones del I.D.A.E.

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

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

donde $k = \tan (61^\circ - \text{latitud})$ es un coeficiente adimensional.

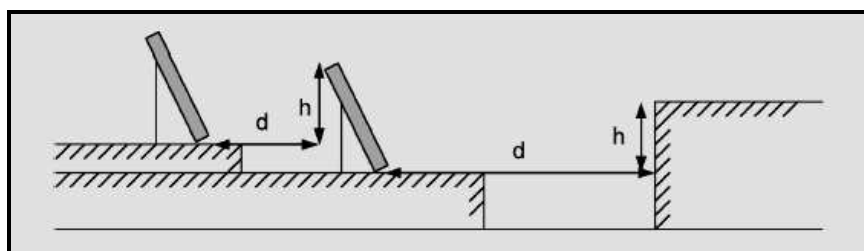


Fig.1 Detalle aclaración fórmula.

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos. En nuestra instalación todos los módulos se encuentran al mismo nivel del suelo de la azotea.

Para la latitud de la zona de la instalación (latitud 38° N) tenemos el coeficiente k :

$$k = \tan(61^\circ - \text{latitud}) = \tan(61^\circ - 38^\circ) = 0,4245$$

Las distancias mínimas a tener en cuenta entre peto y primera línea de paneles y entre fila de paneles será:

$$D_{\text{peto-paneles}} = h / \tan(61^\circ - \text{latitud}) = 1 \text{ m} / 0,4245 = 2,356 \text{ m}$$

$$D_{\text{paneles-paneles}} = h / \tan(61^\circ - \text{latitud}) = 0,37 \text{ m} / 0,4245 = 0,872 \text{ m}$$

1.3.2. Simulación mediante software 3D para verificar la ausencia de sombreado.

Mediante el programa Sketchup Pro de Google se puede realizar un estudio de las sombras sobre los edificios en tiempo real y sin error apreciable. Este programa permite realizar el edificio en 3D, configurar su orientación respecto al norte solar, situar el edificio con google Map en su situación real y por lo tanto hacer un estudio de sombras sobre cualquier edificio situado en cualquier parte del mundo con bastante precisión. El programa utiliza una herramienta de sombras que te permite variar la hora de la sombra y la fecha en tiempo real, observando que parte de los paneles queda sombreado por ejemplo 2 h antes y después del medio día solar del solsticio de invierno (consideración de formulas del I.D.A.E). En la localización de nuestra instalación, el mediodía solar se da en el solsticio de invierno a las 12:30H, muy próximo a la hora del medio día del horario oficial.

Valores para coordenadas: Latitud [N]:		38		Longitud [E]:		6	
Horas	Posición del Sol		Datos diarios				
Oficial	12:01:16	Longitud geográfica [deg]	14.22	Periodo de insolación	de 09:21:36		
UTC	11:01:16	Declinación [deg]	-23.44	Máxima elevación [deg]	28.56		
Civil	11:25:16	Ascensión Recta	17:58:42	Alba	07:53:20		
Solar	11:27:08	Longitud eclíptica [deg]	269.7	Mediodía	12:34:08		

Tab. 4 Hora correspondiente al medio día solar

Realizaremos el estudio de sombras sobre los paneles separando estos aproximadamente 1 m entre línea de paneles, distancia un poco superior a la calculada mediante las indicaciones del pliego de condiciones del I.D.A.E (0,872 m). De igual forma la separación entre la primera fila de paneles y el peto de la azotea será de 2,5 m (> 2,356 m). Los paneles están orientados al Sur y por lo tanto con una inclinación respecto al lado lateral mayor del edificio es de 55° (desviación del edificio respecto al Sur). Tienen una elevación óptima de 34° (según PVGIS). La Fig.2 muestra un detalle de las distancias de separación entre módulos y filas de módulos y peto frontal y lateral.

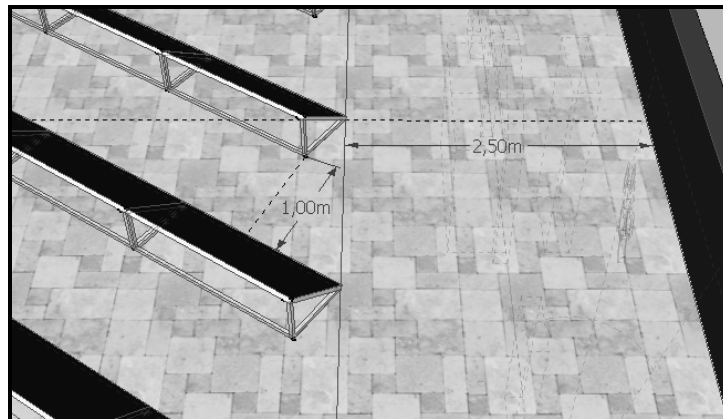


Fig. 2: Detalle de distancias en planta de la azotea del edificio.

Realizaremos un estudio de las sombras mediante el software citado anteriormente en las siguientes horas:

Solsticio de invierno 21/diciembre 2013 Situación: 38,32N 6,77O	Sombras 10:30	Figura 3
	Sombras 12:30	Figura 4
	Sombras 14:30	Figura 5

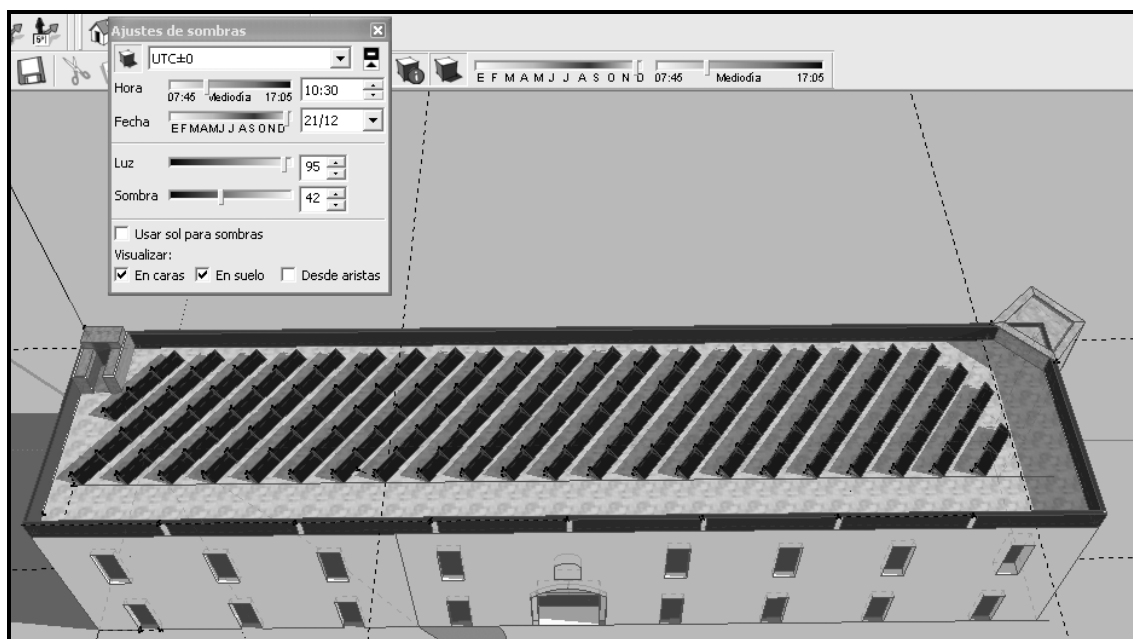


Fig. 3 : 10:30 Solsticio de Invierno en Jerez de los Caballeros

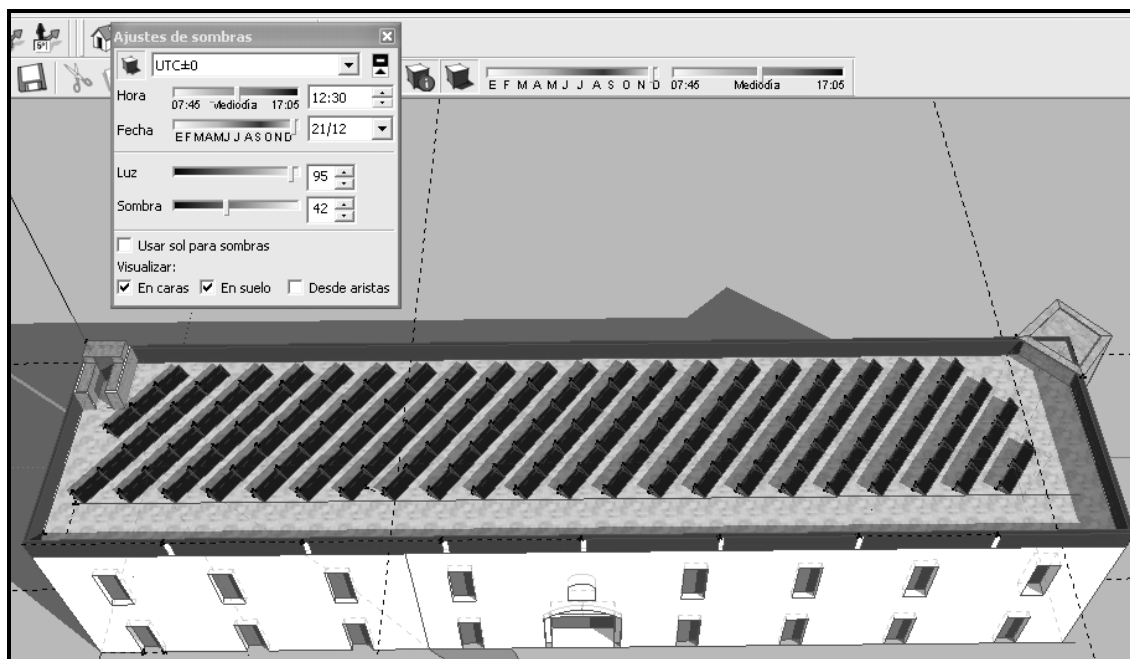


Fig. 4 : 12:30 Solsticio de Invierno en Jerez de los Caballeros

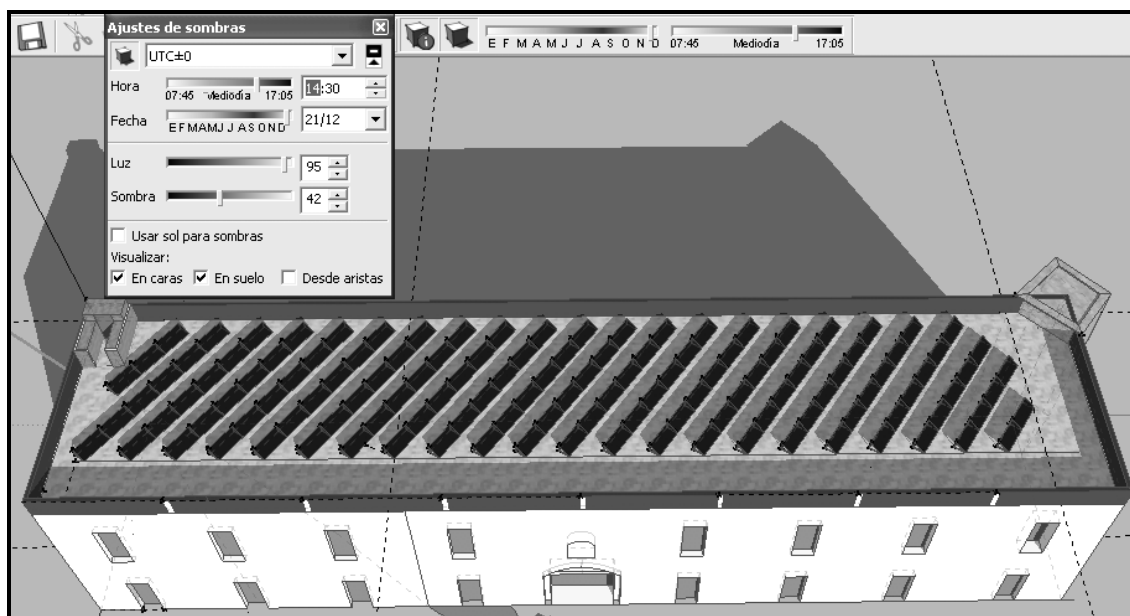


Fig.5 : 14:30 Solsticio de Invierno en Jerez de los Caballeros

Como se observa en las figuras 3, 4 y 5 no existe sombreado sobre el generador fotovoltaico. Con esta distribución de módulos tenemos un generador constituido por 128 módulos de 150Wp de la marca Atersa y modelo A-150P , colocados de forma apaisada para disminuir el sombreado entre módulos, lo que supone un generador fotovoltaico de 19.200Wp de potencia. Esta colocación evita el autosombreado dos horas entorno al medio día solar del solsticio de invierno y por lo tanto durante el resto del año.

$$P_{GFV, M, STM} (Wp) = 19.200 Wp$$

1.4. Estimación de la producción eléctrica anual

Para calcular la producción eléctrica anual de una instalación fotovoltaica conectada a la red es fundamental conocer la irradiación solar en el plano correspondiente al generador fotovoltaico, el factor de rendimiento del sistema o *performance ratio* (en inglés, *PR*) y la potencia nominal del generador en cuestión. La estimación de la energía eléctrica generada durante un año por un SFCR en un determinado enclave viene dada por la siguiente ecuación:

$$E_{FV} = P_{GFV,M,STM} \times G_{da}(\alpha, \beta) \times PR \times 365$$

donde:

EFV = Energía eléctrica de origen solar generada (kWh·año-1)

PGFV,M,STC = Potencia nominal del generador fotovoltaico o potencia máxima del generador en condiciones estándar de medida (CEM), definidas por una irradiancia incidente *G_{STC}* igual a 1000 W·m⁻² con distribución espectral AM1,5G (según estándar IEC 60904-3) y una temperatura de célula *T_c* igual a 25°C (kWp).

G_{da}(α,β) = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre la superficie del generador (kWh·m⁻² día⁻¹)

PR = factor de rendimiento (adimensional)

La irradiación recibida por el generador depende de la orientación, inclinación y de la localización geográfica del generador fotovoltaico. La orientación se halla determinada por el acimut y la inclinación del generador fotovoltaico queda determinada por el ángulo, definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal.

A menudo, los atlas de radiación solar suelen proporcionar únicamente los valores medios anuales (*G_{da}(α,β)*) y/o mensuales (*G_{dm}(α,β)*) de la irradiación diaria sobre superficie horizontal. En caso de una superficie arbitrariamente orientada, *G_{da}(α,β)* puede ser obtenido muy aproximadamente para España –exceptuando el Archipiélago Canario, en donde habría que proceder a una corrección (en función de su latitud) según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red redactado por el IDAE- utilizando la gráfica representada en la Fig. 6 de este anexo.

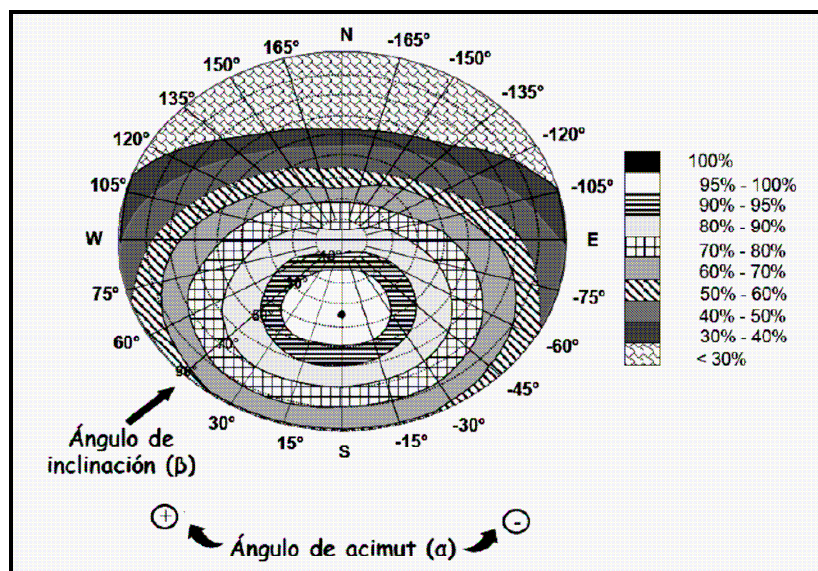


Fig.6: Fuente Pliego condiciones del I.D.A.E.

Nuestra instalación, orientada al sur 0° y con inclinación óptima de 34°, corresponde a intervalo porcentual de 95-100 respecto a la radiación horizontal.

El factor de rendimiento o *PR*, se encuentra comprendido entre 0 y 1, pudiendo ser obtenido su valor ideal muy aproximadamente para España utilizando la gráfica representada en la Fig 7 de este anexo.

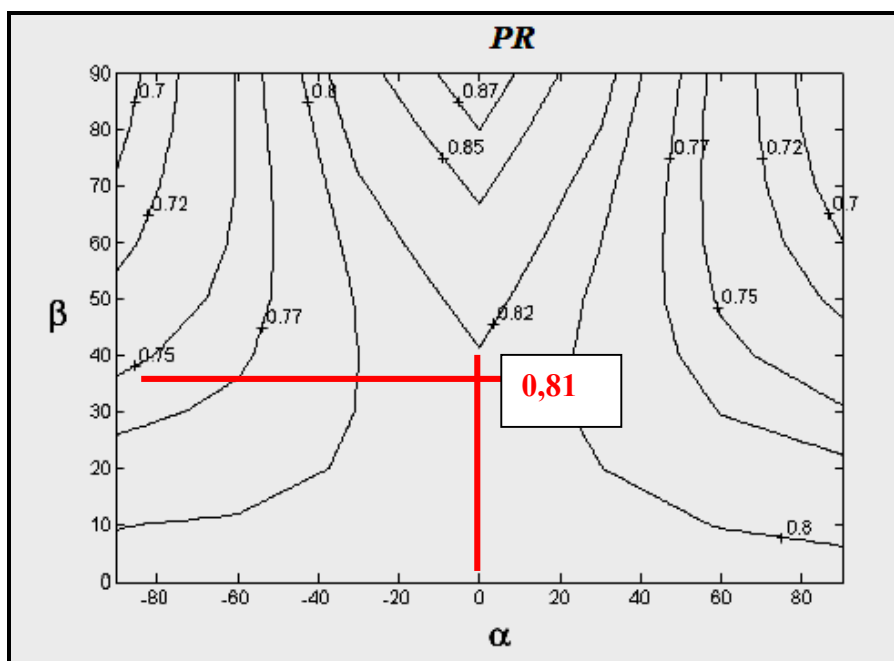


Fig.7: Valores del PR.

Sin embargo, las pérdidas debidas a caídas de tensión en los cables, desacoplos en módulos (*mismatch*, en inglés), sombreados, desconexiones del inversor, etc. aconsejan utilizar valores para PR más realistas comprendidos entre 0,70 y 0,85 para SFCR cuyo generador posea una orientación óptima o cercana a ésta. El valor del PR deducido de la Fig 6 esta situado en torno al 0,81.

$$PR = 0,81$$

La base de datos PVGIS nos aporta los valores medios mensuales de la irradiación global media diaria, G_{da} (0°,34°), en el plano del generador para la inclinación óptima (34°) en la localidad de Jerez de los Caballeros (Badajoz) y también la temperatura media diaria, (T_d), siendo los siguientes:

Mes	G _{da} (0°,0°)	G _{da} (0°,34°)	β _{opt} (°)	T _d (°C)
Ene	2260	3750	62	10.4
Feb	3290	4870	55	12.0
Mar	4600	5700	41	15.4
Abr	5620	6010	25	17.2
Mayo	6630	6350	11	20.7
Jun	7860	7090	3	25.8
Jul	8100	7490	8	27.9
Ago	7110	7290	20	28.0
Sep	5360	6390	36	24.4
Oct	3780	5280	51	20.1
Nov	2610	4250	61	14.5
Dic	2070	3550	64	11.3
Año	4950	5670	34	19.0

Tab. 5: Datos de irradiancia de PVGIS

$$E_{FV} = P_{GFV,M,STM} \times G_{da}(\alpha, \beta) \times PR \times 365$$

$$G_{da}(0^\circ, 34^\circ) = G_{da}(0) / 0,95 = 5,21 \text{ kWh/ m}^2 \text{ día}^{-1}$$

Teniendo en cuenta que el porcentaje elegido es el menor posible según el gráfico de la Fig. 6, podemos considerar que estos cálculos coinciden bastante con los datos aportados por PVGIS (5,67 kWh/ m² día⁻¹). La producción eléctrica anual se estima en:

$$EFV = 19,2 \text{ kWp} \times 5,21 \text{ kWh/ m}^2 \text{ día}^{-1} \times 0,81 \times 365 \text{ días/año} = 29.574 \text{ kWh} \cdot \text{año}^{-1}$$

1.5. Dimensionado del inversor.

Para dimensionar la potencia de entrada nominal que puede admitir el inversor $P_{INV,DC}$, resulta de utilidad definir el factor de dimensionado, F_S , como:

$$F_S = \frac{P_{INV,DC}}{P_{GFV,M,STC}}$$

Debemos tener en cuenta que en los climas soleados propios del sur de Europa hacen que una gran parte de la energía DC a la entrada del inversor se genere a niveles altos de irradiancia, lo que se corresponde con potencias del campo fotovoltaico, $P_{GFV,M,r}$ próximas y a veces un poco superiores a $P_{GFV,M,STC}$ (poco habitual). A fin de no sobrecargar el inversor, se recurre a escoger éste de modo que $0,8 \cdot P_{GFV,M,STC} \leq P_{INV,DC} \leq P_{GFV,M,STC}$, o si se prefiere, $0,8 \leq F_S \leq 1$.

Buscando en catálogos comerciales elegimos un inversor de la marca Ingecon, modelo IngeconSun 15 Smart. La $P_{INV,DC}$ debe ser tal que mantenga nuestro F_S dentro del rango recomendable. La mayoría de los fabricantes no aportan este dato, pero teniendo en cuenta que los inversores actuales tienen una eficiencia por encima del 95 %, podemos considerar que $P_{INV,DC} = P_{INV,AC} / 0,95 = 15790 \text{ W}$, siendo nuestro F_S :

$$F_S = \frac{P_{INV,DC}}{P_{GFV,M,STC}} = \frac{15790}{19200} = 0,822$$

Podemos considerar por tanto que el inversor elegido es idóneo desde el punto de vista de la potencia de entrada del mismo, por estar dentro del rango de F_S recomendado.

El inversor escogido por tanto para esta instalación es de la marca Ingecon y modelo IngeconSun 15. Su potencia nominal de salida es de 15 kW. La salida en alterna es trifásica (400V/50 Hz), y su rendimiento europeo confirmado por el fabricante es del 93,8%.

