



TÍTULO

PROYECTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED INTERIOR PARA AUTOCONSUMO EN NUEVO HIPERMERCADO

AUTOR

José Sánchez Martín

Esta edición electrónica ha sido realizada en 2014

Director/Tutor	Director: Mariano Sidrach de Cardona / Tutor: Gustavo Nofuentes Garrido
Curso	<i>Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar y Fotovoltaica (2012/13)</i>
ISBN	978-84-7993-784-3
©	José Sánchez Martín
©	De esta edición: Universidad Internacional de Andalucía
Fecha documento	2013



Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas

Usted es libre de:

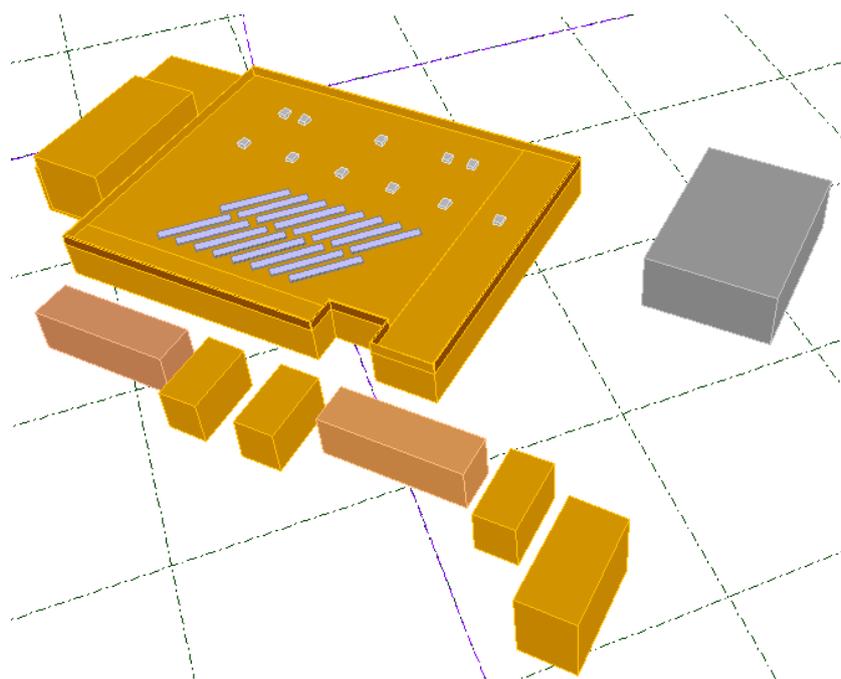
- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

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.*

PROYECTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED INTERIOR PARA AUTOCONSUMO EN NUEVO HIPERMERCADO



Autor: Sánchez Martín, José

Tutor: Nofuentes Garrido, Gustavo

Índice general



INDICE GENERAL

Documento 1: INDICE GENERAL

Documento 2: MEMORIA

- Capítulo 1. Introducción
- Capítulo 2. Objeto y Justificación
- Capítulo 3. Alcance
- Capítulo 4. Antecedentes
- Capítulo 5. Normas y Referencias
- Capítulo 6. Definiciones y Símbolos
- Capítulo 7. Requisitos de Diseño
- Capítulo 8. Descripción de Elementos Empleados
- Capítulo 9. Planificación
- Capítulo 10. Orden de Prioridad
- Capítulo 11. Conclusiones

Documento 3: ANEXOS

- Anexo I. Curva de Consumo, Cálculo del Generador Fotovoltaico e Inversor
- Anexo II. Cálculo de Irradiación Solar, Energía Generada y Parámetros de Eficiencia
- Anexo III. Cumplimiento del Código Técnico de la Edificación
- Anexo IV. Cálculo de Cableado y Protecciones Eléctricas
- Anexo V. Plan de Mantenimiento
- Anexo VI. Aspectos Legales y Tramitación
- Anexo VII. Documentación Técnica

Documento 4: PLANOS

- Plano Nº 1: Situación y Emplazamiento
- Plano Nº 2: Módulos Fotovoltaicos
- Plano Nº 3: Estructura Soporte
- Plano Nº 4: Cajas de Conexiones de Corriente Continua (CC)
- Plano Nº 5: Inversor
- Plano Nº 6: Cumplimiento CTE
- Plano Nº 7: Instalación Eléctrica
- Plano Nº 8: Esquema Unifilar

Documento 5: PLIEGO DE CONDICIONES

- Capítulo 1. Objeto
- Capítulo 2. Documentos que definen las obras
- Capítulo 3. Condiciones Facultativas
- Capítulo 4. Condiciones Económicas
- Capítulo 5. Condiciones Técnicas

Documento 6: ESTADO DE MEDICIONES

- Capítulo 1. Estado de Mediciones

Documento 7: PRESUPUESTO

- Capítulo 1. Cuadros de Precios
- Capítulo 2. Resumen de Presupuesto

Documento 8: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- Capítulo 1. Estudio de Impacto Ambiental
 - 1. Introducción
 - 2. Análisis del ciclo de vida
 - 3. Acciones y residuos susceptibles de producir impacto ambiental
 - 4. Identificación y valoración de impactos
 - 5. Medidas preventivas y correctivas
 - 6. Sostenibilidad energética del proyecto
 - 7. Emisiones

memoria

2

HOJA DE IDENTIFICACIÓN

TITULO DEL PROYECTO

PROYECTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED INTERIOR PARA AUTOCONSUMO EN NUEVO HIPERMERCADO.

SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

Avda. de la Ciudad de Linares, Úbeda (Jaén).

Coordenadas: Huso UTM 30 (ED50) Sigmoid

Latitud: 38° 0' 55.10" N

Longitud: 3° 22' 41.18" W

Coordenada X: 466.808.81 m

Coordenada Y: 4.207.650.55 m

RAZÓN SOCIAL

Universidad Internacional de Andalucía (UNIA).

AUTOR

José Sánchez Martín

Ingeniero Técnico Industrial en Electricidad

TUTOR

D. Gustavo Nofuentes Garrido

Úbeda, Febrero de 2.014

Fdo.: José Sánchez Martín
Ingeniero Técnico Industrial en Electricidad

INDICE

Capítulo 1.	Introducción	5
Capítulo 2.	Objeto y Justificación.....	5
Capítulo 3.	Alcance.....	6
Capítulo 4.	Antecedentes	7
Capítulo 5.	Normas y Referencias	8
5.1.	Disposiciones Legales y Normas Aplicadas.....	8
5.2.	Bibliografía	11
5.3.	Programas de diseño y cálculo	12
Capítulo 6.	Definiciones y Símbolos	13
6.1.	Definiciones	13
6.2.	Símbolos.....	14
Capítulo 7.	Requisitos de Diseño.....	16
7.1.	Datos de partida	16
7.2.	Requisitos establecidos por el cliente	16
7.3.	Requisitos impuestos por la Reglamentación y Normativas	16
7.4.	Situación y Emplazamiento.....	17
7.5.	Datos Meteorológicos.....	17
Capítulo 8.	Descripción de Elementos Empleados.....	20
8.1.	Generador Fotovoltaico.....	20
8.2.	Módulos Fotovoltaicos.....	21
8.3.	Estructura soporte	23
8.4.	Inversor.....	25
8.5.	Cableado.....	29
8.5.1.	Cableado de Corriente Continua	29
8.5.2.	Cableado de Corriente Alterna	30
8.6.	Canalizaciones	31
8.6.1.	Canalizaciones de la parte de Corriente Continua	31
8.6.2.	Canalizaciones de la parte de Corriente Alterna	33
8.7.	Puesta a Tierra.....	33
8.8.	Protecciones.....	35
8.8.1.	Protección contra Contactos Directos	35
8.8.2.	Protección contra Contactos Indirectos	36
8.8.3.	Protección frente a Sobretensiones	37
8.8.4.	Protección frente a Sobrecargas y Sobreintensidades en la parte de Corriente Continua	38
8.8.5.	Protección frente a Sobrecargas y Sobreintensidades en la parte de Corriente Alterna	41
8.8.6.	Protección de la Interconexión	41
8.9.	Cuadros Eléctricos	43
Capítulo 9.	Planificación	44

Capítulo 10.	Orden de Prioridad.....	46
Capítulo 11.	Conclusiones.....	46

INDICE DE FIGURAS:

Figura 1 – Irradiación en plano horizontal e inclinación óptima	18
Figura 2 – Temperaturas mínimas.....	19
Figura 3 – Curva I-V/Temperatura y Dimensiones de Módulo ISF-250.....	22
Figura 4 – Estructura Solar Conergy SolarFamulus	24
Figura 5 – Configuración Inversor Central	25
Figura 6 – Inversor Ingecon Sun Power 70.....	27
Figura 7 – Curvas Tiempo-Intensidad de Fusibles Cilíndricos 10x38 mm Curva gPV.....	39
Figura 8 - Curvas Tiempo-Intensidad de Fusibles NH Curva gPV.....	40
Figura 9 – Interruptor Automático Magnetotérmico CA	41
Figura 10 - Caja de Conexiones CC	44

INDICE DE TABLAS:

Tabla 1 – Temperatura ambiente.....	19
Tabla 2 – Características Eléctricas y Mecánicas de Módulos Fotovoltaicos.....	22
Tabla 3 – Características de Estructura Soporte.....	24
Tabla 4 – Características Técnicas del Inversor.....	28
Tabla 5 – Canalización Rejiband (Parte CC)	32
Tabla 6 – Canalización Rejiband (Parte CA)	33
Tabla 7 – Características de Cajas de Conexiones CC	44

Capítulo 1. Introducción

En el presente proyecto se realiza el diseño y dimensionado de un sistema fotovoltaico conectado a red sobre la cubierta de un centro comercial, realizándose la conexión sobre la red interior del centro comercial, ya que el destino de la energía generada por nuestro sistema fotovoltaico será el autoconsumo del hipermercado existente dentro de dicho edificio.

El centro comercial consta de 2 partes diferenciadas:

- Hipermercado: que se compondrá a su vez de Sala de Ventas, Almacenes, Oficinas y Aparcamiento Subterráneo. El mismo se alimentará a través de un Centro de Transformación de Abonado.
- Galería Comercial: es un corredor en el que se ubicarán varios locales comerciales destinados a Multitiendas y Centros de Ocio. Las cuales se alimentaran a través de un Centro de Transformación de Compañía.

El centro comercial se situará en la Avda. de la Ciudad de Linares de la ciudad de Úbeda (Jaén). La parcela donde se ubicará el centro comercial se encuentra bien situada para nuestro sistema fotovoltaico, ya que se encuentra libre de sombras. La cubierta sobre la que se situará el generador fotovoltaico es de tipo transitable y contando con superficie suficiente para la instalación del mismo.

La potencia de nuestro generador fotovoltaico será de 72 kW_p , siendo la potencia nominal del inversor de 73 kW .

Capítulo 2. Objeto y Justificación

El objeto del presente proyecto es el de servir como Trabajo Final del Master Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica impartido por la Universidad Internacional de Andalucía (UNIA) en el curso académico 2012/2013.

Como proyecto técnico en sí, el objeto del presente trabajo es el de realizar el diseño, seleccionar los diferentes componentes de la instalación y la valoración y planificación de las obras, materiales e instalaciones de un sistema fotovoltaico conectado a red interior, para cumplir las exigencias indicadas en la Reglamentación vigente de España, y en particular, lo estipulado en el Código Técnico de la Edificación (CTE) en su Exigencia Básica de Ahorro Energético (HE-5), debiendo nuestro edificio asegurar un contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica, contribuyendo así a una mejor sostenibilidad energética, social y medioambiental.

Entre los objetivos conseguidos con el sistema fotovoltaico diseñado tenemos los siguientes:

- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (CO_2 , NO_x , SO_x): Mediante el empleo de la energía eléctrica generada por nuestro sistema fotovoltaico conseguiremos reducir la emisión de gases de efecto invernadero, como los que se generan en centrales eléctricas de tipo no renovable. Además de que utilizamos un recurso natural y local como es la energía solar, disminuyendo la dependencia de energía procedente de otras fuentes más contaminantes.
- Reducción de la facturación eléctrica: es decir, uno de los objetivos sería poder reducir la facturación de energía eléctrica procedente de la compañía distribuidora, ya que la energía eléctrica generada por nuestro sistema se destinaría al consumo directo en la propia instalación del hipermercado. No obstante, y como consecuencia de un continuo cambio legislativo y de política energética en España, no se favorece el empleo de sistemas fotovoltaicos, por lo que ni el autoconsumo, ni la venta a red de la energía generada son viables económicamente, ocasionando un gasto no amortizable, dando lugar bien que se penalicen las inversiones en energías renovables de tipo fotovoltaico en nuestro país o penalizando las inversiones en construcción de nuevos edificios por el lastre económico que les supone instalar en algunos casos sistemas fotovoltaicos que económicamente no son amortizables.
- Mejora de la Imagen Pública del Centro Comercial: pues la imagen del centro comercial se verá incrementada por utilizar en su funcionamiento diario fuentes de energía renovable y limpias con el medio ambiente, produciendo a su vez una mayor sensibilización de los clientes.

Se podrían citar otros objetivos, pero los anteriormente señalados resumen bastante bien los objetivos y metas que se lograrían, ya que, como podemos apreciar, se producen beneficios directos e indirectos de tipo económicos, medioambientales y sociales.

Capítulo 3. Alcance

El alcance del proyecto se reparte de la siguiente forma:

- En primer lugar, se realiza una descripción de la instalación solar fotovoltaica diseñada, prestando especial atención a los componentes que las integran.
- En segundo lugar, se dimensiona de forma óptima la instalación solar fotovoltaica sobre la cubierta del centro comercial que nos ocupa, con objeto de generar la mayor cantidad de energía eléctrica posible.

- En tercer lugar, se realiza una planificación y valoración de la obra, con objeto de minimizar el impacto económico de su instalación.
- Por último, se presenta el presupuesto de realización de la instalación.
- Se adjuntan otros documentos, como el plan de mantenimiento de las instalaciones proyectadas.

Capítulo 4. Antecedentes

Con la aprobación el 8 de Diciembre de 2011 del Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, se realizaba la trasposición de la legislación española de la Directiva Europea 2009/28/CE, relativa al fomento de las de energías renovables (EERR), teniendo como finalidad simplificar la tramitación exigida para acelerar la entrada en el sistema eléctrico de instalaciones de pequeño tamaño regulando las condiciones administrativas y técnicas básicas para la conexión de las instalaciones de fuentes renovables y de cogeneración de pequeña potencia.

Así, se pretende el desarrollo de la generación distribuida, que presenta beneficios para el sistema como son la reducción de pérdidas en la red, la reducción de necesidades de inversiones en nuevas redes y, en definitiva, una minimización del impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno.

Del mismo modo, mediante este RD se regula el suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor, para su propio consumo, con el objetivo de incentivar el autoconsumo.

Actualmente, la tecnología fotovoltaica ofrece la posibilidad de suministrar energía eléctrica para autoconsumo de una manera competitiva, pues el coste de instalación se ha reducido considerablemente en los últimos años. A esto hay que sumarle que la tecnología fotovoltaica se puede expandir como Generación Distribuida modular, pues presenta una naturaleza distribuida, que sumada a la facilidad de instalación gracias a la modularidad de los sistemas, hace que su aparición en el consumo del usuario final sea muy factible.

Hasta entonces todo parecía encaminado a un desarrollo del autoconsumo fotovoltaico en España, pero nada más lejos de la realidad, con la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 1/2012, que ha supuesto la paralización, por tiempo indefinido, del sistema de fomento de las EERR existente hasta la fecha en España (basado en tarifas de inyección a red), así como la entrada en vigor de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, que contiene un punto muy desfavorable para el desarrollo de la fotovoltaica, ya que impone una tasa de respaldo para contribuir al coste de la infraestructura

eléctrica. Todo ello ha propiciado que el autoconsumo fotovoltaico no sea viable actualmente en España.

España cuenta con un potencial fotovoltaico grande, siendo el mayor de los países europeos, pues tenemos una climatología y un potencial solar elevado, y teniendo una gran disponibilidad de cubiertas y sistema integrados en tejado para poder realizar generación distribuida en nuestros edificios, estamos perdiendo la ocasión de aprovechar una energía limpia e inagotable, pudiendo mejorar la eficiencia energética general del país, pero lamentablemente, como estamos viendo, priman más los interés económicos y políticos, frente a los medioambientales y de sostenibilidad energética.

Capítulo 5. Normas y Referencias

5.1. Disposiciones Legales y Normas Aplicadas

- Ley 54, de 27 de Noviembre, por el que se aprueba la Ley del Sector Eléctrico (BOE nº 285 de 28/11/1997).
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (BOE nº 310 de 27/12/2000). Así como las siguientes aclaraciones y modificaciones del mismo:
 - Instrucción de 27/03/2001, Normas aclaratorias (BOJA nº 54 de 12/05/2001).
 - Instrucción de 11/01/2006, por el que se modifica la circular E-1/2002, sobre interpretación del artículo 162 del R.D. 1955/2000 (BOJA nº 19 de 30/01/2006).
 - Decreto 9/2011, de 18 de Enero, por el que se modifica el R.D. 1955/2000 (BOJA nº 22 de 02/02/2011).
- Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (BOE nº 224 de 18/09/2002).
- Resolución de 23 de Febrero de 2005 de la Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa de la Junta de Andalucía, por el que se establecen Normas Complementarias para la Conexión de determinadas Instalaciones Generadoras de Energía Eléctrica en Régimen Especial y agrupaciones de las mismas a las Redes de Distribución en Baja Tensión (BOJA nº 57 de 22/03/2005).

- Normas Particulares y Condiciones Técnicas y de Seguridad de la Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica ENDESA Distribución S.L.U. (BOJA nº 109 de 07/06/2005). Así como las siguientes correcciones del mismo:
 - Resolución de 23 de Marzo de 2006 sobre Corrección de Errores y Erratas (BOJA nº 72 de 18/04/2006).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de Marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación y las exigencias básicas desarrolladas en su Documento Básico DB – HE de Ahorro Energético (BOE nº 74 de 28/03/2006). Así como las siguientes correcciones del mismo:
 - Real Decreto 1371/2007 de 19 de Octubre (BOE nº 254 de 23/10/2007).
 - Corrección de Errores del R.D. 1371/2007 (BOE nº 304 de 20/12/2007).
 - Corrección de Errores y Erratas del R.D. 314/2006 (BOE nº 22 de 25/01/2008).
 - Real Decreto 1675/2008 que modifica el R.D. 1371/2007 (BOE nº 252 de 18/10/2008).
 - Orden VIV/984/2009 de 15 de Abril por el que se modifican el R.D. 314/2006 y el R.D. 1371/2007 (BOE nº 99 de 23/04/2009).
- Orden de 26 de Marzo de 2007, por el que se aprueban las Especificaciones Técnicas de las Instalaciones Fotovoltaicas Andaluzas (BOJA nº 80 de 24/04/2007). Así como las siguientes correcciones del mismo:
 - Corrección de Errores e Instrucciones Técnicas Complementarias y Anexos I y II (BOJA nº 98 de 18/05/2007).
- Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE nº 126 de 26/05/2007).
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007 (BOE nº 234 de 27/09/2008). Así como las siguientes correcciones del mismo:
 - Corrección de Errores (BOE nº 251 de 17/10/2008).
- Decreto 198/2008, de 19 de febrero, por el que se regulan los procedimientos administrativos referidos a las instalaciones de energía solar fotovoltaica emplazadas en la Comunidad Autónoma de Andalucía (BOJA nº 44 de 04/03/2008).

- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE nº 283 de 23/11/2010; BOE nº 316 de 29/12/2010 ; BOE nº 59 de 10/03/2011).
- Real Decreto 1614/2010, de 7 de Diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE nº 283 de 23/11/2010).
- Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Decreto 9/2011, de 18 de enero, por el que se modifican diversas normas reguladoras de procedimientos administrativos de industria y energía, en particular del decreto 50/2008 (BOJA nº 22 de 02/02/2011).
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de Noviembre (BOE nº 295 de 08/12/2011), por el que se regula la Conexión a Red de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica de Pequeña Potencia. Así como las siguientes correcciones del mismo:
 - Corrección de Errores del R.D. 1699/2011 de 11 de Febrero (BOE nº 36 de 11/02/2012).
- Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de Enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Circular 6/2012, de 27 de Septiembre, del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, por el que se regula la gestión del sistema de garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia (BOE 31/10/2012).
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.
- Normas UNE, publicadas por AENOR.
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación e Instrucciones Técnica Complementarias.

**** NOTA INFORMATIVA:**

Durante la redacción del presente trabajo, han surgido cambios en la normativa y reglamentación vigente, no habiéndolas tenido en cuenta en el presente trabajo, ya que se han considerado como algo sobrenido y que modificaba sustancialmente todo el trabajo realizado. Como ejemplo de normativa que ha surgido o se ha modificado tenemos las siguientes:

- Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- Orden FOM/1635/2013, de 10 de septiembre de 2013, por la que se actualiza el Documento Básico DB-HE «Ahorro de Energía», del Código Técnico de la Edificación, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.

5.2. Bibliografía

- ALONSO ABELLA, M. Sistemas Fotovoltaico: Introducción Al Diseño y Dimensionado De Instalaciones Solares Fotovoltaicas. Madrid: S.A.P.T. Publicaciones Técnicas, 2005.
- ALONSO ABELLA, M.; and CHENLO, F. Estimación De La Energía Generada Por Un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red. Madrid: CIEMAT. Laboratorio de Sistemas Fotovoltaicos, 2006.
- GUÍA DE AUDITORÍAS ENERGÉTICAS EN CENTROS COMERCIALES – Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid – 2010.
- IDAE, 2011. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red. IDAE, Madrid.
- LORENZO, E. Electricidad Solar Fotovoltaica. Vol. 2: Radiación Solar y Dispositivos Fotovoltaicos. Sevilla: Progensa, 2006.
- LUQUE A., HEGEDUS S., editores, 2011. Handbook of PV science and engineering. Segunda edición. John Wiley & Sons, Chichester.
- NOFUENTES G., ALMONACID G., 1999. Design tools for the electrical configuration of architecturally-integrated PV in buildings. Prog. Photovolt: Res. Appl., 7, 475-488
- NORMAS PARTICULARES Y CONDICIONES TÉCNICAS Y DE SEGURIDAD DE LA COMPAÑÍA SUMINISTRADORA DE ENERGÍA SEVILLANA – ENDESA del 5 de mayo de 2005.
- TALAVERA, D. L.; NOFUENTES, G. and AGUILERA, J. The Internal Rate of Return of Photovoltaic Grid-Connected Systems: A Comprehensive Sensitivity Analysis. *Renewable Energy: An International Journal*, 2010.
- REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO DE BAJA TENSIÓN, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto
- Apuntes de las asignaturas del MÁSTER EN TECNOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA impartido por la UNIA, curso académico 2012/2013.

ENLACES WORLD WIDE WEB (WWW)

- <http://www.idae.es/>
- <http://www.codigotecnico.org/web/cte/>
- <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/radiacion1.php>
- <http://re.irc.ec.europa.eu/pvgis>
- <http://www.boe.es>
- <http://www.juntadeandalucia.es/eboja.html>
- <http://www.isofoton.com>
- <http://www.ingeteam.com>
- <http://new.abb.com/es/principal>
- <http://www.gave.com>
- <http://www.generalcable.es>
- <http://www.conergy.es>
- <http://www.obo-bettermann.com/es>
- <http://www.df-sa.es/es/fotovoltaicos/fusibles/index.html>
- <http://www.energiasrenovables.ciemat.es>

5.3. Programas de diseño y cálculo

Para la realización del diseño y cálculo del sistema fotovoltaico del presente proyecto se han utilizado los siguientes programas de diseño y cálculo:

- ***MICROSOFT OFFICE EXCEL 2010:***

Se trata de un programa informático de tablas de cálculo. En nuestro proyecto se ha utilizado para realizar los cálculos del generador fotovoltaico y del inversor, la estimación de la energía eléctrica generada, el cumplimiento de las exigencias impuestas por el CTE DB-HE 5, el cálculo de cableados y de las protecciones eléctricas.

- ***CALENSOFT 4.0:***

Se trata de un software de libre distribución desarrollado en la Universidad de Jaén en 2.002 de simulación de sistemas fotovoltaicos conectados a red.

CALENSOF 4.0 realiza la simulación del sistema a partir de los datos meteorológicos y del enclave del lugar, realizando los cálculos necesarios. Así, se obtiene información sobre cómo se va a comportar el sistema fotovoltaico conectado a la red.

En el presente proyecto se ha utilizado para simular el comportamiento del sistema fotovoltaico que hemos diseñado previamente, obteniendo los resultados mostrados en el Anexo III apartado 3 del presente proyecto.

- **PVSYST 5.0:**

Igualmente al caso anterior, se trata de un software de simulación de sistemas fotovoltaicos. Mediante el mismo se ha realizado un estudio de la disposición geográfica de nuestro sistema fotovoltaico en la cubierta del centro comercial, con objeto de minimizar al máximo las sombras que se pudieran proyectar en el mismo, definiendo así la disposición de los módulos fotovoltaicos sobre la cubierta.

Capítulo 6. Definiciones y Símbolos

6.1. Definiciones

- Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo. Se mide en kW/m^2 .
- Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en kWh/m^2 .
- 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.
- Instalaciones fotovoltaicas interconectadas o sistemas fotovoltaicos conectados a la red: Aquellas 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 (o STC)).
- 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.
- Potencia pico: potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

- 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.

6.2. Símbolos

- $\beta_{V_{MOD,OC}}$ = Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico (mV/°C).
- ΔV (adim) = caída de tensión permisible, en tanto por uno.
- $\eta_{INV,M}$ (adim) = Eficiencia máxima del inversor.
- η_{STC} (adim) = Eficiencia de conversión de la célula solar en condiciones estándar de medida.
- ϕ (grados sexagesimales) = latitud local.
- σ (m/($\Omega \cdot mm^2$)) = Conductividad.
- $\cos \varphi$ (adim) = Factor de potencia del inversor.
- E_{FV} (kWh/año) = Energía eléctrica anual generada por un sistema fotovoltaico.
- f (Hz) = Frecuencia de red.
- FF (adim) = Factor de forma de la célula solar o del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- F_s (adim) = Factor de dimensionado.
- G (W/m²) = Irradiancia incidente.
- G_{STC} (W/m²) = Irradiancia en condiciones estándar (1.000 W/m²).
- $G_{da}(0)$ (kWh/(m² · día)) = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal.
- $G_{da}(\alpha, \beta)$ (kWh/(m² · día)) = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre la superficie del generador.
- $I_{INV,AC}$ (A) = Intensidad nominal a la salida del inversor.
- $I_{INV,M,DC}$ (A) = Intensidad máxima a la entrada del inversor.
- $I_{MOD,M}$ (A) = Corriente del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- $I_{MOD,M,STC}$ (A) = Corriente del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para condiciones estándar de medida.
- $I_{MOD,SC}$ (A) = Corriente del módulo fotovoltaico en cortocircuito para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- $I_{MOD,SC,STC}$ (A) = Corriente del módulo fotovoltaico en cortocircuito para condiciones estándar de medida.

- I_n (A) = Intensidad asignada de un fusible o interruptor.
- L_{AC} (m) = Longitud simple de cable en alterna.
- L_{princ} (m) = Longitud simple de cable principal en continua.
- L_{rama} (m) = Longitud simple de cable de rama.
- N (adim) = Número total de módulos integrantes del generador fotovoltaico.
- N_{cp} (adim) = Número de células en paralelo del módulo fotovoltaico.
- N_{cs} (adim) = Número de células en serie del módulo fotovoltaico.
- N_{mp} (adim) = Número de módulos en paralelo del generador fotovoltaico.
- N_{ms} (adim) = Número de módulos en serie del generador fotovoltaico.
- $P_{GFV,M}$ (W) = Potencia del generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- $P_{GFV,M,STC}$ (W_p) = Potencia máxima del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida o potencia nominal del generador fotovoltaico.
- $P_{INV,AC}$ (W) = Potencia nominal de salida del inversor.
- $P_{INV,DC}$ (W) = Potencia nominal de entrada del inversor.
- $P_{MOD,M}$ (W) = Potencia máxima del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- $P_{MOD,M,STC}$ (W_p) = Potencia máxima del módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida o potencia nominal del módulo fotovoltaico.
- PR (adim) = Rendimiento del sistema.
- T_a (°C) = Temperatura ambiente.
- T_c (°C) = Temperatura de la célula solar.
- $V_{INV,AC}$ (V) = Tensión nominal a la salida del inversor.
- $V_{INV,M}$ (V) = Tensión máxima a la entrada del inversor.
- $V_{INV,m,MPP}$ (V) = Límite inferior del margen de tensión para el que el inversor busca el punto de máxima potencia.
- $V_{INV,M,MPP}$ (V) = Límite superior del margen de tensión para el que el inversor busca el punto de máxima potencia.
- V_M (V) = Tensión del punto de máxima potencia de la célula solar en cortocircuito para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- $V_{M,STC}$ (V) = Tensión del punto de máxima potencia de la célula solar para condiciones estándar de medida.
- $V_{MOD,M}$ (V) = Tensión del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- $V_{MOD,M,STC}$ (V) = Tensión del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para condiciones estándar de medida.
- $V_{MOD,OC}$ (V) = Tensión del módulo fotovoltaico en circuito abierto para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- $V_{MOD,OC,STC}$ (V) = Tensión del módulo fotovoltaico en circuito abierto para condiciones estándar de medida.
- V_n (V) = Tensión nominal del fusible o interruptor.

- V_{OC} (V) = Tensión en circuito abierto de la célula solar para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- $V_{OC,STC}$ (V) = Tensión en circuito abierto de la célula solar para condiciones estándar de medida.
- adim = Adimensional, sin unidades de medida.

Capítulo 7. Requisitos de Diseño

7.1. Datos de partida

Los datos de partida son el del Proyecto de Instalación Eléctrica del Centro Comercial y Planos de Distribución y Superficies del mismo. Así, nuestro Proyecto formará parte del conjunto de Proyectos que definen las instalaciones del Centro Comercial.

7.2. Requisitos establecidos por el cliente

Uno de los requisitos establecidos por el cliente es que se deberá estudiar bien la ubicación del sistema fotovoltaico sobre la cubierta, con objeto de que no suponga ningún tipo de obstáculo para las máquinas de acondicionamiento de aire a instalar en la misma.

Con este fin, se nos ha facilitado un Plano de Planta de la Cubierta con la distribución de las máquinas de acondicionamiento de aire que se instalarán y las dimensiones de las mismas.

El otro requisito establecido por el cliente es el de que el generador fotovoltaico no sea visible desde la vía pública, con objeto de evitar posibles actos vandálicos o hurtos.

7.3. Requisitos impuestos por la Reglamentación y Normativas

Para el diseño y cálculo del sistema fotovoltaico que nos ocupa, se ha tenido en cuenta la actual y vigente Reglamentación y Normativa Española, en especial los siguientes Reglamentos y Normativas:

- Código Técnico de la Edificación – Documento Básico de Ahorro Energético HE 5.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- RD 1699/2011, por el que se regula la Conexión a Red de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica de Pequeña Potencia

- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.
- Normas UNE.

7.4. Situación y Emplazamiento

El Centro Comercial se encuentra situado en la provincia de Jaén, concretamente en la ciudad de Úbeda, a unos 57 km de Jaén (Capital de provincia). Su emplazamiento dentro de la ciudad será en la Avda. Ciudad de Linares s/n. Las coordenadas del mismo se dan a continuación:

Huso UTM 30 (ED50)	Sigpac
Latitud:	38° 0' 55.10" N
Longitud:	3° 22' 41.18" W
Coordenada X:	466.808.81 m
Coordenada Y:	4.207.650.55 m

En el apartado de Planos, concretamente en el Plano nº 01, se pueden apreciar tanto la situación como el emplazamiento de nuestra instalación.