Modelo	IngecorSun 10	IngecorSun 12,5	IngecorSun 15
Valores de Entrada (DC)			
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	11 - 13 kWp	13 - 16 kWp	16 - 20 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V
Tensión máxima DC ⁽²⁾	900 V	900 V	900 V
Corriente máxima DC	26 A	32 A	39 A
Nº entradas DC	8	8	8
MPPT	1	1	1
Valores de Salida (AC)			
Potencia nominal AC modo HT ⁽³⁾	10 kW	12,5 kW	15 kW
Potencia máxima AC modo HP ⁽⁴⁾	11 kW	13 kW	16 kW
Corriente máxima AC	19 A	22 A	23 A
Tensión nominal AC	400 V	400 V	400 V
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi ⁽⁵⁾	1	1	1
Regulación Coseno Phi	±0,9 a Pnom	±0,9 a Pnom	±0,9 a Pnom
THD ⁽⁶⁾	<3%	<3%	<3%
Rendimiento			
Eficiencia máxima	94,90%	94,90%	94,90%
Euroeficiencia	93,31%	93,50%	93,80%

Tab. 6: Características técnicas del inversor

1.6. Dimensionado del generador. Comprobación de límites de tensión e intensidad admisibles por el inversor.

Se utiliza la configuración de inversor central. A continuación vamos a determinar la configuración del generador (Nms y Nmp), es decir, el número de ramas y módulos en serie por rama.

$$P_{MOD,M,STC} = 150Wp$$

$$P_{GFV,M,STC} = 19,2kWp$$

Para ver el número de módulos totales del generador utilizamos la expresión:

$$N = \text{Int} \left[\frac{P_{GFV,M,STC}}{P_{MOD,M,STC}} \right]$$

$$N = \text{int} [19200 / 150] = 128 \text{ módulos}$$

La **entrada del inversor esta limitada por la tensión** de entrada mínima que se considera para una temperatura de 70°C y la tensión de entrada máxima que se da a -10°C. El fabricante del módulo elegido proporciona la variación de tensión de circuito abierto del módulo con la temperatura (coeficiente térmico):

$$\text{Coef,V} = - 0,32 \% / C^{\circ}$$

La tensión disminuye el 0,32% cada vez que aumenta la temperatura de la célula 1 °C. Considerando los incrementos de temperatura siguientes (STM → Tc = 25 °C):

$$\Delta T_{70} = 70 - 25 = 45 \text{ °C}$$

$$\Delta T_{-10} = 25 - (-10) = 35 \text{ °C}$$

Tenemos los valores de tensión máximo y mínimos para el módulo fotovoltaico elegido en función de la temperatura:

$$V_{MOD,M}(T_c=70^\circ\text{C}) = V_{MOD,STM}(T_c=25^\circ\text{C}) - (0,0032 \times 17,84 \text{ V} \times \Delta T_{70}) = 17,84\text{V} - 2,568\text{V} = 15,27 \text{ V}$$

$$\underline{V_{MOD,M}(T_c=70^\circ\text{C}) = 15,27\text{V}}$$

$$V_{MOD,OC}(T_c=-10^\circ\text{C}) = V_{MOD,OC,STM}(T_c=25^\circ\text{C}) + (0,0032 \times 22,60 \text{ V} \times \Delta T_{-10}) = 22,60\text{V} + 2,53\text{V} = 25,13 \text{ V}$$

$$\underline{V_{MOD,OC}(T_c=-10^\circ\text{C}) = 25,13 \text{ V}}$$

Nuestro inversor tiene un rango de tensión de entrada para seguir el PMM de $V_{min} = 405\text{V}$ y $V_{max} = 750 \text{ V}$. La máxima tensión DC de entrada del inversor es de 900V. Para ver el número de módulos en serie máximo tenemos:

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC}(T_c=-10^\circ\text{C})} \right]$$

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{int} [900 / 25,13] = 35 \text{ módulos}$$

Para ver el número de módulos serie mínimo tenemos:

$$\text{mín}(N_{ms}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,M}(T_c=70^\circ\text{C})} \right] + 1$$

$$\text{mín}(N_{ms}) = \text{int} [405 / 15,27] + 1 = 27 \text{ módulos}$$

Si elegimos 32 módulos serie, el número de ramas en paralelo será:

$$N_p = N / N_{ms} = 128 / 32 = 4 \text{ ramas}$$

Con esta configuración del generador ($N_{ms} = 32$, $N_{mp} = 4$), limitamos las tensiones de entrada del inversor al rango de valores que nos indica el fabricante.

El inversor debe soportar la corriente máxima que suministra el generador fotovoltaico, es decir la corriente máxima que genera no debe sobrepasar la corriente de entrada del inversor ($I_{INV,M,DC} = 39 \text{ A}$) Una rama esta formada por 32 módulos en serie. La corriente $I_{MOD,SC,STC}$ para el módulo elegido es de 8,69 A, siendo la corriente suministrada por el generador de 34,76 A.

$$N_{mp} I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC}$$

$$4 \times 8,69\text{A} \leq 39 \text{ A} \rightarrow \text{Inversor válido}$$

1.7. Cálculo de las secciones de las líneas de corriente continua.

Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo.

$$1,25 \times I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \times 8,69 = 10,86A$$

Idéntica consideración cabe tener en cuenta con el cable principal en continua respecto de la intensidad de cortocircuito en CEM de todo el generador fotovoltaico, en este caso.

$$1,25 \times N_{ramas} \times I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \times 4 \times 8,69 = 43,45 A$$

La máxima intensidad admisible por un cable depende de la sección del conductor, temperatura ambiente si aquél no se encuentra enterrado, temperatura del terreno si es que lo está, método de instalación, etc. La tabla V de especificación AENOR EA 0038 proporciona dichos valores máximos para el caso de cables de rama y para los cables de instalación entre caja de conexión DC y el inversor (cable principal DC) bajo ciertas condiciones.

Tabla V. Máxima intensidad admisible de cables de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos en función de la sección del conductor (Fuente: especificación AENOR EA 0038)			
Sección (mm ²)	Tipo de instalación		
	Al aire 60°C (A)	Sobre superficie (A)	Adyacente a superficies (A)
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

Tab. 7: Intensidades máximas admisibles de cables en circuitos fotovoltaicos

Las secciones que se determinan por el criterio de calentamiento son de 1,5 mm² para las ramas y de 4 mm² tramo caja DC –inversor. Estas están condicionadas por el criterio de caída de tensión que aplicaremos seguidamente y por otras consideraciones técnicas y por ciertos materiales de fabricantes.

Criterio de caída de tensión permisible en el cable

Atendiendo al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión en CEM en la parte de continua no supere el 1,5%. A fin de calcular la sección mínima (S_{m,rama}, en mm²) en función de la caída de tensión (V_{rama}, en tanto por uno) en continua se utiliza la siguiente expresión para una rama de módulos de longitud simple de cable L_{rama} (m):

$$S_{m,rama} = \frac{2 \cdot L_{rama} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{rama} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma}$$

Para la línea principal (caja DC – inversor) la expresión será:

$$S_{m,princ} = \frac{2 \cdot L_{princ} \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{princ} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma}$$

La conductividad es σ , que para el caso del cobre es igual a $56 \text{ m} \cdot \Omega^{-1} \cdot \text{mm}^{-2}$. El producto $N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC}$ representa la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico.

Calculamos el tramo "módulos - caja de continua", realizaremos el cálculo para el caso mas desfavorable y considerando una caída de tensión del 1 % en este tramo, por tanto nos iremos a la que tiene mayor longitud 50m aproximadamente dejando un cierto juego para el montaje:

$$S_{m,rama} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 8,69}{0,01 \cdot 32 \cdot 17,84 \cdot 56} = 2,72 \text{mm}^2 \rightarrow S_{comercial} = 4 \text{mm}^2$$

El cable de 4mm^2 , soporta 52 A según la tabla V (Tab. 4 del texto) cumpliendo tanto por caída de tensión como intensidad máxima y además coincide con la sección mínima que se tiende a instalar, la denominación de este conductor es ZZ-F (AS), corriente asignada 1,8 kV c.c, según la especificación AENOR EA 0038.

$$S_{\text{módulo - caja DC}} = 4 \text{ mm}^2$$

Calculamos el tramo caja de continua - inversor, Este tramo lo denominamos línea principal siendo la caída de tensión asignada de 0,5 % y la longitud entre la caja de DC y el inversor de unos 8 m, siendo:

$$S_{m,rama} = \frac{2 \cdot 8 \cdot 4 \cdot 8,64}{0,005 \cdot 32 \cdot 17,84 \cdot 56} = 3,46 \text{mm}^2 \rightarrow S_{comercial} = 4 \text{mm}^2$$

Por otro lado, la especificación AENOR EA 0038, en su sección 4.4.1 impone una sección mínima de conductor de 16 mm^2 para el cable que une la caja de conexión continua DC con el inversor.

El cable de 16mm^2 , que soporta según la tabla V una intensidad de 107 A (adyacente a superficie) y cumpliendo tanto por caída de tensión como intensidad máxima, será la sección comercial adoptada, la denominación de este conductor es XZ-K (AS), corriente asignada 1,8 kV c.c, según la especificación AENOR EA 0038.

$$S_{\text{caja DC - Inversor}} = 16 \text{ mm}^2$$

1.8. Cálculo de las protecciones en la red de corriente continua.

Sobretensiones

Nuestro sistema en vacío, en la parte de cc tenemos una tensión de:

$$V_{oc,G,STM} = N_{ms} \times V_{oc,M,STM} = 32 \cdot 22,6 = 723,2 \text{V}$$

La protección de sobretensión será superior a esa tensión de vacío. Para ello utilizaremos protectores contra sobretensiones de la clase 2, de la marca Gave donde a continuación se muestra esquema y características.

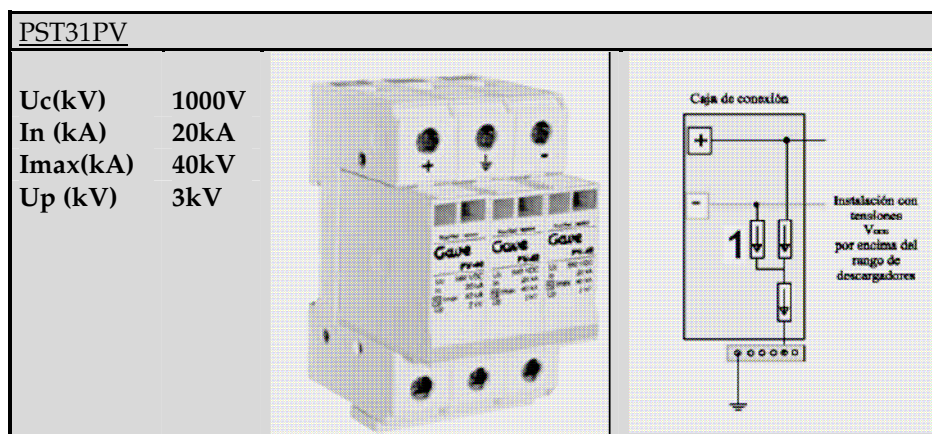


Fig. 8 Descargadores de sobretensión y características

Se utilizará un tercer descargador para estos valores, puesto que es mayor de 600V. Como no disponemos de protección externa la corriente de descarga no será inferior a 10kA, en nuestro caso 40kA, estas sobretensiones estarán situados en la caja de continua y justo a la entrada del inversor en la caja de conexión del inversor.

Fusibles

Un criterio muy extendido supone escoger la intensidad asignada del fusible – también denominada intensidad nominal del fusible - (I_n) de forma que:

$$I_{MOD,SC,STC} \leq I_n \leq 2 \cdot I_{MOD,SC,STC}$$

Para nuestros cálculos aplicaremos expresión siguiente:

$$1,5 \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_n \leq 2 \cdot I_{MOD,SC,STC}$$

$$1,5 \cdot 8,69 \leq I_n \leq 2 \cdot 8,69$$

$$13 \leq I_n \leq 17,3$$

El escalón comercial único admisible es de 16 A y será de tipo gR. (gR 10 x 38mm de 16A 1000VDC) . Estos fusibles se ubican dentro de la caja de continua, en serie con cada cable de rama de módulos que es asociada en esta caja.

Los fusibles empleados han de estar diseñados para intensidad continua y deben ser capaces de soportar 1,1 veces la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico en CEM, comprobándose como sigue:

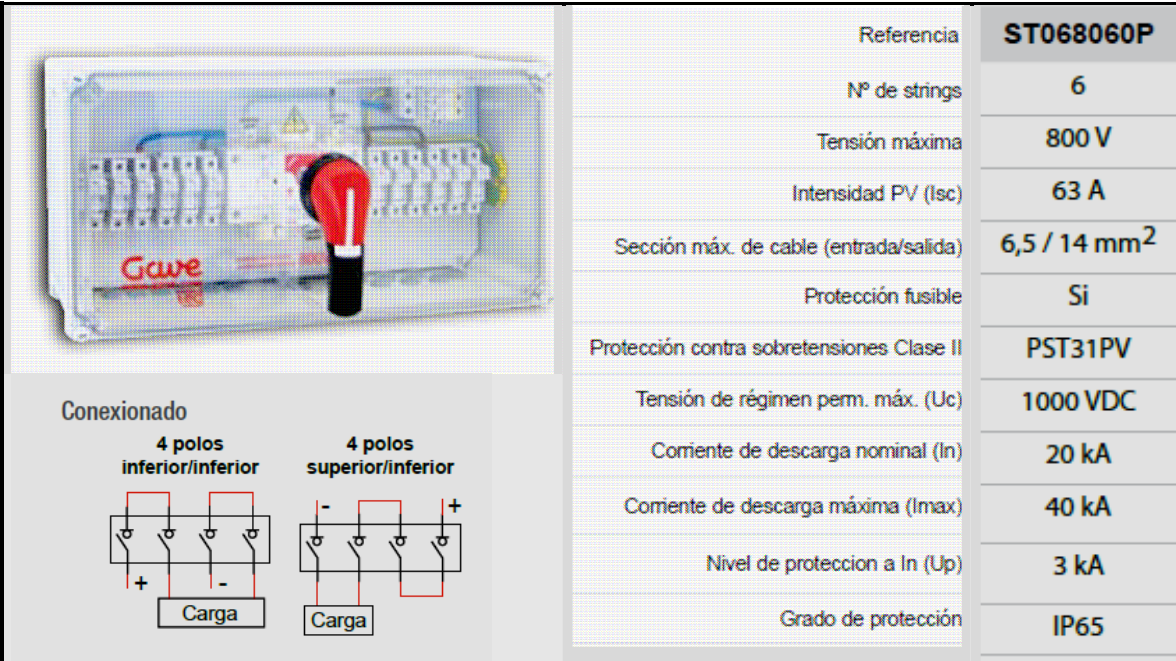
$$1000V_{DC} > 1,1 \times N_{ms} \times V_{MOD,OC,STC} = 795,52V \text{ (Válido)}$$

Interruptor principal de continua

A la salida de la caja de conexión es obligatoria la instalación de un interruptor principal en continua entre el generador fotovoltaico y el inversor de acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712. Este interruptor ha de ser capaz de soportar tanto la tensión del generador para una temperatura de célula igual a $-10^\circ C$ como 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico ($1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC}$):

$$I_n \geq 1,25 \times N_{mp} \times I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \times 4 \times 8,69 = 43,45 A$$

$$V_{INTERRUPTOR} \geq V_{GVF,OC(TC=-10^\circ C)} = 723,2 + (723,2 \times 0,0032 \times 35) = 804,2V$$



Referencia	ST068060P
Nº de strings	6
Tensión máxima	800 V
Intensidad PV (Isc)	63 A
Sección máx. de cable (entrada/salida)	6,5 / 14 mm²
Protección fusible	Si
Protección contra sobretensiones Clase II	PST31PV
Tensión de régimen perm. máx. (Uc)	1000 VDC
Corriente de descarga nominal (In)	20 kA
Corriente de descarga máxima (Imax)	40 kA
Nivel de protección a In (Up)	3 kA
Grado de protección	IP65

Conexionado

4 polos inferior/inferior 4 polos superior/inferior

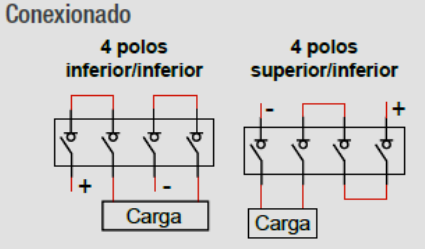
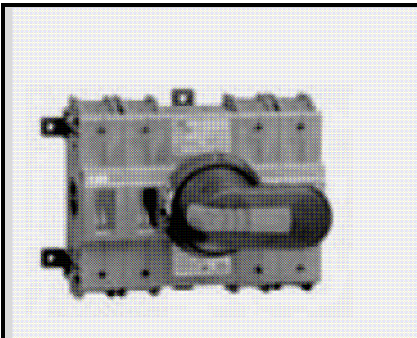


Fig. 9 Características de interruptor general de continua

Se optará por un interruptor seccionador GAVE modelo 55DC4014 de categoría de empleo DC-22, de dos polos con una intensidad nominal de 63A, capaz de soportar una tensión de régimen permanente máxima de 1000VDC y de tensión nominal de funcionamiento de 800V, con una capacidad de corte de 3kA. Este interruptor estará alojado en una caja de conexión en continua ST068060P con capacidad para asociar hasta 6 ramas en paralelo y con protección de sobretensiones clase II.

Interruptor seccionador

Este interruptor se dispondrá a la entrada del inversor. Se optará por un interruptor seccionador ABB modelo OS63B22 de 63 A de corriente asignada de servicio y 1000VDC de tensión máxima de servicio.



Tipo	Tensión máx. DC	Corriente asignada de servicio DC-21 A
OT16E8	750	16
OT25E8		25
OT32E8		32
OT160E4		160
OT200E23P	800	200
OT250E23P		250
OT315E23P		315
OT400E23P		400
OS63B22N1*	1000	63

Fig. 10: Características de interruptor seccionador

1.9. Cálculo de las secciones de las líneas de corriente alterna.

Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

El cable de alterna debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal a la salida del inversor. Dicha intensidad nominal del inversor se deduce de la potencia y tensión alterna nominales del inversor:

$$I_{INV,AC} = \frac{P_{N,INV}}{\sqrt{3} \times V_{N,INV}} = \frac{15000W}{\sqrt{3} \times 400V} = 21,65 A$$

$$1,25 \times I_{INV,AC} = 27,06 A$$

El tramo de línea de corriente alterna va desde el cuarto del inversor hasta el CT de Endesa donde está se situará la Caja General de Protección para la inyección de energía eléctrica a la red desde nuestro sistema. Este recorrido tiene dos tramos, el primero con cableado multiconductor bajo tubo en montaje superficial y un segundo tramo bajo tubo enterrado (ITC BT 07). Para determinar la sección del cableado aplicamos la situación más desfavorable que en este caso es el segundo tramo (bajo tubo enterrado).

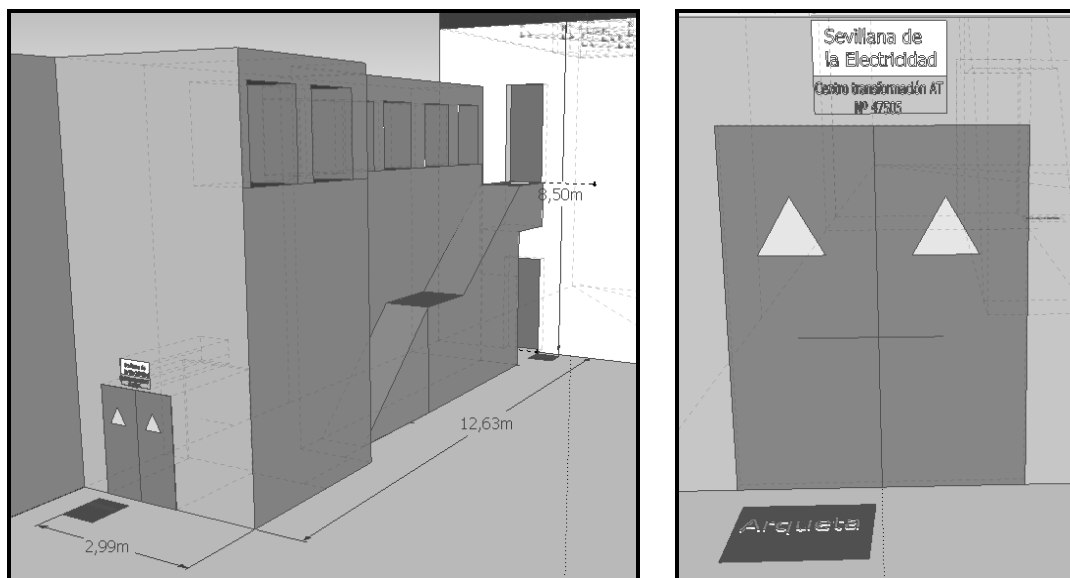


Fig. 11: Detalle de punto de conexión a red. CT nº 47575 de Sevillana-Endesa

En la tabla VI (Tab. 5), el cable con sección 6 mm² admite 66 A, no obstante esta intensidad de tabla debe ser corregida por factores (Fc: factores de corrección) que tienen en cuenta la profundidad (tabla 9 REBT ITC BT 07), temperatura (tabla 6 ITC BT 07) y el tipo de montaje (cables multiconductores bajo el mismo tubo enterrado), siendo la intensidad máxima admisible del conductor de 6 mm² la siguiente:

$$I_z = 66 A \times Fc(T = 40^\circ C) \times Fc(bajotubo) \times Fc(0,6m)$$

$$I_z = 66 A \times 0,88 \times 0,8 \times 1,01 = 46,92 A > 1,25 \times I_{INV,AC}$$

Tabla VI. Máxima intensidad admisible de cables tripolares enterrados en función de la sección del conductor (Cu) para una temperatura del terreno de 25°C y una profundidad de los cables de 0,70 m
 (Fuente: RBT ITC-BT-07)

Sección (mm ²)	Intensidad admisible (A)
6	66
10	88
16	115
25	150
35	180
50	215
70	260
95	310
120	355

Tab. 8: Máximas intensidades admisibles de los cables ITC BT 07

Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable

El inversor es trifásico con un cos > 0,95; este último se supondrá igual a la unidad (caso más desfavorable). La caída máxima permitida será del 1,5% según lo establecido en la ITC BT 40, la distancia desde el inversor a CGP del CT de la compañía es de aproximadamente 30 m. La caída de tensión máxima admisible en el cable:

$$S_{m,AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos\phi}{\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma}$$

$$S_{m,AC} = \frac{\sqrt{3} \times 30 \times 21,65 \times 1}{0,015 \times 400 \times 56} = 3,348 A$$

Tras estos resultados vemos que el cable de 6mm² cumple tanto por caída de tensión como intensidad máxima, este cable tiene una intensidad máxima admisible de 46,92A (intensidad en las condiciones de nuestra instalación). La sección comercial adoptada, cable multiconductor de 6mm² de sección y denominación RZ1-K 06/1kV.

1.10. Dimensionado de puesta a tierra.

Para dimensionar la puesta a tierra del edificio tendremos en cuenta la instrucción ITC-BT-18 del REBT y las indicaciones de la Guía-BT-26. En ésta se indica en su apartado 3.1 (Instalaciones toma de tierra) que se debe conseguir que la resistencia total de tierra de la instalación debe ser como máximo de 37 ohm para edificios sin pararrayos.

La instalación de puesta a tierra está formada por formada por 20m de conductor de cobre desnudo de 25mm², de los cuales 16m estarán en contacto con la tierra y el resto bajo tubo en montaje superficial sobre el edificio. La puesta a tierra se compone de 4 picas de 2 metros de longitud cada una, separadas entre sí el doble de la longitud de la pica, es decir, 4 m. Esto supone un total de 16 m de conductor horizontal directamente enterrado (ver plano de tierras). Cada pica se coloca en una arqueta y se clavan sobre el terreno húmedo (parque público con riego diario). Según las

características de este terreno pedregoso cubierto de césped, el REBT en la ITC-BT-18 indica que la resistividad del mismo está en el rango de 300 a 500 ohm.m.

Para una pica de 2m tenemos una resistencia.

$$R = \frac{\rho}{L} = \frac{500}{2} = 250\Omega$$

Para la resistencia total consideramos la 4 picas que son de características similares.

Para los 16 metros enterrado de cable desnudo tenemos una resistencia de:

$$R = \frac{2\rho}{L} = \frac{2 \times 500}{16} = 62,5\Omega$$

La resistencia equivalente total será de:

$$\frac{1}{RT} = \frac{1}{250} + \frac{1}{250} + \frac{1}{250} + \frac{1}{250} + \frac{1}{62,5} \rightarrow Rt = 31,25\Omega < 37\Omega$$

$$Rt = 31,25 \Omega$$

1.11. Cálculo de las protecciones en la red de corriente alterna.

Sobretensiones

Para el esquema de distribución TT, esquema utilizado en España, los descargadores de protección se deben instalar entre las fases y el neutro y además entre el neutro y el conductor de protección (conductor que conecta con la puesta a tierra de la instalación).

Estos descargadores estarán situados en la caja de protección de alterna. Se instalará descargadores tipo Moller modelo SPB-12/280 un polo combinado clase B+C para la parte de alterna. Estos descargadores soportan una intensidad de 100kA, superior a los que marca la compañía suministradora de energía.

Interruptor automático magnetotérmico.

Se utilizará un interruptor en caja moldeada de la casa Legrand de 125A, con capacidad de trabajo nominal entre 16 y 125 A (regulado a 40 A) con un poder de corte de 16kA.

$$Ib \leq I_N \leq Iz$$

$$27,06A \leq 40A \leq 46,92$$

Este se situará en el cuadro de salida de alterna, puede verse en el apartado planos del presente trabajo. Este interruptor automático estará preparado para desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia nominales de la red, accionado por relés de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente, y menos de 0,5 segundos de tiempo de actuación) y de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente durante más de 5 períodos). Estas protecciones, una vez comprobadas, deben quedar precintadas por ENDESA.

		DPX-E 125 DPX 125			
Número de polos		1P	3P - 4P - 3P+N/2		
Poder de corte		16 kA	16 kA	25 kA	36 kA
Corriente nominal In (A)		16-125	16-125	16-125	16-125
Tensión de aislamiento Ui (V)		290	500	500	500
Tensión de impulso asignada Uimp (kV)		6	6	6	6
Tensión de empleo Ue (V)	CA 50/60 Hz	230	500	500	500
	CC ⁽¹⁾		250	250	250
Poder de corte Icu (kA)	230/240 V CA	16	22	35	40
	400/415 V CA		16	25	36
	440 V CA		10	18	20
	480/500 V CA		8	12	14
	600 V CA				
	690 V CA				
2 polos en serie	250 V CC ⁽¹⁾		16	25	30
Poder de corte de servicio Ics (% Icu)		50	100	50	75
Poder asignado de cierre en cortocircuito Icm (kA) a 400 V CA		32	32	52,5	75,6

Tab.9. Características interruptor caja moldeada

Interruptor automático diferencial.

La parte de continua y la de alterna del SFCR comparten la resistencia a tierra, que a su vez debe estar aislada de la puesta a tierra del neutro de la compañía eléctrica según se indica en el RD 1699/2011.

Estamos obligados a garantizar que nunca se supere, en la parte AC, los 24 V de tensión de contacto, en local o emplazamiento conductor, según la ITC-BT-18 del REBT.

Según la ITC -BT- 18 del REBT, el valor de la resistencia será tal que en cualquier masa no puedan dar lugar a tensiones de contactos superiores 24 V en local o emplazamiento conductor, que es nuestro caso. Si las condiciones de la instalación pueden dar lugar a tensiones superiores, se asegurará la rápida eliminación de la falta mediante dispositivo de corte adecuados a la corriente de servicio.

El interruptor diferencial elegido para nuestra instalación, cuya valor de puesta a tierra es de $R_t = 31,25 \Omega$ debe tener una sensibilidad, I_s , tal que garantice que la tensión de contacto, V_{contacto} , no sea superior a 24V, siendo entonces la máxima sensibilidad:

$$I_s \leq \frac{V_{\text{contacto}}}{R_t} = \frac{24V}{31,25\Omega} = 768mA$$

El interruptor diferencial elegido es de la marca ABB modelo F200AC de 400V / IV,63A / 30mA de sensibilidad de disparo, garantizando así la seguridad de las personas en caso de derivación de algún elemento.

1.12. Valor umbral mínimo de Resistencia de aislamiento, Riso.

Para garantizar un buen aislamiento del generador flotante basta con asegurar que la resistencia de aislamiento (Riso), expresada en ohmios sea mayor o igual que 10 veces la tensión de generación, expresada en voltios. La tensión de generación en corriente continua en condiciones normales de trabajo son 570,88V por tanto la resistencia de aislamiento Riso es igual a 10 veces la tensión de generación:

$$Riso \geq 570,88 \times 10 = 5709\Omega$$

La resistencia de aislamiento no será inferior a 5,709 k Ω

JUAN FERNANDO POZO MARTINEZ

Noviembre 2013
Fdo. Ingeniero Técnico Industrial

ANEXO DE SÍMBOLOS

SÍMBOLOS

Coef,V = coeficiente térmico de tensión del módulo

ΔV_{AC} = Caída de tensión, en tanto por uno, permisible en una rama del generador fotovoltaico.

ΔV_{RAMA} = Caída de tensión, en tanto por uno, permisible en una rama del generador fotovoltaico.

ΔV_{PRIMO} = Caída de tensión, en tanto por uno, permisible en el cable principal de continua.

$\eta_{inv,M}$ = Eficiencia máxima del inversor.

η_{stc} = Eficiencia de conversión de la célula solar en condiciones estándar de medida.

Φ = Latitud local

σ = Conductividad

Ac = Superficie de la célula solar

Cos φ = Factor de potencia

f (Hz) = Frecuencia de la red

FF = Factor de forma de la célula solar o del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

FFo = Factor de forma intrínseco de la célula solar para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

Fs = Factor de dimensionado

Fc = Factores de corrección

G = Irradiancia incidente

G_{STC} = Irradiancia en condiciones estándar.

Gda(0) = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal

Gda (α,β) = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre la superficie del generador.

I_{fusible} = Intensidad nominal del fusible.

I_{INV,AC} = Intensidad nominal a la salida del inversor.

I_{INV,M,DC} = Intensidad máxima a la entrada del inversor.

I_M = Corriente de 1 punto de máxima potencia de la célula solar para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

I_{M,STC} = Máxima potencia de la célula solar para condiciones estándar de medida.

I_{MOD,M} = Corriente del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

I_{MOD,M,STC} = Corriente del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para condiciones estándar de medida.

I_{MOD,SC} = Corriente del módulo fotovoltaico en cortocircuito para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

I_{MOD,SC,STC} = Corriente del módulo fotovoltaico en cortocircuito para condiciones estándar de medida.

I_{sc} = Corriente de la célula solar en cortocircuito para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

I_{sc,STC} = Corriente de la célula solar en cortocircuito para condiciones estándar de medida.

I_s = Sensibilidad del interruptor diferencial.

Lac = Longitud de cable de alterna.

Lprimo = Longitud de cable principal de continua.

Lrama = Longitud cable de rama.

N = Número total de módulos del generador fotovoltaico.

N_{OP} = Número de células en paralelo del módulo fotovoltaico.

N_{cs} = Número de células en serie del módulo fotovoltaico.

N_{mp} = Número de módulos en paralelo del generador fotovoltaico.

N_{ms} = Número de módulos en serie del generador fotovoltaico.

P_{GFV,M} = Potencia del generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia para una condiciones de trabajo cualesquiera.

P_{GFV,M,STC} = Potencia del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida o potencia nominal del generador fotovoltaico.

P_{INV,AC} = Potencia de salida nominal del inversor.

P_{INV,DC} = Potencia de entrada nominal del inversor.

P_{INV,DC,Li} = Suma de las potencias nominales de entrada de los inversores conector a la fase Li.

P_M = Potencia de la célula solar operando en el punto de máxima potencia para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

$P_{M,STC}$ = Potencia máxima de la célula solar en condiciones estándar de medida.

$P_{MOD,M}$ = Potencia máxima de módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

$P_{MOD,M,STC}$ = Potencia máxima del módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida o potencia nominal del módulos fotovoltaico.

$P_{MOD,M,STC,Li}$ = Potencia máxima del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida conectados a la fase Li.

PR = Factor de rendimiento.

$S_{m, AC}$ = Sección mínima del conductor para la parte de alterna en función de la caída de tensión permisible en el cable.

$S_{m, princ}$ = Sección mínima del conductor principal de continua en función de la caída de tensión permisible en el cable.

$S_{m, rama}$ = Sección mínima del conductor de una rama del generador en función de la caída de tensión permisible en el cable.

T_a = Temperatura ambiente.

T_c = Temperatura de la célula solar.

T_d = Temperatura media diaria.

T_{ONC} = Temperatura de operación nominal de la célula solar.

V = Tensión de la célula solar para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

$V_{INV,AC}$ = Tensión nominal a la salida del inversor.

$V_{INV,M}$ = Tensión máxima a la entrada del inversor.

$V_{INV,m,mp}$ = Limite inferior del margen de tensión para el que el inversor busca el punto de máxima potencia.

$V_{INV,M,mp}$ = Limite superior del margen de tensión para el que el inversor busca el punto de máxima potencia.

V_M = Tensión del punto de máxima potencia de la célula solar en cortocircuito para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

$V_{M,STC}$ = Tensión del punto de máxima potencia de la célula solar para condiciones estándar de medida.

$V_{MOD,M}$ = Tensión del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

$V_{MOD,M,STC}$ = Tensión del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para condiciones estándar de medida.

$V_{MOD,OC}$ = Tensión del módulo fotovoltaico en circuito abierto para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

$V_{MOD,OC,STC}$ = Tensión del módulo fotovoltaico en circuito abierto para condiciones estándar de medida.

V_{OC} = Tensión en circuito abierto de la célula solar para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

$V_{OC,STC}$ = Tensión en circuito abierto de la célula solar para condiciones estándar de medida.

R_{ISO} = Resistencia distribuida a lo largo de toda la instalación y su valor dependerá de factores como, calidad de los aislantes empleados, envejecimiento de estos aislantes, calidad en la ejecución de la instalación, condiciones climáticas, en especial de la humedad, tamaño del generador, etc. El orden de magnitud para una instalación nueva oscilará, dependiendo de su tamaño y del estado de humedad, entre decenas de $K\Omega$ y $M\Omega$.

R_t = Resistencia a tierra.

$U_{contacto}$ = Tensión de contacto.

I_B = Corriente para la que se ha diseñado el circuito.

I_N = Corriente asignada al interruptor.

I_Z = Intensidad máxima admisible en el conductor.

AC = corriente alterna

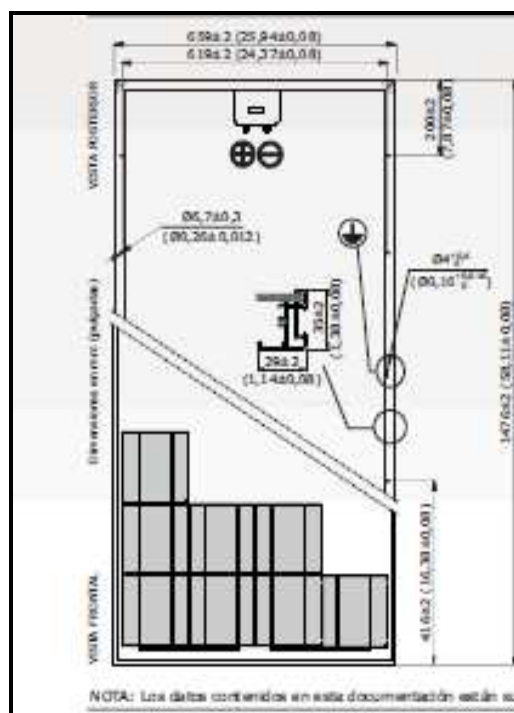
DC: corriente continua

CGP: caja general de protección.

CT: centro de transformación

ANEXO DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

MÓDULO FOTOVOLTAICO



Características eléctricas (STC: 1kW/m ² , 25°C±2°C y AM 1,5)*	
A-150P	
Potencia Nominal (±5%)	150 W
Eficiencia del módulo	15,42%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,41 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	17,84 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,69 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	22,60 V
Parámetros térmicos	
Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C
Características físicas	
Dimensiones (mm ± 2mm)	1476x659x35
Peso (kg)	11,9
Área (m ²)	0,97
Tipo de célula	Policristalina 156x156mm (6 pulgadas)
Células en serie	36 (4x9)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 3,2mm
Marco	Aleación de aluminio pintado en poliéster
Caja de conexiones / Opcional	QUAD IP54 / QUAD IP65
Cables	-
Conectores	-
Rango de funcionamiento	
Temperatura	-40 °C a +85 °C
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V / CLASS II
Carga Máxima Viento	2400 Pa (130 km/h)
Carga Máxima Nieve	5400 Ps (551 kg/m ²)

* Especificaciones eléctricas medidas en STC, NOCT: 47±2°C.
 Tolerancias medidas STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

Curvas modelo A-150P

CURVA I-V (a 25°C y 1kW/m²)

CURVA I-V (a 25°C)

CURVA I-V (a 1kW/m²)

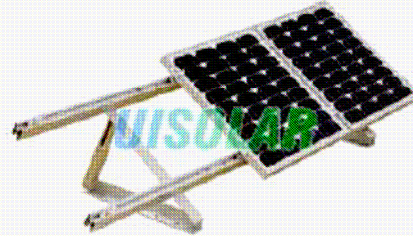
* Max. Corriente Inversa (IR): 15,5A.

ESTRUCTURA SOPORTE

triangular ajustable

Introducción

- Sitio de instalación: tejado inclinado o plano.
- Inclinación de instalación: hasta 60 grados.
- Máx. altura de edificio: hasta 65ft (22m)
- Máx. velocidad de viento: 60m/s
- Carga de nieve: 1.4KN/M2
- Tipo de panel solar: con marco o panel solar de thin-film
- Orientación de módulo: horizontal o vertical.
- Estándar de diseño: AS/NZS 1170 y otros estándares internacionales
- Material de producto: Aluminio Al6005-T5 anodizado & acero inoxidable 304
- Garantía de calidad: 10 años de calidad y 20 años de vida del servicio.



Plano estructural



INVERSOR

smart

Ingecon®SunSmart

CON TRANSFORMADOR
10 / 12,5 / 15 / 20 / 25 / 30



Una solución robusta para instalaciones fotovoltaicas a la intemperie

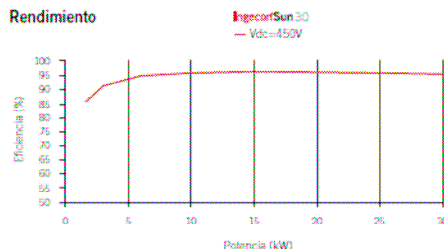
La familia de inversores **Ingecon®Sun Smart** con transformador aúna la robustez de unos equipos fabricados en acero inoxidable para uso en instalaciones exteriores (bloque de electrónica IP65), con la versatilidad de una amplia gama de potencias que los hace idóneos para distintos tamaños de instalaciones.

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 inverter 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 inverter 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.

Rendimiento



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.

Ingeteam

Ingecon[®]SunSmart CON TRANSFORMADOR

Características técnicas

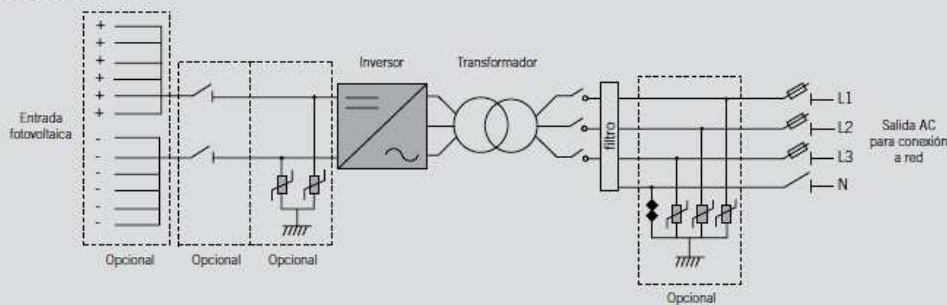
Modelo	IngeconSun 10	IngeconSun 12,5	IngeconSun 15	IngeconSun 20	IngeconSun 25	IngeconSun 30
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	11 - 13 kWp	13 - 16 kWp	16 - 20 kWp	21 - 26 kWp	26 - 33 kWp	31 - 39 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 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, Pmax=110% Pnom para transitorios no permanentes. ⁽⁴⁾ Hasta 40°C ambiente, Pmax=Pnom. ⁽⁵⁾ Para Pdc>25% de la potencia nominal. Posibilidad de modificar el Coseno Phi. ⁽⁶⁾ Para Pdc>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4. ⁽⁷⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico.

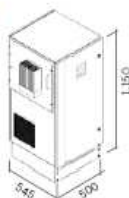
IngeconSun Smart
 CON TRANSFORMADOR



Dimensiones y peso

(mm)

IngeconSun
 10/12,5 192 kg.
IngeconSun
 15 242 kg.



IngeconSun
 20/25/30 323,5 kg.



PROTECCIONES SOBRETENSIONES

2/1

Protección contra sobretensiones permanentes y transitorias

Características técnicas: página 7/22

SG13905



SPI-35/440

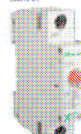
SG14605



SPI-3+1

Características técnicas: página 7/1

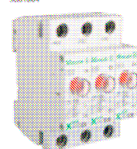
SG07004



SPB-12/280

Características técnicas: página 7/2

SG01804



SPB-12/280/3

Características técnicas: página 7/3

Características técnicas: página 7/14

SG14605



SP-B+C/3

Características técnicas: página 7/4

Características técnicas: página 7/4

Protector contra sobretensiones permanentes

Polos	Tensión de conmutación V 50/60HZ	Tensión nominal V 50/60HZ	Referencia	Código	Unidad de embalaje
1P + N	255-275	230/400V	xxxxxx	xxxxx	xxxxxxx

Para red de 3 polos + Neutro se ha de emplear 3 módulos, vease características técnicas

Descargadores de corriente de rayo SPI Clase B (clase I) (Tipo 1)

Corriente de choque de rayo I _{imp} (10/350)µs	Referencia	Código	Unidad de embalaje
35kA L - (PE)N	SPI-35/440	263137	6 / 120
50kA N - PE	SPI-50/NPE	263138	2 / 120
100kA N - PE	SPI-100/NPE	263139	1 / 60

• No se precisa desacoplamiento, si los descargadores de la clase C con Uc = 460 V se usan para combinaciones

Conjunto descargador de corriente rayo, clase de protección contra rayo I, II, III, IV Clase B

Descripción	Referencia	Código	Unidad de embalaje
TN-C-Conjunto 3-polos	SPI-35/440/3	267487	1 / 40
TN-S/TT-Conjunto 3+1-polos	SPI-3+1	267488	1 / 20

Descargador de corrientes de rayo - descargador de sobretensiones SPB Clase B+C (clase I + II) (Tipo 1 + 2)

Corriente de choque de rayo I _{imp} (10/350)µs	Referencia	Código	Unidad de embalaje
12,5kA L - (PE) N	SPB-12/280	284698	12 / 120
100 kA N-PE	SPB-100/NPE	105194	1 / 60

Conjunto descargador de corriente de rayo y de sobretensiones, clases de protección de rayo III, IV Clase B+C

Descripción	Referencia	Código	Unidad de embalaje
Sin indicación remota			
TN-S/TT-Conjunto 1+1-polo	SPB-1+1	105196	1 / 40
TN-S-Conjunto 2-polos	SPB-12/280/2	285081	1 / 60
TN-C-Conjunto 3-polos	SPB-12/280/3	284699	1 / 40
TN-S-Conjunto 4-polos	SPB-12/280/4	285082	1 / 30
TN-S/TT-Conjunto 3+1-polos	SPB-3+1	105195	1 / 24

Con indicación remota

TN-C-Conjunto 3-polos	SPB-12/280/3-HK	285083	1 / 24
TN-S-Conjunto 4-polos	SPB-12/280/4-HK	285084	1 / 20

Accesorios

Contacto auxiliar para SPB-12/280	SPB-HK-W	105197	4 / 120
Peine de conexión	ZV-KSBI...		

Conjunto descargador de corriente rayo y de sobretensiones, clase de protección de rayo I, II, III, IV Clase B+C (clase I + II) (Tipo 1 + 2)

Descripción	Referencia	Código	Unidad de embalaje
TN-C-Conjunto 3-polos	SP-B+C/3	267489	1
TN-S/TT-Conjunto 3+1-polos	SP-B+C/3+1	267510	1

Accesorios

Contacto auxiliar para SP-B+C	SPC-S-HK	248203	8 / 80
-------------------------------	----------	--------	--------



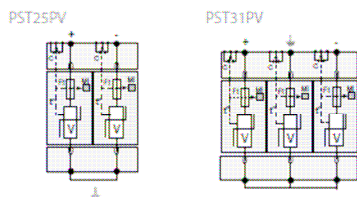
COMPONENTES Y EQUIPOS SOLARTEC 04
 PROTECTORES CONTRA SOBRETENSIONES TRANSITORIAS

CLASE II



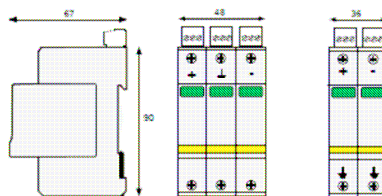
Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas. Los productos se instalan en paralelo en las redes a proteger y ofrecen una protección en modo común o modo común y diferencial. El esquema eléctrico integra varistores con un sistema de desconexión y sus indicadores asociados.