7.5. Datos Meteorológicos

Los datos meteorológicos necesarios para el diseño y desarrollo del sistema fotovoltaico que nos ocupa son los de irradiación y temperatura ambiente principalmente. Estos datos han sido consultados en las siguientes fuentes:

- *Irradiación:*

Obtenida a través del denominado PVGIS, es decir, del "Photovoltaic Geographical Information System" desarrollado por el la Comisión Europea a través del "Joint Research Centre – Institute for Energy and Transport", con objeto de contribuir a la implantación de las energías renovables en la Unión Europea. La aplicación PVGIS nos proporciona valores medios de la irradiación diaria, mensual y anual global, en superficies horizontales e inclinadas. Siendo una fuente de total confianza y consideración dentro del mundo fotovoltaico.

Los datos de irradiación horizontal obtenidos a través de PVGIS en nuestro emplazamiento han sido los siguientes:

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.1 %

Month	Hh	lopt	T24h
Jan	2500	61	7.6
Feb	3240	53	9.1
Mar	4800	41	12.2
Apr	5480	24	14.0
May	6700	11	18.0
Jun	7270	4	23.6
Jul	7240	8	26.3
Aug	6350	20	26.0
Sep	5080	35	21.3
Oct	3870	49	17.0
Nov	2580	58	11.0
Dec	2140	63	8.2
Year	4780	34	16.2

Hh: Irradiation on horizontal plane (Wh/m2/day)

lopt: Optimal inclination (deg.)

T24h: 24 hour average of temperature (°C)

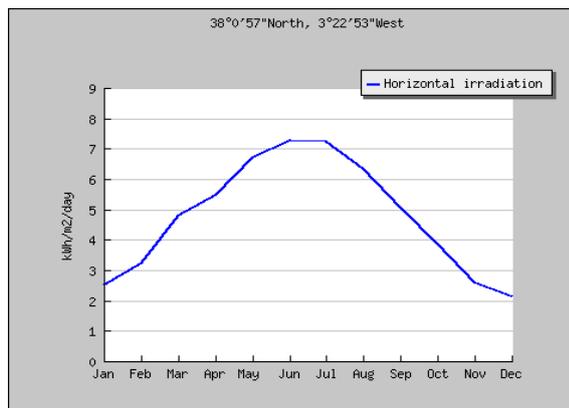


Figura 1 – Irradiación en plano horizontal e inclinación óptima

- *Temperatura ambiente:*

Para ello se ha recurrido a las temperaturas aportadas por la estación meteorológica más cercana a la ciudad de Úbeda (Jaén), que según indicaciones de la Agencia Andaluza de la Energía (Consejería de Agricultura, Pesca y Desarrollo Rural), se trata de la siguiente estación:

Código de Estación: 4
 Coordenadas UTM:
 X: 479441.0
 Y: 4214871.0
 Latitud: 37° 04' 50'' N
 Longitud: 03° 14' 03'' O
 Altitud: 822 m



Siendo los datos de temperaturas aportados por la misma los siguientes:

TEMPERATURAS MEDIAS (°C)			
MES	MEDIA	MÁXIMAS	MÍNIMAS
Enero	7	10	4
Febrero	8	12	5
Marzo	11	16	8
Abril	13	18	8
Mayo	17	23	12
Junio	24	31	18
Julio	26	32	19
Agosto	26	32	19
Septiembre	21	27	16
Octubre	15	20	12
Noviembre	10	13	7
Diciembre	8	12	5

Tabla 1 – Temperatura ambiente

De los datos de temperatura, aparte de los arriba indicados (que se utilizarán en la simulación informática de nuestro sistema fotovoltaico), nos interesa el valor de la temperatura mínima más extrema, ya que está influye en la temperatura de célula y concretamente en la tensión de circuito abierto de nuestro sistema. En nuestro proyecto hemos tomado como valor mínimo de cálculo una temperatura de las células de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, siendo el valor de temperatura ambiente más extremo que podemos obtener entre el año 2000 y 2013 en dicha estación, el determinado por la siguiente gráfica:

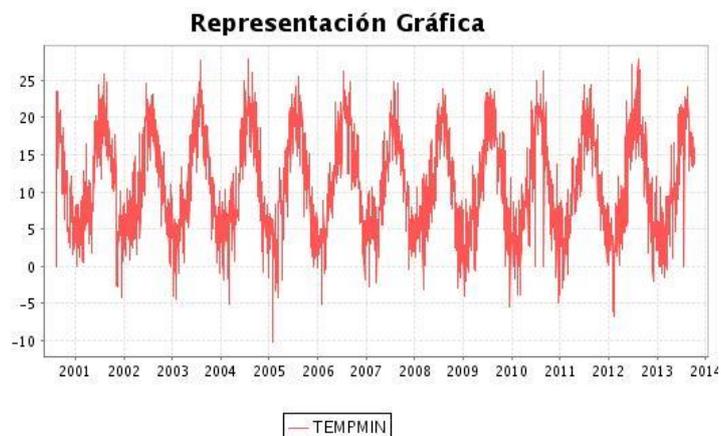


Figura 2 – Temperaturas mínimas

Como podemos observar, tenemos un valor mínimo en el 2005 de justamente $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ de temperatura ambiente mínima, por lo que la temperatura de célula será ligeramente superior a esos $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Por tanto, no se prevé que se alcance una temperatura de célula inferior a los $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Un aspecto importante con respecto a la temperatura de la célula es que debemos tener en consideración la velocidad del viento, pero hemos de decir que aunque en nuestro caso el sistema fotovoltaico se encuentra resguardado del mismo, ya que la cubierta contará con muros en su perímetro de 3 m de altura, la zona se encuentra igualmente bien situada y no se trata de una zona de fuertes vientos.

Capítulo 8. Descripción de Elementos Empleados

8.1. Generador Fotovoltaico

Nuestro generador fotovoltaico se dispondrá en la cubierta transitable del centro comercial, siendo de fácil acceso, pero de forma privada.

El generador ha sido dimensionado para cumplir la potencia mínima exigida por el Código Técnico de la Edificación. De esta manera hemos determinado un generador de 72 kW_p de potencia nominal en condiciones estándar de medida (STC).

Nuestro generador tendrá una configuración 16×18 , es decir, se configura con 16 ramas de 18 módulos fotovoltaicos ISF-250 en serie cada rama. Esto hace un total de 288 módulos fotovoltaicos a instalar, y una potencia nominal total de 72 kW_p . De esta manera, las principales características de nuestro generador fotovoltaico serán las siguientes:

- Potencia pico: $P_{GFV,M,STC} = 288 \cdot 250 = 72000\text{ W}_p = 72\text{ kW}_p$
- Tensión de circuito abierto: $V_{GFV,OC,STC} = 18 \cdot 37,8 = 680,4\text{ V}$
- Intensidad de cortocircuito: $I_{GFV,SC,STC} = 16 \cdot 8,75 = 140\text{ A}$
- Tensión en el punto de máxima potencia: $V_{GFV,M,STC} = 18 \cdot 30,6 = 550,8\text{ V}$
- Intensidad en el punto de máxima potencia: $I_{GFV,M,STC} = 16 \cdot 8,17 = 130,7\text{ A}$

El generador se dispondrá con una orientación $\alpha=0^{\circ}$ (Sur) y una inclinación de $\beta=34^{\circ}$, con objeto de optimizar al máximo la generación anual de energía eléctrica.

La cubierta donde se dispondrá el generador fotovoltaico no se encontrará libre de obstáculos, debido a la presencia de máquinas de aire acondicionado, por lo que hay que estudiar la disposición del mismo con objeto de minimizar las sombras que se puedan generar sobre el

mismo. No obstante se trata de una cubierta totalmente transitable y apta para instalar nuestro generador.

8.2. Módulos Fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos a emplear en el presente proyecto serán del fabricante Isofotón, concretamente el modelo ISF-250, que emplean tecnología de células de Silicio Monocristalino.

El principal motivo de la elección de este módulo fotovoltaico es debido a que con la tecnología de Silicio Monocristalino conseguimos una buena relación rendimiento-precio de coste de instalación y de mantenimiento, ya que se trata de una de las tecnologías fotovoltaicas que mayor madurez tecnológica posee en la actualidad.

Los módulos ISF-250 tendrán las siguientes características:

<i>Características Mecánicas:</i>	
Célula Solar	Silicio Monocristalino – 156 mm x 156 mm (6 pulgadas)
Número de Células	60 células en configuración 6 x 10
Dimensiones	1667 x 994 x 45 mm
Peso	19 kg
Vidrio	Alta transmisividad, texturizado y templado de 3,2 mm (EN - 12150)
Marco	Aluminio anodizado y toma de tierra
Máxima carga admisible	5400 Pa (carga de nieve)
Caja de conexión	IP 65 con 3 diodos bypass
Cables y conector	Cable solar de 1 m y sección 4 mm ² . Conector MC4 o LC4

<i>Características Eléctricas: Comportamiento en STC: Irradiancia 1.000 W/m², temperatura de célula 25 °C, AM 1.5</i>	
Potencia Nominal ($P_{MOD,M,STC}$)	250 W
Tensión en Circuito Abierto ($V_{MOD,OC,STC}$)	37,8 V
Corriente de Cortocircuito ($I_{MOD,SC,STC}$)	8,75 A
Tensión en el punto de máxima potencia ($V_{MOD,M,STC}$)	30,6 V
Corriente en el punto de máxima potencia ($I_{MOD,M,STC}$)	8,17 A
Eficiencia	15,1 %
Tolerancia de potencia (% $P_{MOD,M,STC}$)	0 ÷ 3 %

<i>Características Eléctricas: Comportamiento a Irradiancia 800 W/m², TONC, temperatura ambiente 20 °C, AM 1.5, velocidad del viento 1 m/s</i>	
Potencia Nominal ($P_{MOD,M}$)	181 W
Tensión en Circuito Abierto ($V_{MOD,OC}$)	35,0 V
Corriente de Cortocircuito ($I_{MOD,SC}$)	7,06 A
Tensión en el punto de máxima potencia ($V_{MOD,M}$)	27,5 V
Corriente en el punto de máxima potencia ($I_{MOD,M}$)	6,59 A

<i>Características de Operación:</i>	
Tensión máxima del sistema	1.000 V
Límite de corriente inversa	20 A
Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)	45 ± 2 °C
Temperatura de Operación	- 40 a 85 °C
Coeficiente de temperatura de P _{MOD}	- 0,44 %/K
Coeficiente de temperatura de V _{OC}	- 0,334 %/K
Coeficiente de temperatura de I _{SC}	0,048 %/K

Tabla 2 – Características Eléctricas y Mecánicas de Módulos Fotovoltaicos

Las curvas características I-V del módulo ISF-250 con respecto a la temperatura se muestran en la siguiente figura, junto a las dimensiones del módulo:

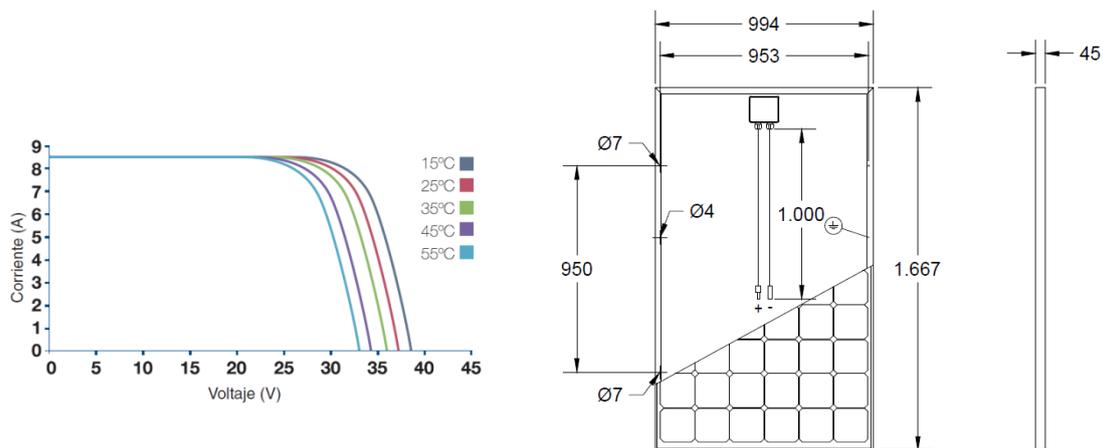


Figura 3 – Curva I-V/Temperatura y Dimensiones de Módulo ISF-250

Los módulos ISF-250 cuentan con la homologación de TÜV Rheinland (IEC 61.215 e IEC 61.730), así como tienen el certificado de producto CE y se fabrican con materiales reciclables.

En nuestro proyecto necesitaremos 288 módulos, suministrando el fabricante 24 módulos por bulto, lo que hace que necesitemos un total de 12 bultos.

El conexionado entre los módulos fotovoltaicos se realizará mediante el empleo de cableado con conectores tipo multicontact MC4 o similar, que ya incorporan los módulos directamente desde fábrica.

Los módulos fotovoltaicos se instalarán de forma que el aire pueda circular libremente a su alrededor, ya que así se conseguirá disminuir la temperatura de trabajo de las células y por tanto mejorar el rendimiento de los módulos fotovoltaicos. Esto se conseguirá al disponer los módulos fotovoltaicos sobre una estructura metálica diseñada para tal fin.

Así, mismo se evitará disponer los módulos cercanos a corrientes de aire procedentes de las máquinas de acondicionamiento de aire que se dispondrán en la misma cubierta del centro comercial.

No obstante, si se desea obtener más información de los módulos fotovoltaicos se puede consultar la correspondiente ficha técnica de los mismos adjunta en el Anexo VII del presente proyecto.

8.3. Estructura soporte

La función principal de la estructura soporte será la de servir de soporte y fijación segura de los módulos fotovoltaicos, proporcionándoles la inclinación y orientación óptimas, con objeto de maximizar la generación de energía eléctrica.

La estructura soporte empleada en el presente proyecto será del fabricante CONERGY, concretamente el modelo SOLARFAMULUS.

Dicho modelo de estructura ha sido diseñada como sistema universal para montaje sobre cubierta plana. Los componentes del mismo están preensamblados y con la configuración Quickstone permiten una rápida y fácil instalación, tanto de la estructura como de los módulos fotovoltaicos. Al disponer este tipo de estructura con la inclinación de 34°, tendremos una ventilación natural de la parte posterior de los módulos fotovoltaicos, de manera que se mejora así las condiciones de trabajo de los mismos.

Todos los componentes de la estructura han sido fabricados en aluminio y acero inoxidable, con el objetivo de lograr una alta vida útil y una elevada resistencia a la corrosión, minimizando o haciendo prácticamente nulo el mantenimiento de la misma y de una gran resistencia frente a las acciones de agentes ambientales.

Las principales características del mismo son las siguientes:

<i>Características de la Estructura Soporte:</i>	
Ubicación	Cubierta plana o Suelo
Cargas máximas admitidas	1.900 Pa por cada 2,5 m ² de superficie de módulos por triangulo
Módulos fotovoltaicos	Con y sin marco

Disposición de los módulos	En serie (hasta 12 m por estructura)
Orientación de los módulos	Vertical y Horizontal
Ángulo	20 °, 25 °, 30 ° (Otros ángulos bajo demanda)
Distancia del borde inferior del módulo al suelo	De 8 a 10 cm
Normas / Certificaciones	DIN 1055 Acción sobre estructuras; Eurocode 9 - Diseño de estructuras en Aluminio
Tipo de perfiles	Aluminio Extruido (EN AW 6063 T66, EN AW 6060 T6)
Tornillería	Acero Inoxidable (V2A)
Garantía	10 años

Tabla 3 – Características de Estructura Soporte



Descripción general

- a** Triángulo (version que se muestra: triángulo con soporte de base)
- b** Diagonal
- c** Base rail con pieza telescópica final
- d** Abrazadera del módulo
- e** Módulo
- f** X-Stone

Figura 4 – Estructura Solar Conergy SolarFamulus

Para calcular la longitud de la estructura, el fabricante nos indica que se calculará en base a la siguiente fórmula:

$$L_{\text{estructura}} \text{ (mm)} = N^{\circ}_{\text{módulos verticales}} \times (\text{anchura}_{\text{módulo}} \text{ (mm)} + 18 \text{ mm}) + 32 \text{ mm}$$

Así, dispondremos estructuras para un total de 9 módulos en vertical, lo que nos da una longitud de estructura para 9 módulos de $9 \cdot 149 \text{ mm} = 9,149 \text{ m}$. Por lo que necesitaremos un total de 32 estructuras de 9 módulos en disposición vertical.

No obstante, si se desea obtener más información acerca de la estructura SolarFamulus se puede consultar la correspondiente ficha técnica de la misma adjunta en el Anexo VII del presente proyecto.

8.4. Inversor

El inversor será el encargado de convertir la corriente continua generada por el generador fotovoltaico en corriente alterna de las mismas características que la de la red interior donde inyectará la energía nuestro sistema.

El sistema fotovoltaico seguirá el modelo de configuración con inversor central con tensiones CC altas, con objeto de obtener un menor número de ramas en paralelo y debido a que las pérdidas debido a sombras son bastante pequeñas. Con este modelo conseguimos también unas menores intensidades de trabajo, por lo que se reduce la sección necesaria del cableado de la parte de corriente continua de la instalación. Además como los módulos fotovoltaicos utilizados (ISF-250) son de clase II, conseguimos asegurar la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. El esquema básico de nuestro sistema fotovoltaico con inversor central sería el siguiente:

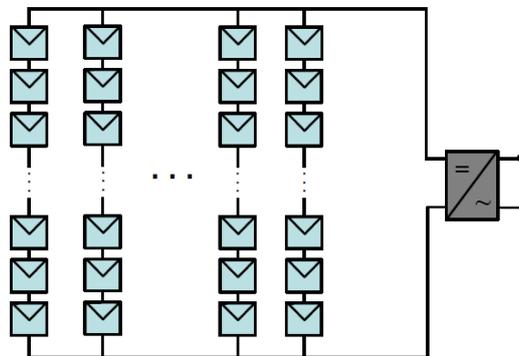


Figura 5 – Configuración Inversor Central

El inversor a utilizar en el presente proyecto será del fabricante INGETEAM, concretamente el modelo INGECON SUN POWER 70, con una potencia nominal de salida del inversor $P_{INV,AC}$ de 77 kW, orientados a sistemas solares en cubiertas y suelo de mediana potencia.

Ha sido diseñado para facilitar las tareas de mantenimiento y mantener una alta eficiencia a elevadas temperaturas, ya que dispone de un avanzado sistema de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT).

Posee un Datalogger interno para almacenamiento de datos de hasta 3 meses. El mismo se puede controlar desde un PC remoto o *in situ* desde el teclado frontal del inversor. Dispone de

LEDs indicadores de estado y alarmas. Incluye además las aplicaciones INGECONSUN Manager, INGECON SUN Monitor y su versión para smartphone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet.

El inversor Ingecon Sun Power cuenta con el marcado CE en virtud del cumplimiento de las siguientes directivas:

- Directiva de Baja Tensión 2006/95/CE: ya que cumple las partes aplicables a los inversores de la norma EN 50.178: Equipo electrónico para uso en instalaciones de potencia.
- Directiva de Compatibilidad Electromagnética 2004/108/CE: ya que cumple las partes que le son aplicables de las normas armonizadas:
 - EN 61.000 - 6 - 2: Compatibilidad Electromagnética. Parte 6-2: Normas genéricas – Inmunidad para entornos industriales.
 - EN 61.000 - 6 - 4: Compatibilidad Electromagnética. Parte 6-3: Normas genéricas – Emisión para entornos industriales.

El fabricante dispone de los correspondientes certificados necesarios para que la compañía distribuidora acepte que las protecciones eléctricas estén incorporadas en el inversor sin necesidad de añadir protecciones adicionales. Así, incluye las siguientes protecciones eléctricas:

- Aislamiento galvánico entre las partes CC y CA.
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas a la salida CA.
- Fallos de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Seccionador CC.
- Fusibles CC.
- Seccionador Magnetotérmico CA.
- Descargadores de sobretensiones CC y CA tipo 2.
- Protección de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um).
- Protección contra sobretemperaturas.
- Controlador de aislamiento de la parte de corriente continua.

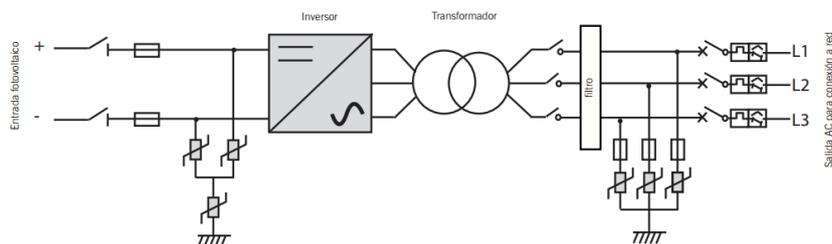


Figura 6 – Inversor Ingecon Sun Power 70

En el esquema anterior hemos de comentar que en la Salida CA de conexión a red, además de las fases L1, L2 y L3, se conectará también la salida del conductor Neutro (N) existente en el inversor, pues los inversores Ingecon Sun Power con transformador disponen de un conector de cuatro bornas bimetálicas (tres fases y neutro) para la conexión a la red eléctrica. La sección máxima admisible de estas bornas será de 95 mm².

Las características técnicas de nuestro inversor son las siguientes:

INGECON SUN POWER 70	
VALORES ENTRADA (DC)	
<i>Potencia Nominal DC</i> ⁽¹⁾	73 a 91 kW _p
<i>Rango de Tensión MPP</i>	405 - 750 V
<i>Tensión Máxima DC</i> ⁽²⁾	900 V
<i>Corriente Máxima DC</i>	182 A
<i>Nº Entradas DC</i>	4
<i>MPPT</i>	1
VALORES SALIDA (AC)	
<i>Potencia Nominal AC</i> ⁽³⁾	77 kW
<i>Corriente Máxima AC</i>	131 A
<i>Tensión Nominal AC</i>	400 V
<i>Frecuencia Nominal AC</i>	50 / 60 Hz
<i>Coseno Phi</i> ⁽⁴⁾	1
<i>Coseno Phi Ajustable</i>	Sí. S _{MAX} = 77 kVA
<i>THD</i> ⁽⁵⁾	< 3%
RENDIMIENTO	
<i>Eficiencia Máxima</i>	97,2 %
<i>Euroeficiencia</i>	96,1 %
DATOS GENERALES	
<i>Refrigeración por aire</i>	2.600 m ³ /h
<i>Consumo en Stand-by</i> ⁽⁶⁾	30 W

<i>Consumo nocturno</i>	<i>1 W</i>
<i>Temperatura de funcionamiento</i>	<i>-20 a +65 °C</i>
<i>Humedad Relativa</i>	<i>0 - 95 %</i>
<i>Grado de Protección</i>	<i>IP20</i>
<p>(1) Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica (2) No se debe superar en ningún caso. Se debe considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas (3) Potencia AC hasta 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8% (4) Para PAC >25 % de la potencia nominal (5) Para PAC >25 % de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4 (6) Consumo desde el campo fotovoltaico.</p> <p>Referencias normativas: CE, IEC61000-6-2, IEC61000-6-4, EN50178, RD1699/2011, P.O.12.3, VDE-AR-N-4105, VDE0126-1-1, CEI11-20, CEIO-21, Allegato 70 TERNA, Arrêté 23-04-2008, MV Guideline BDEW, G59/2.</p>	
DIMENSIONES Y PESO:	
<i>Altura</i>	<i>1.761 mm</i>
<i>Ancho</i>	<i>1.031 mm</i>
<i>Fondo</i>	<i>877 mm</i>
<i>Peso</i>	<i>1.026 kg</i>

Tabla 4 – Características Técnicas del Inversor

No obstante, se puede consultar la ficha técnica del inversor Ingecon Sun Power 70 adjunta en el Anexo VII del presente proyecto.

El inversor irá alojado en el interior del edificio del centro comercial, concretamente un habitáculo destinado a tal fin, cercano al del cuadro de baja tensión de la zona destinada a hipermercado. El suelo de dicho habitáculo será capaz de soportar el peso del inversor, y consistirá en una losa de hormigón de como mínimo 10 cm de espesor. El habitáculo cumplirá además las siguientes condiciones ambientales para el correcto funcionamiento del inversor:

- Temperatura mínima: -20 °C
- Temperatura mínima del aire circulante: -20 °C
- Temperatura máxima del aire circulante: 65 °C
- Humedad relativa máxima sin condensación: 95 %

Con objeto de asegurar las condiciones ambientales anteriores y una correcta circulación de aire en el habitáculo donde se instalará el inversor, se dispondrá un ventilador de extracción que asegure una circulación de 6.000 m³/h de aire limpio y libre de partículas. Así como se dispondrán en paredes enfrentadas rejillas de ventilación formadas por láminas en forma de "V" invertida que impidan la entrada de lluvia en el interior del habitáculo, así como mallas como protección para evitar la entrada de insectos.

El inversor se anclará al suelo mediante el empleo de unas pletinas de anclaje que se atornillan previamente al suelo, mediante tornillos de anclaje de profundidad mínima de 45 mm, habiendo

practicado previamente los agujeros mediante broca de 8 mm de diámetro y una profundidad mínima de 65 mm. El par de apriete será de 20 Nm. Una vez fijadas las pletinas de anclaje se fijarán a estas el equipo inversor.

8.5. Cableado

8.5.1. Cableado de Corriente Continua

Para la elección del cableado de la parte de corriente continua (CC) seguiremos lo indicado en la especificación AENOR EA 0038 y en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

La especificación EA 0038 desarrolla el cableado a utilizar tanto en la conexión entre los módulos fotovoltaicos y las cajas de conexiones de CC y de estas con el inversor.

Los cables de la parte de continua serán cables diseñados para condiciones severas y de larga duración (superiores a 25 años), adecuados para equipos de aislamiento clase II, resistentes a temperaturas extremas (entre -40 °C y +90 °C) como a la intemperie y diseñados para una temperatura máxima en el conductor de 120 °C. Serán de alta seguridad (AS), es decir, no propagadores de llama, ni fuego y de baja emisión de humos y gases corrosivos.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos elevados. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % en toda la parte de corriente continua de nuestra instalación.

Los cables deberán indicar el fabricante o marca comercial, la designación del cable, la sección del mismo, la tensión asignada y las dos últimas cifras del año de fabricación. La grabación deberá ser legible y cumplir las especificaciones de los apartados 3.2., 3.3. y 3.4. de la parte 1 de la Norma UNE 21.027.

La tensión asignada de los cables serán 1,8 kV D.C. (conductor - conductor, sin puesta a tierra, circuito sin carga).

Los cables a emplear serán del fabricante GENERAL CABLE o similar, en concreto los denominados comercialmente como Exzhellent Solar. Así los tipos empleados serán:

- Conexión entre los Módulos Fotovoltaicos y estos con las Cajas de Conexiones de CC: Se empleará el cable designado ZZ-F (AS) 1,8 kV DC. Dichos conductores se componen de:

- Conductor de cobre estañado clase 5 para servicio móvil (-F).
 - Aislamiento de elastómero termoestable libre de halógenos (Z).
 - Cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos (Z).
 - Norma: AENOR EA 0038 ; TÜV 2 Pfg 1169/08.2007
 - Sección nominal empleada: 4 mm²
 - Tipo Montaje: Superficial sobre estructura solar y en Bandeja tipo rejilla.
- Conexionado entre Cajas de Conexiones CC e Inversor: Se empleará el cable designado XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC. Dichos conductores se componen de:
- Conductor de cobre clase 5 para servicio fijo (-K).
 - Aislamiento de Polietileno Reticulado XLPE (X).
 - Asiento de Armadura de Poliolefina libre de halógenos (Z1).
 - Armadura de Fleje corrugado de AL (FA3).
 - Cubierta de Elastómero termoestable libre de halógenos (Z).
 - Norma: AENOR EA 0038
 - Sección nominal empleada: 50 mm²
 - Tipo Montaje: En Bandeja tipo rejilla.

En la parte de continua se utilizará el siguiente código de colores:

- Polo positivo: de color rojo.
- Polo negativo: de color negro.
- Protección: amarillo-verde.

No obstante, la ficha técnica de los cables arriba mencionados pueden consultarse en el Anexo VII del presente proyecto.

8.5.2. Cableado de Corriente Alterna

Para la elección del cableado de la parte de corriente alterna (CA) seguiremos lo indicado en la ITC BT-19, 20 y 28 del vigente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

La caída de tensión máxima vendrá impuesta según lo estipulado en la ITC-BT 40 punto 5, es decir, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la Instalación Interior, no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal.

El cableado de la parte de alterna irá desde la salida de nuestro Inversor hasta el Cuadro General de Baja Tensión del Hipermercado. Será instalado en montaje sobre Bandeja de tipo rejilla.

Los cables serán diseñados para resistir temperaturas extremas (entre $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $+90\text{ }^{\circ}\text{C}$). Serán de alta seguridad (AS), es decir, no propagadores de llama, ni fuego y de baja emisión de humos y gases corrosivos.

Los cables a emplear serán del fabricante GENERAL CABLE o similar, en concreto los denominados comercialmente como Exzhellent XXI 1000 V, cuya designación técnica es RZ1 - K(AS) 0,6/1 kV, cuyas características principales son las siguientes:

- Conductor de cobre flexible clase 5 para servicio fijo (-K).
- Aislamiento de Polietileno Reticulado XLPE.
- Cubierta Exterior de Poliolefina termoplástica libre de halógenos.
- Norma: UNE 21.123-4 ; IEC 60.502-1.
- Sección nominal empleada: 50 mm^2
- Tipo Montaje: En Bandeja tipo rejilla.

No obstante, la ficha técnica de los cables arriba mencionados pueden consultarse en el Anexo VII del presente proyecto.

8.6. Canalizaciones

8.6.1. Canalizaciones de la parte de Corriente Continua

Para la elección de las canalizaciones de la parte de corriente continua (CC) seguiremos lo indicado en la especificación AENOR EA 0038.

En esta parte diferenciaremos dos tipos:

A) Interconexión entre módulos fotovoltaicos:

En este caso los conductores se dispondrán fijados directamente sobre la estructura portante.

Como los conductores empleados serán de doble aislamiento, los mismos se dispondrán aprovechando el interior de los perfiles metálicos de la estructura, evitando en la medida de lo posible su exposición al sol y el paso por aristas cortantes, teniendo en cuenta las siguientes prescripciones de montaje y ejecución:

- Se fijarán a la estructura mediante bridas, abrazaderas o collares de forma que no dañen las cubiertas de los cables.
- Se dispondrán puntos de fijación sucesivos cada 0,40 m de cableado, con objeto de evitar el doblado por su propio peso.

- El radio de doblado no será inferior a 10 veces el diámetro exterior del cable.
- Los cruces con cables de canalizaciones no eléctricas se realizará por la parte posterior o anterior de las mismas, dejando una distancia mínima de 3 cm entre la superficie exterior de la canalización no eléctrica y la cubierta de los cables cuando el cruce se efectúe por la parte anterior.

B) Conexión de Ramas – Cajas de Conexiones de CC:

El cableado de este tramo de corriente continua será de doble aislamiento con armadura y adecuado para su uso en intemperie, de acuerdo con la norma UNE 21.123, se dispondrá canalización de “bandeja portacables”.

Así se dispondrán bandejas tipo rejilla sin tapa del modelo REJIBAND del fabricante AEMSA o similares. Dichas rejillas cumplirán los requisitos exigidos por la norma europea UNE-EN-61.537 “Sistemas de bandejas y bandejas de escalera para la conducción de cables” y contarán con el marcado CE.