Conexión



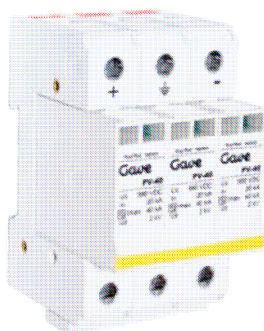
V : Varistor de alta energía
 Ft : Fusibles térmicos
 T : Sistema de desconexión térmica

Dimensiones



Características técnicas

		PST25PV	PST31PV
tensión de régimen perm. máx.	Uc	550VDC	1000VDC
corriente de descarga nominal	In	20 kA	20 kA
corriente de descarga máxima	Imax	40 kA	40 kA
nivel de protección (a In)	Up	2,2 kV	3 kV
teleseñalización (añadir T a la referencia)		PST25PVT	PST31PVT



Características mecánicas

	PST25PV / PST31PV
dimensiones	ver esquema
conexión a la red	por terminales de tornillos: 1,5-10mm ² (L/N) o 2,5-25mm ² (PE)
indicador de desconexión	2 indicadores mecánicos
montaje	carril simétrico 35 mm
temperatura de funcionamiento	-40/+85°C
grado de protección	IP20
materia	termoplástico UL94-V0

limitadores de sobretensión enchufables

descripción	referencia	precio
bipolar 1F + N Imáx. 40 kA	PST25PV	96,60
tetrapolar 1F + N Imáx. 40 kA	PST31PV	153,61

cartuchos de recambio

descripción	referencia	precio
fase Imáx. 40 kA	PV-40	48,08

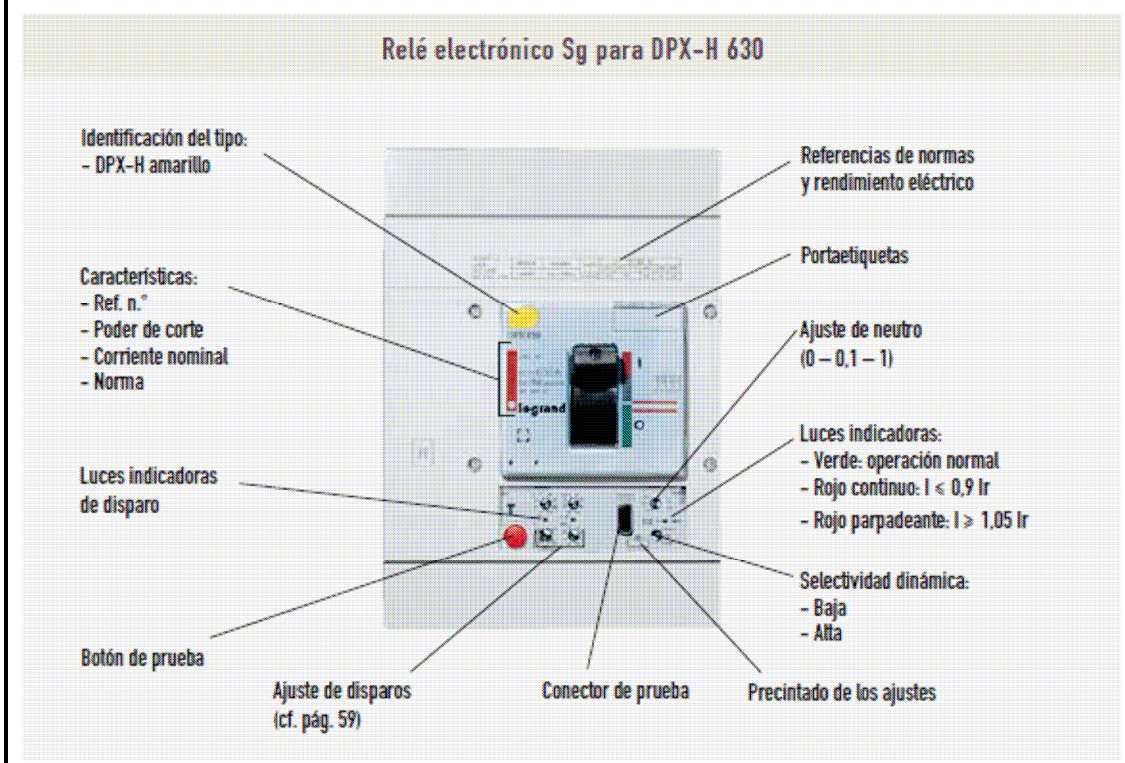
PROTECCIONES CONTRA SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

1 DPX MAGNETOTÉRMICOS

Los automáticos equipados con tecnología magnetotérmica se usan para fijar los umbrales de intervención térmica y protegerse de sobrecargas, y los umbrales de intervención magnética para protegerse contra cortocircuitos. La opción de regulación del umbral magnético está disponible en todos los dispositivos desde el DPX 250 en adelante. Este umbral se fija en el equipo para el montaje en carril DIN (DPX 125, DPX 160 y DPX 250 CR). Los DPX magnetotérmicos están disponibles entre 16 y 1.250 A con poder de corte de entre 16 y 70 kA.

2 DPX ELECTRÓNICOS

Los DPX equipados con relés electrónicos a base de microprocesador ofrecen la opción de regulación precisa, dependiendo de la versión, de los umbrales de intervención de tiempo y corriente para sobrecargas, cortocircuitos y también para fallos a tierra. Los DPX electrónicos están disponibles entre 40 y 1.600 A con poder de corte de entre 36 y 100 kA. Los relés electrónicos se encuentran disponibles en 2 versiones:
- S1: ajuste de Ir e Im.
- S2: ajuste de Ir, Tr, Im y Tm.



Interruptor automático de caja moldeada DPX (continuación)

CARACTERÍSTICAS

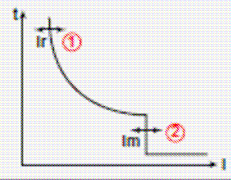
Número de polos	DPX-E 125 DPX 125				DPX 160			DPX 250 ER			
	1P	3P - 4P - 3P+N/2			3P - 4P - 3P+N/2			3P - 4P - 3P+N/2			
Poder de corte	16 kA	16 kA	25 kA	36 kA	25 kA	36 kA	50 kA	25 kA	36 kA	50 kA	
Corriente nominal In (A)	16-125	16-125	16-125	16-125	63-160	63-160	40-160	100-250	100-250	100-250	
Tensión de aislamiento Ui (V)	290	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
Tensión de impulso asignada Uimp (kV)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
Tensión de empleo Ue (V)	CA 50/60 Hz CC ⁽¹⁾	230	500	500	500	500	500	500	500	500	
Poder de corte Icu (kA)	230/240 V CA	16	22	35	40	40	50	65	40	50	65
	400/415 V CA		16	25	36	25	36	50	25	36	50
	440 V CA		10	18	20	20	25	30	20	25	30
	480/500 V CA		8	12	14	10	12	15	10	12	15
	600 V CA										
	690 V CA										
2 polos en serie 250 V CC ⁽¹⁾		16	25	30	25	36	45	25	36	45	
Poder de corte de servicio Ics (% Icu)	50	100	50	75	100	75	50	100	75	50	
Poder asignado de cierre en cortocircuito Icm (kA) a 400 V CA	32	32	52,5	75,6	52,5	75,6	105	52,5	75,6	105	
Categoría de utilización	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	
Capacidad de seccionamiento	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	
Desenclavamiento	termomagnético	•	•	•	•	•	•	•	•	•	
	electrónico S1										
	electrónico S2										
Módulos de fuga a tierra ⁽²⁾	lado a lado		•	•	•	•	•	•	•	•	
	aguas abajo		•	•	•	•	•	•	•	•	
Resistencia (ciclo)	mecánico		25.000	25.000	25.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	
	eléctrico [a In]		8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	
	eléctrico [a 0,5 In]		10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	
Dimensiones L x H x D (mm)	1P	25 x 120 x 74									
	3P		75,6 x 120 x 74			90 x 150 x 74		90 x 176 x 74			
	4P		101 x 120 x 74			120 x 150 x 74		120 x 176 x 74			
Peso (kg)	3P		1			1,2		1,2			
	4P		1,2			1,6		1,6			

[1] Para voltajes superiores a 250 V CC; por favor contacte con nosotros.

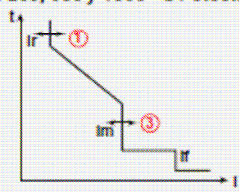
[2] Por encima de 630 A, use los relés con núcleos separados.

RELÉS

Rangos de ajustes termomagnéticos del DPX

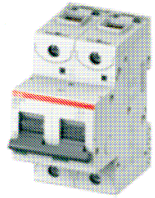
	DPX 125	DPX 160 DPX 250 ER	DPX 250	DPX 630	DPX 1600
					
① Umbral de desclavamiento para las sobrecargas: Ir (tèrmico)	0,7 a 1 In	0,64 a 1 In	0,64 a 1 In	0,8 a 1 In	0,8 a 1 In
② Umbral de desclavamiento para los cortocircuitos: Im (magnético)	Fijo: 10 In (100 y 125 A)	Fijo: 10 In	3,5 a 10 In	5 a 10 In	5 a 10 In

Rango de ajustes electrónicos del DPX

Ajustes	DPX 250, 630 y 1600 - S1 electrónico	DPX 630 y 1600 - S2 electrónico
		
① Umbral de desclavamiento para las sobrecargas: Ir (retardo largo)	[0,4 - 0,5 - 0,6 - 0,7 - 0,8 - 0,85 - 0,9 - 0,95 - 1] x In	
② Tiempo desclavamiento retardo largo: Tr	Fijo: 5 s (para I = 6 x Ir)	5 - 10 - 20 - 30 s (para I = 6 x Ir)
③ Umbral de desclavamiento para los cortocircuitos: Im (retardo corto)	[1,5 - 2 - 2,5 - 3 - 4 - 5 - 6 - 8 - 10] x Ir	
④ Tiempo desclavamiento retardo corto: Tm	Fijo: 0,05 s	0 - 0,1 - 0,2 - 0,3 s
i²t constante	No	Si (Tm: 0,01 - 0,1 - 0,2 - 0,3 s)
Protección instantánea de umbral fijo: If	DPX 250: 4 kA DPX 630: 5 kA DPX 1600: 10 kA (630 - 800 A); 15 kA (1.250 A); 20 kA (1.600 A)	
Protección de neutro	[0 - 0,5 - 1] x In	
Memoria térmica	No	Si
Discriminación dinámica	bajo/alto	
Discriminación lógica	No	Si

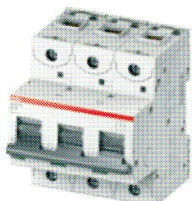
S800PV-M

Photovoltaic DC Main Switch



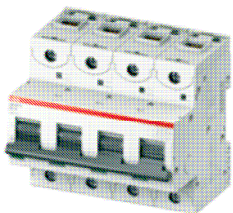
20CC413248F0001

Icw [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
1.5	32	S802PV-M32	20CCP812001R1329	7612271211233	0.43	1
1.5	63	S802PV-M63	20CCD842001R1590	7612271215026	0.43	1
1.5	125	S802PV-M125	20CCP812001R1849	7612271211240	0.43	1



20CC413350F0001

Icw [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
1.5	32	S803PV-M32	20CCP813001R1329	7612271211257	0.65	1
1.5	63	S803PV-M63	20CCD843001R1590	7612271215033	0.65	1
1.5	125	S803PV-M125	20CCP813001R1849	7612271211264	0.65	1



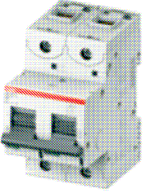
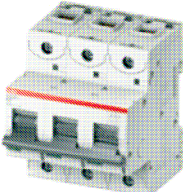
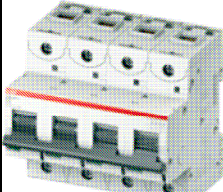
20CC413351F0001

Icw [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
1.5	32	S804PV-M32	20CCP814001R1329	7612271211271	0.86	1
1.5	63	S804PV-M63	20CCD844001R1590	7612271215040	0.86	1
1.5	125	S804PV-M125	20CCP814001R1849	7612271211288	0.86	1



S800PV-S

Photovoltaic String Protection

 <p>2CCCH13249F0001</p>	Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Pack-aging unit
	5	10	S802PV-S10	2CCP842001R1109	7612271210939	0.49	1
	5	13	S802PV-S13	2CCP842001R1139	7612271210948	0.49	1
	5	16	S802PV-S16	2CCP842001R1169	7612271210953	0.49	1
	5	20	S802PV-S20	2CCP842001R1209	7612271210960	0.49	1
	5	25	S802PV-S25	2CCP842001R1259	7612271210977	0.49	1
	5	32	S802PV-S32	2CCP842001R1329	7612271210984	0.49	1
	5	40	S802PV-S40	2CCP842001R1409	7612271210991	0.49	1
	5	50	S802PV-S50	2CCP842001R1509	7612271211004	0.49	1
	5	63	S802PV-S63	2CCP842001R1639	7612271211011	0.49	1
	5	80	S802PV-S80	2CCP842001R1809	7612271211028	0.49	1
	5	100	S802PV-S100	2CCP842001R1829	7612271214968	0.49	1
	5	125	S802PV-S125	2CCP842001R1849	7612271214999	0.49	1
 <p>2CCCH13247F0001</p>	Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Pack-aging unit
	5	10	S803PV-S10	2CCP843001R1109	7612271211035	0.74	1
	5	13	S803PV-S13	2CCP843001R1139	7612271211042	0.74	1
	5	16	S803PV-S16	2CCP843001R1169	7612271211059	0.74	1
	5	20	S803PV-S20	2CCP843001R1209	7612271211066	0.74	1
	5	25	S803PV-S25	2CCP843001R1259	7612271211073	0.74	1
	5	32	S803PV-S32	2CCP843001R1329	7612271211080	0.74	1
	5	40	S803PV-S40	2CCP843001R1409	7612271211097	0.74	1
	5	50	S803PV-S50	2CCP843001R1509	7612271211103	0.74	1
	5	63	S803PV-S63	2CCP843001R1639	7612271211110	0.74	1
	5	80	S803PV-S80	2CCP843001R1809	7612271211127	0.74	1
	5	100	S803PV-S100	2CCP843001R1829	7612271214975	0.74	1
	5	125	S803PV-S125	2CCP843001R1849	7612271215002	0.74	1
 <p>2CCCH13248F0001</p>	Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Pack-aging unit
	5	10	S804PV-S10	2CCP844001R1109	7612271211134	0.98	1
	5	13	S804PV-S13	2CCP844001R1139	7612271211141	0.98	1
	5	16	S804PV-S16	2CCP844001R1169	7612271211158	0.98	1
	5	20	S804PV-S20	2CCP844001R1209	7612271211165	0.98	1
	5	25	S804PV-S25	2CCP844001R1259	7612271211172	0.98	1
	5	32	S804PV-S32	2CCP844001R1329	7612271211189	0.98	1
	5	40	S804PV-S40	2CCP844001R1409	7612271211196	0.98	1
	5	50	S804PV-S50	2CCP844001R1509	7612271211202	0.98	1
	5	63	S804PV-S63	2CCP844001R1639	7612271211219	0.98	1
	5	80	S804PV-S80	2CCP844001R1809	7612271211226	0.98	1
	5	100	S804PV-S100	2CCP844001R1829	7612271214982	0.98	1
	5	125	S804PV-S125	2CCP844001R1849	7612271215019	0.98	1

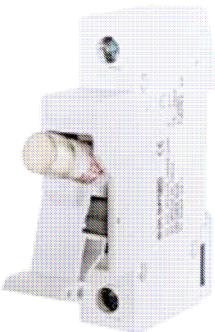
Gawe

COMPONENTES Y EQUIPOS SOLARTEC

PROTECCIÓN FUSIBLE

PROTECCIÓN FUSIBLE

SOLARTEC




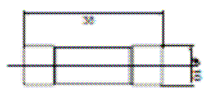
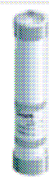
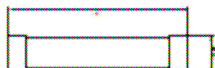
Las bases fusibles para DC han sido diseñadas para trabajar en elevadas tensiones hasta 1000VDC.

Los fusibles ultrarrápidos de rango completo (gR) para uso en corriente continua aseguran la protección contra las sobrecargas y cortacircuitos.


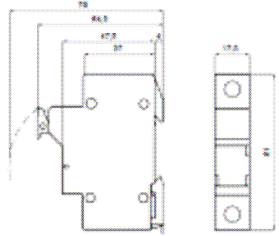
Conforme a las normas

- IEC 60269-2
- IEC 60269-4
- IEC 60947-3

Fusibles

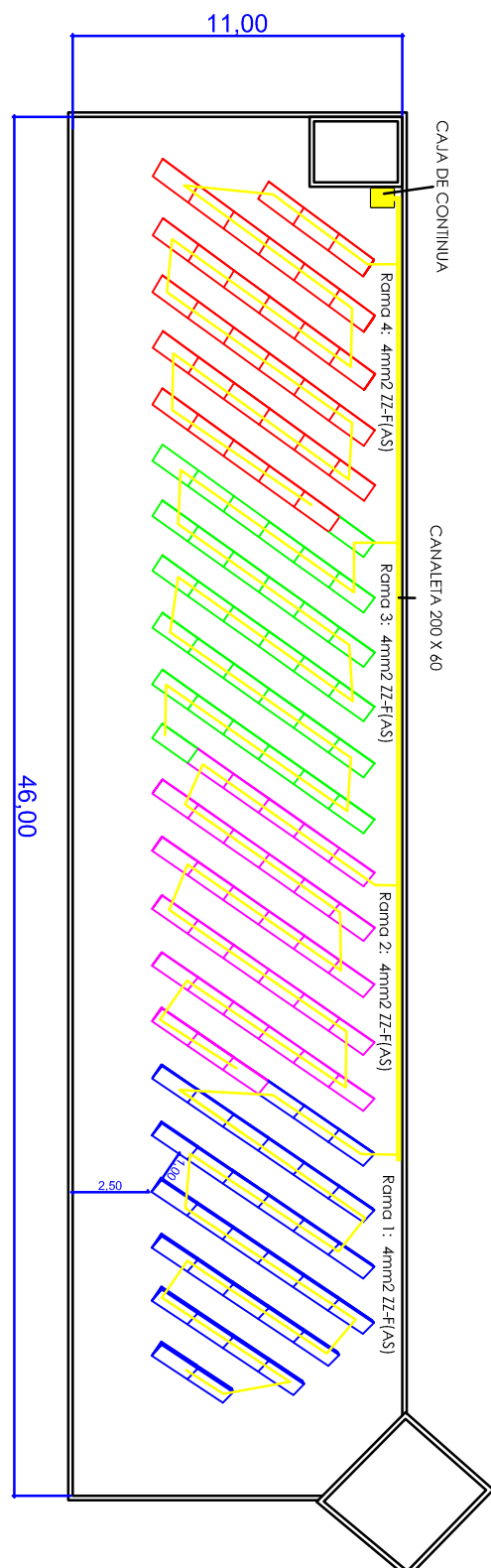
	dimensiones	In	referencia	precio
	Talla 10 x 38 mm 	6	30F6GR	18,65
		10	30F10GR	18,65
		12	30F12GR	consultar
		16	30F16GR	18,65
		20	30F20GR	18,65
	Talla 22 x 127 mm 	40	PTF40GR	consultar
		50	PTF50GR	consultar

Bases portafusibles

	dimensiones	Polos	Intensidad máxima (A)	referencia	precio
		1P	20	211PV	6,52
		1P	50	2PT	consultar

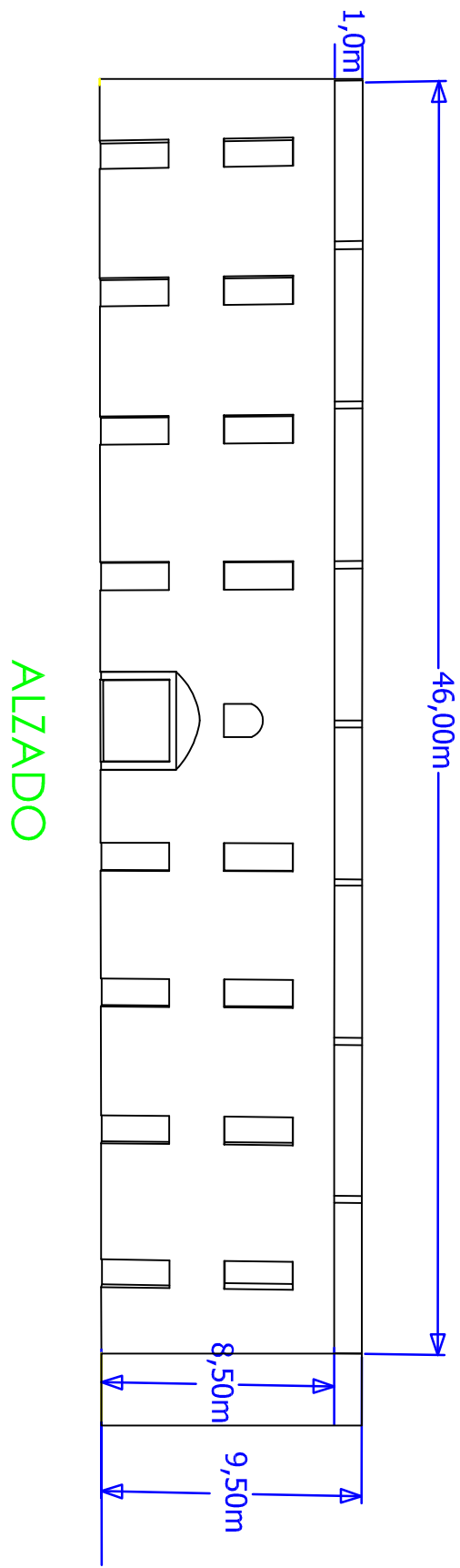
PLANOS

Distribucion de ramas del Generador Fotovoltaico



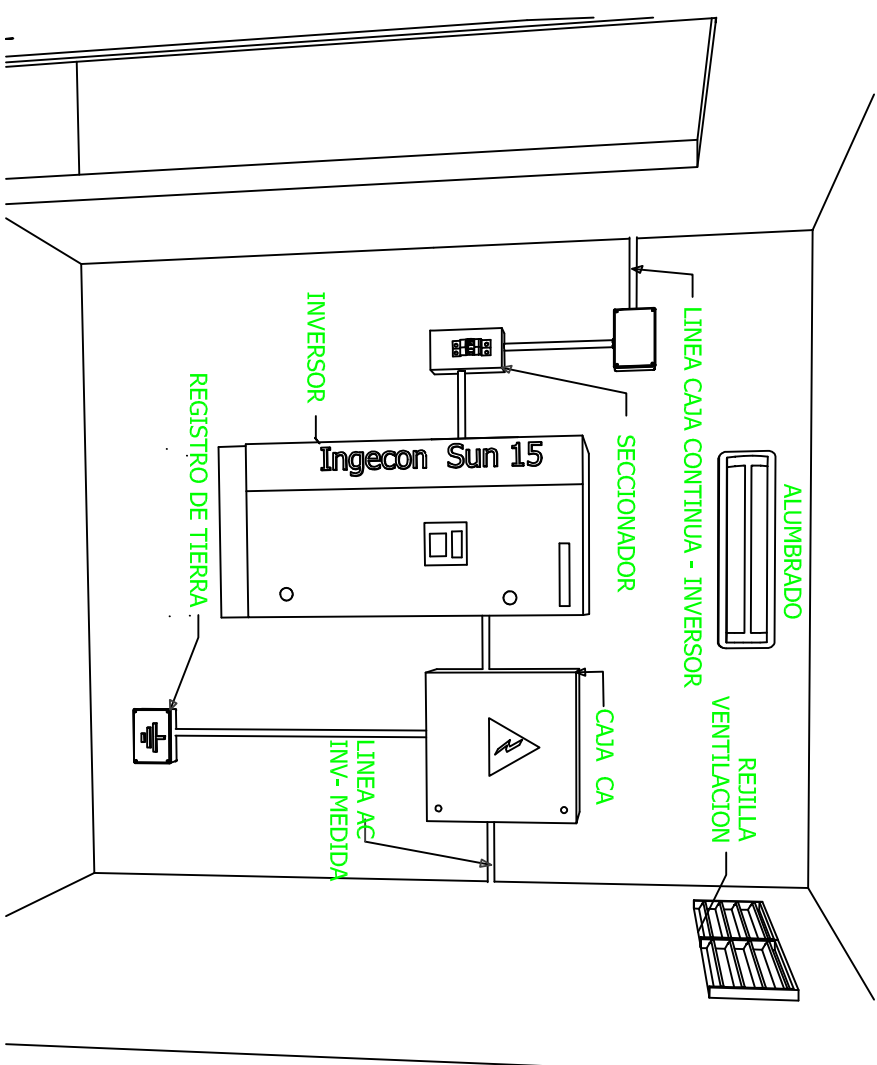
- RAMA 1 Nms = 32
- RAMA 2 Nms = 32
- RAMA 3 Nms = 32
- RAMA 4 Nms = 32