Las bandejas Rejiband se tratan de bandejas metálicas de varillas electrosoldadas con borde de seguridad, para evitar el dañado del cableado y del instalador. Con este tipo de bandejas se ofrece la máxima ventilación y limpieza del cableado, proporcionando gran resistencia al sistema de canalización.

Con objeto de que nuestro sistema de canalizaciones cumpla la norma UNE-EN-61.537 con respecto a la resistencia a la corrosión, deberemos utilizar bandejas Rejiband de tipo “Galvanizado en Caliente (G.C.)”, ya que este tipo de acabado es el apto para instalación al exterior con condiciones agresivas o húmedas.

Las dimensiones de las canalizaciones a utilizar serán las siguientes:

Tramo:	Tipo Bandeja:	Dimensiones:	Longitud necesaria:
<i>Ramas – Cajas Conexiones CC</i>	<i>Rejiband</i>	<i>60 x 35 mm</i>	<i>34 m</i>
		<i>100 x 35 mm</i>	<i>23 m</i>
<i>Cajas Conexiones CC – Inversor</i>	<i>Rejiband</i>	<i>100 x 35 mm</i>	<i>44 m</i>

Tabla 5 – Canalización Rejiband (Parte CC)

En el tramo vertical comprendido entre las Cajas de Conexiones de CC y el Inversor, es decir, el tramo de bajada desde la cubierta al habitáculo del inversor, se dispondrá en montaje con bandeja de rejilla con tapa metálica.

El fabricante nos asegura además que la bandeja Rejiband posee una buena continuidad eléctrica entre tramos de bandeja, no obstante y como medida de seguridad, cada tramo de bandeja se dispondrá a tierra de forma independiente.

En todo momento se deberá respetar la capacidad de carga de cada tramo acorde a lo indicado por el fabricante y conforme a la norma UNE-EN-61.537, así como las recomendaciones del mismo en cuanto a soportes, curvas y accesorios a utilizar.

8.6.2. Canalizaciones de la parte de Corriente Alterna

Para la elección de las canalizaciones de la parte de corriente alterna (CA) seguiremos lo indicado en la ITC BT-20 y 21 del REBT, ya que nuestra instalación es de tipo interior.

Según la tabla 1 de la ITC BT-20 y al disponer conductores de tipo unipolar con cubierta se podrán utilizar "Bandejas de Escalera o Bandejas Soportes", por lo que dispondremos Bandejas de tipo rejilla del modelo REJIBAND del fabricante AEMSA o similares (es decir, las mismas descritas anteriormente en la parte de corriente continua). Siendo su montaje de tipo Superficial, como así determina la tabla 2 de la misma instrucción técnica.

Las dimensiones de las canalizaciones a utilizar serán las siguientes:

Tramo:	Tipo Bandeja:	Dimensiones:	Longitud necesaria:
<i>Inversor – Cuadro BT</i>	<i>Rejiband</i>	<i>60 x 35 mm</i>	<i>9 m</i>

Tabla 6 – Canalización Rejiband (Parte CA)

Las características de la bandeja rejiband son las mismas a las dispuestas en el punto anterior.

8.7. Puesta a Tierra

Con objeto de proporcionar una protección de las personas contra contactos directos e indirectos de nuestro sistema fotovoltaico, se dispondrá el generador fotovoltaico en esquema "flotante", es decir, la red de corriente continua del generador fotovoltaico se encuentra aislada de tierra y existe una tierra de protección a la que se unirán las masas metálicas del sistema así como los dispositivos de protección frente a sobretensiones.

Así, se dispondrá una conexión equipotencial a tierra a la que se unirán todas las partes metálicas de los componentes de nuestro sistema fotovoltaico. Esta red de tierra tendrá los objetivos siguientes:

- La protección de las personas frente a contactos indirectos, al impedir que las masas adquieran potencial en el caso de defectos de aislamiento.
- Permitir la correcta actuación de los limitadores de corriente y sobretensión de la protección interna.

Se cumplirá el artículo 15 del RD 1.699/2011 y la ITC BT-40, por lo que el electrodo de puesta a tierra de nuestra instalación será independiente del electrodo del neutro de la empresa distribuidora, así como también se dispondrá de una separación galvánica entre la parte de corriente alterna y la de continua en nuestra instalación, que se logrará a través del transformador existente en nuestro inversor.

Los conductores de protección discurrirán por las mismas canalizaciones de corriente continua y de corriente alterna de nuestra instalación. La sección mínima de dichos conductores vendrá dado según la tabla 2 de la ITC BT-18 y cumplirá la norma UNE 20.460-5-54. Así se dispondrá los siguientes conductores de protección:

- 4 mm² para la conexión de los marcos, envolventes, partes metálicas, etc... del generador fotovoltaico.
- 25 mm² en el tramo Cajas de Conexiones CC – Inversor.
- 25 mm² en el descargador de sobretensiones de CA del Inversor.
- 35 mm² para el enlace de barra de equipotencialidad con pica.

Los conductores de protección serán del mismo tipo y modelo que los empleados en sus respectivos tramos, descritos en el apartado 8.5 del presente proyecto.

El conductor de tierra que unirá la barra de equipotencialidad con la puesta a tierra será de cobre desnudo de 35 mm² de sección nominal con una longitud total de 10 m, hasta enlazar con una pica de acero cobrizado de 250 μ de 14,2 mm de diámetro y 2 m de longitud total, que se dispondrá hincada al terreno.

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia de hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50 m.

Los materiales utilizados y la realización de las tomas de tierra deben ser tales que no se vea afectada la resistencia mecánica y eléctrica por efecto de la corrosión de forma que comprometa las características del diseño de la instalación

Dado que la resistencia de un electrodo depende de la resistividad del terreno en el que se establece y esta resistividad varía frecuentemente de un punto a otro del terreno, previa a la entrega deberá ser obligatoriamente comprobada por el Instalador Autorizado. En caso de que no cumpla con lo establecido se incrementará el número de picas separadas un metro entre si y unidas por cable de cobre enterrado hasta conseguir que la resistencia a tierra adecuada.

Personal técnicamente competente efectuará la comprobación de la instalación de puesta a tierra, al menos anualmente, en la época en la que el terreno esté más seco. Para ello, se medirá la resistencia de tierra, y se repararán con carácter urgente los defectos que se encuentren. Los electrodos y los conductores de enlace hasta el punto de puesta a tierra, se pondrán al descubierto para su examen, al menos una vez cada cinco años.

8.8. Protecciones

8.8.1. Protección contra Contactos Directos

La protección principal contra contactos directos se logrará principalmente mediante la aplicación de medidas para impedir el contacto de las personas con las partes activas de la instalación. Siendo estas medidas las siguientes:

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

La protección auxiliar consistirá en:

A) Parte de Corriente Continua:

Nuestro Inversor dispondrá de un controlador de aislamiento de la parte de corriente continua, con el objeto de que si la resistencia de aislamiento de nuestra instalación disminuye por debajo de los valores de seguridad desconectará el inversor y accionará una alarma. Como norma general, el valor de ajuste de la resistencia de aislamiento será mayor o igual a 10 veces la tensión de circuito abierto del generador.

B) Parte de Corriente Alterna:

Igualmente nuestro Inversor dispondrá de un dispositivo de corriente diferencial residual de sensibilidad igual a 30 mA, asociado al interruptor general de salida CA.

8.8.2. Protección contra Contactos Indirectos

Las dos protecciones contra contactos indirectos a utilizar serán las siguientes:

- Protección por corte automático de la alimentación.
- Protección por el empleo de materiales de clase II o aislamiento equivalente.

A) Parte de Corriente Continua:

En generadores con esquema flotante, se cumplirá que:

$$R_T \cdot I_d \leq U_L$$

Siendo:

R_T = Resistencia eléctrica de la toma de tierra de las masas.

I_d = Intensidad de defecto.

U_L = Tensión límite convencional de seguridad en emplazamientos mojados =
60 V_{DC}

Teniendo en cuenta que en esta parte de la instalación no contamos con un dispositivo de corte por corriente diferencial residual, la única forma de limitar el valor de la intensidad de defecto será mantener la resistencia de aislamiento (R_{iso}), sea mayor o igual que 10 veces la tensión de generación ($V_{OC,GFV,STC}$).

Así, el Inversor escogido dispondrá de un controlador de aislamiento de la parte de corriente continua, con el objeto de que si la resistencia de aislamiento de nuestra instalación disminuye por debajo de los valores de seguridad desconectará el inversor y accionará una alarma.

Se emplearán en la instalación materiales de clase II o aislamiento equivalente (módulos, cajas, cables, inversor, etc...).

B) Parte de Corriente Alterna:

El corte automático de la instalación se realizará mediante el empleo de un dispositivo de corriente diferencial residual de sensibilidad igual a 30 mA, asociado al interruptor automático general en la salida CA del inversor, de forma que se cumplirá:

$$R_T \cdot I_d \leq U_L \quad \Leftrightarrow \quad R_T \leq 50 / 0,03 = 1666,66 \, \Omega$$

Ya que, U_L = Tensión límite convencional de seguridad en emplazamientos secos en corriente alterna = $50 V_{AC}$.

No obstante, la Guía BT-26 referente al REBT, hace unas recomendaciones entre las que figura que se consiga que la resistencia de puesta a tierra $R_T < 37 \Omega$ para edificios sin pararrayos, como es nuestro caso. Esta recomendación viene siendo exigida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, por lo que dispondremos de una puesta a tierra con un valor de resistencia a tierra inferior a los 37Ω .

8.8.3. Protección frente a Sobretensiones

Para la protección frente a sobretensiones se utilizará un sistema interno de protección, con el objeto de reducir y evitar los efectos de las sobretensiones originadas por la descarga del rayo y los campos electromagnéticos asociados, así como las sobretensiones transmitidas por las líneas de conexión.

El sistema interno de protección empleado consistirá en las siguientes medidas:

- Conexión equipotencial: se basa en conseguir la equipotencialidad de las tierras utilizando un único electrodo de puesta a tierra para toda la instalación. Esto evita que, ante una descarga del rayo, aparezcan diferencias de potencial entre los distintos elementos del sistema.
- Instalación de descargadores de sobretensión: encargados de limitar el valor de las sobretensiones que se pueden presentar en la instalación.

A) Parte de Corriente Continua:

En la parte de corriente continua se deben proteger los componentes del generador fotovoltaico y el inversor.

Así, se dispondrán descargadores de sobretensiones en las cajas de conexiones de corriente continua que cumplirán como mínimo las siguientes condiciones:

- Clase C (Tipo 2 según EN 61.643-11).
- Tensión máxima en régimen permanente $U_C = 1000 V_{DC} > 759,96 V = V_{GFV,OC,max}$ (Tensión máxima de circuito abierto del generador).
- Corriente nominal de descarga: $I_{sn} \geq 20 \text{ kA}$.
- Corriente máxima de descarga: $I_{m\acute{a}x} \geq 40 \text{ kA}$.
- Nivel de protección: $U_p < 3 \text{ kV}$. Inferior a tensión soportada a impulsos 1,2/50 kV por los elementos del generador fotovoltaico, según tabla 1 de la ITC BT-23, que tiene un valor de Categoría III = 4 kV.

Debido a que la distancia entre las cajas de conexiones de corriente continua y el inversor es superior a 30 m, es aconsejable instalar un segundo descargador de sobretensiones en la entrada de corriente continua del inversor, por lo que se dispondrá un descargador de sobretensiones que tendrá las mismas características que el anterior, incluido dentro del inversor.

B) Parte de Corriente Alterna:

Con objeto de proteger nuestra instalación frente a sobretensiones procedentes de la red eléctrica se dispondrá en la salida de corriente alterna del inversor un descargador de sobretensiones.

Como la acometida al centro comercial se realiza en alta tensión de forma subterránea, solo será necesario que nuestros descargadores sean de Clase C. Teniendo en cuenta que en España se utiliza el esquema de distribución TT, el descargador a utilizar se instalará entre las fases y neutro y entre neutro y conductor de protección.

Así, el descargador de sobretensiones de la parte de corriente alterna dispuesto en el inversor cumplirá como mínimo las siguientes condiciones:

- Clase C (Tipo 2 según EN 61643-11).
- Tensión nominal: $U_n = 350$ V.
- Tensión máxima de funcionamiento: $U = 385 V_{AC}$
- Corriente nominal de descarga: $I_{sn} \geq 20$ kA.
- Corriente máxima de descarga: $I_{m\acute{a}x} \geq 40$ kA.
- Nivel de protección: $U_p < 1,7$ kV. Inferior a tensión soportada a impulsos 1,2/50 kV por los elementos del generador fotovoltaico, según tabla 1 de la ITC BT-23, que tiene un valor de Categoría III = 4 kV.

8.8.4. Protección frente a Sobrecargas y Sobreintensidades en la parte de Corriente Continua

A) Protección de Ramas:

Con objeto de evitar que se produzcan sobreintensidades en las ramas de nuestro generador fotovoltaico se dispondrán fusibles como elementos de protección.

Se utilizarán fusibles aptos para su uso en corriente continua y curva gPV, según IEC 60.269-6, adecuada a instalaciones fotovoltaicas.

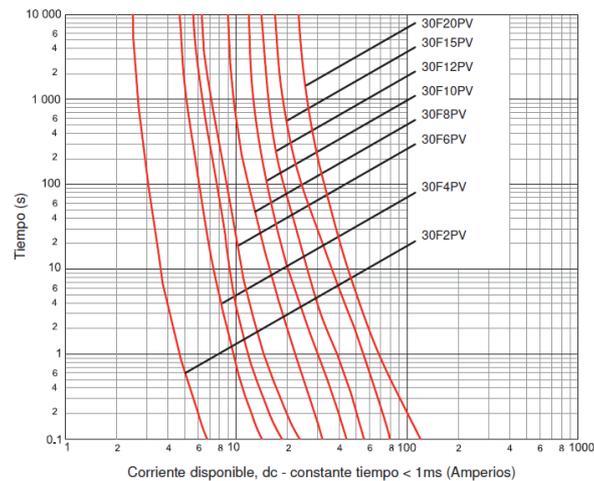


Figura 7 – Curvas Tiempo-Intensidad de Fusibles Cilíndricos 10x38 mm Curva gPV

Se dispondrán fusibles tanto en el cable positivo como en el negativo de cada rama de nuestro generador fotovoltaico.

La tensión asignada mínima de los fusibles deberán ser 1,1 veces superior a la tensión máxima de circuito abierto del generador (V_{OCG}) en condiciones estándar de medida.

La corriente asignada del fusible se escogerá de forma que los fusibles de cada rama cumplirán:

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

B) Protección de Cables de Cajas de Conexiones CC - Inversor:

Al disponer cables bien dimensionados entre las cajas de conexiones CC y el inversor, es decir, que soportan 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en condiciones estándar de medida de cada subgenerador, no es necesaria la instalación de una protección contra sobrecargas y cortocircuitos, ya que si se produce un cortocircuito en uno de los circuitos que enlazan las cajas de conexiones CC e inversor, en ningún cable circulará más de $1,25 \cdot I_{SC,SUBGENERADOR,STC}$. Esto es, se cumple que:

$$(n-1) \cdot 1,25 \cdot I_{SC,SUBGENERADOR,STC}$$

Como $n=2$ (líneas) $\Rightarrow 1,25 \cdot I_{SC,SUBGENERADOR,STC}$

No obstante se dispondrán interruptores-seccionadores con objeto de poder seccionar las líneas para posibles mantenimientos y averías.

C) Protección de entrada del Inversor:

Con objeto de proteger contra sobrecargas la entrada de corriente continua del inversor, el mismo inversor incorpora un fusible tanto para el polo positivo como para el negativo.

Así, se utilizarán fusibles aptos para su uso en corriente continua y curva gPV, según IEC 60.269-6, adecuada a instalaciones fotovoltaicas.

La tensión asignada mínima de los fusibles deberán ser 1,1 veces superior a la tensión máxima de circuito abierto del generador ($V_{GFV,OC,max}$) en condiciones estándar de medida.

La corriente asignada del fusible se escogerá de forma que los fusibles de cada rama cumplirán:

$$I_n \geq 1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,SCT}$$

Los fusibles escogidos serán del fabricante GAVE, concretamente los fusibles gPV y portafusibles NH 1.000 V_{DC}. Dichos fusibles serán de tipo cuchilla NH, talla 2XL. Los Portafusibles serán aptos para fusibles de intensidad máxima de 250 A.

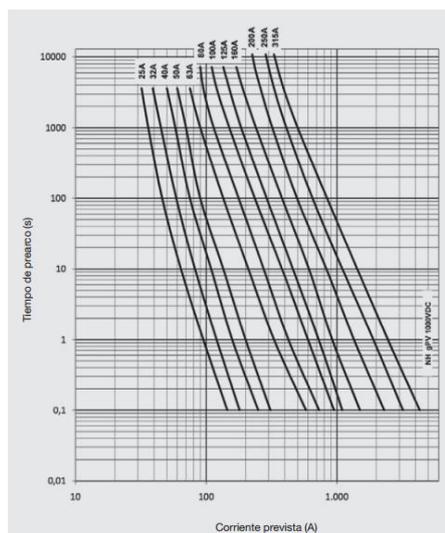


Figura 8 - Curvas Tiempo-Intensidad de Fusibles NH Curva gPV

Además, con objeto de cumplir lo indicado en la IEC 60.634-7-712, se deberá disponer de un interruptor de corte en carga con objeto de llevar a cabo trabajos de reparación y/o mantenimiento.

Así, en la entrada de corriente continua del inversor se dispone de un interruptor seccionador de corte en carga del fabricante GAVE, concretamente el modelo DC21 - 1000 V_{DC}, con accionamiento a través de mando en el exterior del inversor.

8.8.5. Protección frente a Sobrecargas y Sobreintensidades en la parte de Corriente Alterna

Para evitar sobreintensidades que puedan dañar nuestro circuito de corriente alterna tenemos que disponer de los correspondientes elementos de protección.

Así, el propio inversor dispone en su salida de corriente alterna de una protección mediante un interruptor automático magnetotérmico, con un relé diferencial asociado.

Dicho interruptor automático magnetotérmico será de intensidad asignada 160 A curva B, asociado a un relé diferencial de sensibilidad 30 mA.

Para evitar paradas de la instalación por disparos intempestivos, el relé diferencial será de alta inmunidad o bien con reconexión automática.



Figura 9 – Interruptor Automático Magnetotérmico CA

8.8.6. Protección de la Interconexión

La conexión del generador fotovoltaico a la red no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por

la normativa. Asimismo, su funcionamiento no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, las instalaciones fotovoltaicas no deberán mantener tensión en la línea de distribución.

En el circuito de generación hasta el equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto del de la instalación autorizada, ni de acumulación.

Al tener nuestra instalación fotovoltaica una potencia superior a 5 kW, la conexión será trifásica.

La variación de tensión provocada por la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica no podrá ser superior al 2,5 % de la tensión nominal.

El factor de potencia de la energía suministrada debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25% de su potencia nominal, como así cumple el inversor escogido.

✓ Condiciones específicas para la conexión en redes interiores:

En nuestro caso, para la conexión eléctrica del centro comercial tendremos un centro de entrega con red subterránea de alta tensión.

Así, se dispondrá un transformador de la compañía distribuidora, que alimentará la zona de Galería Comercial con medida de cada local en centralización de contadores. Por otro lado, se dispondrá un transformador de propiedad del consumidor para la alimentación del Hipermercado con medida en alta tensión y su correspondiente cuadro de baja tensión a la salida del transformador.

Con objeto de lograr los puntos anteriores y atendiendo a lo indicado en el RD 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (≤ 100 kW), como es nuestro caso, el artículo 14 de dicho RD fija las protecciones y relaciona los elementos de maniobra y protección que se deben incluir en la red de baja tensión de salida de nuestra instalación fotovoltaica.

Por lo que, las protecciones con las que debemos contar en la interconexión serán las siguientes:

- a) Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico
- b) Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.
- c) Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. La función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores. Eventualmente, las funciones del interruptor automático de la conexión y el interruptor de corte general pueden ser cubiertas por el mismo dispositivo, como así ocurre en nuestro caso.
- d) Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0,5 y de 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1,15 Un y 0,85 Un) como se recoge en la tabla 1 del artículo 14 del RD 1699/2011, donde lo propuesto para baja tensión se generaliza para todos los demás niveles. La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar en el lado red del interruptor automático general para las instalaciones en alta tensión o de los interruptores principales de los generadores en redes en baja tensión. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

Contando nuestro inversor con dichas protecciones.

8.9. Cuadros Eléctricos

Se dispondrán dos cuadros eléctricos en la parte de corriente continua, donde se ubicarán los dispositivos de protección contra sobretensiones y contra sobrecargas y sobreintensidades de la parte de corriente continua anteriormente indicadas.

Se utilizarán cajas de conexiones de la firma GAVE, de doble aislamiento según IEC 60.439-1, fabricadas en material higroscópico autoextinguible y elevada resistencia a la polución y la corrosión, tapa frontal transparente de policarbonato, ventilación para asegurar la no existencia de condensación en el interior, mando exterior de desconexión bloqueable, pantallas de protección para evitar el contacto directo, con grado de protección y resistencia IP55 e IK09.

En concreto el modelo utilizado sería el ST081012P, con las siguientes características:

Nº Strings	8
U _e /U _i	1000 V / 1200 V
Intensidad PV (I _{sc})	125 A
Diámetro máx. cables entrada/salida	10/18 mm
Protección Fusible Strings	Portafusibles Solartec 212PV; Fusibles Solar PVg 10x38 mm
Protección Sobretensiones	PST31PV
Tensión de régimen permanente máxima (U _c)	1000 V _{DC}
Corriente de descarga nominal (I _n)	20 kA
Corriente de descarga máxima (I _{máx})	40 kA
Nivel de protección a I _n (U _p)	3 kV
Grado de protección	IP55 – IK09
Dimensiones	380 x 575 x 185

Tabla 7 – Características de Cajas de Conexiones CC



Figura 10 - Caja de Conexiones CC

Capítulo 9. Planificación

A continuación se expone la planificación de la instalación y legalización de nuestro sistema fotovoltaico. Para ello se han estudiado las diferentes tareas a realizar para la consecución del proyecto, así como la duración y relación entre las mismas, obteniendo el correspondiente DIAGRAMA DE GANTT, con objeto de que se consigan las mínimas pérdidas posibles en el proceso de instalación y legalización de la instalación y sirva como documento base para el jefe de obra asignado al proyecto.

Capítulo 10. Orden de Prioridad

Ante posibles discrepancias que pudieran aparecer entre los distintos documentos básicos que conforman el presente proyecto, se establece el siguiente orden de prioridad entre los mismos:

- 1 Planos
- 2 Pliego de Condiciones
- 3 Presupuesto
- 4 Memoria

Capítulo 11. Conclusiones

En la actualidad, España atraviesa no solo una crisis económica, sino también energética, afectada por un déficit de tarifa cada vez mayor y una política energética muy cambiante y en la que no se fomenta adecuadamente el uso de energías renovables, a pesar de las Directivas Europeas redactadas en este sentido.

No ocurre así en otros países europeos, como Alemania, Francia, Italia, Inglaterra, Bélgica, Holanda, etc..., donde se están potenciando las instalaciones fotovoltaicas, tanto para vertido integro a red como para autoconsumo. Una vez más, España va con retraso respecto al resto de Europa, siendo imperativo un futuro cambio normativo y de política energética en España, por lo que, aunque ahora mismo no es viable económicamente el presente proyecto, no se descarta que en un futuro próximo esta política energética cambie y se prime y fomente este tipo de proyectos, dando lugar a una viabilidad del presente.

Aun así, el presente trabajo ha tratado de dar una visión tanto técnica como económica de lo que sería una instalación fotovoltaica de autoconsumo en un hipermercado, donde no se producirán excedentes a la red de distribución, ya que incluso los fines de semana la energía generada sería consumida en la propia instalación del hipermercado, debido a la existencia de cámaras y vitrinas frigoríficas.

Úbeda, Febrero de 2.014

Fdo.: José Sánchez Martín
Ingeniero Técnico Industrial en Electricidad

anexos

3

INDICE

Anexo I. Curva de Consumo, Cálculo del Generador Fotovoltaico e Inversor.....	5
1. Curva de Consumo	5
2. Cálculo del Generador Fotovoltaico.....	7
2.1. Superficie Necesaria	9
3. Cálculo del Inversor.....	10
Anexo II. Cálculo de Irradiación Solar, Energía Generada y Parámetros de Eficiencia	12
1. Irradiación Solar.....	12
2. Energía Generada.....	13
3. Simulación Informática.....	15
4. Parámetros de Eficiencia	21
4.1. Energía solar anual recibida por el generador fotovoltaico (E_{solar})	21
4.2. Energía anual generada en corriente continua (E_{CC}).....	22
4.3. Energía anual generada en corriente alterna (E_{AC})	22
4.4. Rendimiento del generador fotovoltaico (η_{gen}).....	22
4.5. Rendimiento del inversor (η_{inv})	22
4.6. Rendimiento del sistema ($\eta_{sistema}$)	23
4.7. Rendimiento energético de la instalación o Performance Ratio (PR).....	23
4.8. Productividad diaria o Yield	23
4.9. Yield de Referencia	23
Anexo III. Cumplimiento del Código Técnico de la Edificación	24
1. Ámbito de Aplicación.....	24
2. Procedimiento de Verificación	25
2.1. Cálculo de la potencia a instalar.....	25
2.2. Comprobación de Pérdidas	27
2.3. Comprobación de las Condiciones de Cálculo y Dimensionado	31
2.4. Comprobación de las Condiciones de Mantenimiento	33
3. Distancia Mínima entre Filas de Módulos	33
Anexo IV. Cálculo de Cableado y Protecciones Eléctricas	35
1. Cableado.....	35
1.1. Cableado de Continua.....	35
1.2. Cableado de Alterna.....	39
1.3. Selección del Cableado.....	41
2. Protecciones Eléctricas	42

2.1.	Protección frente a sobretensiones	42
2.2.	Protección frente a sobrecargas y sobreintensidades	44
3.	Puesta a Tierra	48
Anexo V.	Plan de Mantenimiento.....	51
1.	Verificación Inicial	52
1.1.	Inspección Inicial	52
1.2.	Ensayos Iniciales.....	54
1.3.	Informe de Verificación Inicial	55
2.	Verificaciones Periódicas (Plan de Mantenimiento Preventivo)	55
3.	Plan de Mantenimiento Correctivo.....	62
Anexo VI.	Aspectos Legales y Tramitación	63
1.	Acceso y Conexión de la Instalación a la Red de Distribución	63
2.	Condiciones Técnicas de la Instalación	65
3.	Medida y Facturación	66
4.	Autorización Administrativa.....	67
5.	Autoconsumo.....	68
Anexo VII.	Documentación Técnica.....	69

INDICE DE FIGURAS:

Figura 1 – Consumo medio mensual y diario del Hipermercado	5
Figura 2 – Curva de Consumo/Generación Eléctrica.....	6
Figura 3 – Superficie y Distribución del Generador Fotovoltaico.....	10
Figura 4 – Gráfica de Selección del Factor de Dimensionado	11
Figura 5 – Irradiación Media Diaria en Plano Horizontal	12
Figura 6 – Mapa de Irradiación Diaria / Orientación e Inclinación para España	13
Figura 7 – Gráfica de Rendimiento del Sistema / Orientación e Inclinación.....	14
Figura 8 – Datos aportados a Calensoft.....	16
Figura 9 – Irradiación / Orientación e Inclinación	28
Figura 10 – Plano de Obstáculos susceptibles de crear sombras	29
Figura 11 – Diagrama de trayectorias del sol / Sombras	30
Figura 12 – Distancia entre filas de módulos fotovoltaicos.....	34
Figura 13 –Dimensiones y distancias entre filas de módulos fotovoltaicos	34
Figura 14 – Corrección Intensidad Asignada Fusibles gPV por Temperatura	46
Figura 15 – Esquema de Conexionado según indicaciones de Compañía Distribuidora.....	67
Figura 16 – Ficha Técnica de Módulos Fotovoltaicos.....	69
Figura 17 – Ficha Técnica de Estructura Solar.....	70
Figura 18 – Ficha Técnica del Inversor	71

Figura 19 – Ficha Técnica del Inversor (Reverso)	72
Figura 20 – Ficha Técnica del Cableado de Ramas y Módulos Fotovoltaicos.....	73
Figura 21 – Ficha Técnica del Cableado entre Cajas de Conexión CC e Inversor	74
Figura 22 – Ficha Técnica del Cableado de CA.....	75
Figura 23 – Ficha Técnica del Cableado de CA (Reverso)	76
Figura 24 – Ficha Técnica de Protector Sobretensiones Cajas de Conexiones CC	77
Figura 25 – Ficha Técnica Fusibles Protección de Ramas de CC	78
Figura 26 – Ficha Técnica Fusibles Protección de CC	79
Figura 27 – Ficha Técnica Cajas de Conexión de CC.....	80
Figura 28 – Ficha Técnica Protector Sobretensiones CA.....	81
Figura 29 – Ficha Técnica Protector Sobretensiones CA (Reverso)	82

INDICE DE TABLAS:

Tabla 1 – Superficie/kW según Tecnología empleada.....	9
Tabla 2 – Ámbito de Aplicación del CTE DB-HE 5.....	24
Tabla 3 – Superficies por Usos (CTE)	24
Tabla 4 – Coeficientes de Uso	25
Tabla 5 – Coeficiente Climático	26
Tabla 6 – Pérdidas límite	27
Tabla 7 – Cálculo de Acimut y Elevación de Obstáculos	30
Tabla 8 – Cálculo de Pérdidas por Sombras	31
Tabla 9 – Especificación EA 0038	36
Tabla 10 - Tabla A-52 bis de la Norma UNE 20460-5-523.....	38
Tabla 11 - Tabla E de Factores de Corrección por Agrupación (Norma UNE 20460-5-523).....	38
Tabla 12 – Tabla 1 de la ITC-BT 19 del REBT.....	40
Tabla 13 – Resumen de Cálculo de Secciones de Conductores.....	41
Tabla 14 – Conductores seleccionados.....	41
Tabla 15 – Protección de Sobretensiones CC	43
Tabla 16 – Protección de Sobretensiones CA.....	44
Tabla 17 – Protección de Sobrecargas y Sobreintensidades en Ramas de CC.....	45
Tabla 18 – Protección de Sobrecargas y Sobreintensidades Entrada CC Inversor	47
Tabla 19 – Protección de Sobrecargas y Sobreintensidades Entrada CC Inversor	47
Tabla 20 – Protección de Sobrecargas y Sobreintensidades Salida CA Inversor.....	48

Anexo I. Curva de Consumo, Cálculo del Generador Fotovoltaico e Inversor

1. Curva de Consumo

El consumo energético depende en gran medida del tipo de Hipermercado del que se trate, existiendo una gran disparidad de instalaciones: tiendas, grandes almacenes, etc... Por lo que, a priori obtener la curva de consumo del Hipermercado es una tarea complicada.

No obstante, para realizar un estudio aproximado de lo que sería la curva de consumo que tendríamos en nuestro Hipermercado nos basaremos en los datos de consumo de otros hipermercados de similares características al nuestro y en los datos aportados por el Proyecto de Instalación Eléctrica del Centro Comercial.

A continuación se expone unas gráficas con los consumos mensual y medio diario aproximados a lo largo del año que tendría nuestro Hipermercado:

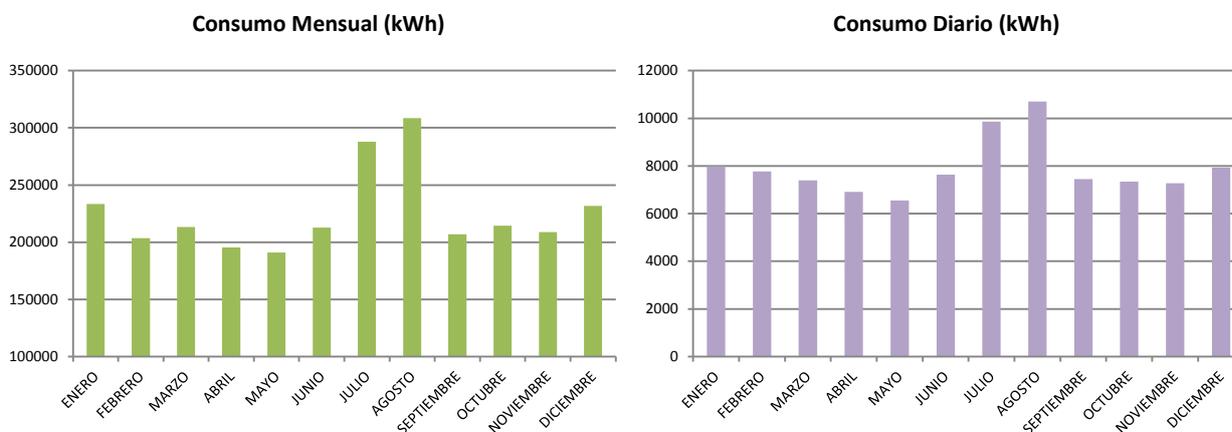


Figura 1 – Consumo medio mensual y diario del Hipermercado

Así, estimamos que la potencia consumida por nuestro Hipermercado será de unos valores aproximados de entre 10.000 y 11.000 kWh/día en los meses de verano (Julio - Agosto) y de unos 6.500 kWh/día en los meses de Abril - Mayo.

Respecto a la variación de la demanda de energía eléctrica a lo largo del día, generalmente presentará los máximos de consumo durante los siguientes horarios:

- A las 8:00 horas de la mañana, coincidiendo con el inicio de la jornada laboral y del encendido de las máquinas de acondicionamiento de aire.

- A partir de las 12:00 y hasta las 14:00, coincidiendo con la mayor afluencia de clientes durante la mañana.
- A partir de las 18:00 y hasta las 22:00, coincidiendo con la mayor afluencia de clientes durante la tarde.

Por el contrario, la demanda más baja se producirá durante las horas nocturnas, al permanecer cerrado todo el Centro Comercial y los días de no apertura del mismo, generalmente Domingos y festivos.

En nuestro caso, y con el objetivo de que se produzcan los mínimos excedentes a red por parte de nuestro sistema fotovoltaico, debemos analizar el peor escenario en cuanto a consumo/generación eléctrica se refiere, durante un día de funcionamiento normal del Hipermercado.

Así, analizando las gráficas anteriores seleccionamos el peor escenario, que sería el dado en un día cualquiera del mes de Abril - Mayo, ya que es cuando tenemos el menor consumo eléctrico diario en el Hipermercado, y sin embargo es cuando tenemos una mayor generación eléctrica instantánea, ya que la potencia instantánea dada por el generador fotovoltaico es más elevada en estos meses. Teniendo esto en cuenta, la curva de consumo/generación eléctrica de un día de Abril - Mayo tendría una distribución aproximada a la de la siguiente gráfica:

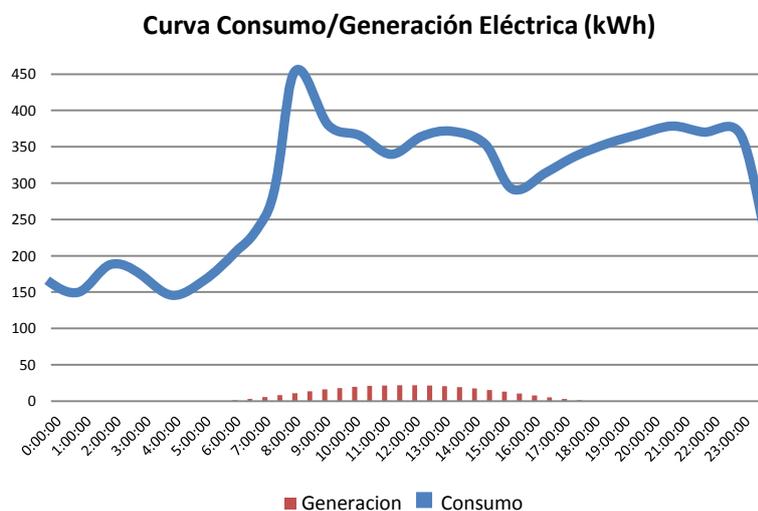


Figura 2 – Curva de Consumo/Generación Eléctrica

Como podemos observar la energía eléctrica consumida en la zona de Hipermercado, durante las horas de generación eléctrica de nuestra instalación fotovoltaica (6:00 a 18:00 aprox.), será siempre superior a la energía generada por nuestro sistema, por lo que nos aseguramos siempre el autoconsumo de la energía generada en nuestra instalación.

Así, podemos determinar que el sistema fotovoltaico diseñado y calculado en el presente proyecto es apto para el autoconsumo de la energía generada en la propia instalación del Hipermercado, sin que se produzcan excedentes a la red exterior.

2. Cálculo del Generador Fotovoltaico

Procedemos a realizar el dimensionado del generador fotovoltaico. Para ello vamos a calcular la configuración de nuestro sistema y posteriormente en el Anexo IV calcularemos el cableado y las protecciones eléctricas necesarias.

Para obtener la configuración de nuestro generador fotovoltaico debemos tener en cuenta que el número de módulos serie de cada rama debe cumplir el rango de tensiones de entrada de nuestro inversor, con el objetivo de no dañarlo y no se produzcan paradas del mismo.

En primer lugar vamos a realizar una primera aproximación del n° de módulos totales que necesitaremos, teniendo en cuenta que la Potencia máxima del módulo en condiciones estándar es $P_{MOD,M,STC} = 250 W_p$ y sabiendo que la Potencia nominal a priori de nuestro generador es de $P_{GFV,M,STC} = 70 kW_p$ (calculado por CTE), tendremos un n° total de módulos de:

$$N = \text{Int} \left[\frac{P_{GFV,M,STC}}{P_{MOD,M,STC}} \right] = \text{Int} \left[\frac{70.000}{250} \right] = 280$$

A bajas temperaturas, el valor de la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico aumenta. La situación más peligrosa puede acontecer en un día muy frío de invierno en el cual se produzca una desconexión del inversor (por un fallo de red, por ejemplo), pues a la entrada de éste se podría presentar una tensión que si sobrepasa el valor máximo que el equipo puede soportar, podría dañarlo. Un criterio muy conservador, aunque también muy difundido, supone considerar que la temperatura de célula pudiese descender hasta $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. En este caso el máximo número de módulos en serie que admite el inversor viene dado por:

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

Por otro lado, a altas temperaturas, los valores tanto de la tensión de circuito abierto como de la tensión correspondiente al punto de máxima potencia del generador fotovoltaico disminuyen. Si ésta última desciende por debajo del límite inferior del margen de tensión para el cual el inversor busca el punto de máxima potencia ($V_{INV,m,MPP}$), éste no es capaz de extraer del generador toda la potencia posible e incluso puede ocurrir que el inversor se detenga. Un criterio muy difundido supone considerar que la temperatura de célula pudiese aumentar hasta $70\text{ }^{\circ}\text{C}$, en cuyo caso y para evitar que se produzca la situación descrita más arriba se ha de garantizar un mínimo número de módulos en serie dado por:

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

Para poder realizar el cálculo del nº de módulos serie debemos tener en cuenta los datos proporcionados por el fabricante de los módulos fotovoltaicos a emplear, que serán del fabricante Isofotón modelo ISF-250 de Silicio Monocristalino. Así, de la hoja de características del fabricante obtenemos el valor del coeficiente de variación de la tensión de circuito abierto con la temperatura, que en nuestro caso es de $\beta_{V_{MOD,OC}} = -0,334 \text{ \%/}^\circ\text{K}$. Por lo que podemos calcular los valores de $V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ\text{C})$ y $V_{MOD,M}(T_c = 70^\circ\text{C})$ mediante las siguientes ecuaciones:

$$V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ\text{C}) = V_{MOD,OC,STC} \cdot (1 - 35^\circ\text{C} \cdot \beta_{V_{MOD,OC}}) = 37,8 \cdot (1 - 35 \cdot (-0,00334)) = 42,22 \text{ V}$$

$$V_{MOD,M}(T_c = 70^\circ\text{C}) \approx V_{MOD,M,STC} \cdot (1 + 45^\circ\text{C} \cdot \beta_{V_{MOD,OC}}) = 30,6 \cdot (1 + 45 \cdot (-0,00334)) = 26 \text{ V}$$

Por tanto, el máximo número de módulos en serie posible será de:

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ\text{C})} \right] = \text{Int} \left[\frac{900}{42,22} \right] = 21$$

Y el correspondiente mínimo número de módulos en serie posible será de:

$$\text{mín}(N_{ms}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,M}(T_c = 70^\circ\text{C})} \right] + 1 = \text{Int} \left[\frac{405}{26} \right] + 1 = 16$$

Debemos escoger un valor de módulos en serie entre los 16 y 21. Escogemos $N_{ms} = 18$ módulos.

Para calcular el nº de ramas en paralelo utilizamos la ecuación:

$$N_{mp} = \text{Int} \left[\frac{N}{N_{ms}} \right] = \text{Int} \left[\frac{280}{18} \right] = 16$$

Luego escogemos $N_{mp} = 16$ ramas de módulos.

Por lo que el nº total de módulos y nuestra configuración será de:

$$N = N_{ms} \cdot N_{mp} = 18 \cdot 16 = 288 \text{ módulos}$$

Quedando una potencia total de nuestro generador en condiciones estándar de medida de:

$$P_{GFV,M,STC} = 288 \cdot 250 = 72.000 = 72 \text{ kW}_p$$

Para asegurar que nuestro generador e inversor son idóneos debemos verificar que la intensidad generada por la asociación en paralelo calculada anteriormente no superará la intensidad máxima de entrada del inversor escogido ($I_{INV,M,CC}$), por lo que:

$$N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,CC} \quad \Leftrightarrow \quad 16 \cdot 8,75 \text{ A} \leq 182 \text{ A} \quad \Leftrightarrow \quad 140 \text{ A} \leq 182 \text{ A}$$

$$I_{MOD,SC,STC} = 8,75 \text{ A (obtenido del catálogo del módulo ISF - 250)}$$

$$I_{INV,M,CC} = 182 \text{ A (obtenido del catálogo del Inversor Ingecon Sun Power 70)}$$

Como vemos se cumple esta condición, por lo que el inversor seleccionado se adapta perfectamente a nuestro generador fotovoltaico.

2.1. Superficie Necesaria

En una primera aproximación, y teniendo en cuenta lo indicado en el texto "Tracking and ground cover ratio" ¹ de E. Lorenzo y L. Navarrete, para la zona de España se puede considerar una superficie aproximada requerida para la instalación de 1 kW_p en el caso en que los módulos vayan a ser instalados sobre terrenos o cubiertas horizontales con orientación e inclinación óptimas de forma que no exista autosombreado, la que se muestra a continuación:

Tecnología	SUPERFICIE (m ²)
Silicio Mono y Policristalino	14
Diseleniuro de Indio Cúprico (CIS)	16
Telururo de Cadmio (CdTe)	18
Silicio Amorfo	26

Tabla 1 – Superficie/kW según Tecnología empleada

Teniendo en cuenta que dispondremos módulos de Silicio Monocristalino, necesitaremos 14 m²/kW_p. Como nuestro sistema fotovoltaico tiene una potencia nominal de 72 kW_p, la superficie necesaria será de:

$$S = 72 \cdot 14 = 1.008 \text{ m}^2$$

Esta superficie considera los pasillos necesarios para un correcto mantenimiento y funcionamiento.

¹ "Tracking and ground cover ratio" de E. Lorenzo y L. Navarrete

No obstante, sabiendo que el módulo a instalar es el ISF-250, que la estructura soporte es la SolarFamulus y teniendo en cuenta la distancia necesaria entre filas de módulos calculada en el Anexo III del presente proyecto, y habiendo realizado una simulación de sombras, se determina la siguiente forma y distribución del generador fotovoltaico en cubierta, teniendo las siguientes dimensiones:

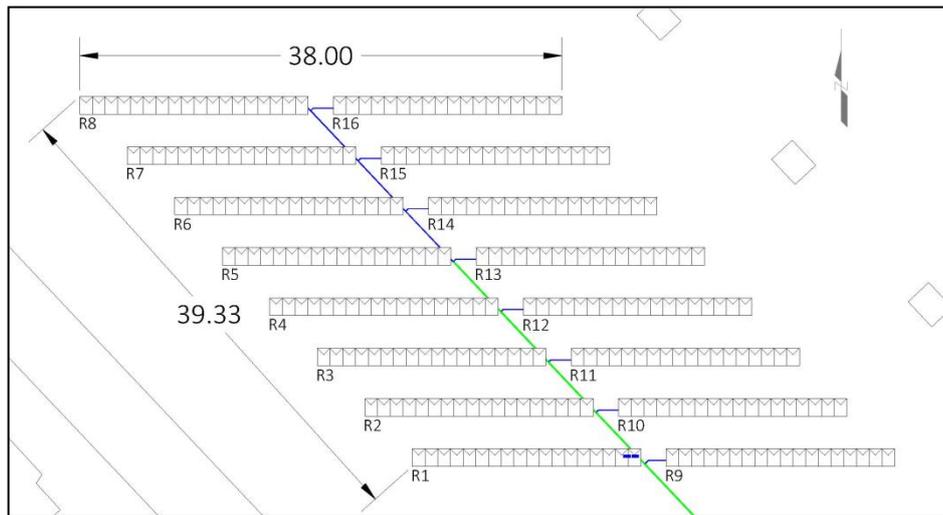


Figura 3 – Superficie y Distribución del Generador Fotovoltaico

Resultando así, una superficie real ocupada aproximada por el generador fotovoltaico de 1.495 m², superior a la estimada anteriormente.

3. Cálculo del Inversor

Para obtener la potencia del inversor aplicaremos la siguiente expresión:

$$P_{INV,CC} = F_s \cdot P_{GFV,M,STC}$$

Dónde:

- $P_{INV,CC}$ = Potencia nominal de entrada (CC) del Inversor.
- F_s = Factor de dimensionado.
- $P_{GFV,M,STC}$ = Potencia nominal del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida (STC).

El vigente CTE nos impone un factor de dimensionado mínimo del 0,80. No obstante y debido a que nos encontramos en una ciudad situada al sur de España, podemos estimar este factor a través de la siguiente figura mediante la inclinación y orientación de nuestro generador fotovoltaico:

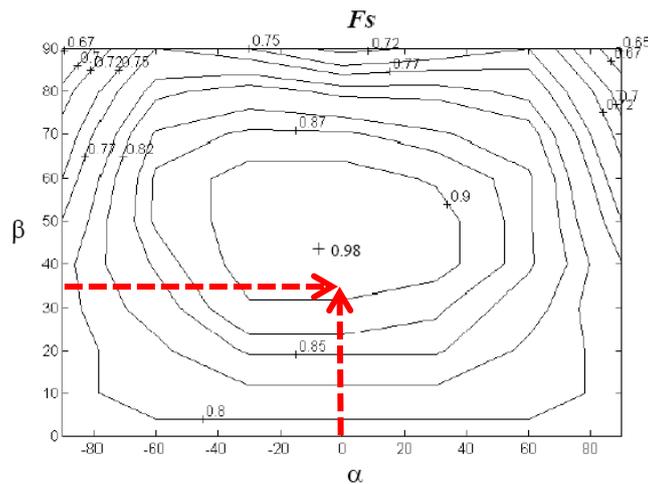


Figura 4 – Gráfica de Selección del Factor de Dimensionado

Así, considerando un factor de dimensionado de $F_s = 0,92$ y teniendo en cuenta que la potencia de nuestro generador fotovoltaico es de $P_{GFV,M,STC} = 72 \text{ kW}_p$ (calculada en el presente Anexo), tenemos que la potencia nominal de entrada de nuestro inversor deberá ser como mínimo de un valor de:

$$P_{INV,CC} = F_s \cdot P_{GFV,M,STC} = 0,92 \cdot 72 = 66,24 \text{ kW}$$

Un inversor comercial que cumpliría nuestros objetivos sería el de la marca INGETEAM modelo INGECON SUN POWER 70, ya que su potencia nominal de entrada (CC) es de $73 \text{ kW} > 66,24 \text{ kW}$, además de que utilizando los módulos fotovoltaicos ISF-250 y una configuración 18×16 , cumplimos otros objetivos como son:

- Tensión de funcionamiento en el punto de máxima potencia (MPP) siempre entre los valores de 405 y 750 V de tensión de entrada de dicho inversor.
- Tensión máxima de entrada (CC) inferior a los 900 V que soporta dicho inversor.
- Intensidad máxima de entrada (CC) inferior a los 182 A que soporta dicho inversor.

Como podemos observar la potencia nominal de entrada de nuestro inversor es de 73 kW , por lo que el factor de dimensionado real de nuestra instalación sería de:

$$F_s = \frac{P_{GFV,M,STC}}{P_{INV,CC}} = \frac{72}{73} = 0,9863$$

Anexo II. Cálculo de Irradiación Solar, Energía Generada y Parámetros de Eficiencia

1. Irradiación Solar

En primer lugar vamos a obtener los valores de irradiación solar en el plano horizontal, que obtendremos a través del "Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)" del Joint Research Centre – Institute for Energy and Transport (IET) de la Comisión Europea, en su página web: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.

Los datos obtenidos para la ciudad de Úbeda, teniendo en cuenta unas pérdidas por sombras del 0,1% (calculadas en el Anexo III del presente proyecto), son los siguientes:

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.1 %

Month	Hh	lopt	T24h
Jan	2500	61	7.6
Feb	3240	53	9.1
Mar	4800	41	12.2
Apr	5480	24	14.0
May	6700	11	18.0
Jun	7270	4	23.6
Jul	7240	8	26.3
Aug	6350	20	26.0
Sep	5080	35	21.3
Oct	3870	49	17.0
Nov	2580	58	11.0
Dec	2140	63	8.2
Year	4780	34	16.2

Hh: Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)

lopt: Optimal inclination (deg.)

T24h: 24 hour average of temperature (°C)

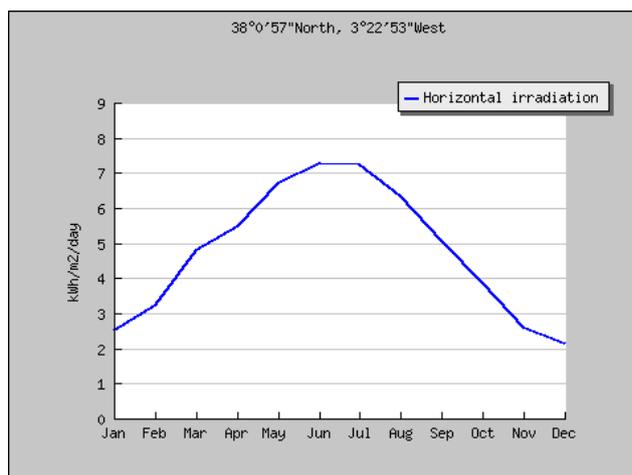


Figura 5 – Irradiación Media Diaria en Plano Horizontal

Adicionalmente, PVGIS nos proporciona la inclinación óptima cada mes, obteniendo una óptima anual de $\beta=34^\circ$, valor de inclinación que proporcionaremos a nuestro generador fotovoltaico; y obtenemos un valor de irradiación media diaria anual en el plano horizontal de $G_{da}(0) = 4,78 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{dia}^{-1}$.

Para determinar la irradiación en el plano del generador ($0^\circ, 34^\circ$), utilizaremos el gráfico representado en la **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, obtenida del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red redactado por el IDAE, que nos proporcionará un valor muy aproximado para España de dicha irradiación.

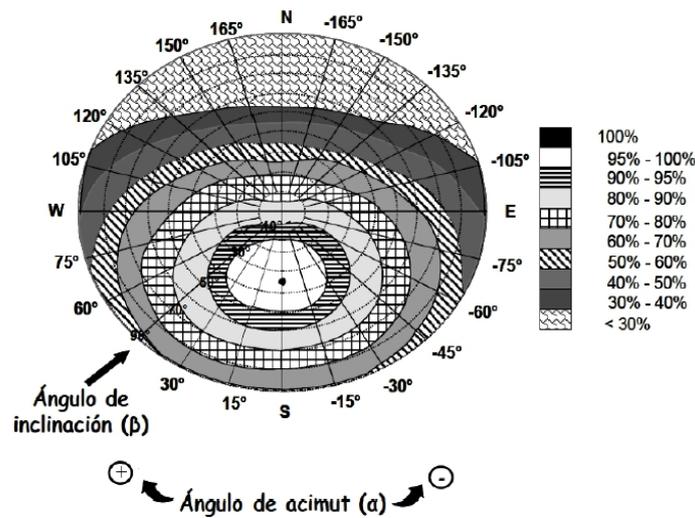


Figura 3.3
Relación porcentual entre el valor medio anual de la irradiación diaria sobre una superficie arbitrariamente orientada y el máximo valor de este parámetro para España. El punto negro para $\alpha = 0^\circ$ y $\beta = 35^\circ$ representa la orientación e inclinación para las que se logra este máximo.
(Fuente: IDAE, 2011. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas IDAE, Madrid, p.35)

Figura 6 – Mapa de Irradiación Diaria / Orientación e Inclinación para España

En la Figura 6 podemos apreciar que el punto negro se corresponde al valor de irradiación en el plano horizontal ($G_{da}(0)$), y que en nuestro caso tiene un valor de $G_{da}(0) = 4,78 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{día}^{-1}$, según hemos obtenido del PVGIS.

Por otro lado, según dicho gráfico, para la orientación e inclinación $(0^\circ, 34^\circ)$ tenemos aproximadamente que:

$$G_{da}(0) = 0,85 \cdot G_{da}(0^\circ, 34^\circ)$$

Despejado y aplicando valores obtenemos el valor medio diario anual de irradiación en el plano del generador fotovoltaico de:

$$G_{da}(0^\circ, 34^\circ) = \frac{G_{da}(0)}{0,85} = \frac{4,78}{0,85} = 5,62 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{día}^{-1}$$

2. Energía Generada

Para poder determinar la producción eléctrica anual de la instalación fotovoltaica que nos ocupa necesitaremos conocer los siguientes datos:

- Valores de irradiación solar en el plano correspondiente al generador fotovoltaico, es decir, en la localidad de Úbeda (Jaén), orientación Sur ($\alpha=0^\circ$) e inclinación de $\beta=34^\circ$.
- La potencia nominal del generador fotovoltaico, que en nuestro caso hemos determinado en el Anexo III, resultando una potencia nominal de 72 kW_p.
- Factor de rendimiento del sistema o Performance Ratio (PR).

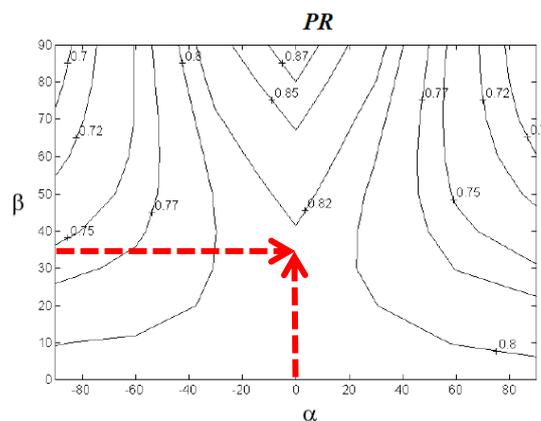
Así, la energía producida anualmente por el sistema fotovoltaico vendrá determinada por la siguiente ecuación:

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

Siendo:

- $P_{GFV,M,STC}$ = Potencia nominal del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida (STC) ($P_{GFV,M,STC} = 72 \text{ kW}_p$).
- $G_{da}(\alpha,\beta)$ = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre la superficie del generador ($G_{da}(0^\circ,34^\circ) = 5,62 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{dia}^{-1}$).
- PR = Performance Ratio o factor de rendimiento del sistema

Nos falta estimar el factor de rendimiento del sistema, que se obtendrá en función del acimut e inclinación de nuestra instalación ($0^\circ,34^\circ$) a partir de la **referencia**, representada a continuación:



Valor ideal del rendimiento del sistema para España en función del acimut y la inclinación del generador fotovoltaico (fuente: Nofuentes G., y Almonacid G., 1999. Design tools for the electrical configuration of architecturally-integrated PV in buildings. Prog. Photovolt.: Res. Appl. 7, 475-488)

Figura 7 – Gráfica de Rendimiento del Sistema / Orientación e Inclinación

Obteniendo así un valor aproximado del Performance Ratio de 0,81.

Por lo tanto, la energía producida anualmente por nuestro sistema fotovoltaico será de un valor de:

$$E_{FV} = P_{GFV,M,STC} \cdot G_{da}(\alpha,\beta) \cdot PR \cdot 365 = 72 \cdot 5,62 \cdot 0,81 \cdot 365 = 119.707 \text{ kWh/año}^{(2)}$$

3. Simulación Informática

Actualmente no existe ninguna normativa que desarrolle un procedimiento específico de cálculo de la energía eléctrica que es capaz de producir un sistema fotovoltaico. No obstante, la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) está desarrollando un marco normativo al respecto.

Aun así, existen en el mercado programas informáticos de simulación de sistemas fotovoltaicos que nos ofrecen variedad de resultados, siendo unos más fiables que otros. Una de las ventajas que posee el empleo de software de simulación es que podemos obtener una idea aproximada y mucho más rápida del comportamiento de un sistema fotovoltaico y realizar variaciones en el mismo para obtener la instalación más óptima.

A continuación, y con objeto de verificar los resultados anteriormente obtenidos, vamos a realizar una simulación de nuestro sistema fotovoltaico mediante del software CALENSOFT 4.0.

En el software CALENSOFT introducimos los datos de irradiación aportados en el punto 1 del presente Anexo, es decir, los obtenidos a través de la página del PVGIS. Para los datos de las temperaturas máxima y mínima medias diarias mensuales nos basaremos en los datos recogidos por la Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa a través de la Agencia Andaluza de la Energía (www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/radiacion1.php).

Además de lo anterior, debemos considerar otros datos como son:

- Configuración de nuestro generador: 16 ramas de 18 módulos fotovoltaicos en serie cada rama.
- Número de células serie y paralelo del módulo ISF-250: 6 ramas de 10 células en serie cada rama en cada módulo.
- Corriente de cortocircuito (STC) de las células: 8,75 A es la del módulo, como tenemos 6 ramas en de células en paralelo en el módulo, por cada célula la corriente de cortocircuito será $8,75/6 = 1,4583$ A.
- Tensión de circuito abierto (STC) de las células: 37,8 V es la del módulo, como tenemos 10 células en serie en cada rama del módulo, cada célula tendrá una tensión de circuito abierto de $37,8/10 = 3,78$ V.
- Factor de Forma (STC) de la célula: teniendo en cuenta los valores proporcionados por el fabricante del módulo, será de $FF_{STC} = 0,7558$.

² El valor de la energía anual producida de $119.707 \text{ kWh} \cdot \text{año}^{-1}$ se ha obtenido al tener en cuenta los decimales de la irradiación en el plano del generador $G_{da}(0^\circ,34^\circ) = 5,623529411764 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{dia}^{-1}$.

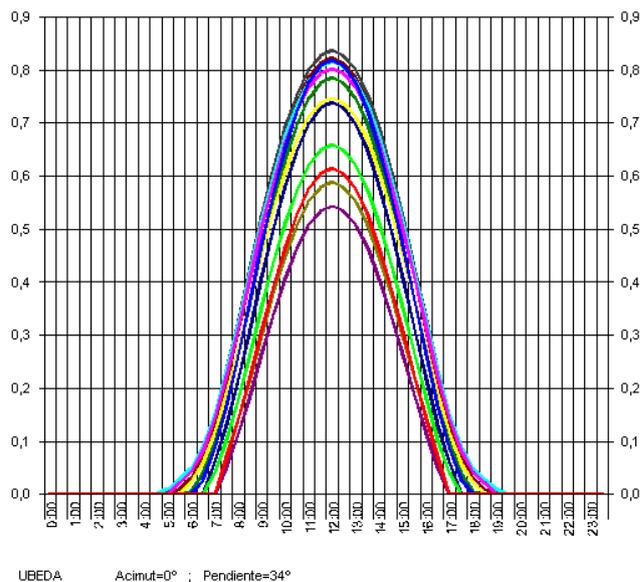
- Potencia nominal del inversor: según fabricante tenemos una potencia nominal de 73000 kVA (considerando $\cos \varphi = 1$).

Por lo que introducimos los datos siguientes:

	Gdm [0] (kWh/m²)	Tamm (°C)	TmM (°C)
Enero	2,5	4	10
Febrero	3,24	5	12
Marzo	4,8	8	16
Abril	5,48	8	18
Mayo	6,7	12	23
Junio	7,27	18	31
Julio	7,24	19	32
Agosto	6,35	19	32
Septiembre	5,08	16	27
Octubre	3,87	12	20
Noviembre	2,58	7	13
Diciembre	2,14	5	12

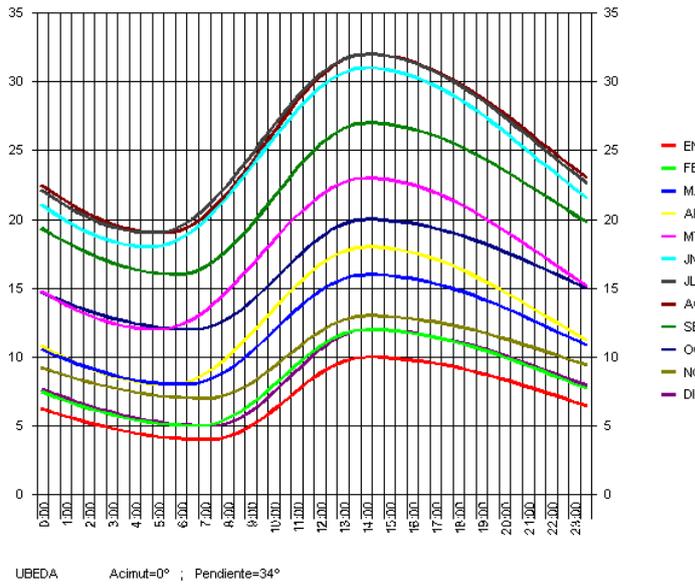
Figura 8 – Datos aportados a Calensoft

Obteniendo los siguientes resultados:



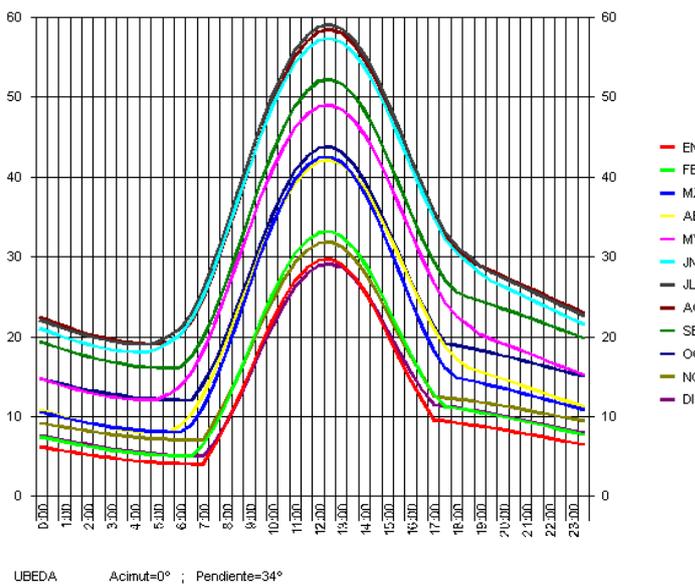
Irradiación media diaria mensual (kWh/m²)

Como podemos observar la media diaria de irradiación de mayor valor se concentra en torno a las 12 horas en los meses de Julio y Agosto, mientras que las de menor valor punta se encuentran en el mes de Diciembre en torno también a las 12 horas.