PLANTA



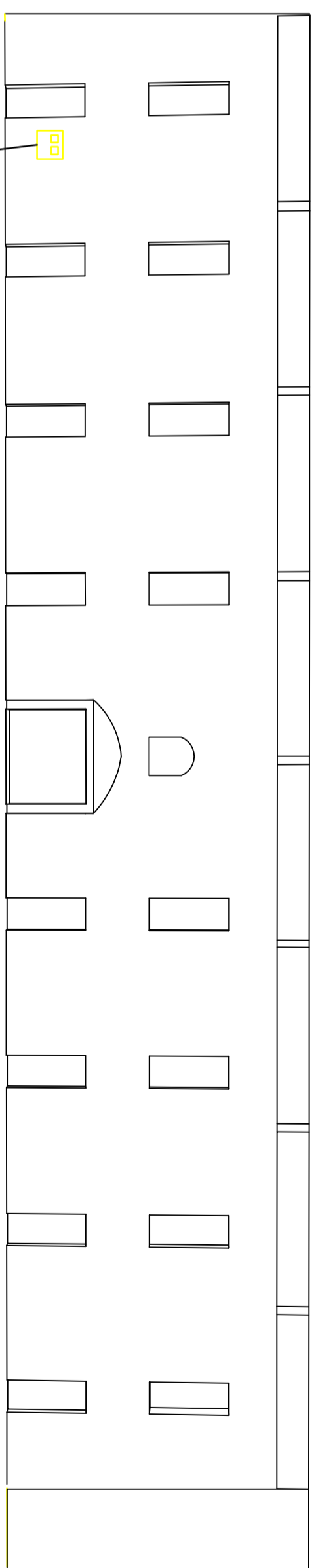
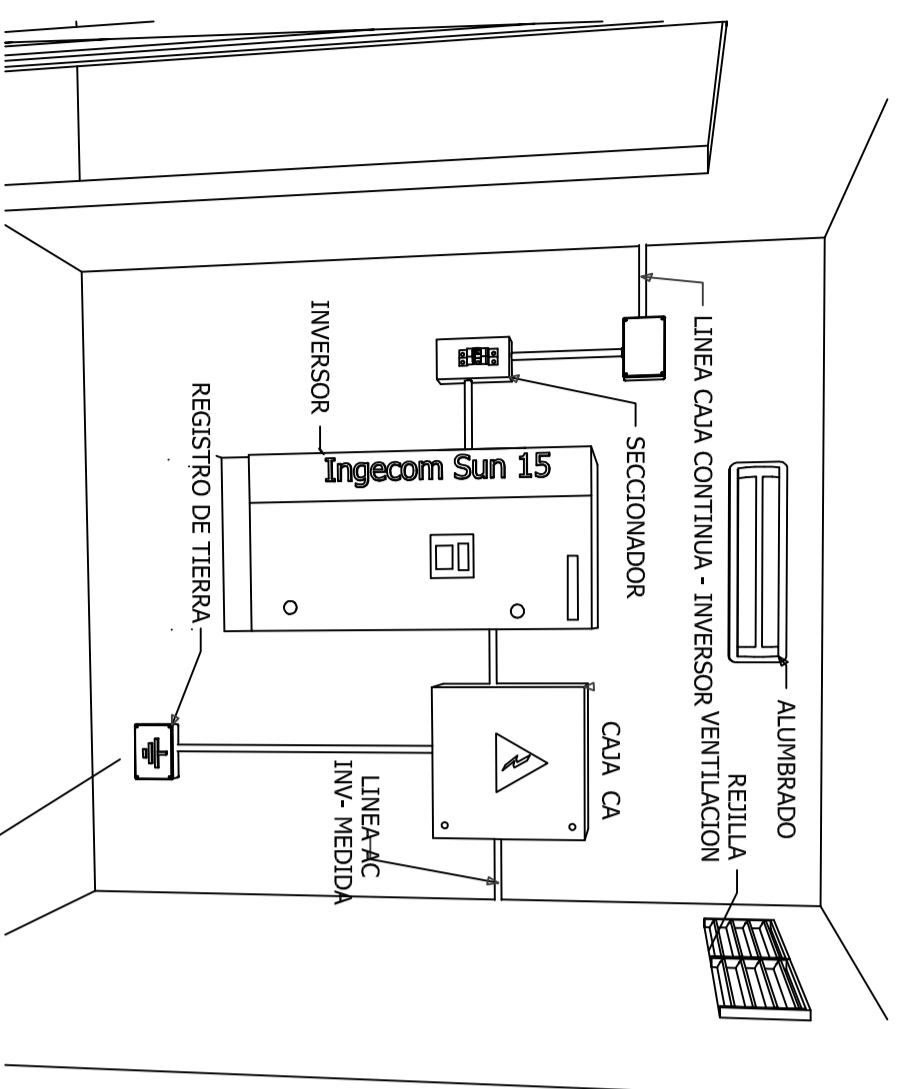
ALZADO

DETALLE CASETA INVERSOR (sin escala)

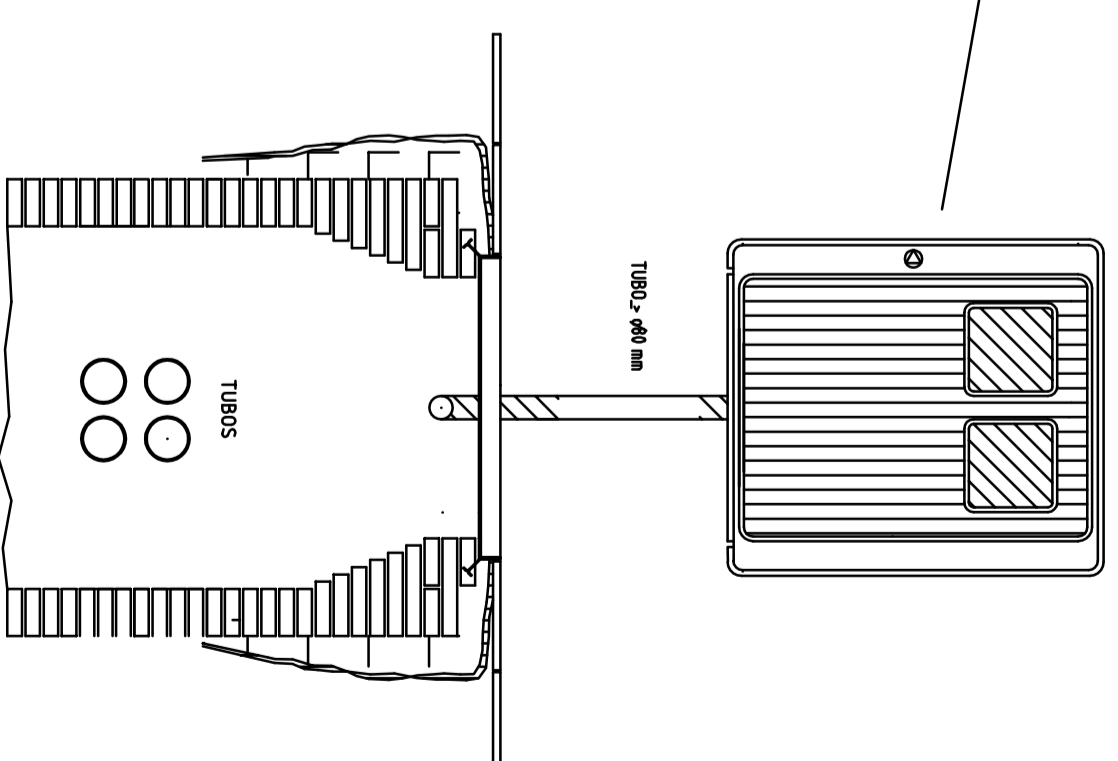
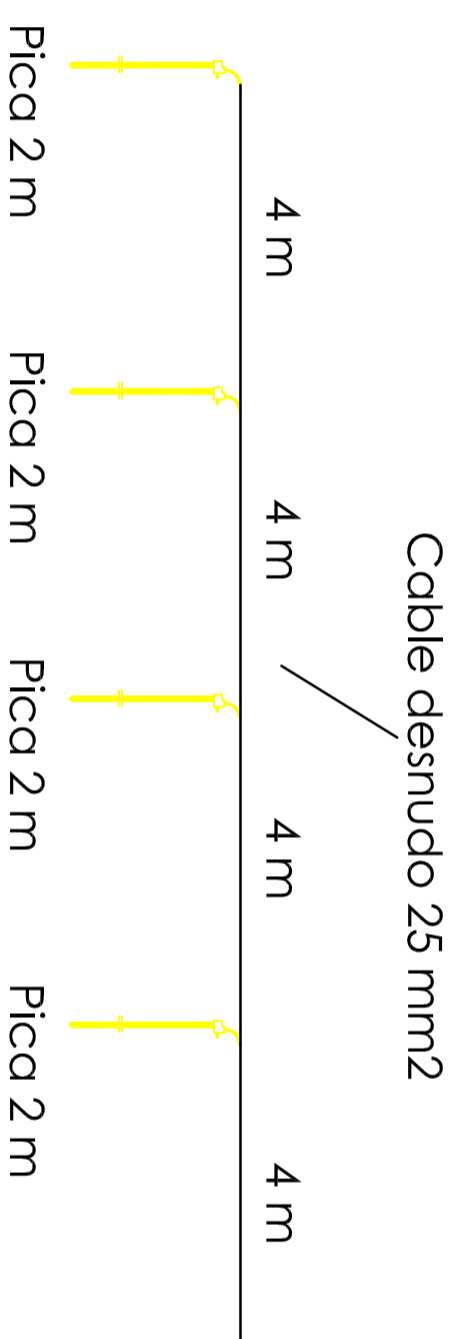
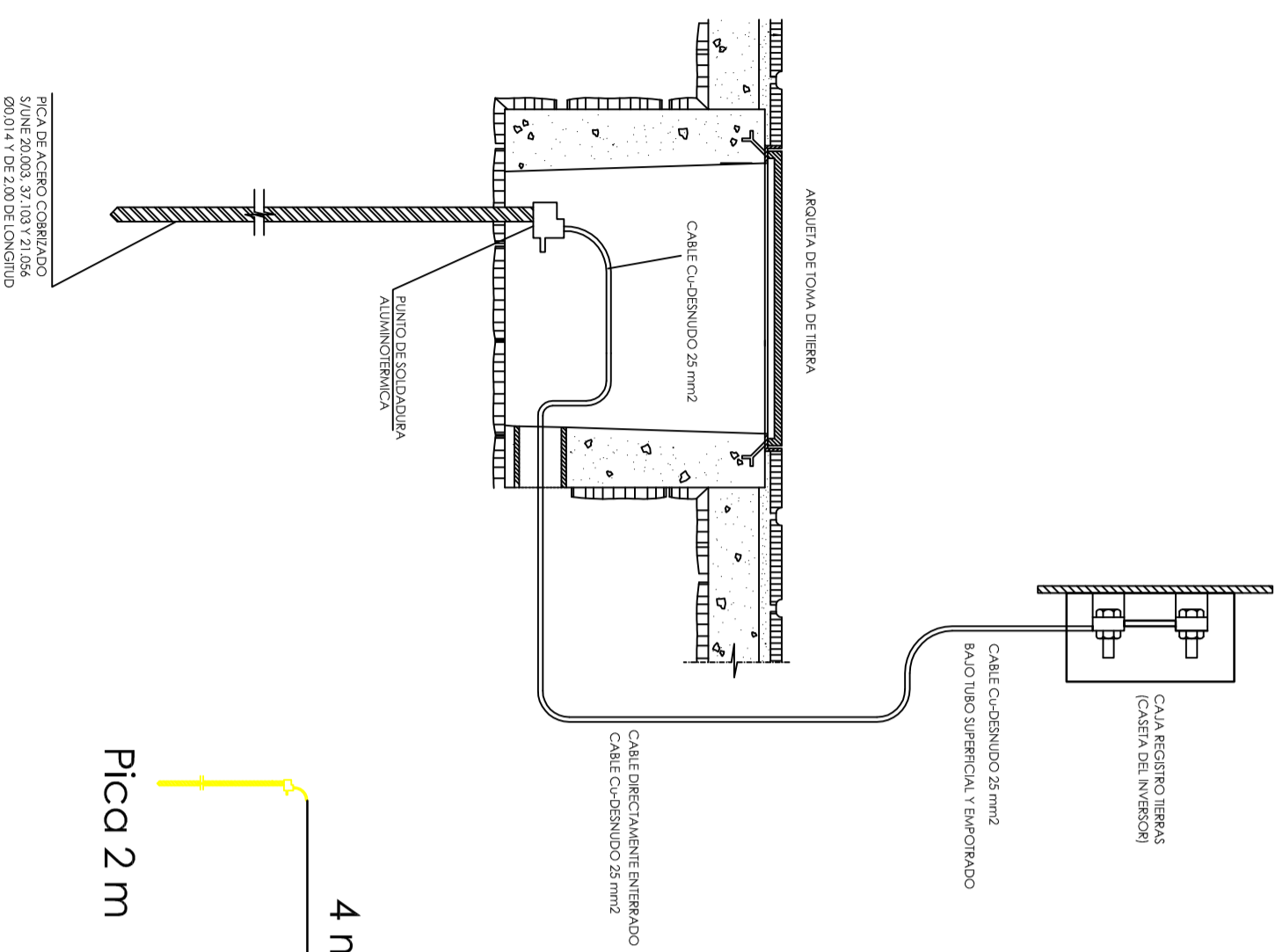


SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED SOBRE AZOTEA DE EDIFICIO PÚBLICO 19,2kW		
DESTINATARIO: UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCIA TRABAJO FIN DE MASTER	PLANO: PLANTA Y ALZADO. DETALLE SALA INVERSOR	
UBICACION: PLAZA DE LA ALCAZABA S/N JEREZ DE LOS CABALLEROS (BADAJOZ)	ESCALA: 1/200	Nº: P2

DETALLE SITUACION REGISTRO TIERRAS



EQUIPO DE MEDIDA SOBRE FACHADA



DETALLE EQUIPO MEDIDA

DETALLE DE TOMA DE TIERRA Y DISTRIBUCIÓN LINEAL DE PICAS

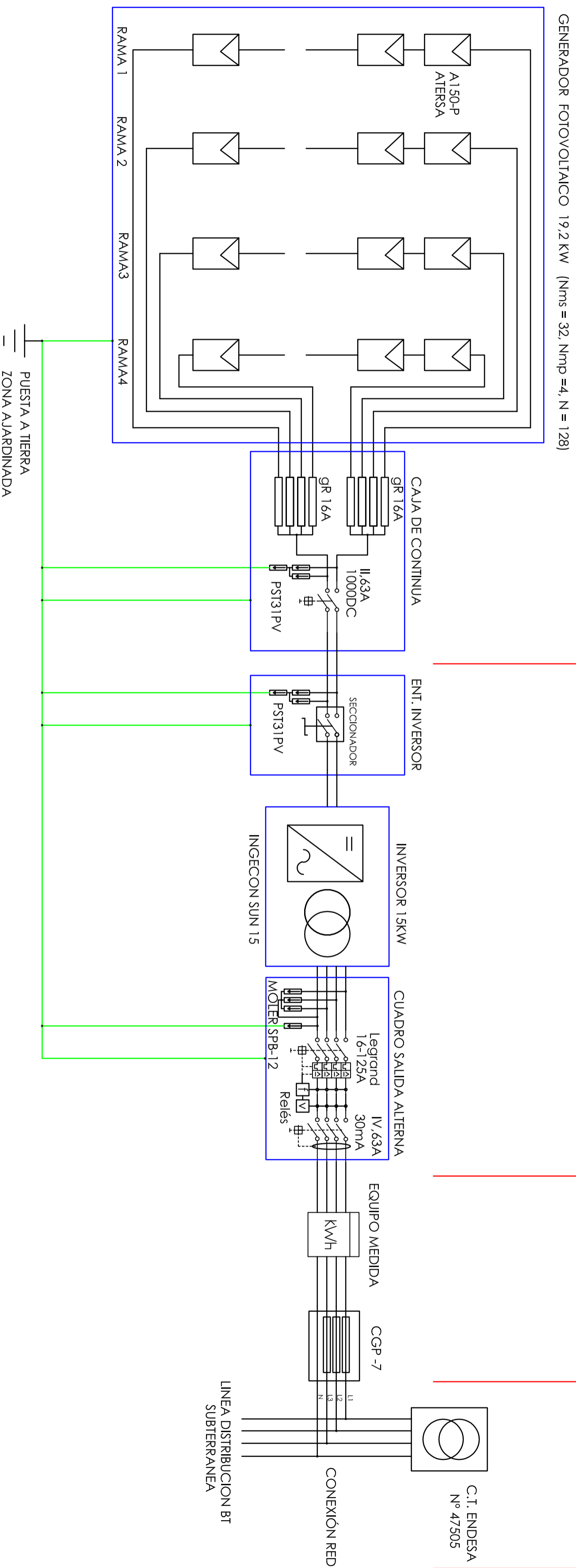
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED SOBRE AZOTEA DE EDIFICIO PÚBLICO 19,2KW			
DESTINATARIO: UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCIA TRABAJO FIN DE MASTER	PLANO: PUESTA A TIERRA. EQUIPO DE MEDIDA.		
UBICACION: PLAZA DE LA ALCAZABA S/N JEREZ DE LOS CABALLEROS (BADAJOZ)	ESCALA: S/E	Nº:	P3

AZOTEA DEL EDIFICIO

SALA INVERSOR 1º PLANTA

FACHADA

CT



SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED SOBRE AZOTEA DE EDIFICIO PÚBLICO 19,2KW			
DESTINATARIO:	UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCIA	PLANO:	ESQUEMA UNIFILAR
TRABAJO FIN DE MASTER		ESCALA:	S/E
UBICACION:	PLAZA DE LA ALCAZABA S/N	Nº:	P4
	JEREZ DE LOS CABALLEROS (BADAJOZ)		

PLIEGO DE CONDICIONES

PLIEGO DE CONDICIONES

1. Objeto

El objeto del Pliego de Condiciones técnicas es fijar las condiciones de trabajo bajo las cuales se realizará la instalación proyectada, tanto en su fase de montaje como de su posterior mantenimiento y seguimiento. Además, se establecen los criterios y medios con los cuales se pueden valorar las obras a realizar, estimando su periodo de ejecución.

2. Documentos del proyecto

Los documentos que la Instaladora entregue al Contratista o, en su defecto, el propietario, pueden tener un valor contractual o meramente informativo. Los documentos que quedan incorporados al Contrato como documentos contractuales, son los siguientes:

- Memoria descriptiva.
- Anexo cálculos.
- Anexos.
- Planos.
- Pliego de Condiciones Técnicas.
- Mediciones y Presupuesto.
- Estudio Básico de Seguridad y Salud.

3. Alcance de los trabajos

El propietario deberá suministrar todos los equipos y materiales indicados en los planos de acuerdo en número, características, tipos y dimensiones definidos en las mediciones y en los cuadros de características de los planos.

En caso de discrepancias de cantidades entre planos y mediciones, prevalecerá lo que esté indicado en los planos. En caso de discrepancias de calidades, este documento prevalecerá sobre cualquier otro. Los materiales y equipos suministrados deberán ser nuevos y de la oferta incluirá el transporte de materiales a pie de obra, así como la mano de obra para el montaje de materiales y equipos para las pruebas de recepción, equipada con las debidas herramientas, utensilios e instrumentos de medida.

Los servicios de un técnico competente que estará a cargo de la instalación y será responsable ante la dirección facultativa de la actuación de los técnicos y/o operarios que llevarán a cabo la obra en cuestión.

4. Obligaciones y responsabilidades de partes vinculantes

a. Obligaciones y Responsabilidades de la Dirección Técnica

Dirección de obra

Recaerá sobre ella de manera exclusiva la dirección y coordinación de todo el equipo técnico que pudiera intervenir en la obra. Tendrá la autoridad técnica legal completa sobre las personas y cosas situadas en la obra.

Inalterabilidad del proyecto

El proyecto y anexos serán inalterables salvo que la dirección técnica renuncie expresamente a dicho proyecto, o fuera rescindido el convenio de prestación de servicios, suscrito por el promotor, en los términos y condiciones legalmente establecidos.