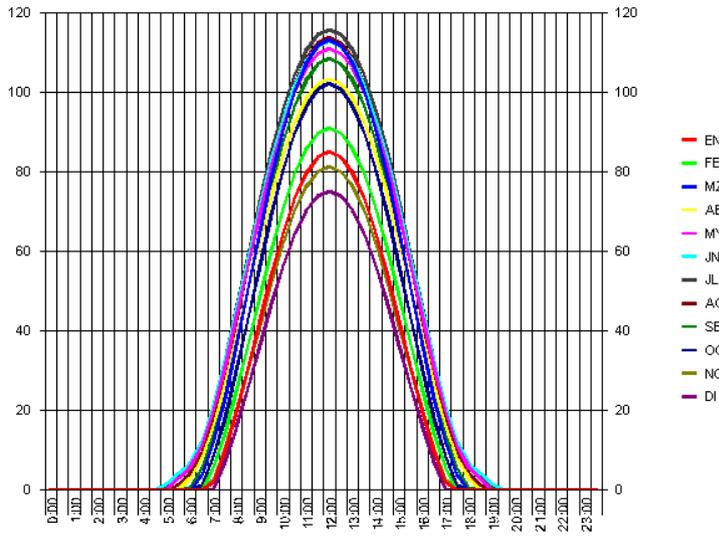
Temperatura Ambiente (°C)

Podemos observar que los máximos de temperatura ambiente se dan en torno a las 14 horas en los meses de Julio y Agosto; y las mínimas se dan en torno a las 6-7 horas en los meses de Enero y Febrero.



Temperatura de Célula (°C)

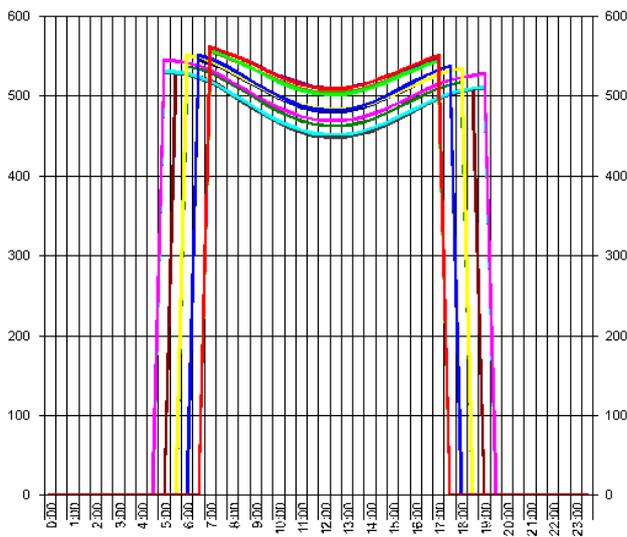
Vemos como la temperatura de la célula viene muy ligada a la temperatura ambiente, dándose tanto las máximas como las mínimas en los mismos periodos y meses. Como vemos nunca se superan los 60 °C en las células.



UBEDA Acimut=0° ; Pendiente=34°

Intensidad Máxima (A)

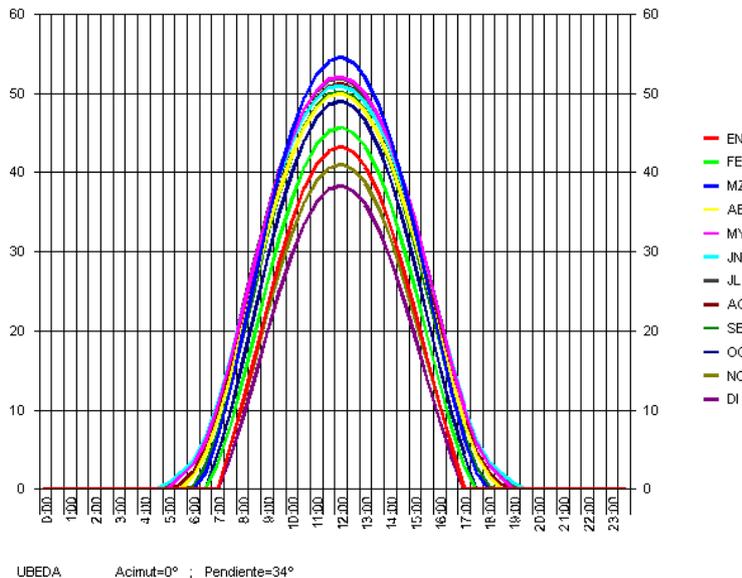
Obtenemos una intensidad máxima de nuestro sistema de 115,8 A en el mes de Julio. Inferior siempre a la máxima de entrada de nuestro inversor.



UBEDA Acimut=0° ; Pendiente=34°

Tensión máxima (V)

Como podemos observar en la franja central del día en el mes de Julio es cuando tenemos el valor mínimo de tensión, estando entorno a los 448 V, superior al valor mínimo de 405 V del inversor escogido. Sin embargo, el valor máximo se presentará en Enero a primeras horas del día, siendo la tensión máxima en torno a los 557 V, valor inferior a la máxima de 750 V del inversor escogido. Por lo que, como vemos los valores de tensión del punto de máxima potencia se encuentran siempre entre los valores mínimo y máximo del rango de tensiones PMP del Inversor escogido.

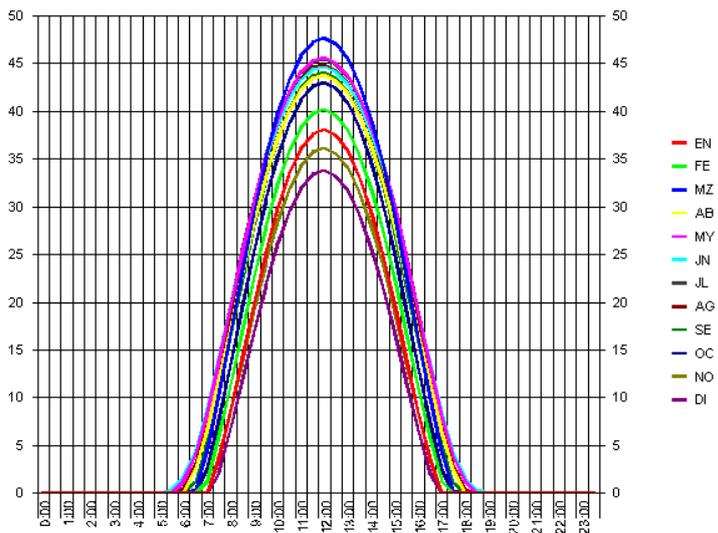


UBEDA Acimut=0° ; Pendiente=34°

Potencia de Corriente Continua (kW)

Como podemos apreciar en ningún momento superamos una potencia mayor a los 54 kW, inferior a los 73 kW soportados a la entrada CC de nuestro inversor. Luego nuestro inversor no estará sometido a sobrecarga en ningún momento.

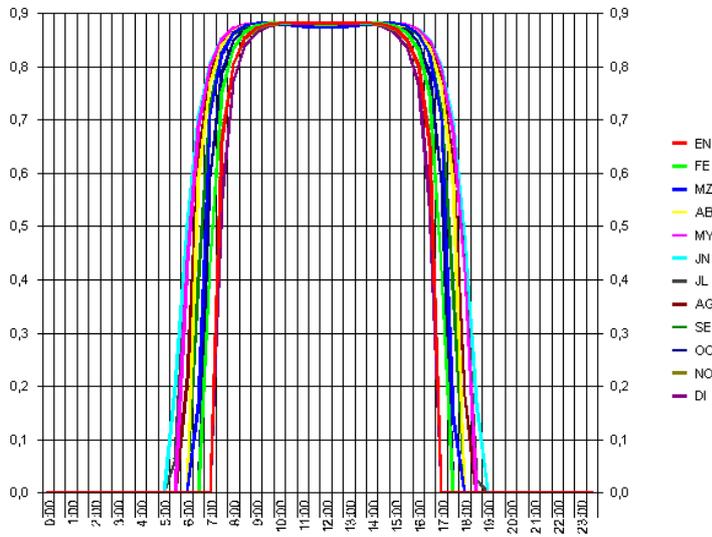
Además podemos extraer como conclusión, que nuestro generador fotovoltaico funcionará mejor cuando relación irradiación – temperatura célula sea óptima, dándose en los meses de Marzo - Abril.



UBEDA Acimut=0° ; Pendiente=34°

Potencia de Corriente Alterna (kW)

Teniendo en cuenta las pérdidas que se producen en el inversor, resulta una potencia de corriente alterna máxima en el mes de Marzo con un valor en torno a los 47,7 kW.



UBEDA Acimut=0° ; Pendiente=34°

Eficiencia del Inversor

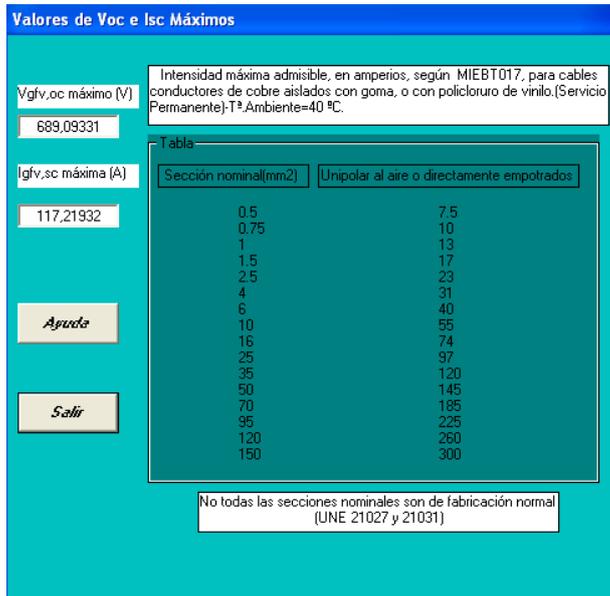
Como podemos apreciar tenemos una eficiencia media del inversor del 86,65%, inferior a la eficiencia marcada por el fabricante del inversor, pero dentro de los valores habituales para este tipo de instalaciones.

Energía y Eficiencia del Inversor			
	Energía DC (kWh)	Energía AC (kWh)	Eficiencia Inversor Media (Adim)
Enero	8078,30736	7029,44313	0,87016
Febrero	8964,47135	7782,13739	0,86811
Marzo	11354,99791	9848,7572	0,86735
Abril	10946,85408	9476,09426	0,86565
Mayo	11806,57847	10198,69202	0,86381
Junio	11738,16318	10122,74217	0,86238
Julio	11857,32702	10229,01668	0,86267
Agosto	11408,70587	9866,638	0,86483
Septiembre	10690,95264	9273,72285	0,86744
Octubre	9861,34521	8580,99003	0,87016
Noviembre	7723,05821	6715,73042	0,86957
Diciembre	7021,57688	6080,78315	0,86601
Anual	121452,33818	105204,7473	0,86651

Energía CC y AC Eficiencia del Inversor

Como podemos apreciar, a través del software Calensoft obtenemos un valor de 105.204 kWh/año.

Vemos que se obtiene un valor un 12,11% menor, ya que Calensoft si tiene en cuenta las pérdidas por bajas eficiencias a niveles pobres de irradiación, por suciedad y de irradiancia debidas al ángulo de incidencia, que no son tenidas en cuenta en la procedimiento de cálculo del punto 2 del presente Anexo.



Valores V_{OC} e I_{SC} máximos

Como podemos observar tenemos un valor de $V_{GFV,OC,max}$ de 689,09 V, inferior en todo momento a los 900 V que aguanta nuestro inversor a la entrada CC.

Vemos igualmente que la intensidad máxima esperada será de $I_{GFV,SC,max} = 117,2$ A, inferior igualmente a la máxima admisible de entrada de nuestro inversor, que es de 182 A.

Caracterización del Sistema



Como podemos observar tenemos un PR del sistema del 0,831, algo superior al estimado en el presente Anexo, pero dentro de los valores habituales para este tipo de sistemas.

No obstante, estamos ante una simulación informática, y seguramente el Rendimiento Global de nuestro sistema no pase del 0,8.

4. Parámetros de Eficiencia

Para el cálculo de los parámetros de eficiencia de nuestro sistema fotovoltaico tendremos en cuenta los resultados obtenidos en la simulación informática obtenida mediante CALENSOFT en el apartado anterior.

4.1. Energía solar anual recibida por el generador fotovoltaico (E_{solar})

Se determinará mediante el producto de irradiación anual recibida por el sistema fotovoltaico y el área del generador en m^2 , y se mide en Wh. La irradiación anual recibida sobre el plano del generador se mide en Wh/ m^2 .

Nuestro generador se encuentra formado por 16 ramas de 18 módulos en serie cada una, lo que hace un total de 288 módulos fotovoltaicos. El módulo utilizado ISF-250 tiene una superficie de $1,656998 \text{ m}^2$, por lo que tenemos una superficie de generación de $288 \cdot 1,656998 = 477,215424 \text{ m}^2$. Por otro lado la irradiación media anual viene dada en la simulación informática realizada en el punto anterior mediante el programa informático Calensoft, siendo de valor $G_{a,34^\circ} = 1758,889 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{año}^{-1}$.

Por lo que, la energía solar anual E_{solar} será:

$$E_{\text{solar}} = G_{a,34^\circ} \cdot \text{Área} = 1758,889 \cdot 477,215424 = 839.368,96 \text{ kWh/año}$$

4.2. Energía anual generada en corriente continua (E_{CC})

Es la energía anual a la entrada del inversor, se mide en kWh y según la simulación realizada en Calensoft tendría un valor de:

$$E_{CC} = 121.452 \text{ kWh/año}$$

4.3. Energía anual generada en corriente alterna (E_{AC})

Es la energía anual a la salida del inversor, se mide en kWh y según la simulación realizada en Calensoft tendría un valor de:

$$E_{CA} = 105.204 \text{ kWh/año}$$

4.4. Rendimiento del generador fotovoltaico (η_{gen})

Es el cociente entre la energía generada a salida del generador o entrada del inversor y la energía solar recibida en el generador. Se expresa en %, siendo del siguiente valor:

$$\eta_{gen} = \frac{E_{CC}}{E_{\text{solar}}} \cdot 100 = \frac{121.452}{839.368,96} \cdot 100 = 14,46 \%$$

4.5. Rendimiento del inversor (η_{inv})

Es el cociente entre la energía a salida del inversor y la energía a la entrada del mismo. Se expresa en %, siendo del siguiente valor:

$$\eta_{inv} = \frac{E_{CA}}{E_{CC}} \cdot 100 = \frac{105.204}{121.452} \cdot 100 = 86,62 \%$$

4.6. Rendimiento del sistema (η_{sistema})

Es el cociente entre la energía a salida del inversor y la energía solar recibida por el sistema. Se expresa en %, siendo del siguiente valor:

$$\eta_{\text{sistema}} = \frac{E_{\text{CA}}}{E_{\text{Solar}}} \cdot 100 = \frac{105.204}{839.368,96} \cdot 100 = 12,53 \%$$

4.7. Rendimiento energético de la instalación o Performance Ratio (PR)

Es el cociente entre la energía generada por el sistema y la que generaría en condiciones ideales, es decir, sin pérdidas. Se expresa en %, siendo del siguiente valor:

$$PR = \frac{E_{\text{CA}}}{E_{\text{Ideal}}} \cdot 100$$

$$E_{\text{Ideal}} = E_{\text{Solar}} \cdot \eta_{\text{STC}} = 839.368,96 \cdot 0,151 = 126.744,71 \text{ kWh/año}$$

$$PR = \frac{105.204}{126.744,71} \cdot 100 = 0,83$$

4.8. Productividad diaria o Yield

Es el cociente entre la energía producida y la potencia pico instalada en condiciones estándar de medida. Se expresa en kWh/W_p, siendo del siguiente valor:

$$\text{Yield} = \frac{E_{\text{CA}}}{P_{\text{GFV,M,STC}}} = \frac{105.204}{72.000} = 1,46 \text{ kWh/W}_p \cdot \text{año}$$

4.9. Yield de Referencia

Es el cociente entre la irradiación solar incidente en el generador y la irradiancia en condiciones estándar de medida, siendo del siguiente valor:

$$Y_R = \frac{G_{a,34^\circ}}{1000} = \frac{1758,889}{1000} = 1,75$$

Anexo III. Cumplimiento del Código Técnico de la Edificación

En el presente Anexo vamos a proceder a verificar el cumplimiento del vigente Real Decreto 314/2006, de 17 de Marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Concretamente debe cumplir el Documento Básico de Ahorro de Energía sobre Contribución Fotovoltaica Mínima de Energía Eléctrica (DB-HE 5).

1. Ámbito de Aplicación

Según punto 1.1. del CTE DB-HE 5, será de aplicación con los siguientes límites:

Tabla 1.1 Ámbito de aplicación

Tipo de uso	Límite de aplicación
Hipermercado	5.000 m ² construidos
Multitienda y centros de ocio	3.000 m ² construidos
Nave de almacenamiento	10.000 m ² construidos
Administrativos	4.000 m ² construidos
Hoteles y hostales	100 plazas
Hospitales y clínicas	100 camas
Pabellones de recintos feriales	10.000 m ² construidos

Tabla 2 – Ámbito de Aplicación del CTE DB-HE 5

En nuestro edificio tenemos los siguientes usos y superficies construidas:

	TIPO USO (CTE)	SUPERFICIE CONSTRUIDA (m ²)
PLANTA SÓTANO		
GARAJE	HIPERMERCADO	10.879,13
PLANTA BAJA		
SALA DE VENTAS	HIPERMERCADO	5.481
ALMACÉN 1	NAVE DE ALMACENAMIENTO	1.316,68
GALERIA COMERCIAL	MULTITIENDA Y CENTROS DE OCIO	2.946,27
PLANTA PRIMERA		
OFICINAS	ADMINISTRATIVO	524,27
ALMACÉN 2	NAVE DE ALMACENAMIENTO	276,26
CINES	MULTITIENDA Y CENTROS DE OCIO	1.249,4

TIPO USO (CTE):	SUPERFICIE CONSTRUIDA (m ²)	Superficie Aplicación CTE
HIPERMERCADO	16.360,13	> 5.000 m ²
MULTITIENDA Y CENTROS DE OCIO	4.195,67	> 3.000 m ²
ADMINISTRATIVOS	524,27	> 4.000 m ²
NAVE DE ALMACENAMIENTO	1.592,94	> 10.000 m ²

Tabla 3 – Superficies por Usos (CTE)

Como vemos, resulta ser de aplicación para los usos “HIPERMERCADO” y “MULTITIENDA y CENTROS DE OCIO”. No siendo de aplicación para los usos “ADMINISTRATIVO” y “NAVE DE ALMACENAMIENTO”. No obstante, habrá que verificar la potencia mínima a instalar según el apartado 2.2. del CTE DB-HE 5, teniendo en cuenta también /los usos “ADMINISTRATIVO” y “NAVE DE ALMACENAMIENTO”.

2. Procedimiento de Verificación

Para verificar el cumplimiento del CTE DB-HE 5 se seguirá la siguiente secuencia:

1. Cálculo de la potencia a instalar.
2. Comprobación de que las pérdidas debidas a orientación e inclinación y a sombras proyectadas sobre el generador fotovoltaico no superan los límites establecidos.
3. Cumplimiento de las condiciones de cálculo y dimensionado del apartado 3 del CTE DB-HE 5.
4. Cumplimiento de las condiciones de mantenimiento del apartado 4 del CTE DB-HE 5.

2.1. Cálculo de la potencia a instalar

La potencia pico mínima a instalar se calculará mediante la ecuación:

$$P = C \cdot (A \cdot S + B)$$

Siendo: P = Potencia pico a instalar (kW_p)
A y B = Coeficientes en función del Uso (tabla 2.1. del CTE BD-HE 5).
C = Coeficiente en función de la zona climática (tabla 2.2. del CTE BD-HE 5)
S = Superficie construida del edificio o zona estudiada (m²)

Los coeficientes A y B vendrán dados por la tabla siguiente:

Tipo de uso	A	B
Hipermercado	0,001875	-3,13
Multitienda y centros de ocio	0,004688	-7,81
Nave de almacenamiento	0,001406	-7,81
Administrativo	0,001223	1,36
Hoteles y hostales	0,003516	-7,81
Hospitales y clínicas privadas	0,000740	3,29
Pabellones de recintos feriales	0,001406	-7,81

Tabla 4 – Coeficientes de Uso

El coeficiente C vendrá dado por la tabla más abajo expuesta, en concreto Úbeda (Jaén) se encuentra ubicada en la zona climática V del CTE DB-HE 5, por lo que le corresponde un coeficiente C = 1,4.

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

Tabla 5 – Coeficiente Climático

A) USO HIPERMERCADO:

Para el uso Hipermercado tenemos los siguientes valores:

$$A = 0,001875 ; B = -3,13 ; C = 1,4 ; S = 16.360,13 \text{ m}^2.$$

Con los que obtenemos una potencia mínima fotovoltaica a instalar de:

$$P_1 = 1,4 \cdot (0,001875 \cdot 16.360,13 + (- 3,13)) = 38,56 \text{ kW}_p$$

B) USO MULTITIENDAS Y CENTROS DE OCIO:

Para el uso Multitiendas y Centros de Ocio tenemos los siguientes valores:

$$A = 0,004688 ; B = -7,81 ; C = 1,4 ; S = 4.195,67 \text{ m}^2.$$

Con los que obtenemos una potencia mínima fotovoltaica a instalar de:

$$P_2 = 1,4 \cdot (0,004688 \cdot 4.195,67 + (- 7,81)) = 16,60 \text{ kW}_p$$

C) USO NAVE DE ALMACENAMIENTO:

Para el uso Nave de Almacenamiento tenemos los siguientes valores:

$$A = 0,001406 ; B = -7,81 ; C = 1,4 ; S = 1.592,94 \text{ m}^2.$$

Con los que obtenemos una potencia mínima fotovoltaica a instalar de:

$$P_3 = 1,4 \cdot (0,001406 \cdot 1.592,94 + (- 7,81)) = - 7,80 \text{ kW}_p$$

D) USO ADMINISTRATIVO:

Para el uso Administrativo tenemos los siguientes valores:

$$A = 0,001223 ; B = 1,36 ; C = 1,4 ; S = 524,27 \text{ m}^2.$$

Con los que obtenemos una potencia mínima fotovoltaica a instalar de:

$$P_4 = 1,4 \cdot (0,001223 \cdot 524,27 + (1,36)) = 2,80 \text{ kW}_p$$

Por lo que, teniendo en cuenta lo indicado en el CTE DB-HE 5 apartado 2.2. punto 3 - b), la potencia pico mínima a instalar será la suma de las potencias pico de cada uso siempre que resulten positivas (P_1 , P_2 y P_4). Obteniendo por tanto una potencia pico mínima a instalar de:

$$P = P_1 + P_2 + P_4 = 38,56 + 16,60 + 2,80 = 57,97 \text{ kW}_p$$

No obstante, y teniendo en cuenta lo indicado en el apartado 2.1 del CTE DB-HE 5, podemos ampliar la potencia a instalar, por lo que nuestra instalación contará con un generador fotovoltaico de un valor aproximado a los 70 kW_p.

2.2. Comprobación de Pérdidas

La disposición de los módulos se hará de tal manera que las pérdidas debidas a la orientación e inclinación del sistema y a las sombras sobre el mismo sean inferiores a los límites de la tabla 2.2. del CTE DB-HE 5:

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

Tabla 6 – Pérdidas límite

En nuestro caso nos encontramos ante el caso "General", ya que nuestra instalación es del tipo inclinada sobre cubierta plana.

Procedemos por tanto a verificar los valores de pérdidas debidas a orientación-inclinación y a sombras:

A) PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL SISTEMA:

El porcentaje máximo de pérdidas por orientación e inclinación admitido según tabla 2.2. del CTE es del 10%. Así, mediante la figura siguiente se procederá a determinar la inclinación máximas y mínimas permitidas para una orientación dada.

Nuestro sistema tiene una orientación o acimut $\alpha=0^\circ$ y una inclinación de $\beta=34^\circ$.

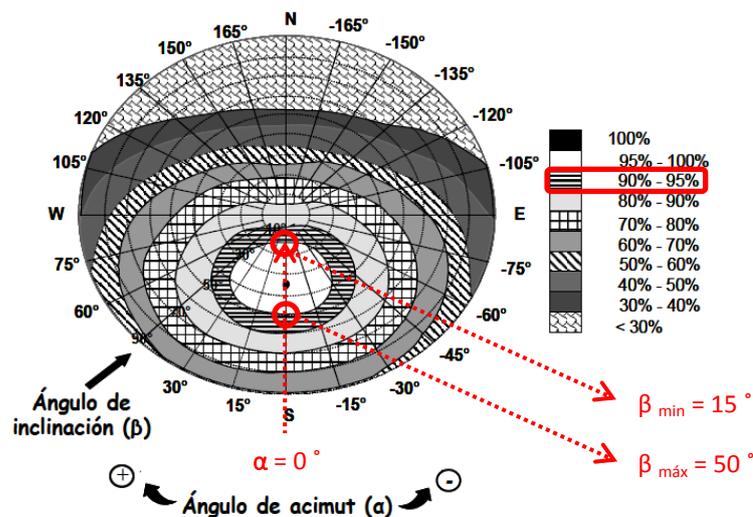


Figura 9 – Irradiación / Orientación e Inclinación

Por lo que, para que nuestro sistema cumpla el CTE, deberá tener una inclinación entre los 15° y 50° , y como nuestro sistema tiene una inclinación $\beta=34^\circ$, cumpliríamos lo indicado en el vigente CTE.

No obstante, procedemos a realizar el cálculo de las mismas analíticamente mediante la siguiente expresión:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \Phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \right] ; \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

Como la latitud de Úbeda (Jaén) es de $\Phi=38^\circ 0' 41''$ Norte, tendremos:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (34 - 38 + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot 0^2 \right] = 0,432 \%$$

Así, obtenemos un porcentaje de pérdidas por orientación e inclinación del $0,432\% < 10 \%$, luego cumplimos el correspondiente CTE en cuanto a pérdidas por orientación e inclinación.

B) PÉRDIDAS POR SOMBRAS SOBRE EL SISTEMA:

El porcentaje máximo de pérdidas por sombras sobre el sistema admitido según tabla 2.2. del CTE es del 10%. Para verificarlo, vamos a analizar los obstáculos que nos encontramos entre los acimuts -120° y 120° , de forma que nos encontramos los siguientes puntos (marcados en color) a analizar:

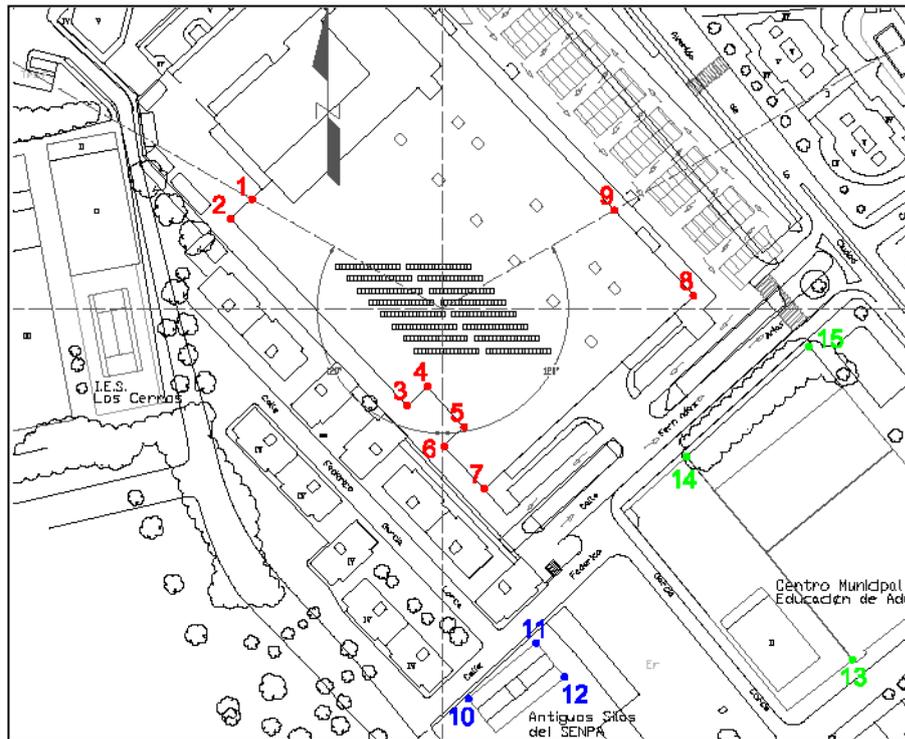
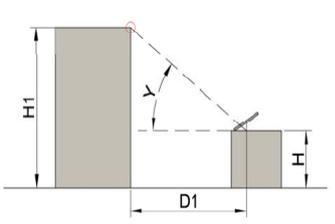


Figura 10 – Plano de Obstáculos susceptibles de crear sombras

En el cálculo de las respectivas sombras hemos considerado los puntos de los edificios y/o objetos más cercanos que pueden en un momento dado proyectar sombras sobre el generador fotovoltaico.

Para los distintos puntos antes mencionados, vamos a calcular los datos de elevación y acimut necesarios para poder proyectarlos en el diagrama de trayectorias del sol, con objeto de obtener las sombras proyectadas sobre nuestro sistema. Dando como resultado los siguientes valores:

Punto	H1 (m)	H (m)	D1 (m)	α (Acimut)	γ (Elevación)
1	13	10	55,66	120	3,09
2	13	10	59,19	111	2,90
3	13	10	31,75	11	5,40
4	13	10	25,83	0	6,62
5	13	10	38,62	-15	4,44
6	13	10	42,9	-6	4,00
7	13	10	56,8	-16	3,02
8	13	10	74,16	-90	2,32
9	13	10	55,58	-120	3,09
10	18	10	114,32	-6	4,00
11	18	10	102,64	-17	4,46
12	18	10	114,24	-20	4,01
13	16	10	156,93	-49	2,19
14	16	10	85,52	-58	4,01
15	16	10	107,43	-82	3,20



Angulo de elevación ($^{\circ}$) $\gamma = \arctg (H1-H / D1)$

Tabla 7 – Cálculo de Acimut y Elevación de Obstáculos

Trasladando dichos valores al diagrama de trayectorias del sol válido para la península (Figura 11), tendremos las siguientes sombras sobre nuestro sistema:

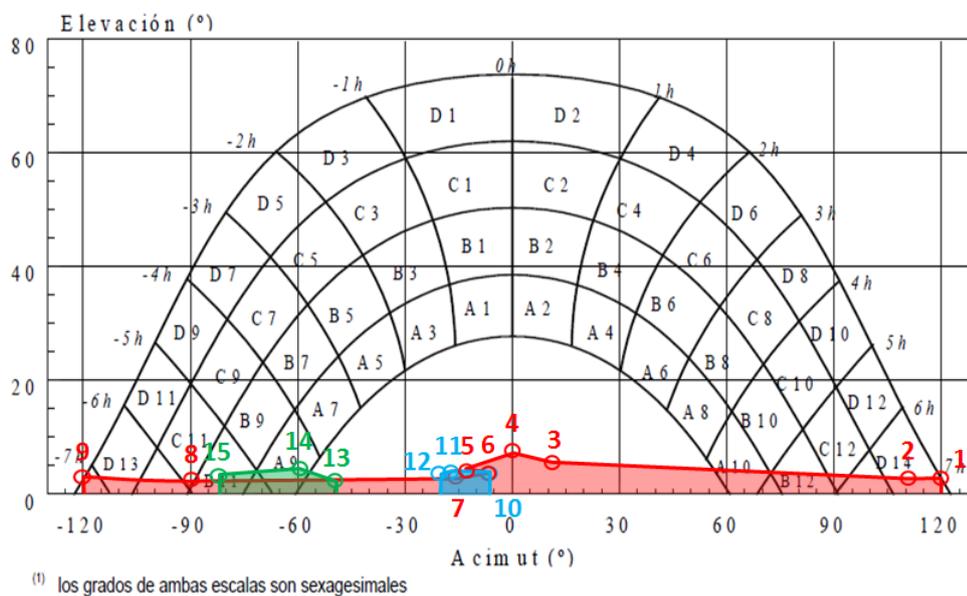


Figura 11 – Diagrama de trayectorias del sol / Sombras

Teniendo en cuenta la tabla de referencia C.1. del Apéndice B del CTE DB-HE 5 para un acimut $\alpha=0^{\circ}$ y una inclinación de $\beta=35^{\circ}$, calcularemos el % de pérdidas por sombras sobre el sistema a través de la siguiente tabla:

Porción Afectada	% Ocupación	Coefficiente Tabla C.1.	% Pérdidas
D13	25	0,00	0
B11	50	0,01	0,005
A9	50	0,13	0,065
A10	50	0,11	0,055
B12	50	0,02	0,01
D14	25	0,02	0,005
TOTAL			0,14

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

Tabla 8 – Cálculo de Pérdidas por Sombras

Así, obtenemos un porcentaje de pérdidas por sombras del 0,14% < 10% (máximo permitido por CTE), luego cumpliríamos el correspondiente CTE en cuanto a pérdidas por sombras.

C) PÉRDIDAS TOTALES:

El porcentaje máximo de pérdidas en total, sumando las de orientación e inclinación y sombras no podrá superar el 15%, según tabla 2.2. del CTE DB-HE 5.

Así el total de pérdidas serán:

$$(\%) \text{ Pérdidas} = (\%) \text{ Pérdidas por Orientación e Inclinación} + (\%) \text{ Pérdidas por Sombras}$$

$$(\%) \text{ Pérdidas} = 0,432 + 0,14 = 0,572$$

Por lo que al tener unas pérdidas totales de 0,572% < 15%, cumplimos lo indicado en el CTE.

2.3. Comprobación de las Condiciones de Cálculo y Dimensionado

1) Zona Climática: Úbeda (Jaén) \Rightarrow Zona V

2) Condiciones Generales de la Instalación:

- Para instalaciones conectadas, como es la que nos ocupa, será de aplicación las condiciones técnicas que procedan del R.D. 1699/2011, así como todos aquellos aspectos aplicables de la legislación vigente.

- Los módulos fotovoltaicos deberá satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215:1997 para módulos de silicio cristalino y están cualificados por un laboratorio acreditado por las entidades nacionales de acreditación reconocidas por la Red Europea de Acreditación (EA) o por el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT. En nuestro caso se los módulos Isfotón ISF-250 se encuentran acreditados por los laboratorios TÜV Rheinland.
- El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, potencia pico, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- Los módulos ISF-250 son de Clase II y tiene un grado de protección mínimo IP65. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.
- La estructura se realizará teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.
- Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.
- Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
 - a) principio de funcionamiento: fuente de corriente
 - b) autoconmutado
 - c) seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador
 - d) no funcionará en isla o modo aislado
- La potencia del inversor será como mínimo el 80% de la potencia pico real del generador fotovoltaico. En nuestro caso, tenemos una potencia del inversor de 73 kW, correspondientes a una factor de dimensionado de $0,9863 > 0,8$, luego cumple este requisito.
- La instalación incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico, de modo que cumplan las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.

- Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente. En particular, se usará en la parte de corriente continua de la instalación protección Clase II o aislamiento equivalente cuando se trate de un emplazamiento accesible. Los materiales situados a la intemperie tendrán al menos un grado de protección IP65.
- La instalación debe permitir la desconexión y seccionamiento del inversor, tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna, para facilitar las tareas de mantenimiento.
- Tanto el cálculo de pérdidas por orientación e inclinación, como el de sombras sobre el sistema se han realizado conforme a lo indicado en el actual CTE DB-HE 5.

2.4. Comprobación de las Condiciones de Mantenimiento

En el Anexo V del presente Proyecto se incluye un plan de vigilancia y mantenimiento preventivo, tal como exige el apartado 4 del vigente CTE DB-HE 5.

3. Distancia Mínima entre Filas de Módulos

Según indica el Pliego de Condiciones Técnica de Instalaciones Fотовoltaicas Conectadas a Red (PCT-C-REV) de Julio de 2.011 del IDAE, la distancia "d", medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura "h" que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

Teniendo lo anterior en cuenta, realizamos el cálculo de la distancia que deberá existir entre las filas de los mismos para que se cumpla lo anterior. En cualquier caso, "d" ha de ser como mínimo igual a "h · k", siendo "k" un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Así, "h" es la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, y efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos.

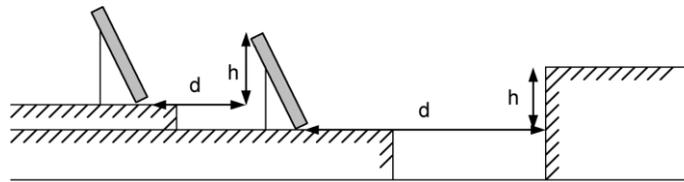


Figura 12 – Distancia entre filas de módulos fotovoltaicos

Para el caso de nuestra instalación, la latitud de Úbeda es 38°, por lo que tendremos que:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - 38^\circ)} = 2,3558$$

En nuestro sistema dispondremos los módulos fotovoltaicos en posición vertical, es decir, el lado más corto del módulo lo dispondremos paralelo a la cubierta. Así, el módulo fotovoltaico ISF-250 tiene una longitud total a considerar para calcular la altura de 1.667 ± 3 mm, por lo que el caso más desfavorable será considerando el total de 1670 mm de longitud. Si a ello le sumamos la distancia hasta llegar al suelo aproximada de 246 mm, tendremos que $1.670 + 246 = 1.916$ mm. Luego la distancia mínima entre filas de módulos será:

$$d = h \cdot k = (\text{sen}(34^\circ) \cdot 1.916) \cdot 2,3558 = 2.524 \text{ mm}$$

Así, dispondremos una distancia entre filas de módulos fotovoltaicos de $d = 2.600 \text{ mm} = 2,6 \text{ m}$.

Lo anteriormente calculado queda representado en la siguiente figura:

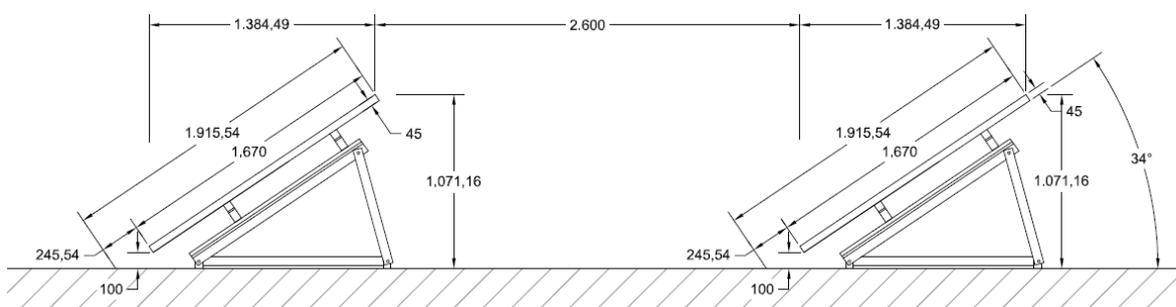


Figura 13 –Dimensiones y distancias entre filas de módulos fotovoltaicos

Anexo IV. Cálculo de Cableado y Protecciones Eléctricas

1. Cableado

Para calcular la sección del cableado necesario, analizaremos tramo a tramo siguiendo los dos criterios utilizados para la selección del mismo, y que serán:

- Por máxima intensidad admisible del cable:

Se tendrá en cuenta lo indicado en la IEC 60.634-7-712, que nos indica que a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en STC del módulo. Así mismo, se tendrá en cuenta lo indicado en la ITC-BT 40 punto 5, que nos indica que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador.

- Máxima caída de tensión permitida en el tramo de dicho cable:

Se tendrá en cuenta lo indicado en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión en STC en la parte de continua no supere el 1,5 %. Para la parte de alterna, se seguirá lo indicado en la ITC-BT 40 en su punto 5, es decir, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal.

1.1. Cableado de Continua

▪ *Tramo 1: Ramas de módulos – Cajas de Conexiones CC*

- Criterio de intensidad máxima admisible:

Teniendo en cuenta lo indicado en la norma IEC 60.364-7-712, tendremos que el conductor deberá soportar: $1,25 \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 8,75 = 10,94$ A, teniendo en cuenta que los instalaremos sobre superficie, según Tabla V de la especificación EA 0038, tendríamos que utilizar como mínimo conductor de $1,5 \text{ mm}^2$ que es capaz de soportar hasta 29 A.

Tabla V. Máxima intensidad admisible de cables de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos en función de la sección del conductor (Fuente: especificación 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

Tabla 9 – Especificación EA 0038

Las condiciones de referencia de esta tabla han sido:

- Temperatura Ambiente de 60 °C.
- Temperatura Máxima del Cable de 120 °C.

- Criterio de caída de tensión máxima admisible:

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión en STC en la parte de continua no superará el 1,5 %, en nuestro caso para cada rama vamos a imponer una caída de tensión máxima del 1 %. Así, para los casos más desfavorables tendríamos:

$$S_{m, rama} = \frac{2 \cdot L_{rama} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{rama} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 58 \cdot 8,17}{0,01 \cdot 18 \cdot 30,6 \cdot 56} = 3,07 \text{ mm}^2$$

Por lo que vemos que el criterio de caída máxima de tensión admisible determina en este caso la sección del tramo a una sección mínima de 4 mm², que es la inmediata superior normalizada a 3,07 mm².

Por tanto, optaremos por disponer para estos tramos cables de **sección nominal 4 mm²**.

Luego la caída de tensión real que como máximo tendremos en cada rama será de:

$$\Delta V_{rama} = \frac{2 \cdot L_{rama} \cdot I_{MOD,M,STC}}{S_{m, rama} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 58 \cdot 8,17}{4 \cdot 18 \cdot 30,6 \cdot 56} = 0,0077 \text{ V}$$

Es decir, tendremos una caída de tensión real del 0,77 %.

▪ *Tramo 2: Cajas de Conexiones CC – Inversor*

A la hora de calcular los conductores de estos tramos, hemos de tener en cuenta que disponemos de 2 Cajas de Conexiones CC, con sendas líneas que enlazan cada una de las cajas de conexiones CC con el inversor central. A ambas cajas las denominaremos CAJA DE CONEXIONES CC #1 y CC #2, por lo que cada una de ellas dispone de 8 ramas en paralelo de 18 módulos en serie cada rama, situándose ambas cajas a una distancia de 50 m del inversor central. El cableado a emplear en dichas líneas será:

CAJA CONEXIÓN CC #1 – INVERSOR

CAJA CONEXIÓN CC #2 – INVERSOR

- Criterio de intensidad máxima admisible:

En este caso el tramo deberá soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico, por lo que deberá cumplir:

$$1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 8 \cdot 8,75 = 87,5 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta lo indicado en la Especificación EA 0038, la sección mínima del conductor deberá escogerse entre 16 y 300 mm² y se escogerá a través de la tabla A-52 bis de la Norma UNE 20.460-5-523, vemos que el conductor de 25 mm² instalado sobre bandeja perforada (tipo F – 2xXLPE), aguanta una intensidad de 140 A. No obstante como en la misma bandeja de tipo rejilla discurren 2 circuitos en paralelo durante más de 2 m de longitud, debemos aplicar un factor de corrección dado por la tabla A.52-3 de la norma UNE 20.460-5-523, por lo que tenemos que el cable de 25 mm² soportará una intensidad de: $140 \cdot 0,90 = 126 \text{ A}$, superior a la calculada anteriormente, por lo que podría ser válido el cable de 25 mm² de sección nominal, según el criterio de intensidad máxima admisible.

PROYECTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED INTERIOR PARA AUTOCONSUMO EN NUEVO HIPERMERCADO
Autor: José Sánchez Martín

Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados
Temperatura ambiente 40°C en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE
A1												
A2	3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE								
B1			3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE			2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE						
C					3x PVC	2x PVC	3x XLPE			2x XLPE		
E						3x PVC	2x PVC	3x XLPE			2x XLPE	
F							3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	58
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	78
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	108
25	55	61	68	74	83	88	95	105	112	119	138	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	600	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Tabla 10 - Tabla A-52 bis de la Norma UNE 20460-5-523

Tabla E. Factores de reducción para agrupamiento de varios circuitos (Tabla A.52-3 de la norma UNE 20 460-5-523:2004)

Ref.	Disposición de cables contiguos	Número de circuitos o cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Empotrados o embutidos	1,00	0,90	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,90	0,80	0,75	0,70	0,70	Sin reducción adicional para más de 9 circuitos o cables multiconductores.		
3	Capa única fijada bajo techo	0,95	0,90	0,70	0,70	0,65	0,60			
4	Capa única en una bandeja perforada vertical u horizontal	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70			
5	Capa única con apoyo de bandeja escalera o abrazaderas (collarines) etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,8			

Nota 1. Estos factores son aplicables a grupos homogéneos de cables cargados por igual.
Nota 2. Cuando la distancia horizontal entre cables adyacentes es superior al doble de su diámetro exterior, no es necesario factor de reducción alguno.
Nota 3. Los mismos factores se aplican para grupos de dos o tres cables unipolares que para cables multiconductores.
Nota 4. Si un sistema se compone de cables de dos o tres conductores, se toma el número total de cables como el número de circuitos, y se aplica el factor correspondiente a las tablas de dos conductores cargados para los cables de dos conductores y a las tablas de tres conductores cargados para los cables de tres conductores.
Nota 5. Si la instalación se compone de "n" conductores unipolares cargados, también pueden considerarse como "n/2" circuitos de dos conductores o "n/3" circuitos de tres conductores cargados.

Tabla 11 - Tabla E de Factores de Corrección por Agrupación (Norma UNE 20460-5-523)

- Criterio de caída de tensión máxima admisible:

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión en STC en la parte de continua no superará el 1,5 %. Por lo que para este tramo vamos a imponer la caída de tensión que nos restaría al tramo anterior, y que sería de un máximo del 0,5 %. Así, tendremos que:

$$S_{m, \text{ princ}} = \frac{2 \cdot L_{\text{ princ}} \cdot N_{\text{ mp}} \cdot I_{\text{ MOD,M,STC}}}{\Delta V_{\text{ princ}} \cdot N_{\text{ ms}} \cdot V_{\text{ MOD,M,STC}} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 8 \cdot 8,17}{0,005 \cdot 18 \cdot 30,6 \cdot 56} = 42,38 \text{ mm}^2$$

Por lo que vemos que el criterio de caída máxima de tensión admisible determina en este caso la sección del tramo a una sección mínima de 50 mm², que es la inmediata superior normalizada a 42,38 mm².

Por tanto, dispondremos para estos tramos cables de **sección nominal 50 mm²**.

Luego la caída de tensión real que como máximo tendremos en cada uno de estos tramos será de:

$$\Delta V_{\text{ princ}} = \frac{2 \cdot L_{\text{ rama}} \cdot N_{\text{ mp}} \cdot I_{\text{ MOD,M,STC}}}{S_{m, \text{ princ}} \cdot N_{\text{ ms}} \cdot V_{\text{ MOD,M,STC}} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 8 \cdot 8,17}{50 \cdot 18 \cdot 30,6 \cdot 56} = 0,0042$$

Es decir, la caída de tensión real será del 0,42 %.

Por tanto, en la parte de corriente continua de nuestra instalación fotovoltaica tendremos como máximo una caída de tensión máxima del 0,77 % + 0,42 % = 1,19 %. Menor a la caída de tensión del 1,5 % impuesta por el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

1.2. Cableado de Alterna

- *Tramo 3: Inversor – Cuadro de BT Hipermercado*

- Criterio de intensidad máxima admisible:

En este caso el tramo deberá soportar 1,25 veces la intensidad nominal de salida del inversor. Dicha intensidad nominal vendrá dada por la expresión:

$$I_{\text{ INV,AC}} = \frac{P_{\text{ INV,AC}}}{V_{\text{ INV,AC}}} = \frac{77.000}{\sqrt{3} \cdot 400} \cong 111,14 \text{ A}$$

Por lo que este tramo deberá soportar una intensidad de corriente de al menos:

$$1,25 \cdot I_{INV,AC} = 1,25 \cdot 111,14 = 138,92 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta que se encuentra instalado sobre bandeja perforada y consultando la tabla 1 de la ITC BT 019, tipo de montaje F - 3 x XLPE, tenemos que el cable de 50 mm² aguantan una intensidad de 175 A, superior a la calculada anteriormente.

Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados
Temperatura ambiente 40°C en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento												
	3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE								
A1													
A2	3x PVC	2x PVC			3x XLPE	2x XLPE							
B1					3x PVC	2x PVC			3x XLPE		2x XLPE		
B2			3x PVC	2x PVC			3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC	2x PVC			3x XLPE		2x XLPE		
E							3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE	
F								3x PVC		3x XLPE		2x XLPE	
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--	
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--	
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	39	45	--	
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--	
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--	
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--	
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	114	123	140	
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174	
50	--	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
70	--	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
95	--	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
120	--	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
150	--	--	--	--	268	297	317	341	368	393	415	464	500
240	--	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	--	431	480	515	552	599	645	674	770	812
500	--	--	--	--	483	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Tabla 12 – Tabla 1 de la ITC-BT 19 del REBT.

- Criterio de caída de tensión máxima permisible:

En nuestro caso el Inversor es trifásico con $\cos \varphi = 1$, e imponiendo una caída de tensión máxima del 1,5 %, tendremos que:

$$S_{m,AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos \varphi}{\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 111,14 \cdot 1}{0,015 \cdot 400 \cdot 56} = 5,73 \text{ mm}^2$$

Así, teniendo en cuenta ambos criterios, emplearemos **cables de 50 mm²** de sección nominal para cada una de las fases y neutro.

La caída de tensión real que como máximo tendremos en este tramo será de:

$$\Delta V_{AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos \varphi}{S_{m,AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 111,14 \cdot 1}{50 \cdot 400 \cdot 56} = 0,0017 \text{ V}$$

Es decir, tendremos una caída de tensión real en la parte de corriente alterna de nuestra instalación fotovoltaica del 0,17 %, inferior al 1,5 % impuesto por la ITC-BT 40 en su punto 5.

A modo de resumen, se muestra la siguiente tabla de valores de las secciones calculadas:

Tramo	Longitud (m)	CDT max (%)	Sección Calculada (mm ²)	Sección Adoptada (mm ²)	CDT real (%)	CDT máx Permitida (%)
Ramas de Módulos - Cajas Conexiones CC	58	0,01	3,07	4	0,77%	
Cajas Conexiones CC - Inversor	50	0,005	42,38	50	0,42%	
Total CDT Real Parte CC =					1,19%	< 1,5%
Inversor - Cuadro BT	10	0,015	5,73	50	0,17	
Total CDT Real Parte CA =					0,17%	< 1,5%

Tabla 13 – Resumen de Cálculo de Secciones de Conductores

1.3. Selección del Cableado

Para la selección del tipo de conductores se seguirá lo indicado en la especificación EA 0038 y en la ITC-BT 19 del REBT.

A continuación se expone una tabla con los cables seleccionados para cada tramo:

Tramo	Longitud (m)	Tipo Montaje	Sección Nominal (mm ²)	Tipo Cable Seleccionado
Ramas de Módulos - Cajas Conexiones CC	372	Superficie y Bandeja Rejilla	4	ZZ - F (AS) 1,8 kV DC
Cajas Conexiones CC – Inversor	38	Bandeja Rejilla	50	XZ1FA3Z - K(AS) 1,8 kV DC
Inversor - Cuadro BT	10	Bandeja Rejilla	50	RZ1 - K(AS) 0,6/1 kV AC

Tabla 14 – Conductores seleccionados

2. Protecciones Eléctricas

2.1. Protección frente a sobretensiones

Tanto en la red de continua como en la de alterna se dispondrán los correspondientes descargadores de sobretensión.

A) Red de Corriente Continua:

La tensión nominal de los descargadores la obtendremos en base a la máxima tensión de vacío del generador fotovoltaico, y será mayor a la que tenemos a tensión de circuito abierto (a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$) en el generador:

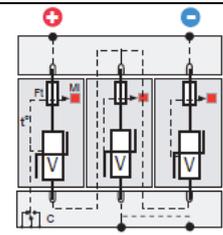
$$V_{\text{MOD,OC}} (T_c = -10\text{ }^{\circ}\text{C}) = V_{\text{MOD,OC,STC}} \cdot (1 - 35\text{ }^{\circ}\text{C} \cdot \beta V_{\text{MOD,OC}}) = 37,8 \cdot (1 - 35 \cdot (-0,00334)) = 42,22\text{ V}$$

$$V_{\text{GFV,OC,max}} = V_{\text{MOD,OC}} (T_c = -10\text{ }^{\circ}\text{C}) \cdot N_{\text{ms}} = 42,22 \cdot 18 = 759,96\text{ V}$$

Tensión que consideramos como elevada (pues es mayor a 600 V), por lo que será necesario disponer de un tercer descargador en serie con los dos dispuestos entre el positivo y el negativo y punto de equipotencialidad.

Al no poseer nuestra instalación una protección externa contra pararrayos, la corriente nominal de los descargadores deberá ser mayor o igual a 10 kA.

Así, las características y ubicación de los descargadores de sobretensiones en la red de continua serán:

Ubicación	Características	Modelo	Esquema Conexionado
Caja de Conexiones CC #1 y CC #2	Clase C (Tipo 2) $U_c = 1.000\text{ V}_{\text{DC}}$ $I_{\text{sn}} = 20\text{ kA}$ $I_{\text{máx}} = 40\text{ kA}$ $U_p < 3\text{ kV}$	PST31PV (Fabricante: GAVE) 	 V : Varistor de alta energía Ft : Fusible térmico t° : Sistema de desconexión térmica

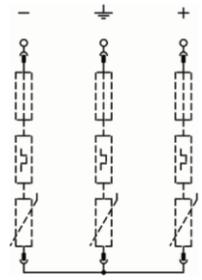
Ubicación	Características	Modelo	Esquema Conexionado
Inversor Ingecon Sun Power 70	Clase C (Tipo 2) $U_c = 1.000 V_{DC}$ $I_{sn} = 20 kA$ $I_{m\acute{a}x} = 40 kA$ $U_p < 4 kV$	V20-C 3PH -1000 (Fabricante: OBO BETTERMANN) 	

Tabla 15 – Protección de Sobretensiones CC

Como podemos ver además de cumplir el criterio de la intensidad de descarga mayor a 10 kA, cumple también con los criterios de tensión nominal ($1.000 V > 759,96 V$ (máxima en vacío de generación)), y con el criterio de nivel de protección por debajo de la categoría marcada por la ITC-BT 23 (Categoría III = 4 kV, pues $U_p < 3 kV$ y 4 KV).

Debido a que la distancia entre las cajas de conexiones de corriente continua y el inversor es superior a 30 m, se instalará un segundo descargador de sobretensiones. Así, se ha dispuesto una protección contra sobretensiones en la entrada CC del inversor.

B) Red de Corriente Alterna:

En nuestro caso, el Inversor Ingecon Sun Power 70 dispondrá de un descargador de sobretensiones clase C (tipo 2) en la salida de corriente alterna, apto para las condiciones de nuestra instalación. Dicho descargador será el encargado de proteger la instalación fotovoltaica frente a sobretensiones procedentes de la red eléctrica.

Así, se dispone un protector de sobretensiones entre fases y neutro y entre neutro y conductor de protección.

Como el circuito de corriente alterna entre inversor y cuadro de baja tensión del hipermercado será interior, se dispondrá de clase C (tipo 2).

Así, las características de dicha protección y su ubicación serán:

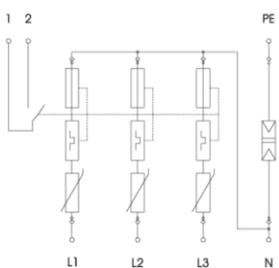
Ubicación	Características	Modelo	Esquema Conexionado
Inversor Ingecon Sun Power 70	Clase C (Tipo 2) $U_n = 350 V_{AC}$ $I_{sn} = 20 \text{ kA}$ $I_{m\acute{a}x} = 40 \text{ kA}$ $U_p < 1,7 \text{ kV}$	V20-C 3+NPE38 (Fabricante: OBO BETTERMANN) 	

Tabla 16 – Protección de Sobretensiones CA

Como podemos ver además de cumplir el criterio de la intensidad de descarga mayor a 20 kA, cumple también con los criterios de tensión nominal, y con el criterio de nivel de protección por debajo de la categoría de la aparamenta eléctrica (Categoría III = 4 kV, pues $U_p < 1,7 \text{ kV}$).

2.2. Protección frente a sobrecargas y sobreintensidades

A) Red de Corriente Continua:

En primer lugar vamos a estudiar la necesidad o no de la instalación de protecciones contra sobrecargas y sobreintensidades en las ramas. Para ello, si dimensionamos los conductores según norma IEC 60.634-7-712, es decir, que soporten una intensidad de 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en el punto de cada conductor, podríamos suprimir la protección frente a sobrecargas.

Nuestro generador tendríamos que como tenemos un total de 16 ramas en paralelo, la intensidad para dimensionar los conductores de las ramas, sin medidas de protección, sería del orden de:

$$1,25 \cdot (n - 1) \cdot I_{SC \text{ rama}} = 1,25 \cdot (16 - 1) \cdot 8,75 \text{ A} = 164 \text{ A}$$

Por lo que debemos instalar conductores de una gran sección en cada una de las distintas ramas de nuestro generador fotovoltaico para poder suprimir las protecciones contra sobrecargas, lo cual sería antieconómico. Pero el principal factor que no nos permitiría la supresión de las protecciones frente a sobrecargas y sobreintensidades sería el que se podrían producir daños en los módulos fotovoltaicos (debido a que la máxima intensidad inversa de los módulos (20 A (catálogo ISF-250)) sería muy inferior a la intensidad de cortocircuito que

se tendría en la rama). Si unimos lo anterior, a las ventajas para posteriores mantenimientos y averías, podemos ver la necesidad de disponer de protección frente a sobrecargas y sobreintensidades.

Así, se dispondrán las siguientes protecciones en la parte de corriente continua de nuestra instalación:

- *CAJAS DE CONEXIONES CC #1 y CC#2:*

Se dispondrán fusibles de protección para cada rama (tanto en el cable positivo como en el negativo). Las características de los mismos serán las siguientes:

Tipo	$I_n = 15 \text{ A}$ Curva gPV - Cilíndricos 10 x 38 mm	
Tensión nominal	$V_n \geq 1,1 \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,OC,STC} = 1,1 \cdot 18 \cdot 37,8 = 748,44 \text{ V}$ $V_n = 1.000 \text{ V} > 748,44 \text{ V}$	
Intensidad nominal	Se debe cumplir: $1,5 \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_n \leq 2 \cdot I_{MOD,SC,STC}$ $1,5 \cdot 8,75 \leq I_n \leq 2 \cdot 8,75$ $13,125 \leq I_n \leq 17,5$ Luego escogemos $I_n = 15 \text{ A}^3$ $I_n = 13,5 \text{ A}$ (corrección temperatura) $\Rightarrow 13,125 \leq 13,4 \leq 17,5$	
Modelo	Portafusibles Solartec 1000 V _{DC} ref. 211PV Fusible Solar PV gPV 15A ref. 30F15PV (Fabricante: GAVE)	
Ubicación	Conductores + y - de cada rama Cajas de Conexiones CC #1 y CC #2	

Tabla 17 – Protección de Sobrecargas y Sobreintensidades en Ramas de CC

³ Hemos de tener en cuenta las curvas de corrección de la intensidad respecto a la temperatura dadas por el fabricante. Por lo que para una $I_n = 15 \text{ A}$, en caso extremo de tener una temperatura ambiente de 60°C , se reducirá a $I_n = 13,5 \text{ A}$.

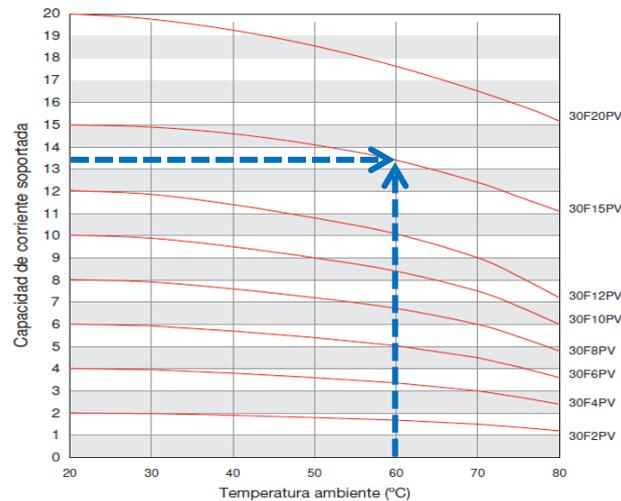


Figura 14 – Corrección Intensidad Asignada Fusibles gPV por Temperatura

En los circuitos de corriente continua que enlazan sendas cajas de conexiones de CC con el inversor, al no disponer nada más que dos circuitos, instalaremos interruptores-seccionadores con objeto de poder seccionar las líneas para posibles mantenimientos y averías.

Dichos interruptores-seccionadores serán del fabricante Gave, modelo 55DC/55PV, asegurando así el corte en carga y el seccionamiento de seguridad. El calibre del mismo será de 125 A, talla 2, categoría de empleo DC21-1000 V_{DC}.