Inspección y medidas previas al montaje

Antes de comenzar los trabajos de montaje, la empresa instaladora deberá efectuar el replanteo de todos y cada uno de los elementos de la instalación, equipos, aparatos y conductores. En caso de discrepancias entre las medidas realizadas en obra y las que aparecen en los planos, que impidan la correcta realización de los trabajos de acuerdo a la normativa vigente, la empresa instaladora deberá notificar las anomalías a la dirección de obra para las oportunas rectificaciones.

b. Obligaciones y Responsabilidades del Contratista

El Contratista estará obligado a redactar un plan completo de Seguridad e Higiene específico para la presente obra, conformado y que cumplan las disposiciones vigentes, no eximiéndole el incumplimiento o los defectos del mismo de las responsabilidades de todo género que se deriven. Dicho plan será acordado por el Coordinador de Seguridad y Salud.

En caso de accidentes ocurridos a los operarios, en el transcurso de ejecución de los trabajos de la obra, el Contratista se atenderá a lo dispuesto a este respecto en la legislación vigente, siendo en todo caso, único responsable de su incumplimiento y sin que por ningún concepto pueda quedar afectada la Propiedad ni la Dirección Facultativa, por responsabilidad en cualquier aspecto.

Conocimiento y modificación del proyecto

El contratista deberá conocer el Proyecto en todos sus documentos, solicitando en caso necesario todas las aclaraciones que estime oportunas para la correcta interpretación de los mismos en la ejecución de la obra. Podrá proponer todas las modificaciones constructivas que crea adecuadas a la consideración del Director de obra, pudiendo llevarlas a cabo con la autorización por escrito de éste.

Replanteo

El Constructor (u otro) iniciará las obras con el replanteo de las mismas en el tejado, señalando las referencias principales que mantendrá como base de posteriores replanteos parciales. Dichos trabajos se incluirán dentro de la oferta del contratista.

El Constructor someterá el replanteo a la aprobación del director técnico, una vez que este haya dado su conformidad, éste preparará un acta acompañada de un plano que deberá ser aprobada por el director técnico.

Conservación de obras

Los gastos de conservación durante el plazo de garantía, comprendido entre la recepción parcial y la definitiva correrán a cargo del Contratista. En caso de duda será juez imparcial, la Dirección Técnica de la Obra, sin que contra su resolución quepa ulterior recurso.

Responsabilidades

El contratista es el único responsable de la ejecución de los trabajos que ha contratado y, por consiguiente, de los defectos que, bien por la mala ejecución o por la deficiente calidad de los materiales empleados, pudieran existir. También será responsable de aquellas partes de la obra que subcontrate, siempre con constructores legalmente capacitados.

Materiales y equipo

El contratista aportará los materiales y medios auxiliares necesarios para la ejecución de la obra en su debido orden de trabajos. Estará obligado a realizar con sus medios, materiales y personal, cuanto disponga la Dirección Facultativa en orden a la seguridad y buena marcha de la obra.

Limpieza de la obra

Es obligación del Constructor u otro mantener limpias las obras y sus alrededores, tanto de escombros como de materiales sobrantes, hacer desaparecer las instalaciones provisionales que no sean necesarias, así como adoptar las medidas y ejecutar todos los trabajos que sean necesarios para que la obra ofrezca un buen aspecto.

c. Promotor

El promotor no será el responsable de los accidentes que pudieran producirse en el desarrollo de la obra por impericia o descuido, y de los daños que por la misma causa pueda ocasionar a terceros, todas las responsabilidades caerán sobre las pólizas de seguros de los Contratistas y Subcontratistas de la Obra.

Actuación en la ejecución de la obra

El promotor se abstendrá de ordenar la ejecución de obra alguna o la introducción de modificaciones sin la autorización de la Dirección Facultativa, así como a dar a la Obra un uso distinto para el que fue proyectada, dado que dicha modificación pudiera afectar a la seguridad del edificio por no estar prevista en las condiciones de encargo del Proyecto.

5. Criterios administrativos

Obligaciones y responsabilidades de la contrata

Toda la obra se ejecutará con estricta sujeción al proyecto que sirve de base a la Contrata, a este Pliego de Condiciones y a las órdenes e instrucciones que se dicten por el Director de obra (con el asesoramiento del Coordinador de Seguridad y Salud) o ayudantes delegados. El orden de los trabajos será fijado por ellos, señalándose los plazos prudenciales para la buena marcha de las obras.

El Contratista habilitará por su cuenta los caminos, vías de acceso, etc... Así como una caseta en la obra donde figuren en las debidas condiciones los documentos esenciales del proyecto, para poder ser examinados en cualquier momento.

Por la Contrata se facilitará todos los medios auxiliares que se precisen, y locales para almacenes adecuados, pudiendo adquirir los materiales dentro de las condiciones exigidas en el lugar y sitio que tenga por conveniente, pero reservándose el promotor, siempre por sí o por intermedio de sus técnicos, el derecho de comprobar que el contratista ha cumplido sus compromisos referentes al pago de jornales y materiales invertidos en la obra, e igualmente, lo relativo a las cargas en material social, especialmente al aprobar las liquidaciones o recepciones de obras.

6. Medición, valoración y abono de las unidades de obra

Las distintas unidades de obra se medirán, valorarán y abonarán según lo convenido en los contratos correspondientes. En caso de indefinición de alguna unidad de obra, el constructor deberá acompañar a su oferta las aclaraciones precisas que permitan valorar el alcance de la cobertura del precio asignado, entendiéndose en otro caso que la cantidad ofertada, es para la unidad de obra correspondiente totalmente terminada y de acuerdo con las especificaciones.

Si por omisión apareciese alguna unidad cuya forma de medición y abono no hubiese quedado especificada, o en los casos de aparición de precios contradictorios, deberá recurrirse a Pliegos de Condiciones de Carácter General, debiéndose aceptar en todo caso por el Constructor, en forma inapelable, la propuesta redactada a tal efecto por el Director de Obra.

a. Relaciones valoradas

Por la Dirección Técnica de la Obra se formarán mensualmente las relaciones valoradas de los trabajos ejecutados, contados preferentemente "al origen". Descontando de la relación de cada mes el total de los meses anteriores, se obtendrá el volumen mensual de la Obra Ejecutada.

El Constructor podrá presenciar la toma de datos para extender dichas relaciones valoradas, disponiendo de un plazo de seis días naturales para formular las reclamaciones oportunas, transcurridos los cuales sin objeción alguna, se le reputará total y absolutamente conforme con ellas.

Para el cómputo de este plazo se tomará como fecha la de la medición valorada correspondiente. Estas relaciones valoradas, por lo que a la Propiedad y Dirección Facultativa se refiere, sólo tendrán carácter provisional, no entrañando aceptación definitiva ni aprobación absoluta.

b. Obra que tiene derecho a percibir el Instalador

El Instalador tiene derecho a percibir el importe a Precio de Presupuesto o Contradictorios, en su caso, de todas las unidades que realmente ejecute, sean inferiores, iguales o superiores a las consignadas en el Proyecto salvo pacto en contrario siempre que respondan a éste o lo hayan sido expresamente ordenadas por escrito por la Dirección Técnica, según ha quedado establecido en el artículo correspondiente.

En el caso que las obras se lleven a cabo en jornadas nocturnas o en fines de semana los precios por m² se verían incrementados por un 25%.

c. Pago de las obras

Los pagos dimanantes de liquidaciones tendrán el carácter de anticipos "a buena cuenta", es decir, que son absolutamente independientes de la liquidación final y definitiva de las obras, quedando pues sujetas a rectificación, verificación o anulación si procedieran.

Serán de cuenta del Constructor cuantos gastos de todo orden se originen a la Administración, a la Dirección Técnica o a sus Delegados para la toma de datos y redacción de las mediciones u operaciones necesarias para abonar total o parcialmente las obras.

7. Criterios para el acopio de materiales

a. Acopio de materiales

El contratista tiene libertad de proveerse de los materiales y aparatos de toda clase en los puntos que le parezca conveniente, siempre que reúnan las condiciones exigidas en el contrato. Todos los materiales y, en general, todas las unidades de obra que intervengan en la construcción del presente proyecto, habrán de reunir las condiciones exigidas por el Pliego de Condiciones y demás Normativa vigente que serán interpretadas en cualquier caso por el director de la obra, por lo que el mismo podrá rechazar material o unidad de obra que no reúna las condiciones exigidas, sin que el Contratista pueda hacer reclamación alguna.

8. Ejecución y control de obras

a. Método de trabajo

El Contratista está obligado a presentar a la Dirección de Obra un Plan de Ejecución, a partir de la comprobación de replanteo (el plazo de entrega será inmediato). Dicho Plan de Ejecución incluirá un Programa de Trabajos, con especificación de los plazos parciales y fechas de terminación de las distintas unidades de obra, compatibles con el plazo total de ejecución. Este programa de trabajos se llevará a cabo de acuerdo con las especificaciones señaladas en este Pliego.

En el Plan deben figurar: los servicios, equipos y maquinaria a utilizar en la ejecución, la protección y regulación del tráfico y las molestias que se derivan para éste; las instalaciones, previsión de préstamos, la designación de las fuentes de suministro de materiales y las características y modo de explotación de estas fuentes, los certificados de garantía o ensayos de los materiales, los rendimientos de cada tipo de obra, etc.

Por otra parte, y a lo largo de la realización de las obras, el Constructor presentará obligatoriamente a la Promotora, cinco días antes de finalizar cada mes el programa de los trabajos a realizar durante el mes siguiente, clasificado al menos en plazos semanales.

El Contratista proporcionará las muestras de materiales necesarios para ejecutar a su costa los ensayos que prescriba la Dirección de Obra, no pudiendo comenzar la explotación de fuentes de suministro ni la utilización de materiales, sin que la documentación y propuestas descritas hayan sido aprobadas por dicha Dirección.

El Contratista designará en el Plan propuesto la persona o personas que le representen a pie de obra, con los títulos, nombres y atribuciones respectivos.

Dichos técnicos estarán capacitados para tratar y resolver con la Dirección de Obra, en cualquier momento, las cuestiones que surjan referentes a la construcción y programación de las obras. Asimismo, el Contratista deberá aumentar los medios auxiliares y personal técnico, siempre que la Dirección de Obra compruebe que ello es necesario para el desarrollo de la obra en los plazos previstos.

b. Maquinaria y equipo

El constructor tiene libertad de proveerse de los materiales y aparatos en los puntos en los que le parezca conveniente, excepto en los casos en los que este pliego de condiciones preceptúe una procedencia determinada. Obligatoriamente, y para proceder a su empleo o acopio, el constructor deberá presentar al director de la obra una lista completa de los materiales y aparatos que se vayan a utilizar en la que se detallen todas las indicaciones sobre marcas, calidades, procedencias de cada uno de ellos.

c. Inicio de obras

El adjudicatario deberá dar comienzo a las obras dentro de los quince días siguientes a la fecha de la adjudicación definitiva a su favor, dando cuenta de oficio a la Dirección Técnica, del día que se propone inaugurar los trabajos, quien acusará recibo.

Las obras deberán quedar total y absolutamente terminadas en el plazo que se fije en la adjudicación a contar desde igual fecha que en el caso anterior. No se considerará motivo de demora de las obras la posible falta de mano de obra o dificultades en la entrega de los materiales.

El Contratista suministrará, instalará y mantendrá en perfecto estado todas las balizas y marcas necesarias para delimitar la zona de trabajo a satisfacción del Director de la Obra y del Coordinador de Seguridad y Salud.

9. Términos, recepción y disposiciones

a. Pruebas finales

Si por decisión de la Dirección Técnica se introdujesen mejoras, presupuesto adicional o reformas, el Constructor queda obligado a ejecutarlas, con la baja correspondiente conseguida en el acto de la adjudicación, siempre que el aumento no sea superior al 10% del presupuesto de la obra.

En el acto de la recepción, deberán presentarse las actas de las pruebas parciales de funcionamiento a lo largo de la obra, que exija la Dirección de aquella, así como los resultados de las pruebas efectuadas para la recepción y las posteriores a ella previstas o que sean precisos realizar.

En caso de discrepancia entre la Dirección de Obra y el Contratista acerca del significado de los ensayos, se someterá la gestión al arbitraje de un Laboratorio Oficial, corriendo el Contratista con todos los gastos ocasionados por este motivo.

b. Recepción provisional

Una vez terminada la totalidad de las obras, se procederá a la recepción provisional, para la cual será necesaria asistencia de un representante de la Propiedad, del Director de la Obra y del Contratista o su representante. Del resultado de la recepción se extenderá un acta por triplicado, firmada por los tres asistentes legales antes indicados.

Si las obras se encuentran en buen estado y han sido ejecutadas con arreglo a las condiciones establecidas, se darán por recibidas provisionalmente, comenzando a correr en dicha fecha el plazo de garantía de un año. Cuando las obras no se hallen en estado de ser recibidas, se hará constar en el acta y se especificarán en la misma los defectos observados, así como las instrucciones al Contratista, que la Dirección Técnica considere necesarias para remediar los efectos observados, fijándose un plazo para subsanarlo, expirado el cual, se efectuará un nuevo reconocimiento en idénticas condiciones, a fin de proceder de nuevo a la recepción provisional de la obra.

Si el Contratista no hubiese cumplido, se considerará rescindida la Contrata con pérdidas de fianza, a no ser que se estime conveniente se le conceda un nuevo e improrrogable plazo. Será condición indispensable para proceder a la recepción provisional la entrega por parte de la Contrata a la Dirección Facultativa de la totalidad de los planos de obra generales y de las instalaciones realmente ejecutadas, así como sus permisos de uso correspondientes.

c. Recepción definitiva

Si se encuentran las obras ejecutadas en buen estado y con arreglo a las prescripciones previstas, la Dirección Facultativa las dará por recibidas y se entregarán al uso de la propiedad, tras la firma de la correspondiente acta. Cuando las obras no se hallen en estado de ser recibidas se hará constar así en el acta y el director de las mismas señalará los defectos observados y detallará las instrucciones precisas, fijando un plazo para remediar aquéllos. Si transcurrido dicho plazo el contratista no lo hubiera efectuado, podrá concedérsele otro nuevo plazo improrrogable o declarar resuelto el contrato.

d. Plazo de garantía

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones. La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años. Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía. Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante. Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

Anulación de la garantía, la garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

e. Documentación final de la obra

A efectos de cumplir con lo establecido en este pliego, el contratista presentará por escrito a la Dirección de la Obra para su aprobación, la siguiente documentación, en un plazo no superior a 7 días a partir de la fecha de la firma del Contrato de adjudicación de las obras:

- Planos de obra generales y de las instalaciones realmente ejecutadas
- Permisos de uso correspondiente.
- Pruebas.

10. Programa de mantenimiento

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

Plan de mantenimiento preventivo:

Operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Plan de mantenimiento correctivo:

Todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en el plazo de 1 semana y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora. El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

11. Generador fotovoltaico

La construcción del Generador Fotovoltaico deberá admitir su uso en Intemperie y poder garantizar la seguridad de la instalación y de las personas, así como la propia. Deberá contar con una garantía de producción entre 20 y 25 años al 80% de su potencia nominal, en las condiciones de ensayo indicadas 1000 W/m², 25°C y 1,5 AM. Los módulos fotovoltaicos incluirán de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre ó logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie traceable a la fecha de fabricación.

Las cajas de conexión de los módulos fotovoltaicos llevarán 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 anodizado.

Características de montaje:

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante. El conexionado entre módulos se realizará de acuerdo a una de las siguientes modalidades:

- Si los módulos fotovoltaicos están dotados de conexión multicontact, se conectarán con los latiguillos suministrados por el fabricante del módulo y que incorporan el correspondiente conector.
- Si los módulos fotovoltaicos carecen de conexión multicontact o éste no tuviera la longitud necesaria para unir ambos terminales, el conexionado se realizará mediante cable solar de cobre tipo Tecsun de Prysmian o similar o con conductor flexible de cobre de 4 mm² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de PVC o polimérica, tipos libre a de halógenos, UNE 21- 123 IEC 502 90, suministrando y conectando en conector multicontact que corresponda para proceder con la prolongación.

Los módulos fotovoltaicos se instalarán de manera que el aire pueda circular libremente a su alrededor. De este modo, se consigue disminuir la temperatura de trabajo de las células y consecuentemente, mejorar el rendimiento del módulo, se instalarán sobre la estructura soporte utilizando los agujeros correspondientes, mediante la tornillería específica M4x20, en acero galvanizado en frío. Las masas metálicas del generador fotovoltaico se conectarán a tierra.

12. Cables para uso de corriente continua

Los cables para uso de Corriente continua, serán del tipo alta flexibilidad y cumplirán con todas las normas descritas en la especificación AENOR 0038, en su aplicación específica. Los cables deberán estar correctamente identificados en polaridad y en circuito al que corresponden.

13. Cajas de conexiones y seccionamiento

Las cajas de conexión, interconexión o seccionamiento, estarán destinadas para garantizar la seguridad de la instalación, transportar y seccionar la corriente generada por los módulos solares y asegurar la correcta conexión de los conductores eléctricos.

Según el caso, deberán incluir los correspondientes descargadores y protectores contra la corriente del rayo, que pudiera afectar la instalación. Las Cajas serán de material Aislante Clase A, con grado de protección IP 659, según UNE 20324. Tanto las cajas de CC como las de CA, serán de las dimensiones adecuadas para alojar todos los elementos necesarios de las funciones específicas que cumplirán. La ocupación del volumen de la caja será como máximo el 30% de la caja.

14. Convertidor de CC a CA – inversores

Las características básicas del inversor son las siguientes:

- Principio de funcionamiento: Fuente de corriente.
- Auto conmutado.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará en isla o modo aislado.

Las características técnicas serán:

- El inversor será capaz de admitir una potencia de campo fotovoltaico superior en al menos un 10% a su potencia nominal.
- La tensión nominal de salida del inversor será trifásica 400 Vca. Las protecciones de tensión del inversor están taradas para valores de 0,85 y 1,1 referidos a dicha tensión nominal.
- El valor de rendimiento europeo será superior al 92%.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95 entre el 25 y el 100% de la potencia nominal.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno será inferior al 0,5% de su potencia nominal.
- El inversor estará garantizado para operar en las siguientes condiciones ambientales: entre 0° C y 40 °C de temperatura y 0% a 80% de humedad relativa.
- El inversor tendrá un grado de protección mínima IP 20.

El inversor incorporará protecciones frente a las siguientes incidencias:

- Protección en funcionamiento en modo isla.
- Variaciones de tensión de red (0,85 Un -1,1 Un).
- Variaciones de tensión de red (49 Hz – 51 Hz).
- Cortocircuitos en alterna.
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.
- Sobretensiones en CC y CA mediante varistores o similares.
- Polarización inversa.
- Fallo de aislamiento en CC.
- Sobretemperaturas.
- El inversor se conectará a tierra
- A la hora de realizar el montaje del inversor, se respetará una distancia mínima de 0,6 m desde la parte posterior del inversor hasta la pared de la sala ó local eléctrico de forma que no haya problema para abrir la puerta trasera del inversor.
- El inversor incluirá un transformador de aislamiento galvánico de 50 Hz que garantice una correcta separación galvánica entre el campo fotovoltaico y la red de distribución.

En caso de conexión a red a través de transformadores de MT, el propio transformador de conexión a red puede actuar como asilamiento galvánico entre la red y la instalación fotovoltaica. En estos casos, y si la compañía eléctrica lo permite, no sería necesaria la incorporación de un transformador de aislamiento galvánico dentro del inversor.

15. Cables para uso corriente alterna

Los cables serán del tipo 0,6/1kV, libre de halógenos para el caso de conductores de acometida y ES07Z1K para los conductores que discurrirán en bandeja perforada, cumpliendo con lo indicado en las Normas UNE, citadas en el REBT ITC-BT-07 Y 19, en particular UNE 21030, UNE 20435 y para cada caso que no esté especificado en este proyecto se deberán consultar las Normas UNE 20435 y UNE 21144.

16. Cuadros y protecciones

Los cuadros y protecciones serán los indicados en los esquemas. Los cuadros estarán compuestos por envolventes homologadas y aceptadas para su uso, como mínimo tendrán un grado de protección IP 21 para interiores e IP 54 para exteriores, en caso de ser necesario se realizarán protecciones mecánicas a las envolventes a fin de asegurar su integridad física y técnica.

Todos los cuadros deberán contener una reserva física, en su espacio real ocupado de un mínimo del 30% para ampliación o modificación. Los embarrados serán de Cu al 99,95, del tipo electrolítico, recocido y de alta calidad, sujeto con aisladores de voltaje y amarre de seguridad para esfuerzos electrodinámicos.

Todos los cuadros mantendrán una protección a los contactos indirectos y a la manipulación indebida por personal no idónea. Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación. Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 U_{min}, respectivamente).

17. Puesta a tierra

Todos los Cuadros, Cajas, Equipos y accesorios de instalación, contendrán su correspondiente borne de Puesta a Tierra, también denominado punto "PE". Se deberá integrar el sistema mecánico al sistema eléctrico a través de una pletina de conexión adecuada, a fin de poder seccionar y medir las diferentes puestas a tierras. Prevalecerán las directivas de instalación y medidas óhmicas indicadas por la Compañía Local de Distribución Eléctrica. Se cumplirá con todo lo indicado en planos, donde se indican las condiciones particulares de instalación del Sistema.

La sección mínima para el conductor de puesta a tierra será de 25mm², o en su defecto la sección mínima del mayor conductor de fase o neutro. Se adoptarán todas las medidas de precaución para la conexión de los conductores de puesta a tierra, de manera que se prolongue al máximo su vida y valor de resistencia, importante a tener en cuenta los puntos de cambio de fase, donde se pueda producir algún tipo de deterioro galvánico, oxidación o reducción.

Absolutamente todos los circuitos deberán llevar su correspondiente conductor de puesta a Tierra. La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.

Se deberá cumplir con lo especificado en el REBT, en particular con lo indicado en las ITCBT-24 y 36, UNE 20481 y UNE 20460-4-41.

18. Estructura soporte

La estructura soporte se montará con una inclinación de 34°, coincidiendo esta con la inclinación óptima media del lugar, de forma que los módulos fotovoltaicos optimicen la producción energética a lo largo del año. Respetando en todo momento lo proyectado en cuanto a distancia entre filas, respecto a muros laterales, etc.

La instalación de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante. Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo. Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos. También se asegurará la perfecta impermeabilización de la cubierta; sin que estos trabajos afecten a la que ésta presentaba anteriormente. En caso de uniones atornilladas, la tornillería de la estructura soporte será de acero galvanizado en frío. Los tornillos, tuercas y arandelas cumplirán lo dispuesto en el CTEDBSE-A en cuanto a calidades y tolerancia. A la hora de realizar uniones atornilladas, las superficies de las piezas en contacto deberán estar perfectamente limpias de suciedad, herrumbre o grasa. Las tuercas se apretarán con el par nominal correspondiente.