▪ **INVERSOR:**

En el inversor, a la entrada de corriente continua procedente de las cajas de conexiones CC se disponen de fusibles de las características siguientes:

Tipo	$I_n = 200 \text{ A}$ Tipo NH ; Curva gPV	
Tensión nominal	$V_n \geq 1,1 \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,OC,STC} = 1,1 \cdot 18 \cdot 37,8 = 748,44 \text{ V}$ $V_n = 1.000 \text{ V} > 748,44 \text{ V}$	
Intensidad nominal	$I_B = 1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 16 \cdot 8,75 = 175 \text{ A}$ $I_n = 200 \text{ A}$	
Modelo	Portafusibles NH 1000 V _{DC} ref. 531PV Fusibles NH gPV 200 A ref. 671PV080 (Fabricante: GAVE)	
Ubicación	Inversor	

Tabla 18 – Protección de Sobrecargas y Sobreintensidades Entrada CC Inversor

Por último, según IEC 60.364-7-712, es obligatorio disponer de un interruptor de corte en carga que permita poder realizar trabajos de reparación y/o mantenimiento, separando el inversor del generador fotovoltaico. Por lo que, dispondremos en el inversor de un interruptor seccionador de corte en carga de las siguientes características:

Tipo	$I_n = 200 \text{ A}$	
Tensión nominal	$V_n \geq 1,1 \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,OC,STC} = 1,1 \cdot 18 \cdot 37,8 = 748,44 \text{ V}$ $V_n = 1.000 \text{ V} > 748,44 \text{ V}$	
Intensidad nominal	$I_B = 1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 16 \cdot 8,75 = 175 \text{ A}$ $I_n = 200 \text{ A}$	
Modelo	Interruptor-Seccionador DC21 - 1000 V _{DC} Talla 2 - 200 A ref. 55PV4020 (Fabricante: GAVE)	
Ubicación	Inversor	

Tabla 19 – Protección de Sobrecargas y Sobreintensidades Entrada CC Inversor

B) Red de Corriente Alterna:

El circuito de salida del inversor al cuadro de baja tensión del centro de transformación del abonado, los conductores quedarán protegidos frente a sobrecargas y sobreintensidades mediante el empleo de un interruptor automático magnetotérmico, cuyas características serán:

Tipo	$I_n = 160 \text{ A}$; Tetrapolar Curva B	
Tensión nominal	$V_n \geq 1,1 \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,OC,STC} = 1,1 \cdot 18 \cdot 37,8 = 748,44 \text{ V}$ $V_n = 1.000 \text{ V} > 748,44 \text{ V}$	
Intensidad nominal	Se debe cumplir: $I_B \leq I_n \leq I_Z$; $I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$ $I_B = 1,25 \cdot I_{INV,AC} = 1,25 \cdot 111,14 = 138,92 \text{ A}$ $I_Z = 175 \text{ A}$ (50 mm ² – F - 3xXLPE (Tabla 1 de la ITC-BT-19)) $I_n = 160 \text{ A} \Rightarrow (138,92 < 160 < 175 \text{ A})$ $I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$ $I_2 = 1,45 \cdot I_n = 1,45 \cdot 160 = 232 \text{ A}$ $232 \leq 1,45 \cdot I_Z \Rightarrow 232 \leq 1,45 \cdot 175 \Rightarrow 232 \leq 253,75 \text{ A}$	
Modelo	Tmax XT1 160 TMD 4 Polos ref. 066821 (Fabricante: ABB)	
Ubicación	Inversor	

Tabla 20 – Protección de Sobrecargas y Sobreintensidades Salida CA Inversor

3. Puesta a Tierra

Según la ITC-BT 18 del REBT, estamos obligados a garantizar que nunca se supere, en la parte corriente alterna, los 50 V de tensión de contacto, ya que consideramos local o emplazamiento como seco, al ser de interior.

Así, en la parte CA tendremos una intensidad máxima de defecto a tierra de 0,03 A, es decir, la limitada por el interruptor diferencial del inversor, por lo que se cumplirá que la resistencia de puesta a tierra:

$$R_T < 50/0,03 = 1.666,66 \Omega$$

No obstante, la Guía BT-26 referente al REBT, hace unas recomendaciones entre las que figura que se consiga que la resistencia de puesta a tierra $R_T < 37 \Omega$ para edificios sin pararrayos, como es nuestro caso. Esta recomendación viene siendo exigida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, por lo que intentaremos conseguir un valor menor al anteriormente indicado.

Teniendo en cuenta que la resistividad del terreno es de $150 \Omega \cdot m$, ya que nos encontramos en una zona de tipo Margas y Arcillas compactas, tendremos que la resistencia de puesta a tierra obtenida con una pica será de:

$$R_{\text{pica}} = \frac{\rho}{L} = \frac{150}{2} = 75 \Omega$$

Si tenemos además que el tramo de conductor enterrado es de 10 m, tendremos una resistencia de tierra del cable de:

$$R_{\text{cable}} = \frac{2 \cdot \rho}{L} = \frac{2 \cdot 150}{10} = 30 \Omega$$

Siendo la resistencia total de puesta a tierra de:

$$\frac{1}{R_T} = \frac{1}{75} + \frac{1}{30} = \frac{1}{21,42}$$

$$R_T = 21,42 \Omega$$

Que como podemos ver es inferior a los 37Ω impuestos por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Por otra parte, al tener el centro comercial un Centro de Transformación de la Compañía y otro de Abonado, hemos de cumplir que la tierra de nuestro sistema fotovoltaico guarde una distancia mínima de separación con respecto a la puesta a tierra de los neutros de dichos transformadores (de compañía y de abonado). Por lo tanto, la distancia entre los electrodos de nuestra puesta a tierra y cualquiera de los electrodos de puesta a tierra de los neutros de dichos transformadores deberá ser mayor o igual a:

$$D = \frac{\rho \cdot I_d}{2 \cdot \pi \cdot U}$$

Siendo:

D = Distancia entre electrodos (m).

ρ = Resistividad media del terreno ($\Omega \cdot m$). En nuestro caso $150 \Omega \cdot m$.

I_d = Intensidad de defecto a tierra para el lado de alta tensión (A), que según indicaciones de la compañía distribuidora de la zona será de 300 A.

U = 1200 V para sistemas de distribución TT, siempre que el tiempo de eliminación del defecto en la instalación de alta tensión sea menor o igual a 5 segundos. Como es nuestro caso.

Luego la distancia mínima será:

$$D = \frac{\rho \cdot I_d}{2 \cdot \pi \cdot U} = \frac{150 \cdot 300}{2 \cdot \pi \cdot 1200} = 5,97 \text{ m}$$

En nuestro caso guardaremos una distancia de 14,8 m, superior a los 5,97 m calculados anteriormente.

Anexo V. Plan de Mantenimiento

Con objeto de asegurar un correcto funcionamiento, aumentar la fiabilidad-producción y prolongar la vida útil del sistema fotovoltaico proyectado se deben realizar las correspondientes operaciones y labores de mantenimiento. Por lo tanto, mediante el presente documento se pretende exponer un plan de mantenimiento del sistema fotovoltaico.

No obstante y con objeto de cumplir la Norma UNE-EN 62.446, inicialmente y antes de la puesta en marcha del sistema fotovoltaico proyectado, se deberá realizar una verificación y ensayos iniciales. Una vez puesto en funcionamiento el sistema fotovoltaico, se deberán realizar verificaciones periódicas, que conformará nuestro plan de mantenimiento preventivo, el cual se realizará siguiendo la norma UNE-EN 62.446 e IEC 60.364-6, que proporciona los requisitos para el inicio y verificación periódica de cualquier instalación eléctrica.

Dichas verificaciones, inicial y periódicas, deben ser realizadas por personal técnico cualificado, capaz y competente para este tipo de instalaciones. Se realizará además un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos 3 años de duración. En dicho contrato se incluirán todos los elementos de la instalación, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejadas por los fabricantes.

La verificación inicial se realizará siguiendo lo indicado en el capítulo 5 de la Norma UNE-EN 62.446. El informe de verificación inicial deberá incluir información en relación a la/s persona/s responsable/s del diseño, instalación y verificación, así como el alcance de sus respectivas responsabilidades.

Las verificaciones periódicas se realizarán igualmente siguiendo lo indicado en el capítulo 5 de la Norma UNE-EN 62.446. Se deberá realizar un informe periódico de verificación, incluyendo la lista de fallos y recomendaciones de reparaciones y mejoras.

Existirá un libro de mantenimiento donde se deberán registrar todas las operaciones de mantenimiento que se realicen, anotando además el personal de mantenimiento que la ha realizado (nombre, titulación y autorización de la empresa).

El plan de mantenimiento cumplirá en todo momento lo indicado en el actual CTE-DB HE-5 y la norma UNE-EN 62.446, así como el resto de normativa que le es de aplicación.

1. Verificación Inicial

La verificación inicial se realizará siguiendo las fases siguientes:

- Inspección inicial.
- Ensayos iniciales.
- Informe de verificación inicial.

1.1. Inspección Inicial

La inspección inicial debe ser anterior a los ensayos y se deben realizar antes de energizar la instalación.

Dentro de esta inspección inicial se incluirán los siguientes puntos:

A) Inspección del Sistema de Corriente Continua (CC):

- Verificación de que el sistema de CC ha sido diseñado, especificado e instalado según requisitos de la Norma IEC 60.364, y ante todo la IEC 60.364-7-712.
- Los componentes de CC han sido dimensionados para una operación continuada en CC a la máxima tensión del sistema y máxima corriente CC de fallo ($V_{OC,STC}$ corregida para el rango de temperatura y según tipo de módulo; y corriente de $1,25 \cdot I_{SC,STC}$).
- Uso de protección clase II o aislamiento equivalente en el lado de CC.
- Conductores de las cadenas fotovoltaicas, conductores del generador FV y los conductores principales de CC se han elegido para minimizar el riesgo de fallo a tierra y cortocircuitos (IEC 60.364-7-712.522.8.1:2002). Se consigue típicamente usando cables con aislamiento protegido y reforzado. (Normalmente llamado "doble aislamiento").
- El cableado eléctrico se ha seleccionado e instalado para soportar las influencias externas como el viento, la formación de hielo, la temperatura y la radiación solar (IEC 60.364-7-712.522.8.3:2002).
- Para sistemas sin protección de sobre-intensidad en las cadenas de módulos: verificar que el valor de la corriente inversa del módulo es mayor que la máxima corriente inversa que puede generarse; También, verificar que los cables de las cadenas de módulos están dimensionados para conducir la máxima corriente de fallo combinada de todas las cadenas en paralelo. (IEC 60.364-7-712.433:2002).
- Para sistemas con sistema de protección de sobre-corriente en las cadenas: verificar que la protección de sobrecorriente está incluida y está correctamente especificada en los códigos locales o en las instrucciones del fabricante para protecciones de módulos FV según la nota de la Norma IEC 60.364-7-712.433.2:2002.
- Verificar existencia de un seccionador de CC en la parte de CC del inversor (IEC 60.364-7-712.536.2.2.5:2002).

- Verificar que existe al menos una separación simple entre las zonas de CA y CC, y que las conexiones a tierra se han instalado de manera que se evite la corrosión (IEC 60.364-7-712.312.2002).
- B) Inspección de la Protección contra Sobretensiones / Descarga Eléctrica:
- Para minimizar tensiones inducidas por rayo, verificar que se han minimizado el número de zonas con bucles de corriente (IEC 60.364-7-712.444.4:2002).
 - Cuando sea requerido por normas locales, verificar que el marco de la estructura del generador, y el marco del módulo están correctamente conectados a tierra. Los conductores de tierra y/o los conductores de la red equipotencial están instalados, verificando que están paralelos, y amarrados, a los cables de CC. (IEC 60.364-7-712.54:2002).
- C) Inspección del Sistema de Corriente Alterna (CA):
- Que se ha proporcionado una forma de aislar el inversor en la parte de CA.
 - Todos los interruptores y seccionadores se han conectado de manera que la instalación fotovoltaica está cableada en el lado de “la carga” y que el suministro público en el lado de “suministro” (IEC 60.364-7-712.536.2.2.1:2002).
 - Los parámetros operacionales del inversor han sido programados según la normativa local.
- D) Inspección del Etiquetado e Identificación:
- Todos los circuitos, protecciones, interruptores y terminales están etiquetados convenientemente.
 - Todas las cajas de conexión de CC (Generadores FV, y cajas del generador) tienen un etiquetado de peligro indicando que las partes activas dentro de la caja están alimentadas por el generador FV y que pueden todavía estar energizadas tras su aislamiento del inversor FV y la red pública.
 - El interruptor principal de CA está claramente etiquetado.
 - Suministro doble de etiquetas de peligro están incluidas en el punto de interconexión.
 - Se muestra en el emplazamiento un esquema unifilar.
 - El tarado de las protecciones del inversor y los datos del instalador se muestran en el emplazamiento.
 - Se muestra en el emplazamiento el procedimiento de apagado de emergencia.
 - Todas las señales y etiquetas tienen apropiado sistema de fijación y durabilidad.

E) Inspección de la Instalación:

- Verificar que existe ventilación debajo de los módulos fotovoltaicos para prevenir en sobrecalentamiento y el riesgo de incendio.
- Comprobación de la presencia en la parte posterior de los módulos, de forma claramente visible e indeleble del modelo, nombre del fabricante, número de serie y características eléctricas del módulo. Así como deben aparecer los logotipos identificativos referentes a los laboratorios cualificados (CIEMAT, TÜV, JRC Ispra, etc.) que hayan podido proceder a la certificación de los módulos.
- Comprobación de que se cumple la distancia mínima entre filas de módulos, o entre módulos y restos de elementos que rodean el generador, dada por el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE. Esto garantiza que no existe sombreado o autosombreado durante un mínimo de cuatro horas en torno al mediodía del solsticio de invierno.
- Comprobación de que no se producen sombras puntuales arrojadas por elementos próximos al generador.
- Comprobación de la correcta ubicación de los módulos fotovoltaicos en la cubierta, acorde a lo indicado en el presente proyecto.
- Comprobación de la correcta orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos, acorde a lo indicado en el presente proyecto.
- Comprobación de la correcta ubicación de los módulos fotovoltaicos en la cubierta, acorde a lo indicado en el presente proyecto.

1.2. Ensayos Iniciales

Los ensayos iniciales se realizarán siguiendo la Norma IEC 60.364-6.

Los instrumentos de medida y el equipo y métodos de monitorización deben elegirse según las partes relevantes de la Norma IEC 61.557.

En caso de que un ensayo indique la existencia de un error: una vez que el fallo ha sido solucionado, todos los ensayos anteriores se deben repetir para evitar que el fallo hubiera influido en los resultados de dichos ensayos.

Se deben realizar los siguientes ensayos y deberían preferiblemente ser realizados en el siguiente orden:

- Ensayos a todos los circuitos de CA según los requisitos de la Norma IEC 60.364-6.

Una vez que los ensayos en el circuito de CA están realizados, los siguientes ensayos deben realizarse en el circuito de CC que forma el generador FV.

- Continuidad de la protección de tierra y/o los conductores del circuito equipotencial, cuando estén instalados.
- Ensayos de polaridad.
- Ensayo de la tensión de circuito abierto de la cadena.
- Ensayo de medida de corriente de cortocircuito de la cadena.
- Ensayos funcionales.
- Resistencia de aislamiento del circuito de CC.

1.3. Informe de Verificación Inicial

Una vez finalizadas las fases anteriores, se deberá realizar un informe que incluirá la siguiente información:

- Resumen describiendo el sistema (nombre, dirección, etc...).
- Lista de circuitos inspeccionados y ensayados.
- Un registro de la inspección.
- Un registro de los resultados del ensayo para cada circuito ensayado.
- Intervalo recomendado para la próxima inspección.
- Firma de las personas que llevan a cabo la verificación.

2. Verificaciones Periódicas (Plan de Mantenimiento Preventivo)

Según indica el CTE DB-HE 5 se realizará como mínimo una verificación periódica semestralmente, en la que se revisarán los siguientes puntos:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc...
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de toma de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza...

Al igual que la verificación inicial, las verificaciones periódicas se realizarán siguiendo las fases siguientes:

- Inspección.
- Ensayos.
- Informe de verificación periódica.

No obstante, a continuación se expone el siguiente plan de mantenimiento preventivo, donde tanto las inspecciones como los ensayos vienen definidos en cada apartado, indicando los intervalos de verificación en cada caso.

A) MÓDULOS FOTOVOLTAICOS:

Debemos cuidar dos aspectos fundamentalmente, la no presencia de sombras sobre ellos y la de mantener limpios los mismos. Se estima que las pérdidas debidas a la falta de limpieza pueden llegar al 5%, por lo que hemos de evitar la suciedad de los módulos con una limpieza periódica de los mismos.

El mantenimiento preventivo consistirá en:

Anualmente:

- Verificación de que el estado de las conexiones es correcto, es decir comprobaremos la ausencia de sulfatación y de oxidaciones.
- Comprobación del estado y adherencia de los cables.
- Comprobación de la estanqueidad de cajas de terminales.
- Comprobación de puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos.
- Comprobación con termografía de las conexiones, las mismas no deben superar los 60 °C.
- Tomar medida de tensiones e intensidades verificando que estén entre las correctas.
- Sería recomendable realizar una comprobación con termografía infrarroja, observando que ninguna célula de los módulos fotovoltaicos trabaja a temperaturas fuera de las recomendadas por el fabricante, sobre todo en verano, por lo que esta verificación se realizará en dichos meses.

Bimensual:

- Se realizará una limpieza de los módulos fotovoltaicos cada dos meses, o bien después de una lluvia de barro o fenómenos meteorológicos similares. La limpieza se realizará con agua, sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos. Se realizará fuera de las horas centrales del día, con objeto de evitar cambios bruscos de temperatura entre el agua y el módulo fotovoltaicos (sobre todo en verano).
- Se realizará una inspección visual de posibles degradaciones en los módulos fotovoltaicos, controlando que ninguna célula se encuentre en mal estado.
- Se comprobará que el marco de los módulos no presentan deformaciones o roturas.
- Se comprobará que los módulos en su conjunto no presentan roturas, desalineación de las células o burbujas en el encapsulado.

B) ESTRUCTURA SOLAR:

Anualmente se realizarán las siguientes verificaciones como parte del mantenimiento preventivo:

- Comprobación de deformaciones, grietas, etc...
- Comprobación del estado de fijación de la estructura a la cubierta.
- Comprobación del apriete de la tornillería.
- Comprobación de la estanqueidad de la cubierta.
- Comprobación de la fijación de los módulos fotovoltaicos a la estructura.
- Comprobación de la conexión a tierra de la estructura.

C) CAJAS DE CONEXIONES CC:

Anualmente se realizarán las siguientes verificaciones como parte del mantenimiento preventivo:

- Comprobación del anclaje de la caja de conexiones a la estructura solar.
- Comprobación visual del estado de la caja y su tapa, y que no presenta síntomas de deterioro, sustituyendo en caso necesario.
- Comprobación de la estanqueidad, tanto de la caja, prensaestopas, como tapa.
- Comprobación del estado de los distintos elementos de protección eléctrica presentes en las cajas.
- Comprobación del estado de las etiquetas y señales de peligro o advertencia.
- Comprobación del correcto funcionamiento de los portafusibles.
- Comprobación del correcto apriete de las conexiones eléctricas de todos los dispositivos eléctricos de protección.
- Comprobación de puesta a tierra.
- Comprobación de que el descargador de sobretensiones está correcto.
- Mediante el empleo de un voltímetro, comprobar que no existen caídas de tensión que superen el límite establecido entre extremos de los cables.
- Mediante el empleo de una pinza amperimétrica, comprobar las corrientes de los distintos circuitos.
- Sería recomendable verificar el estado de las conexiones mediante termografía, verificando que no superan los 60 °C.

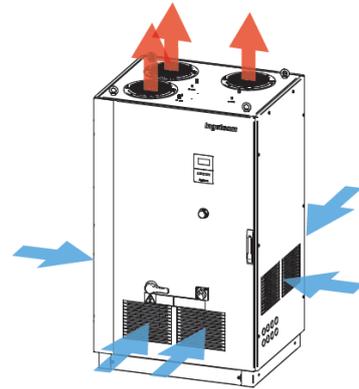
D) INVERSOR:

El inversor es el equipo clave del sistema, por lo que habrá que realizar un mantenimiento exhaustivo del mismo.

Así, se realizarán las siguientes verificaciones como parte del mantenimiento preventivo:

Mensualmente:

- Lectura de datos archivados.
- Vigilancia de ausencia de errores y alarmas.
- Comprobación del estado de los filtros de las rejillas frontales de ventilación.
- Comprobación del estado de los ventiladores de extracción de aire, proceder a su limpieza y cambio si fuera necesario.



Anualmente:

- Revisión del estado de la envolvente, verificando el estado de los cierres, puertas y manillas así como el anclaje de los equipos a sus amarres. Asimismo, se debe comprobar la no presencia de golpes, rayas u óxido que pudieran degradar el armario o hacerle perder su Índice de Protección. En el caso de que se apreciaran este tipo de defectos, se deberán sustituir aquellas partes afectadas.
- Comprobación del correcto guiado de los cables de forma que estos no estén en contacto con partes activas.
- Comprobación de deficiencias en los aislamientos y puntos calientes, verificando el color del aislamiento y terminales.
- Revisión del apriete de la tornillería de pletinas y cables de potencia, aplicando el siguiente par de apriete: M8: 24 Nm ; M10: 47 Nm ; M12: 64 Nm (según DIN 13)
- Comprobación visual de que las pletinas de conexión de la acometida AC mantienen las distancias de seguridad así como sus propiedades eléctricas iniciales.
- Comprobación de la ausencia de humedad en el interior del armario.
- Comprobación del correcto amarre de los componentes del armario a sus correspondientes anclajes.
- Limpieza del disipador de calor del componente de potencia.
- Comprobación de la temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales.
- Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
- Verificación del correcto estado de los descargadores de sobretensión.
- Inspección visual de los fusibles y seccionadores existentes.
- Comprobación de funcionamiento de la parada de emergencia.
- Comprobación de la función de sobre temperatura y revisar el funcionamiento del circuito de seguridad de esta función.
- Revisión del funcionamiento de los contactos de la puerta.

Debido al peligro por riesgo eléctrico, las operaciones de mantenimiento se deben realizar con los inversores desconectados y sin tensión.

E) CIRCUITOS ELÉCTRICOS:

La parte más delicada de los circuitos eléctricos corresponde a los circuitos de corriente continua sobre cubierta, por estar sometida a las inclemencias atmosféricas y agentes externos. Así, el plan de mantenimiento preventivo de los circuitos eléctricos consistirá en:

Semestralmente:

- Comprobación del estado de la cubierta y aislamiento de los cables, así como las protecciones mecánicas de los mismos.

Cada 2 años:

- Comprobación del estado de los bornes de los distintos circuitos eléctricos, mediante inspección visual.
- Comprobación del estado de las conexiones (sulfatación de contactos, óxido, etc...), sustituyendo las terminaciones en caso de síntomas de deterioro de las mismas.
- Comprobación del estado del etiquetado e identificación de los circuitos, sustituyendo en caso de deterioro de los mismos.

Cada 5 años:

- Comprobación del aislamiento entre fases y entre cada fase y neutro.

Se tendrán en cuenta todas las precauciones relacionadas en trabajos con riesgo eléctrico, debiendo desconectar los correspondientes interruptores-seccionadores de la línea a mantener. En cualquier caso estos trabajos de mantenimiento serán realizados por un profesional competente y cualificado.

F) PROTECCIONES ELÉCTRICAS:

El correcto funcionamiento de las protecciones eléctricas de nuestro sistema fotovoltaico es vital, ya que de ello depende que se cumplan las condiciones de seguridad tanto de equipos como de personas. Teniendo esto en cuenta, las operaciones de mantenimiento preventivo a realizar serán las siguientes:

POR EL USUARIO

Trimestralmente:

- Inspección visual de mecanismos interiores para posible detección de anomalías visibles y dar aviso al profesional.

Anualmente:

- Comprobación del correcto funcionamiento de los interruptores diferenciales mediante el siguiente procedimiento:
 - ✓ Acción manual sobre el botón de prueba que incluye el propio interruptor diferencial.
 - ✓ Desconexión automática del paso de la corriente eléctrica mediante la recuperación de la posición de reposo (0) de mando de conexión-desconexión.
 - ✓ Acción manual sobre el mismo mando para colocarlo en su posición desconexión (1) para recuperar el suministro eléctrico.
- Comprobación del correcto funcionamiento de los interruptores magnetotérmicos.

POR PERSONAL CUALIFICADO

Anualmente:

- Comprobación del funcionamiento de todos los interruptores automáticos, interruptores-seccionadores, etc..., verificando que son estables en sus posiciones de abierto y cerrado.

Cada 2 años:

- Revisión general, comprobando el estado de los cuadros, los mecanismos alojados y las conexiones.
- Comprobación mediante inspección visual del estado del interruptor de corte y de los fusibles de protección, el estado frente a la corrosión de la puerta del armario y la continuidad del conductor de puesta a tierra del marco metálico de la misma.
- Verificación del estado de conservación de las cubiertas aislantes de los interruptores, reparándose los defectos encontrados.

Cada 5 años:

- Comprobación de los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos directos e indirectos, así como sus intensidades nominales en relación a la sección de los conductores que protegen, reparándose los defectos encontrados.
- Revisión de la rigidez dieléctrica entre los conductores.

G) PUESTA A TIERRA:

Las operaciones de mantenimiento preventivo a realizar serán las siguientes:

Anualmente:

- En la época en que el terreno esté más seco y después de cada descarga eléctrica, comprobación de la continuidad eléctrica y reparación de los defectos encontrados en los distintos puntos de puesta a tierra.

Cada 2 años:

- Comprobación de la línea principal y derivadas de tierra, mediante inspección visual de todas las conexiones y su estado frente a la corrosión, así como la continuidad de las líneas. Reparación de los defectos encontrados.
- Comprobación de que el valor de la resistencia de tierra sigue siendo inferior a 50 Ω . En caso de que los valores obtenidos de resistencia a tierra fueran superiores al indicado, se suplementarán electrodos en contacto con el terreno hasta restablecer los valores de resistencia a tierra de proyecto.

Cada 5 años:

- Comprobación del aislamiento de la instalación. Se reparan los defectos encontrados.
- Comprobación del conductor de protección y de la continuidad de las conexiones equipotenciales entre masas y elementos conductores. Reparación de los defectos encontrados.

3. Plan de Mantenimiento Correctivo

Este plan de mantenimiento se aplicará cuando por circunstancias sobrevenidas se produzcan averías en la instalación, siendo necesaria la reparación y subsanación de dicha avería.

Las labores de mantenimiento correctivo serán delegadas en una empresa externa, especialista en el sector, encargada de realizar todas las reparaciones pertinentes así como suministrar los repuestos necesarios. Dicha empresa habrá de estar homologada y autorizada por los distintos fabricantes de los equipos suministrados, en caso contrario puede dar lugar a la anulación de la garantía legal de dichos equipos, por negligencias en las labores de mantenimiento.

La empresa externa encargada de realizar las labores de mantenimiento correctivo deberá:

- Garantizar la visita a la instalación en los plazos establecidos y cada vez que el usuario lo requiera debido a cualquier incidencia en la misma. Dicha visita a la instalación tras llamada del usuario se atenderá en el plazo máximo de 24h.
- Analizar y realizar un presupuesto adecuado de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto y normal funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica.
- Subsanar correctamente cualquier incidencia en un tiempo máximo de 48 horas, excepto cuando se trate de causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

Anexo VI. Aspectos Legales y Tramitación

Nuestro sistema, como instalación fotovoltaica productora de energía eléctrica en régimen especial que es, se encuentra sometida a los siguientes Reales Decretos:

- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 14/2010, de 23 de diciembre por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

En estos Reales Decretos se establece el régimen jurídico y económico de esta actividad y también se establecen las condiciones de entrega de la energía a la red de distribución.

Concretamente, nuestra instalación se registrará según el RD 1699/2011, pues le es de aplicación según el artículo 2 del mismo, ya que se trata de una instalación de régimen especial no superior a 100 kW de tecnología contemplada en la categoría "b" (concretamente la b.1.1.) del artículo 2 del RD 661/2007, y conectándose al lado de baja tensión de un transformador de una red interior, a una tensión inferior a 1 kV, de un consumidor conectado a la red de distribución y la potencia instalada de generación conectada a la red interior no supera los 100 kW.

Así se seguirá la siguiente tramitación:

1. Acceso y Conexión de la Instalación a la Red de Distribución

A continuación se expone de forma resumida cual es el proceso a llevar para realizar el acceso y conexión de nuestra instalación fotovoltaica a la red de distribución.

a) Constitución de Aval:

El titular, antes de solicitar el acceso a la red, debe constituir un aval por una cuantía equivalente a 20 €/kW, que se depositará en la Caja de Depósitos de la Junta de Andalucía a disposición de la Delegación Territorial en Jaén de la Consejería de

Economía, Innovación, Ciencia y Empleo (DT CEICE)). Concretamente el aval será de 1.440 €.

- b) Solicitud de punto de acceso y conexión (art. 4 RD 1699/2011):

No representará coste alguno para el solicitante. Mediante la solicitud de punto de conexión se solicitará a la empresa distribuidora el correspondiente punto de acceso y conexión, presentando además de dicha solicitud la documentación indicada en el artículo 4 del RD 1699/2011, haciendo especial hincapié en proponer como punto de conexión el de la "red interior de baja tensión del consumidor".

- c) Determinación de las condiciones técnicas de acceso y la conexión (art. 5 RD 1699/2011):

Pasado un mes de la recepción de la solicitud de conexión, la empresa distribuidora notificará su propuesta de acceso y conexión.

En nuestro caso, la potencia nominal máxima disponible de conexión es muy superior a la potencia de la instalación fotovoltaica, por lo que en este aspecto la empresa distribuidora no podrá denegar la solicitud de conexión.

Una vez tengamos punto y condiciones de conexión dadas por la empresa distribuidora, contaremos con tres meses para su aceptación. En caso de no aceptación, tendremos 30 días desde la recepción del punto y condiciones de conexión para dirigirnos a la Administración competente, para que proceda a la discrepancia, debiendo obtener contestación en un plazo máximo de dos meses desde la fecha de la solicitud.

Una vez aceptada la propuesta de la empresa distribuidora, tendremos quince meses para inscribir la instalación en el Registro Especial de Producción Eléctrica (REPE) y Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial (RAIPRE).

- d) Determinación de las condiciones económicas de la conexión (art. 6 RD 1699/2011):

La empresa distribuidora deberá remitir las condiciones económicas de las condiciones técnicas de acceso y conexión antes mencionadas.

En principio, no sería necesaria ninguna adecuación de sus redes, por lo que en este aspecto no habría nada más que las indicaciones técnicas pertinentes, sobre todo en cuanto a la existencia de contadores bidireccionales para la medida de la energía eléctrica de entrada y salida.

e) Suscripción del contrato técnico de acceso (art. 7 RD 1699/2011):

El instalador autorizado deberá realizar el correspondiente Certificado de pruebas y características principales de la instalación, que deberá ser diligenciado por el órgano de la Administración competente.

A partir de aquí se solicitará a la empresa distribuidora la suscripción del correspondiente contrato técnico de acceso, acorde al Anexo III del RD 1699/2011.

En un mes a partir de la entrega de la solicitud, la empresa distribuidora deberá suscribir dicho contrato.

f) Conexión a la red y primera verificación (art. 8 RD 1699/2011):

Cuando se hayan finalizado los apartados anteriores, se podrá solicitar a la empresa distribuidora la conexión a la red de distribución.

La empresa distribuidora podrá realizar una primera verificación, que en caso de ser negativa, deberá notificarnos cuales son los problemas que se presentan y el plazo para solucionarlos. En caso de disconformidad, actuará la Administración como órgano de resolución.

En caso de no haber problemas, desde la solicitud de conexión, la empresa distribuidora dispondrá como máximo de un mes para efectuar la conexión a la red de nuestra instalación.

2. Condiciones Técnicas de la Instalación

Se cumplirán los requisitos especificados en el capítulo III del RD 1699/2011, debiendo destacar el artículo 13 del mismo, sobre condiciones específicas para la conexión en redes interiores:

- En nuestro caso el punto de conexión a red se establecerá en el cuadro de baja tensión del transformador propiedad del consumidor.
- El titular de la instalación de generación deberá ser el mismo que el de la instalación de consumo.
- Nuestra instalación no supera los 100 kW y en ningún momento se supera la capacidad disponible en el punto de conexión a la red ni la potencia adscrita al suministro.
- Se dispondrán de los siguientes elementos de protección:
 - Un elemento de corte general.
 - Interruptor automático diferencial o relé diferencial.

- Interruptor automático de la conexión, junto a un relé de enclavamiento. Eventualmente, las funciones del interruptor automático de la conexión y el interruptor de corte general pueden ser cubiertas por el mismo dispositivo, como así ocurre en nuestro caso.
- Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0.5 y de 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1,15 Un y 0,85 Un) como se recoge en la tabla 1, donde lo propuesto para baja tensión se generaliza para todos los demás niveles.