19. Instalación eléctrica

a) Clasificación eléctrica

En general la instalación fotovoltaica está situada a la intemperie, por lo que la clasificación del local será la de "Local mojado". La caseta del inversor y algunos tramos interiores del edificio pueden considerarse como local seco.

De acuerdo con la ITC-BT-30, las instalaciones en locales mojados cumplirán los siguientes requerimientos:

- Las canalizaciones serán estancas, utilizándose para terminales, empalmes o conexiones de las mismas, sistemas y dispositivos que ofrezcan un grado de estanqueidad mínima de IP-54. Consecuentemente, todas las cajas de conexiones y cuadros eléctricos, situados en el exterior presentarán un grado de estanqueidad, de como mínimo IP-54.
- El acceso a las cajas o cuadros se realizará mediante prensaestopas cuyo grado de estanqueidad no comprometerá el grado de estanqueidad del conjunto. En general serán como mínimo del mismo grado de estanqueidad de la envolvente.

b) Características de las protecciones

Interruptores Magnetotérmicos

Los interruptores deberán soportar la influencia de los agentes exteriores a que estén sometidos, con el grado de protección que les corresponda, de acuerdo con sus condiciones de instalación.

Los interruptores automáticos serán los apropiados a la línea de alimentación a proteger, respondiendo en su funcionamiento a las curvas adecuadas y cortando la corriente máxima del circuito en que estén colocados, sin dar lugar a la formación de arco permanente, abriendo y cerrando la línea, sin posibilidad de tomar posiciones intermedias entre las de cierre y apertura.

Los interruptores automáticos llevarán marcada su intensidad y tensión nominal, el símbolo de la naturaleza de corriente en que hayan de emplearse, el símbolo que indique las características de desconexión, marca y tipo, así como las curvas de desconexión.

Se indicarán claramente las posiciones de "cerrado" y "abierto", por medio de rótulos o señales adecuadas, en el mecanismo de maniobra.

La maniobra de los interruptores automáticos podrá realizarse mecánica o eléctricamente, con dispositivo de conexión y desconexión brusca, mediante resortes precargados por acumulación de energía.

Fusibles y Bases

Serán suministrados, montados y puestos a punto por el Instalador adjudicatario de la obra, con todos aquellos elementos y accesorios necesarios para su buen funcionamiento, ateniéndose en todo momento a las características indicadas en el Proyecto y a las normas que dicte la Dirección Facultativa.

Se emplearán como dispositivos de protección de alta capacidad de ruptura, contra sobrecargas y cortocircuitos, debiendo ir calibrados y con las características de funcionamiento adecuadas. Cumplirán la condición de permitir su recambio bajo tensión de la instalación, sin peligro alguno. Tanto las bases, como los cortocircuitos fusibles, llevarán inscritos de forma indeleble y bien visible, la marca y tipo del Fabricante, así como la tensión e intensidad nominales.

Los terminales para la fijación de los conductores deberán tener el tamaño adecuado, para que pueda introducirse fácilmente el conductor con la envoltura de protección. Serán de material de alta conductividad e inatacables por los agentes atmosféricos y esfuerzos térmicos, debiendo ir de elementos que permitan lograr la presión necesaria sobre el terminal de conductor.

Las conexiones entre partes conductoras de corriente deben efectuarse de modo que no puedan aflojarse por el calentamiento natural de servicio, ni por la alteración de los materiales aislantes, ni por fenómenos vibratorios. Las bases estarán fijadas sobre panel, por medio de tornillos o en carril DIN 46277. Los cartuchos fusibles deberán estar contruidos de forma que no puedan ser abiertos sin herramientas. Como parte del equipo se suministrarán empuñaduras aislantes para la maniobra bajo tensión de todos los cartuchos instalados (una por cada quince cartuchos). La distancia mínima entre partes en tensión o entre éstas y tierra será la fijada por los reglamentos vigentes.

Diferenciales

El Instalador suministrará, montará y pondrá a punto los interruptores con protección diferencial, en número, calibrado y sensibilidad necesarios para la correcta protección de la instalación eléctrica, con la situación y características indicadas en Proyecto, así como todos los elementos necesarios para la fijación y buen funcionamiento de los mismos, estando de acuerdo, en todo momento, con lo indicado en el REBT y sus Instrucciones complementarias.

Estos interruptores tendrán como misión evitar las corrientes de derivación a tierra que puedan ser peligrosas para las personas. Esta protección será independiente de la protección magneto térmica de circuitos y aparatos, estando previsto su calibre para una intensidad igual o mayor a la máxima que pueda circular por la línea que protege.

Reaccionarán con toda intensidad de derivación a tierra que alcance o supere el valor de la sensibilidad del aparato, disponiéndose en instalaciones, sin puesta a tierra, diferenciales de alta sensibilidad (30 mA.) y en casos especiales, la resistencia de puesta a tierra y la sensibilidad serán las que se exijan, bien por normas o bien especificándolo en proyecto.

20. Canalizaciones eléctricas

a. Tubos en canalizaciones fijas en superficie

En las canalizaciones superficiales, los tubos deberán ser preferentemente rígidos y en casos especiales podrán usarse tubos curvables. Sus características mínimas serán las indicadas en la tabla 1 de la ITC-BT 21 del REBT. El cumplimiento de estas características se realizará según los ensayos indicados en las normas UNE-EN 50.086-2-1, para tubos rígidos y UNE-EN 50.086-2-2, para tubos curvables.

b. Tubos en canalizaciones empotradas

En las canalizaciones empotradas, los tubos protectores podrán ser rígidos, curvables o flexibles y sus características mínimas se describen en la tabla 3 de la ITC BT 21 para tubos empotrados en obras de fábrica (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción o canales protectoras de obra y en la tabla 4 para tubos empotrados embebidos en hormigón.

c. Tubos en canalizaciones enterradas

En las canalizaciones enterradas, los tubos protectores serán conformes a lo establecido en la norma UNE-EN 50.086 2-4 y sus características mínimas serán, para las instalaciones ordinarias las indicadas en la tabla 8 de la ITC BT 21 del REBT.

d. Canales protectoras

La canal protectora es un material de instalación constituido por un perfil de paredes perforadas o no perforadas, destinado a alojar conductores o cables y cerrado por una tapa desmontable. Las canales serán conformes a lo dispuesto en las normas de la serie UNE-EN 50.085 y se clasificarán según lo establecido en la misma.

Las características de protección deben mantenerse en todo el sistema. Para garantizar éstas, la instalación debe realizarse siguiendo las instrucciones del fabricante.

21. Cableado

Los conductores utilizados se registrarán por las especificaciones del proyecto, según se indica en Memoria, Cálculos, Planos y Mediciones.

Los conductores para la interconexión de las distintas partes de la instalación fotovoltaica tendrán las siguientes características, cumpliendo lo especificado en la Norma UNE EA 0038,

- Cables de continua:
- Conductor de cobre:
- Tensión nominal: 1,8 kV
- Conductor: Cobre electrolítico recocido
- Tipo: Flexibilidad clase 5 S/UNE 21022
- Formación: Unipolares
- Aislamiento: Polietileno Reticulado (XLPE) tipo DIX3
- Cubierta: PVC o Polimérica
- Instalación: Intemperie
- Normativa de aplicación: UNE 21123-2 / 21123-4

Estas características se aplicarán a todos los conductores de potencia, salvo que se especifique otro tipo en los planos o mediciones. En la parte de continua, los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente. Para realizar todas las conexiones, tanto en las cajas como en los cuadros eléctricos, se deberán usar conectores apropiados para evitar holguras y asegurar una adecuada fijación de la punta de cable.

Tendido de cables

Los cables deben ser siempre desenrollados y puestos en su sitio con el mayor cuidado evitando que sufran torsión, hagan bucles, etc. y teniendo siempre en cuenta que el radio de curvatura del cable debe ser superior a 20 veces su diámetro durante su tendido y superior a 10 veces su diámetro una vez instalado. En todo caso el radio de curvatura del cable no debe ser inferior a los valores indicados en las Normas UNE correspondientes relativas a cada tipo de cable.

Cuando los cables se tiendan a mano, los operarios estarán distribuidos de una manera uniforme a lo largo de las bandejas. El tendido se hará obligatoriamente por rodillos que puedan girar libremente y contruidos de forma que no dañen el cable. Durante el tendido se tomarán precauciones para evitar que el cable no sufra esfuerzos importantes ni golpes ni rozaduras.

No se permitirá desplazar lateralmente el cable por medio de palancas u otros útiles; deberá hacerse siempre a mano. Sólo de manera excepcional se autorizará desenrollar el cable fuera de la zanja, siempre bajo la autorización del Director de Obra. Cuando dos cables que se canalicen vayan a ser empalmados, se solaparán al menos en una longitud de 0,50 m.

Si involuntariamente se causara alguna avería en otros servicios en el momento de la instalación, se avisará con toda urgencia al Director de Obra y a la Empresa correspondiente con el fin de que procedan a su reparación. El encargado de la obra por parte del Contratista deberá

conocer la dirección de los servicios públicos, así como su número de teléfono para comunicarse en caso de necesidad.

En el caso de canalizaciones con cables unipolares:

- Se recomienda colocar en cada metro y medio por fase y neutro unas vueltas de cinta adhesiva para indicar el color distintivo de dicho conductor.

- Cada metro y medio, envolviendo las tres fases y el neutro en B.T., se colocará una sujeción que agrupe dichos conductores y los mantenga unidos.

Una vez tendido el cable, los tubos se tapan con yute y yeso, o espuma epoxi de forma que el cable quede en la parte superior del tubo.

22. Equipo de medida

Se instalará el equipo en la ubicación que designe la empresa suministradora. En nuestro caso esta ubicación es la fachada del edificio.

23. Sistema de puesta a tierra

La instalación cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de tensión, de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. Cuando se requiera utilizar cable de tierra aislado se utilizará conductor unipolar ES07Z1K verde-amarillo de cobre de flexibilidad clase 5, de tensión asignada de 750 V y con aislamiento de PVC.

Se asegurará por parte del instalador una medición de la resistividad del terreno previo al diseño de la red de tierras según recomendaciones y métodos de UNESA. Una vez realizada la instalación de la red de tierras se comprobará que la resistencia de tierras es la adecuada, en caso negativo se comunicará al Director de Proyecto que tomará las medidas necesarias para asegurar que la resistencia de tierra cumple con los valores especificados en proyecto.

También se deberá prever al menos un punto accesible de conexión a tierra por red de tierras independiente, para medida de resistencia una vez hecha la instalación. La resistencia total de tierra vendrá determinada en cada proyecto, en función de las características de la instalación. Como norma general, la citada resistencia debe garantizar que la tensión con respecto a tierra no supere en caso de fallo de los aislamientos la especificada en el REBT, que para el caso que nos ocupa es de 24 V. La instalación de tierra vendrá descrita en los planos, debiendo seguir la recomendaciones del REBT de fijar todas las uniones con el electrodo de cobre de tierra principal enterrado mediante soldadura aluminotérmica tipo Cadwell para asegurar el contacto. Las uniones de cable de tierra, de parte aérea, se realizarán mediante terminales de compresión, uniendo ambos extremos de cable al mismo terminal.

Los electrodos de tierra serán de cobre-acero de 16 mm de diámetro nominal con una longitud por término medio de 2 m. Los electrodos de tierra estarán separados 3 m como mínimo.

Se distinguen dos sistemas de puesta a tierra independientes, pero unidos a la puesta a tierra común.

- Un sistema de puesta a tierra para la instalación fotovoltaica de corriente continua a la que se unirá la estructura de los módulos fotovoltaicos.
- Un sistema de puesta a tierra para el sistema de baja tensión de corriente alterna (armarios, cuadros, equipos, etc.) que puede ir unido al anterior.

24. Señalización

Con objeto de evitar accidentes toda instalación eléctrica deberá poseer una señalización adecuada. Todos los aparatos y máquinas principales deben ser señalizados. Se deben diferenciar todos los elementos entre sí mediante marcas establecidas claramente. Los rótulos deben poseer las dimensiones y estructura adecuadas para su fácil comprensión. En especial, deben ser señalizados todos los elementos de accionamiento, de los aparatos de maniobra y los propios aparatos, incluyendo la identificación de las posiciones de apertura y cierre, excepto

cuando sea observable a simple vista. Todos los puntos que por sus características lo necesiten deben poseer carteles de advertencia.

25. Pruebas reglamentarias

Todos los elementos constitutivos de la instalación deberán ser homologados por el fabricante, puesto que la Garantía de la instalación dependerá de la aprobación por esta firma en la Garantía Particular y del Conjunto. Se realizará la medición parcial de aislamiento a los conductores, tanto del lado de Corriente Continua, como de Corriente Alterna, acorde con los protocolos de medición indicados en el REBT e ITC complementarias, según las directivas de Normas UNE. Se realizarán las pruebas de medición de puesta a tierra, según protocolo de EBT, y Normas UNE.

- Se comprobará la correcta actuación de las protecciones Térmicas, Magnéticas y Diferenciales.
- Se comprobará la sujeción mecánica de toda la instalación, en lo que respecta a amarre, anclaje y sujeción, de bases, módulos, cajas, equipos, cables, etc.

26. Plan de ejecución y puesta en marcha

Para realizar correctamente la puesta en marcha de la instalación, se ha de llevar a cabo las pruebas de la instalación. Estas pruebas son independientes a las realizadas en fábrica por cada uno de los suministradores de los diferentes equipos que componen la instalación.

Una vez realizadas dichas comprobaciones, se procederá a la puesta en marcha del sistema, que se llevará a cabo en presencia del cliente para su correspondiente aprobación y visto bueno, en base a los requerimientos y necesidades reflejadas y establecidas en este documento.

Una vez instalados todos los equipos, se procederá a una prueba y calibración de los mismos, para verificar su correcto funcionamiento y realizar las medidas necesarias en caso de encontrarse fallos.

Las pruebas se podrían dividir en dos fases.

Primera Fase:

Pruebas sobre la instalación.

El propósito de las pruebas será verificar que no se ha producido ningún daño durante la instalación del equipamiento. Los resultados obtenidos se reflejarán en las hojas de pruebas y, en caso de la existencia de anomalías, posteriormente servirán para realizar el seguimiento de dicha anomalía hasta su solución final.

Las pruebas de construcción y acabado a realizar serán las siguientes:

- Comprobación sujeción y acabado exterior de la estructura de los módulos (puntos de óxido, pintura, sellado, juntas y remaches y terminación en general).
- Verificación de las sujeciones y fijaciones de todo el equipamiento en general.
- Verificación de la instalación de los diferentes equipos (módulos, inversores, cuadros eléctricos, etc.).

Pruebas de la instalación eléctrica

Se comprobará la llegada de alimentación eléctrica a todos los equipos que lo requieren y el correcto funcionamiento del interruptor diferencial del cuadro eléctrico, y de los interruptores magnetotérmicos.

El procedimiento a seguir será el siguiente:

- Verificación conexas toma de tierra
- Verificación conexas cuadros eléctricos
- Comprobación de características, identificación y recorrido del cableado.
- Provocar el disparo del interruptor diferencial.

- Medida de tensión en bornes de los equipos y del resto de puntos de suministro de la instalación.

Segunda Fase:

Pruebas sobre el equipamiento.

El propósito de las pruebas es comprobar que los módulos, inversores, y demás equipos se encuentran en perfecto estado de operación, así como la comprobación del sistema de monitorización y detección contra intrusos. Se verificarán los aspectos de terminación final de los equipos, conexiones, dimensiones, etc.

Entre otras, se realizarán las siguientes pruebas:

- Comprobación estabilidad del voltaje de alimentación.
- Comprobar que no existen alarmas de mal funcionamiento.
- Chequeo del correcto funcionamiento de los módulos.
- Comprobación funcionamiento secuencias automáticas de mando.
- Chequeo de la extracción y transmisión de datos.
- Comprobación de las comunicaciones entre los módulos, inversores y el centro de control de monitorización.

JUAN FERNANDO POZO MARTINEZ

Noviembre 2013
Fdo. Ingeniero Técnico Industrial

PLANIFICACIÓN , MEDICIONES Y PRESUPUESTO

PLANIFICACIÓN

PLANIFICACIÓN



MEDICIONES

Presupuesto parcial nº 1 INSTALACION FOTOVOLTAICA

Nº	Ud	Descripción	Medición
1.1	Ud	Módulo solar ATERSA A-150P de 150W de potencia nominal y eficiencia de 15,42%, con marco ALUMINIO, tecnología policristalina, con marco de aluminio anodizado completamente instalado sobre estructura mediante tornillería de acero inoxidable. Dimensiones 1476mmx659mm, incluido pp de accesorios, mano de obra y maquinaria de elevación.	
			Total ud: 128,000
1.2	Ud	Instalación y montaje de estructura soporte una estructura triangular ajustable de la marca UISOLAR, que permite una inclinación de hasta 60º, tornillería y resto de accesorios. Unidad completamente instalada y anclada a la azotea del edificio, incluso pp de sistemas de elevación y elementos y medios auxiliares.	
			Total ud: 128,000
1.3	M	Línea de rama 1 - caja continua formada por Conductor de 4 mm2 tipo ZZ-F (AS) de corriente asignada 1,8 kV c.c, según la especificación AENOR EA 0038 instalado sobre canaleta perforada de 60x200 de 50m de longitud. Incluida parte proporcional de accesorios y mano de obra.	
			Total m: 1,000
1.4	M	Línea de rama 2 - caja continua formada por Conductor de 4 mm2 tipo ZZ-F (AS) de corriente asignada 1,8 kV c.c, según la especificación AENOR EA 0038 instalado sobre canaleta perforada de 60x200 compartida con rama 1. Incluida parte proporcional de accesorios y mano de obra	
			Total m: 1,000
1.5	M	Línea de rama 3 - caja continua formada por Conductor de 4 mm2 tipo ZZ-F (AS) de corriente asignada 1,8 kV c.c, según la especificación AENOR EA 0038 instalado sobre canaleta perforada de 60x200 compartida con rama 1 y 2. Incluida parte proporcional de accesorios y mano de obra	
			Total m: 1,000
1.6	M	Línea de rama 4-caja continua formada por Conductor de 4mm2 tipo ZZ-F (AS) de corriente asignada 1,8 kV c.c, según la especificación AENOR EA 0038 instalado sobre canaleta perforada de 60x200 compartida con rama 1, 2 y 3. Incluida parte proporcional de accesorios y mano de obra	
			Total m: 1,000
1.7	M	Línea desde caja de continua - inversor, formado por el cable de 16mm2 tipo XZ-K (AS) de corriente asignada 1,8 kV c.c, según la especificación AENOR EA 0038 e instalada bajo tubo en montaje superficial. Incluida parte proporcional de accesorios y mano de obra.	
			Total m: 1,000
1.8	Ud	Caja de conexión en continua ST068060P con capacidad para asociar hasta 6 ramas en paralelo y con protección de sobretensiones clase II. La caja de continua incluye fusibles de rama de escalón comercial único admisible es de 16 A y será de tipo gR. (gR 10 x 38mm de 16A 1000VDC) y un interruptor seccionador GAVE modelo 55DC4014 de categoría de empleo DC-22, de dos polos con una intensidad nominal de 63A, capaz de soportar una tensión de régimen permanente máxima de 1000VDC y de tensión nominal de funcionamiento de 800V, con una capacidad de corte de 3kA. Incluida parte proporcional de accesorios y mano de obra.	
			Total ud: 1,000
1.9	Ud	Cuadro de superficie de elementos de maniobra y protección de CA (cuadro salida alterna) con los siguientes dispositivos: > Interruptor general manual: interruptor en caja moldeada de la casa Legrand de 125A, con capacidad de trabajo nominal entre 16 y 125 A (regulado a 40 A) con un poder de corte de 16kA con capacidad de desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia nominales de la red, accionado por relés de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente, y menos de 0,5 segundos de tiempo de actuación) y de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente durante más de 5 períodos). > Interruptor automático diferencial: Interruptor diferencial de ABB modelo F200AC de 400V / IV,63A / 30mA de sensibilidad de disparo. Incluida parte proporcional de accesorios y mano de obra.	
			Total ud: 1,000

Presupuesto parcial nº 1 INSTALACION FOTOVOLTAICA

Nº	Ud	Descripción	Medición
1.10	Ud	Inversor trifasico Ingecon@Sun Smart modelo IngeconSun 15 con transformador, fabricados en acero inoxidable para uso en instalaciones exteriores (bloque de electrónica IP65), y potencia nominal de salida es de 15 kW. La salida en alterna es trifásica (400V/50 Hz), y rendimiento 93,8%. Incluido soporte y conexionado de todos los terminales de potencia y de control. Medida la unidad completamente instalada.	
			Total ud: 1,000
1.11	Ud	Tramo de línea de 30 m desde inversor hasta equipo de medida situado sobre fachada del edificio formado por línea de sección 6 mm ² tipo RZ1-K(AS) de nivel de aislamiento 0,6/1 kV bajo tubo superficial, más tramo desde Contador a CGP o cuadro BT del CT de igual sección que discurre bajo tubo enterrado en canalización existente.	
			Total ud: 1,000
1.12	Ud	Contador estático trifásico multifunción, de clase 1 en energía activa, con aplicaciones bidireccional, reactiva y cambio automático de tarifas. Envolverte, bajo Norma ONSE 33.70-10, tipo C.P.M. 2-D4 sin bases fusibles. La conexión se efectuará directamente a bornas de conexión situadas en el interior de la envolvente.C.P.M. 2-D4 (ONSE 33.70-10)	
			Total ud: 1,000
1.13	Ud	Caja General de Protección (CGP) exclusivamente destinada a conexión a red del sistema, que cumplirá con la Norma ENDESA NNL010, y su esquema será el C.G.P. 7 – 160.	
			Total ud: 1,000
1.14	Ud	Sala de inversor situada en primera planta, construida de material de mampostería de 2x2m , con puerta con rejilla inferior y con rejilla de ventilación natural interior. Su destino es albergar inversor, caja registro de tierras y cuadro de salida de AC.	
			Total ud: 1,000
1.15	Ud	Conductor de tierra Instalación de tierra en configuración flotante, por lo que todas las carcasas, envolventes y partes metálicas de la misma se unirán en una red, mediante conductor de 4mm ² (ZZ-F (AS) 1,8 kV c.c. Amarillo – Verde) de sección hasta el punto de registro de tierra ubicado en la habitación del inversor, punto que además será desmontable para las diferentes pruebas y medidas de tierra. Línea principal de tierra desde punto de registro de tierra de sala de inversor hasta zona ajardinada donde se sitúa la toma de tierra. Toma de Tierra compuesta por 4 picas de acero cobreado de 2 m de longitud colocadas en línea y separadas 4 m, con dispositivo de acople al cable de 25 mm ² de cobre, en excavación al efecto, incluso tierra vegetal, sal y carbón con tubo de humedecimiento, dotado de arqueta de registro con tapa y marco de fundición de 20 cm de diámetro colocada. Totalmente montado e instalado.	
			Total ud: 1,000

Jerez de los Caballeros (Badajoz) Noviembre 2013

PRESUPUESTO

PRESUPUESTO PARCIAL Nº 1 INSTALACION FOTOVOLTAICA

Nº	DESCRIPCION	UDS.	LARGO	ANCHO	ALTO	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
1.1	Ud. Módulo solar ATERSA A-150P de 150W de potencia nominal y eficiencia de 15,42%, con marco ALUMINIO, tecnología policristalina, con marco de aluminio anodizado completamente instalado sobre estructura mediante tornillería de acero inoxidable. Dimensiones 1476mmx659mm, incluido pp de accesorios, mano de obra y maquinaria de elevación.					128,000	96,00	12.288,00
1.2	Ud. Instalación y montaje de estructura soporte una estructura triangular ajustable de la marca UISOLAR, que permite una inclinación de hasta 60º, tornillería y resto de accesorios. Unidad completamente instalada y anclada a la azotea del edificio, incluso pp de sistemas de elevación y elementos y medios auxiliares.					128,000	25,00	3.200,00
1.3	M. Línea de rama 1 - caja continua formada por Conductor de 4 mm2 tipo ZZ-F (AS) de corriente asignada 1,8 kV c.c, según la especificación AENOR EA 0038 instalado sobre canaleta perforada de 60x200 de 50m de longitud. Incluida parte proporcional de accesorios y mano de obra.					1,000	207,31	207,31
1.4	M. Línea de rama 2 - caja continua formada por Conductor de 4 mm2 tipo ZZ-F (AS) de corriente asignada 1,8 kV c.c, según la especificación AENOR EA 0038 instalado sobre canaleta perforada de 60x200 compartida con rama 1. Incluida parte proporcional de accesorios y mano de obra					1,000	172,76	172,76
1.5	M. Línea de rama 3 - caja continua formada por Conductor de 4 mm2 tipo ZZ-F (AS) de corriente asignada 1,8 kV c.c, según la especificación AENOR EA 0038 instalado sobre canaleta perforada de 60x200 compartida con rama 1 y 2. Incluida parte proporcional de accesorios y mano de obra					1,000	138,23	138,23
1.6	M. Línea de rama 4-caja continua formada por Conductor de 4mm2 tipo ZZ-F (AS) de corriente asignada 1,8 kV c.c, según la especificación AENOR EA 0038 instalado sobre canaleta perforada de 60x200 compartida con rama 1, 2 y 3. Incluida parte proporcional de accesorios y mano de obra					1,000	103,68	103,68
1.7	M. Línea desde caja de continua - inversor, formado por el cable de 16mm2 tipo XZ-K (AS) de corriente asignada 1,8 kV c.c, según la especificación AENOR EA 0038 e instalada bajo tubo en montaje superficial. Incluida parte proporcional de accesorios y mano de obra.					1,000	172,77	172,77
1.8	Ud. Caja de conexión en continua ST068060P con capacidad para asociar hasta 6 ramas en paralelo y con protección de sobretensiones clase II. La caja de continua incluye fusibles de rama de escalón comercial único admisible es de 16 A y será de tipo gR. (gR 10 x 38mm de 16A 1000VDC) y un interruptor seccionador GAVE modelo 55DC4014 de categoría de empleo DC-22, de dos polos con una intensidad nominal de 63A, capaz de soportar una tensión de régimen permanente máxima de 1000VDC y de tensión nominal de funcionamiento de 800V, con una capacidad de corte de 3kA. Incluida parte proporcional de accesorios y mano de obra.					1,000	103,69	103,69
1.9	Ud. Cuadro de superficie de elementos de maniobra y protección de CA (cuadro salida alterna) con los siguientes dispositivos: > Interruptor general manual: interruptor en caja moldeada de la casa Legrand de 125A, con capacidad de trabajo nominal entre 16 y 125 A (regulado a 40 A) con un poder de corte de 16kA con capacidad de desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia nominales de la red, accionado por relés de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente, y menos de 0,5 segundos de tiempo de actuación) y de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente durante más de 5 periodos). > Interruptor automático diferencial: Interruptor diferencial de ABB modelo F200AC de 400V / IV,63A / 30mA de sensibilidad de disparo. Incluida parte proporcional de accesorios y mano de obra.					1,000	276,38	276,38

Suma y sigue ... 16.662,82

PRESUPUESTO PARCIAL Nº 1 INSTALACION FOTOVOLTAICA

Nº	DESCRIPCION	UDS.	LARGO	ANCHO	ALTO	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
1.10	Ud. Inversor trifasico Ingecon®Sun Smart modelo IngeconSun 15 con transformador, fabricados en acero inoxidable para uso en instalaciones exteriores (bloque de electrónica IP65), y potencia nominal de salida es de 15 kW. La salida en alterna es trifásica (400V/50 Hz), y rendimiento 93,8%. Incluido soporte y conexionado de todos los terminales de potencia y de control. Medida la unidad completamente instalada.					1,000	7.249,99	7.249,99
1.11	Ud. Tramo de línea de 30 m desde inversor hasta equipo de medida situado sobre fachada del edificio formado por línea de sección 6 mm² tipo RZ1-K(AS)de nivel de aislamiento 0,6/1 kV bajo tubo superficial, más tramo desde Contador a CGP o cuadro BT del CT de igual sección que discurre bajo tubo enterrado en canalización existente.					1,000	518,14	518,14
1.12	Ud. Contador estático trifásico multifunción, de clase 1 en energía activa, con aplicaciones bidireccional, reactiva y cambio automático de tarifas. Envoltente, bajo Norma ONSE 33.70-10, tipo C.P.M. 2-D4 sin bases fusibles. La conexión se efectuará directamente a bornas de conexión situadas en el interior de la envoltente.C.P.M. 2-D4 (ONSE 33.70-10)					1,000	207,31	207,31
1.13	Ud. Caja General de Protección (CGP) exclusivamente destinada a conexion a red del sistema, que cumplirá con la Norma ENDESA NNL010, y su esquema será el C.G.P. 7 – 160.					1,000	55,34	55,34
1.14	Ud. Sala de inversor situada en primera planta, construida de material de mampostería de 2x2m , con puerta con rejilla inferior y con rejilla de ventilacion natural interior. Su destino es albergar inversor, caja registro de tierras y cuadro de salida de AC.					1,000	552,68	552,68
1.15	Ud. Conductor de tierra Instalación de tierra en configuración flotante, por lo que todas las carcasas, envolventes y partes metálicas de la misma se unirán en una red, mediante conductor de 4mm² (ZZ-F (AS) 1,8 kV c.c Amarillo – Verde) de sección hasta el punto de registro de tierra ubicado en la habitación del inversor, punto que además será desmontable para las diferentes pruebas y medidas de tierra. Línea principal de tierra desde punto de registro de tierra de sala de inversor hasta zona ajardinada donde se situa la toma de tierra. Toma de Tierra compuesta por 4 picas de acero cobreado de 2 m de longitud colocadas en línea y separadas 4 m, con dispositivo de acople al cable de 25 mm² de cobre, en excavación al efecto, incluso tierra vegetal, sal y carbón con tubo de humedecimiento, dotado de arqueta de registro con tapa y marco de fundición de 20 cm de diámetro colocada. Totalmente montado e instalado.					1,000	172,76	172,76

Total presupuesto parcial nº 1 ... 25.419,04

RESUMEN POR CAPITULOS

CAPITULO INSTALACION FOTOVOLTAICA	25.419,04
PRESUPUESTO DE EJECUCION MATERIAL.....	<u>25.419,04</u>

EL PRESUPUESTO DE EJECUCION MATERIAL ASCIENDE A LAS EXPRESADAS VEINTICINCO MIL CUATROCIENTOS DIECINUEVE EUROS CON CUATRO CÉNTIMOS.

Proyecto: INSTALACION FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED SOBRE AZOTEA DE EDIFICIO PÚBLICO 19,2 kW

Capítulo	Importe
Capítulo 1 INSTALACION FOTOVOLTAICA	25.419,04
Presupuesto de ejecución material	25.419,04
16% de gastos generales	4.067,05
6% de beneficio industrial	1.525,14
Suma	31.011,23
21% IVA	6.512,36
Presupuesto de ejecución por contrata	37.523,59

Asciende el presupuesto de ejecución por contrata a la expresada cantidad de TREINTA Y SIETE MIL QUINIENTOS VEINTITRES EUROS CON CINCUENTA Y NUEVE CÉNTIMOS.

Jerez de los Caballeros (Badajoz) Noviembre 2013

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

1. Objeto del estudio

Este Estudio de Seguridad y Salud establece, durante la construcción de la presente instalación, las previsiones respecto a la prevención de riesgos de accidentes, enfermedades profesionales y los derivados de los trabajos de reparación, conservación, entretenimiento y mantenimiento.

En aplicación del presente Estudio, el o los Contratistas elaborarán el Plan de Seguridad y Salud en el trabajo en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en este Estudio, en función de su propio sistema de ejecución de la instalación. Con este Estudio y con el Plan de Seguridad elaborado por el Contratista, se pretende dar cumplimiento a lo dispuesto en el Real Decreto 1.627/1997, de 24 de octubre, "Disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción" (B.O.E. de 25 de octubre de 1997).

2. Designación de los coordinadores en materia de seguridad y salud

En la instalación objeto de este Proyecto, el promotor designará un coordinador en materia de seguridad y de salud durante la elaboración de la misma. En este sentido, y en aplicación de lo dispuesto en el art. 3 del Real Decreto 1.627/1997, el Coordinador en materia de seguridad y de salud durante la elaboración del Proyecto ha sido el Ingeniero que lo suscribe.

Si en la ejecución de la instalación interviene más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos, el promotor, antes del inicio de los trabajos o tan pronto como se constate dicha circunstancia, designará un coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la instalación.

La designación de los coordinadores en materia de seguridad y salud durante la elaboración del proyecto de instalación y durante su ejecución podrá recaer en la misma persona. La designación de los coordinadores no eximirá al promotor de sus responsabilidades.

3. Principios generales aplicables al proyecto y a la instalación

1. En la redacción del presente Proyecto, y de conformidad con la "Ley de Prevención de Riesgos Laborales", han sido tomados los principios generales de prevención en materia de seguridad y salud previstos en el artículo 15, en las fases de concepción, estudio y elaboración del proyecto de la instalación y en particular:

- a) Al tomar las decisiones constructivas, técnicas y de organización con el fin de planificar los distintos trabajos o fases de trabajo que se desarrollarán simultáneamente o sucesivamente.
- b) Al estimar la duración requerida para la ejecución de estos distintos trabajos o fases de trabajo.

2. Asimismo, y de conformidad con la "Ley de Prevención de Riesgos Laborales", los principios de la acción preventiva que se recogen en su artículo 15 se aplicarán durante la ejecución de la instalación y, en particular, en las siguientes tareas o actividades:

- a) El mantenimiento de la instalación en buen estado de orden y limpieza.
- b) 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.
- c) La manipulación de los distintos materiales y la utilización de los medios auxiliares.
- d) El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y el control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la instalación, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- e) La delimitación y el acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materias o sustancias peligrosas.
- f) La recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- g) El almacenamiento y la eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- h) La cooperación entre los contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.

4. Características de la instalación

4.1. Descripción y situación

La instalación objeto del presente proyecto se encuentra situado en un edificio público situado en Jerez de los Caballeros al sur de la provincia de Badajoz. Este edificio público alberga el

Ayuntamiento de Jerez de los caballeros y está situado en Plaza Alcazaba S/N de dicha localidad. Esta instalación queda descrita en la Memoria y en los Planos adjuntos.

La instalación en cuestión es un sistema fotovoltaico conectado a red (SFCR) de proximadamente 19,2 kWp de potencia que generará una energía de aproximadamente de 29.574 kWh * año⁻¹.

4.2. Presupuesto, plazos de ejecución y mano de obra

El presupuesto de ejecución por contrata de la instalación es el indicado en el presupuesto adjunto. El plazo de ejecución previsto quedará definido en el contrato. El personal de construcción podrá oscilar en el curso de la ejecución de los trabajos entre un máximo de 5 personas y un mínimo de 2 simultáneamente.

4.3. Unidades constructivas que componen la instalación

- Montaje de la estructura soporte.
- Colocación de los módulos fotovoltaicos.
- Instalación eléctrica en azotea (canal protector, líneas e interconexión y caja de continua).
- Construcción de la caseta del inversor. Colocación e instalación del inversor, caja de protecciones, caja de protección y caja de medida, canalizaciones y cableado.
- Instalación de puesta a tierra (cableado, arquetas, pica, etc)

5. Riesgos

5.1. Riesgos profesionales

En montaje de la estructura metálica:

- Caídas de altura.
- Deslizamientos.
- Caída de objetos. Trabajos superpuestos.
- Manejo de grandes piezas.
- Propios de soldaduras eléctricas y cortes con soplete.
- Electrocuaciones.
- Golpes y atrapamiento.
- Intoxicaciones por humos, resinas y pinturas especiales.
- Chispas, cortes, punzamientos y demás accidentes propios del uso de sierras y taladros.
- Propios de grúas.
- Derrumbamientos.
- Hundimientos.
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.

En colocación de los módulos fotovoltaicos:

- Caídas de altura.
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.
- Deslizamientos.
- Caída al mismo nivel.
- Heridas punzantes y/o cortantes en extremidades.
- Desprendimientos y aplastamientos.
- Contactos eléctricos (directos y/o indirectos).
- Caídas de objetos (herramientas y materiales).

En colocación de los inversores, caja de protecciones y caja de protección y medida:

- Caídas de altura.
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.
- Deslizamientos.
- Caída al mismo nivel.
- Heridas punzantes y/o cortantes en extremidades.

En cableado y grapeado:

- Caídas de altura.
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.
- Deslizamientos.
- Caída al mismo nivel.
- Heridas punzantes y/o cortantes en extremidades.

Contactos eléctricos directos (contactos con parte de la instalación habitualmente en tensión):

- Manipulación de instalaciones, cuadros, equipos, etc. o Reparación de equipos bajo tensión.
- Contactos eléctricos indirectos (contactos con partes o elementos metálicos accidentalmente puestos en tensión):
 - Defectos de aislamientos en máquinas cuyos sistemas de protección se encuentran mal calibrados o diseñados.
 - Defectos de aislamiento en máquinas cuyos elementos de protección se encuentran puenteados.

5.2. Riesgos de daños a terceros

Únicamente cabe señalar los posibles riesgos derivados por razones del propio acceso de la maquinaria y transportes a la obra (las normales interferencias con respecto a la vía pública), así como la posibilidad de terceras personas en la zona de trabajo.

5.3. Otros riesgos

- Riesgos producidos por los agentes atmosféricos (condiciones climáticas adversas).
- Riesgos eléctricos (en general).
- Riesgos de incendio (en general).
- Derivados de deficiencias en maquinarias o instalaciones.

6. Planificación de la acción preventiva

6.1. Prevención de riesgos profesionales

Todas las prendas 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 en una determinada prenda o equipo, se repondrá ésta, independientemente de la duración prevista o fecha de entrega.

Toda prenda o equipo de protección que haya sufrido un trato límite, es decir, el máximo para el que fue concebido (por ejemplo, por un accidente), será desechado y reemplazado al momento. Aquellas prendas que por su uso hayan adquirido más holguras o tolerancias de las admitidas por el fabricante, serán repuestas inmediatamente. El uso de una prenda o equipo de protección nunca representará un riesgo en sí mismo.

6.1.1. Prevención de riesgos individuales

Todo elemento de protección personal dispondrá de marca CE siempre que exista en el mercado. En aquellos casos en que no exista la citada marca CE, serán de calidad adecuada a sus respectivas prestaciones. El encargado del Servicio de Prevención dispondrá en cada uno de los trabajos en obra la utilización de las prendas de protección adecuadas. El personal de obra deberá ser instruido sobre la utilización de cada una de las prendas de protección individual que se le proporcionen.

PROTECCIONES DE LA CABEZA

- Cascos de protección: Cuando exista riesgo de golpe en la cabeza. Lo utilizarán todas las personas que participen en la instalación, incluidas las visitas.
- Protectores auditivos: Para trabajar con nivel de ruido elevado (cuando superen los 80 dBA).
- Gafas contra impactos y antipolvo: Para trabajos con proyecciones de partículas y/o polvo.
- Gafas pantalla de soldadura (cristales inactivos): Para trabajos de soldadura.
- Mascarillas y filtros recambiables: Para trabajos en ambientes contaminables (polvo, humo de soldadura, etc.).

PROTECCIONES DEL CUERPO

- Monos o buzos de trabajo: Para todo tipo de trabajos (se tendrán en cuenta las reposiciones que marca el convenio colectivo provincial del sector).
- Impermeables: Para trabajos en presencia de humedad.
- Mandil de cuero: Para trabajos de soldadura.
- Chalecos reflectantes: Ropa de alta visibilidad para uso de señalización y posibles trabajos en vías de circulación.

PROTECCIONES DE EXTREMIDADES INFERIORES

- Polainas de cuero: Para trabajos de soldadura.
- Calzado de seguridad (puntera y suela metálica): Para trabajos con riesgo de punzamiento y/o aplastamiento.
- Calzado de seguridad (puntera metálica): Para trabajos con riesgo de aplastamiento.
- Botas impermeables: Para trabajos en presencia de humedad.

6.1.2. Prevención de riesgos colectivos

SEÑALIZACIÓN GENERAL

La señalización de Seguridad se ajustará a lo dispuesto en el RD 485/1997 de 14 de abril, y durante la ejecución del presente Proyecto, se dispondrán, al menos:

- Obligatorio uso de cascos, cinturón de seguridad, gafas, mascarillas, protectores auditivos, botas y guantes, etc.
- Riesgo eléctrico, caída de objetos, caída a distinto nivel, maquinaria en movimiento, cargas suspendidas.
- Prohibido el paso a toda persona ajena a la obra, prohibido encender fuego, prohibido fumar y prohibido aparcar.
- Señal informativa de localización de botiquín y extintor, cinta de balizamiento.

INSTALACIÓN ELÉCTRICA

- Conductor de protección y picas puesta a tierra.
- Interruptores diferenciales de 30 mA.

ESTRUCTURA METÁLICA

- Redes horizontales.
- Vallas de limitación y protección.
- Cables de sujeción de cinturones de seguridad.
- Ganchos para reparaciones, conservación y mantenimiento de cubiertas.

6.2. Normas generales de seguridad para el personal.

NORMAS GENERALES PARA LA PREVENCIÓN DE ACCIDENTES.

- Respetarán las consignas de Seguridad e Higiene.
- Seguirán las instrucciones dadas por los responsables.
- No utilizarán la maquinaria o herramientas ni harán ningún trabajo sin saberlo hacer correctamente (preguntarán siempre antes).
- Usarán las herramientas adecuadas en su trabajo, y cuando finalice las limpiarán y guardarán.
- Ayudarán a mantener el orden y limpieza en la obra.
- Advertirán inmediatamente a sus mandos superiores de cualquier peligro que observen en la obra.
- Observarán la señalización de obra y cumplirán su mensaje.
- No consumirán bebidas alcohólicas en su trabajo ni antes de incorporarse a él.
- No realizarán operaciones mecánicas ni eléctricas. Para ello avisarán a sus mandos para que envíen a las personas especializadas.
- Es obligatorio usar el equipo de protección individual necesario para cada trabajo, en especial el casco de seguridad y sobre todo el cinturón de seguridad en trabajos con riesgo de caída de altura, así como cuidar por su conservación.

- Es obligatorio observar y mantener todos los medios colectivos de protección dispuestos en la obra. Si por necesidades de trabajo tienen que retirar una protección, antes de irse del lugar deberán ponerla de nuevo en su sitio. De igual manera se procederá en el caso de la señalización.
- Deben comprometerse a divulgar entre sus compañeros la importancia y trascendencia del fiel cumplimiento de estas normas con el único fin de contribuir a la continua mejora de las condiciones de seguridad.

NORMAS PARA EL MANEJO DE MATERIALES

- Realizar el levantamiento de cargas a mano, flexionando las piernas sin doblar la columna vertebral.
- Para transportar pesos a mano es preferible ir equilibrado llevando dos (uno en cada mano de igual peso cada uno).
- No hacer giros bruscos cuando se está cargado.
- Al girar o descargar materiales o maquinaria por rampas, nadie debe situarse en la trayectoria de la carga.

6.3. Formación

Se impartirá formación en materia de Seguridad y Salud en el Trabajo al personal de la obra, según lo dispuesto en la "Ley de Prevención de Riesgos Laborales" y los Reales Decretos que la desarrollan.

6.4. Medicina preventiva y primeros auxilios

Botiquín:

Se dispondrá de un botiquín conteniendo el material especificado en el RD 486/1997 de 14 de abril.

Asistencia a accidentados:

Se deberá informar a los empleados del emplazamiento de los diferentes Centros Médicos (Servicios propios, Mutuas Patronales, Mutualidades Laborales, Ambulatorios, etc.), donde debe trasladarse a los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.

Es muy conveniente disponer en la obra, y en sitio bien visible, de una lista con los teléfonos y direcciones de los centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc., para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los centros de asistencia.

JUAN FERNANDO POZO MARTINEZ

Noviembre 2013

Fdo. Ingeniero Técnico Industrial

BIBLIOGRAFÍA

La bibliografía consultada para la realización del proyecto es:

- IDAE, 2002. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, del 2 de agosto.
- Guía Técnica del REBT.
- Normas particulares y condiciones técnicas y de seguridad de la compañía suministradora de Energía Sevillana – Endesa del 5 de mayo de 2005.
- Apuntes del Master en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica de UNIA.
- Manual del instalador “ Sistemas de energía Solar Fotovoltaica” de ASIF
- Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Monografías Técnicas de Energías Renovables. Luis Dávila Gómez.
- Proyecto “Sistema fotovoltaico conectado a red sobre la cubierta de nave industrial en el polígono “el Olivar” (Barbate) de Francisco José Ledesma Conejo.
- Mapa europeo de radiación: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>
- Normas de aplicación del punto 3 de la memoria del presente proyecto.
- Manual de curso de instalaciones de energía solar fotovoltaica. Diego Carmona. UNEX
- Google Maps
- <http://www.abb.es/>
- <http://alcazaren.com>
- <http://www.isofoton.com/>
- <http://www.isofoton.com/>
- <http://www.gave.com/home/es/productos/solartec.php>
- <http://www.generalcable.es/>
- <http://www.conergy.es/>
- <http://www.legrand.es>