En cuanto a la puesta a tierra de la instalación generadora, cumplirá:

- Nuestra puesta a tierra no alterará 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.
- Nuestra instalación dispondrá de una separación galvánica entre la red de distribución y la instalación generadora, que se produce mediante el empleo de un inversor equipado con transformador de aislamiento.
- Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

3. Medida y Facturación

Se cumplirán los requisitos especificados en el capítulo IV del RD 1699/2011.

El punto de medida se ajustarán a los requisitos y condiciones establecidos en el RD 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, y en la reglamentación vigente en materia de medida y seguridad y calidad industrial, cumpliendo los requisitos necesarios para permitir y garantizar la correcta medida y facturación de la energía producida.

Con carácter general, para las instalaciones conectadas a una red interior, los circuitos de generación y consumo habrán de ser independientes y estarán dotados cada uno de su correspondiente equipo de medida, instalados ambos en paralelo y en la misma ubicación.

En los casos en los que la instalación de producción vaya a vender exclusivamente la energía excedentaria, se permitirá la opción de instalar un único equipo de medida con registros de generación y consumo independientes. En este caso, se requerirá la suscripción de dos contratos de acceso, uno para generación y otro para consumo.

Exclusivamente, cuando se trate de una instalación conectada en el lado de baja de un transformador propiedad del consumidor, el equipo de medida de la instalación de producción se instalará en dicho punto de conexión. En este caso el encargado de la lectura deberá dar conformidad a la configuración de medida.

El encargado de la lectura dispondrá permanentemente de libre acceso a los mismos, debiendo garantizarse la veracidad e integridad de la medida.

Habiendo consultado con la compañía distribidora de la zona, se cumplirá el siguiente esquema de medida:

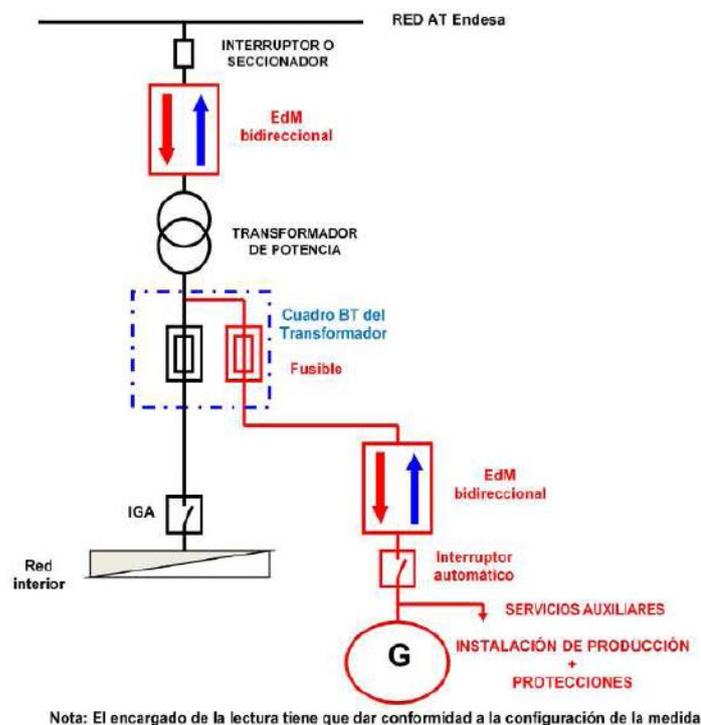


Figura 15 – Esquema de Conexionado según indicaciones de Compañía Distribuidora

4. Autorización Administrativa

En este sentido, nuestra instalación generadora queda excluida del régimen de autorización administrativa previa, tal como indica la disposición adicional primera del RD 1699/2011.

5. Autoconsumo

Tal como dispone la disposición adicional segunda del RD 1699/2011, el Ministerio disponía de cuatro meses desde la entrada en vigor del dicho real decreto, elevará al Gobierno una propuesta de real decreto cuyo objeto sea la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas del consumo de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo. Esta propuesta se realizó el pasado 18 de Julio de 2013, estando en proceso de revisión por parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Actualmente y ante la falta de dicho Real Decreto, nos amparamos no solo a lo indicado en el RD 1699/2011 sino también en una Nota Informativa emitida por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), dando como conclusión dicha Nota que el marco normativo actual permite realizar instalaciones destinadas a producción para autoconsumo total o parcial de la energía, de forma totalmente legal, existiendo numerosas referencias en toda la normativa de aplicación, incluida la Ley 54/1997 del sector eléctrico, si bien bajo el régimen especial u ordinario de producción de energía eléctrica.

La producción para autoconsumo en el ámbito del régimen especial u ordinario podría cambiar en el futuro, si se regula el autoconsumo mediante procedimientos como el denominado "balance neto" de compensación de saldos de energía, el cual permitiría esta actividad de producción para autoconsumo por parte del consumidor fuera del régimen de producción de energía eléctrica.

La conexión en red interior es necesaria para que se produzca el autoconsumo, por tanto toda referencia en la normativa al autoconsumo debe entenderse referida a instalaciones conectadas en red interior.

Para que la energía producida pueda auto-consumirse, la conexión debe realizarse aguas abajo del contador que mide la energía aportada por la red de distribución. La capacidad o no de la red para soportar la conexión se evalúa en función de la previsión de excedentes del autogenerador, y éstos son los mismos si se conecta la instalación aguas abajo o aguas arriba del contador de suministro. La conexión aguas abajo del contador de suministro no presenta ningún problema de índole técnico, dado que no afecta a los flujos de energía, los cuales dependen de las cargas aguas abajo y aguas arriba del punto de conexión.

Anexo VII. Documentación Técnica

A continuación se exponen las diferentes fichas de documentación técnica aportadas por los fabricantes de los distintos componentes de la instalación fotovoltaica.



MÓDULO MONOCRISTALINO ISF-255

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Comportamiento en STC: Irradiancia 1.000 W/m², temperatura de célula 25 °C, AM 1,5

	ISF - 245	ISF - 250	ISF - 255
Potencia nominal (Pmax)	245 W	250 W	255 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	37,6 V	37,8 V	37,9 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,63 A	8,75 A	8,86 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	30,5 V	30,6 V	30,9 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	8,04 A	8,17 A	8,27 A
Eficiencia	14,8 %	15,1 %	15,4 %
Tolerancia de potencia (% Pmax)	0/+3 %	0/+3 %	0/+3 %

Comportamiento a Irradiancia 800 W/m², TONC, temperatura ambiente 20 °C, AM 1,5, velocidad del viento 1 m/s

	ISF - 245	ISF - 250	ISF - 255
Potencia máxima (Pmax)	178 W	181 W	185 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	34,8 V	35,0 V	35,1 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	6,96 A	7,06 A	7,16 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	27,4 V	27,5 V	27,7 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	6,49 A	6,59 A	6,67 A

Reducción de Eficiencia desde 1.000 W/m² a 200 W/m² según IEC 60904-1

5% (+/-3%)

CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

Tensión máxima del sistema	1000 V
Límite de corriente inversa	20 A
Temperatura nominal de operación de la célula (TONC)	45 +/- 2° C
Temperatura de operación	-40 to + 85° C
Coefficiente de temperatura de Pmax	-0,44%/K
Coefficiente de temperatura de Voc	-0,334%/K
Coefficiente de temperatura de Isc	0,048%/K

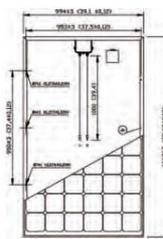
Certificados de producto



CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Célula solar	Silicio Monocristalino - 156 mm x 156 mm (6 pulgadas)
Número de células	60 células (6x10)
Dimensiones	1667 x 994 x 45 mm
Peso	19 Kg
Vidrio	Alta transmisividad, texturado y templado de 3,2 mm (EN-12150)
Marco	Aluminio anodizado, toma de tierra
Máxima carga admisible	5400 Pa (carga de nieve)
Caja de conexión	IP 65 con 3 diodos de bypass
Cables y Conector	Cable solar de 1 m y sección 4 mm ² . Conector MC4 o LC4

DIMENSIONES



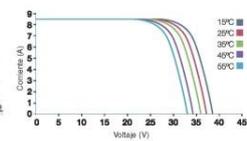
EMBALAJE

Módulos por palet
24

Tamaño del embalaje (palet + caja)

1720 x 1140 x 1155mm

Materiales Reciclables



DATOS DE CONTACTO

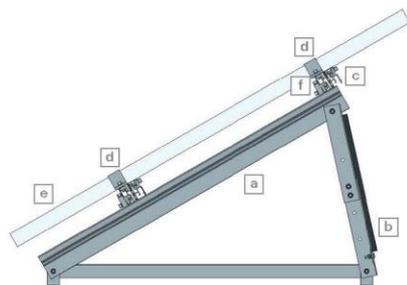
FÁBRICA
Parque Tecnológico de Andalucía (PTA)
C/ Severo Ochoa, 50
29590 Málaga - España
Tel: +34 951 233 500
isofoton.m@isofoton.com

OFICINA COMERCIAL
Torre de Cristal
Paseo de la Castellana, 259C (Planta 17)
28046 Madrid - España
Tel: +34 914 147 800
isofoton@isofoton.com

Figura 16 – Ficha Técnica de Módulos Fotovoltaicos

Estructuras | Datos técnicos

Conergy SolarFamulus



Vista lateral



Vista sistema

Descripción general

- a Triángulo (version que se muestra: triángulo con soporte de base)
- b Diagonal
- c Base rail con pieza telescópica final
- d Abrazadera del módulo
- e Módulo
- f X-Stone

Conergy SolarFamulus

Ubicación	Tejado plano ¹ y suelo
Altura máxima de edificación	Depende de la zona. Especificación individual
Cargas máximas admitidas	1.900 Pa por cada 2,5 m ² de superficie de módulos por triángulo
Módulos fotovoltaicos	Con marco y sin marco
Disposición de los módulos	En serie (Hasta unos 12 m por estructura)
Orientación de los módulos	Vertical y horizontal
Ángulo	20°, 25°, 30° (otros ángulos de inclinación son posibles bajo demanda)
Configuración del campo de módulos	Ilimitado
Posición del módulo	Cualquier posición
Distancia en el borde inferior del módulo y el suelo	De 8 a 10 cm (consultar distancias mayores)
Normas / Certificaciones	DIN 1055 - Acción sobre estructuras, EUROCODE 9 - Diseño en aluminio de estructuras
Tipo de perfiles	Aluminio extruido (EN AW 6063 T66), (EN AW 6060 T6)
Tornillería	Acero inoxidable (V2A)
Garantía	10 años ²

¹ Nota: Por favor, compruebe siempre la adecuación estática de la cubierta
² Según las condiciones del fabricante

Figura 17 – Ficha Técnica de Estructura Solar

INGECON

SUN

Power
Con transformador

ÓPTIMAS PRESTACIONES EN GRANDES INSTALACIONES MULTIMEGAVATIO

50 / 60 / 70 / 80 / 90 / 100

Inversor trifásico para instalaciones en cubierta de medianas y grandes potencias, y para instalaciones multi-megavatio en suelo.

Máxima eficiencia a temperaturas elevadas
Avanzado sistema de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT).

Es capaz de soportar huecos de tensión y dispone de un control de potencia activa y reactiva. Apto para instalaciones de media tensión.

Fácil instalación
No necesita elementos adicionales. Se puede desconectar manualmente de la red. Completo equipamiento de protecciones eléctricas incluido de serie.

Fácil mantenimiento
Datalogger interno para almacenamiento de datos de hasta 3 meses. Se puede controlar desde un PC remoto o *in situ* desde el teclado frontal del inversor. LEDs indicadores de estado y alarmas. Pantalla LCD. Vida útil de más de 20 años.

Software incluido
Incluyen sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smartphone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años

PROTECCIONES

- Aislamiento galvánico entre las partes de DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.

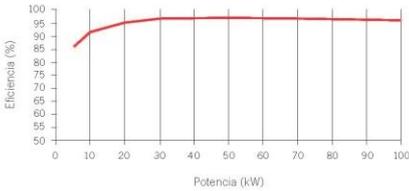
ACCESORIOS OPCIONALES

- Comunicación entre inversores mediante Ethernet, Bluetooth o RS-485.
- Comunicación remota GSM/GPRS.
- Monitorización de las corrientes de string del campo FV; INGECON® SUN String Control.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.



RENDIMIENTO

INGECON®SUN 100
Vdc = 450 V



Potencia (kW)	Eficiencia (%)
10	85
20	90
30	95
40	95
50	95
60	95
70	95
80	95
90	95
100	95

www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com



Figura 18 – Ficha Técnica del Inversor

INGECON

SUN

Power con transformador

Valores de Entrada (DC)	50	60	70	80	90	100
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	52 - 66 kWp	63 - 78 kWp	73 - 91 kWp	83 - 104 kWp	93 - 117 kWp	104 - 130 kWp
Rango de tensión MPP	406 - 750 V					
Tensión máxima DC ⁽²⁾	900 V					
Corriente máxima DC	130 A	166 A	182 A	208 A	234 A	260 A
Nº entradas DC	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal AC ⁽³⁾	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW
Corriente máxima AC	93 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A
Tensión nominal AC	400 V					
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz					
Coseno Phi ⁽⁴⁾	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Si. Smáx=55 kVA	Si. Smáx=66 kVA	Si. Smáx=77 kVA	Si. Smáx=88 kVA	Si. Smáx=99 kVA	Si. Smáx=110 kVA
THD ⁽⁵⁾	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento						
Eficiencia máxima	96,3%	96,4%	97,2%	97,5%	96,9%	96,8%
Euroeficiencia	94,3%	94,7%	96,1%	96,2%	95,8%	95,7%
Datos Generales						
Refrigeración por aire	2.600 m³/h					
Consumo en stand-by ⁽⁶⁾	30 W					
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C					
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20

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⁾ Potencia AC hasta 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8%. ⁽⁴⁾ Para P_{ac}>25% de la potencia nominal. ⁽⁵⁾ Para P_{ac}>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4. ⁽⁶⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico.

Referencias normativas: CE, IEC61000-6-2, IEC61000-6-4, EN50178, RD1699/2011, P.O.12.3, VDE-AR-N-4106, VDE0126-1-1, CEI11-20, CEIO-21, Allegato 70 TERNA, Arrêté 23-04-2008, MV Guideline BDEW, G59/2.

Power

Dimensiones y peso (mm)

50 / 60	900 kg.
70 / 80	1.026 kg.
90 / 100	1.162 kg.

Ingeteam

Figura 19 – Ficha Técnica del Inversor (Reverso)

exZhelent SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

PANELES FOTOVOLTAICOS

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC



EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

Conductor: Cobre estañado clase 5 para servicio móvil (-F)
 Aislamiento: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
 Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
 Norma: TÜV 2 Pfg 1169/08.2007



Ecológico

SERVICIO MÓVIL



Código	Sección	Color	Diámetro exterior	Peso	Radio Min. Curvatura	Resist. Máx. del conductor a 20 °C	Intensidad al Aire ⁽¹⁾	Caída de tensión en DC
	mm²	(■ ■)	mm	kg/km	mm	Ω/km	A	V/A.km
1614106	1x1,5	■ ■	4,3	35	18	13,7	30	38,17
1614107	1x2,5	■ ■	5,0	50	20	8,21	41	22,87
1614108	1x4	■ ■	5,6	65	23	5,09	55	14,18
1614109	1x6	■ ■	6,3	85	26	3,39	70	9,445
1614110	1x10	■ ■	7,9	140	32	1,95	96	5,433
1614111	1x16	■ ■	8,8	200	35	1,24	132	3,455
1614112	1x25	■ ■	10,5	295	42	0,795	176	2,215
1614113	1x35	■ ■	11,8	395	47	0,565	218	1,574

Disponibilidad bajo pedido hasta 1x300 m m²

(*) Posibilidad de suministrar con cubierta ■
 (1) Al aire, a 60 °C Según norma TÜV 2 Pfg 1169/08.2007

Figura 20 – Ficha Técnica del Cableado de Ramas y Módulos Fotovoltaicos

exZhelent SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

HUERTAS SOLARES

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC



LA MEJOR PROTECCIÓN MECÁNICA DURANTE EL TENDIDO, LA INSTALACIÓN Y EL SERVICIO

EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

Conductor: Cobre Clase 5 para servicio fijo (-k)
 Aislamiento: Polietileno Reticulado XLPE (X)
 Asiento de Armadura: Poliolefinas libres de halógenos (Z1)
 Armadura: Fleje corrugado de AL (FA3)
 Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z). Color Negro
 Norma: AENOR EA 0038



Ecológico



Resistente a la acción de los roedores



SERVICIO FIJO



Código	Sección	Diámetro exterior	Peso	Radio Min. Curvatura	Intensidad al Aire (1)	Intensidad Enterrado (2)	Caída tensión en DC
	mm²	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km
1618110	1x10	12,0	230	120	80	77	4,87
1618111	1x16	13,0	290	130	107	100	3,09
1618112	1x25	14,8	405	150	140	128	1,99
1618113	1x35	15,9	510	160	174	154	1,41
1618114	1x50	17,5	665	175	210	183	0,984
1618115	1x70	19,8	895	200	269	224	0,694
1618116	1x95	21,6	1.125	220	327	265	0,525
1618117	1x120	23,6	1.390	240	380	302	0,411
1618118	1x150	25,6	1.695	260	438	342	0,329
1618119	1x185	27,5	2.010	275	500	383	0,270
1618120	1x240	30,8	2.615	310	590	442	0,204
1618121	1x300	34,4	3.245	345	659	500	0,163

(1) Al aire a 40°C según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-1 bis Método F, 2 conductores cargados.
 (2) Enterrado, 25°C, 0,7 m de profundidad, 1,5 K m/W según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-2 bis Método D

Figura 21 – Ficha Técnica del Cableado entre Cajas de Conexión CC e Inversor

EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



NORMAS

UNE 21123-4 - Norma constructiva

IEC 60502-1 - Norma constructiva

UNE-EN 60332-1-2 - No propagador de la llama
UNE-EN 60332-3-24 ó 25 - No propagador del incendio
UNE-EN 50267 - Baja acidez y corrosividad de los gases
UNE-EN 61034 - Baja opacidad de los humos emitidos
IEC 60332-1-2 - No propagador de la llama
IEC 60332-3-24 ó 25 - No propagador del incendio
IEC 60754 - Baja acidez y corrosividad de los gases
IEC 61034 - Baja opacidad de los humos emitidos

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR:

Cobre, flexible clase 5

AISLAMIENTO:

Polietileno reticulado (XLPE)

CUBIERTA EXTERIOR:

Polioléfina termoplástica libre de halógenos

APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

La serie de cables EXZHELLENT XXI está constituida por cables flexibles unipolares y multipolares de 600/1000V. Su designación técnica es RZ1-K. La temperatura máxima de servicio del cable es de 90°C, siendo capaz de trabajar a muy baja temperatura (-40°C)

A partir de la sección de 50 mm² inclusive se ofrece la configuración SECTORFLEX con conductor sectorial flexible que, manteniendo idénticas prestaciones eléctricas y los mismos terminales y accesorios convencionales que el cable circular, consigue un menor diámetro y peso del cable, incrementando significativamente su manejabilidad y facilidad de instalación.

Los cables de Alta Seguridad (AS) son No Propagadores de la Llama, No Propagadores del Incendio (categoría C para diámetros superiores a 12 mm y categoría D para diámetros inferiores a 12 mm), de reducida opacidad de los humos emitidos, libres de halógenos y de reducida acidez y corrosividad de los gases emitidos durante la combustión.

Son cables especialmente indicados para ser instalados en viviendas (línea general de alimentación y derivaciones individuales) según indica el Reglamento de Baja Tensión en las correspondientes ITC-BT-14 y 15, en los locales de pública concurrencia según ITC-BT-28, así como en aquellos lugares donde se pretenda elevar el grado de seguridad.

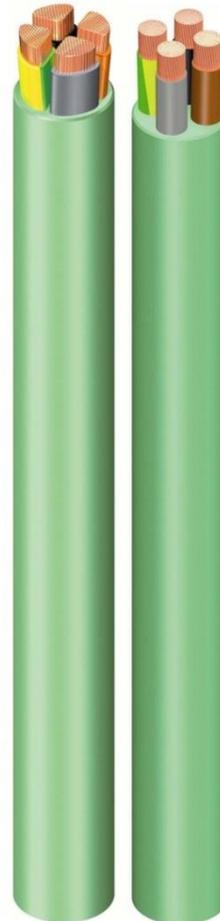


Figura 22 – Ficha Técnica del Cableado de CA

**EXZHELLENT XXI 1000V
RZ1-K (AS)**

TENSIÓN: 0.6/1 kV



								
	mm ²	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1992106	1x1.5	5,7	45	25	21	27	23,65	29,37
1992107	1x2.5	6,1	60	25	29	36	14,24	17,62
1992108	1x4	6,7	75	30	38	46	8,873	10,93
1992109	1x6	7,2	95	30	49	58	5,95	7,288
1992110	1x10	8,2	140	35	68	77	3,484	4,218
1992111	1x16	9,2	195	40	91	100	2,24	2,672
1992112	1x25	10,8	285	45	116	128	1,476	1,723
1992113	1x35	11,9	380	50	144	154	1,073	1,224
1992114	1x50	13,5	520	55	175	183	0,773	0,852
1992115	1x70	15,6	715	65	224	224	0,568	0,601
1992116	1x95	17,4	925	70	271	265	0,449	0,455
1992117	1x120	19,4	1165	80	314	302	0,368	0,356
1992118	1x150	21,4	1445	90	363	342	0,311	0,285
1992119	1x185	23,3	1745	95	415	383	0,27	0,234
1992120	1x240	26,6	2295	135	490	442	0,223	0,177
1992121	1x300	30,2	2895	155	563	500	0,193	0,142
1992122	1x400	34,8	3930	175	674	570	0,164	0,107
1992123	1x500	39,5	5055	200	774	660	0,146	0,085
1992206	2x1.5	8,6	100	35	24	27	23,61	29,37
1992207	2x2.5	9,4	130	40	33	36	14,2	17,62
1992208	2x4	10,5	170	45	45	46	8,839	10,93
1992209	2x6	11,6	220	50	57	58	5,919	7,288
1992210	2x10	13,5	330	55	79	77	3,458	4,218
1992211	2x16	15,5	465	65	105	100	2,218	2,672
1992212	2x25	18,8	700	75	123	128	1,458	1,723
1992213	2x35	21,8	985	90	154	154	1,057	1,224
1998214	2x50	21,3	1150	85	188	183	0,759	0,852
1998215	2x70	24,7	1590	100	244	224	0,556	0,601
1998216	2x95	27,7	2060	140	296	265	0,438	0,455
1998217	2x120	31,3	2630	160	348	302	0,358	0,356
1998218	2x150	34,5	3245	175	404	342	0,302	0,285
1998219	2x185	37,8	3935	190	464	383	0,262	0,234
1998220	2x240	43,3	5200	220	552	442	0,215	0,177
1992306	3G1.5	9,0	115	40	20	23	23,61	29,37
1992307	3G2.5	9,9	155	40	26	30	14,2	17,62
1992308	3G4	11,1	205	45	36	38	8,839	10,93
1992309	3G6	12,3	275	50	46	48	5,919	7,288
1992310	3G10	14,3	415	60	65	64	3,458	4,218
1992311	3G16	16,5	600	70	87	82	2,218	2,672
1992311	3x16	16,5	600	70	87	82	2,218	2,672
1992312	3x25	20,0	900	80	110	106	1,458	1,723
1992313	3x35	23,3	1270	95	137	129	1,057	1,224
1998314	3x50	24,9	1550	100	167	152	0,759	0,852
1998315	3x70	29,2	2160	150	214	187	0,556	0,601
1998316	3x95	32,5	2790	165	259	222	0,438	0,455
1998317	3x120	36,7	3555	185	301	253	0,358	0,356
1998318	3x150	40,6	4405	205	353	286	0,302	0,285
1998319	3x185	44,3	5330	225	391	320	0,262	0,234
1998320	3x240	50,8	7035	305	468	370	0,215	0,177
1992406	4G1.5	9,9	140	40	20	23	23,61	29,37
1992407	4G2.5	10,9	185	45	26	30	14,2	17,62

Figura 23 – Ficha Técnica del Cableado de CA (Reverso)

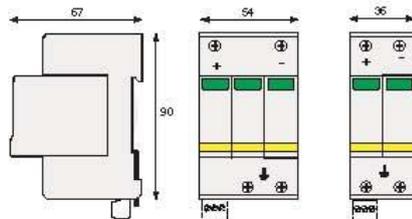


Protectores de sobretensión Clase II



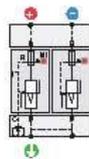
Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas. Los productos se instalan en paralelo en las redes a proteger y ofrecen una protección en modo común o modo común y diferencial.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

Dimensiones

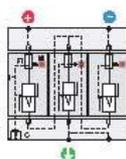


Conexión

PST25PV



PST31PV



V Varistor de alta energía
F Fusible térmico
S Sistema de desconexión térmica

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	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	IP 20
material	termoplástico UL94-V0

Figura 24 – Ficha Técnica de Protector Sobretensiones Cajas de Conexiones CC



Protección fusible gPV



Una gama de fusibles 10x38mm especialmente diseñados para la protección y aislamiento de cadenas fotovoltaicas. Los fusibles puede interrumpir las pequeñas sobrecargas asociadas a circuitos FV defectuosos. De esta forma la protección actuará a partir de 1,3xIn asegurando una óptima protección de la instalación.

Conforme a

- IEC 60269-1
- IEC 60269-6

Características

- Tensión de empleo: 1000Vdc
- Amps: 2A, 4A, 6A, 8A, 10A, 12A, 15A y 20A
- Capacidad de ruptura: 33kA d.c.
- Corriente mínima de interrupción: 1,3 x In
- Constante de tiempo (L/R): menor de 1ms

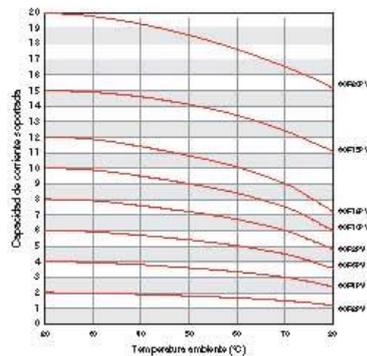
Dimensiones



Datos técnicos

Referencia	Intensidad nominal (A)	Integrales Energía Iz1 (A2s)		Disipación térmica (W)	
		Pre-Arco	Total a 1000V	0,8I _n	I _n
30F2PV	2	1,2	3,4	0,6	1,0
30F4PV	4	9,5	26	1,0	1,3
30F6PV	6	30	90	1,1	1,8
30F8PV	8	3	3,2	1,2	2,1
30F10PV	10	7	70	1,3	2,3
30F12PV	12	12	120	1,5	2,7
30F15PV	15	22	220	1,7	2,9
31F20PV	20	34	240	2,1	3,5

Corrección por temperatura



Características tiempo-corriente

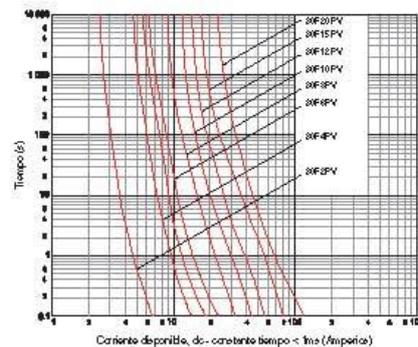


Figura 25 – Ficha Técnica Fusibles Protección de Ramas de CC



Protección fusible

Portafusibles



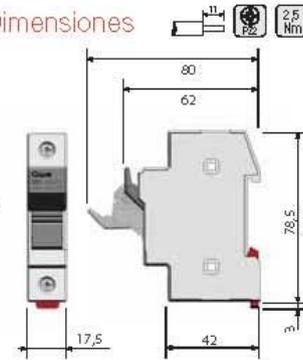
Características

- 1000V DC-20B
- Corte modular 45 mm - 1 módulo (17,5mm) X polo.
- Montaje en carril DIN 35mm.
- Plásticos resistentes a altas temperaturas.
- Elevadas características de aislamiento.

According to

- IEC 60947-1
- IEC 60947-3

Dimensiones



Referencias	Corriente térmica	Tamaño fusible	Polos	Módulos	Embalaje
211PV	32 A	10 x 38	1P	1	12

Protección fusible NH



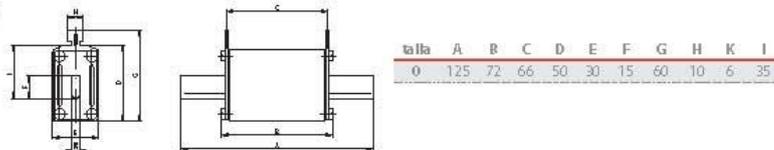
Al diseñar cuadros de agrupación de nivel 2 nos encontramos con corrientes elevadas que requieren el uso de protección fusible NH de cuchilla. Podemos utilizar fusibles ultrarrápidos de curva gR-1000Vdc que nos protegerán contra

sobrecargas.

Conforme a

- IEC 60269-1
- IEC 60269-4

Dimensiones



Datos técnicos

referencia	670PV032	670PV040	670PV050	670PV063	670PV080	670PV100	670PV125	670PV160
Corriente térmica (A)	32A	40A	50A	63A	80A	100A	125A	160A
Disipación (W)	7,6	8,8	11	13,5	17	21	25,2	31,2
Embalaje	3	3	3	3	3	3	3	3

Figura 26 – Ficha Técnica Fusibles Protección de CC



Equipos de desconexión Ui-1200Vdc

Referencias

referencia	Strings	Ui	Ie 1000V			Grado de polución III
ST081012P	8	1200Vdc	125 A	✓	✓	✓
ST121012P	12	1200Vdc	125A	✓	✓	✓
ST161016P	16	1200Vdc	160A	✓	✓	✓

Principales características



Cableado
Cable flexible PV con doble aislamiento. Terminación de precisión evita fugas.

PST sobretensiones
Protector sobretensiones Clase II. Fases lado superior y tierra inferior. Indicación remota opcional.

Protección fusible
Distancias de aislamiento y fuga incrementadas según grado de polución III.

Separadores de fases
Forma especial de la caja del interruptor y separador para incrementar la distancia de aislamiento y resistencia dieléctrica

Material envolvente
Material higroscópico autoextinguible adecuado para el uso en instalaciones de exterior e interior. Elevada resistencia a la polución y a la corrosión.

Pantallas de protección
Evitan los contactos directos e indican conexionado y seguridad.

Identificación
Muestra las características eléctricas del conjunto según IEC 60439-1 y permite un trazado individual del producto.

- ✓ **Grado de polución III:** adecuado para instalaciones industriales según 6.1.2.3.
- ✓ **Uimp 8kV - Aislamiento:** tensión de impulso según tabla 14 grado de polución 3.
- ✓ **Uimp 12kV - Seguridad incrementada:** +75% distancia de aislamiento en seccionador.
- ✓ **Ui - Tensión de aislamiento:** distancias de fuga según 7.1.2.3.5 tabla 16.

Figura 27 – Ficha Técnica Cajas de Conexión de CC



Ficha técnica Descargador de sobretensiones tripolar + NPE con señalización remota



V 20-C/...: Descargador de sobretensiones del tipo 2 (clase C) según la norma EN 61643-11 (VDE 0675, secciones 6-11).

- Con nuevo zócalo Multibase con bornes de conexión múltiples
- Unidad completa, con parte activa y zócalo, premontada y preparada para la conexión
- Certificado VDE
- Adecuado para los sistemas de redes TN y TT
- Parte activa enchufable y separable del zócalo sin necesidad de utilizar herramientas
- Con señalización remota, contacto libre de potencial, para el control del funcionamiento
- Con dispositivo seccionador térmico y dinámico
- Con indicación visual de averías
- Elevada capacidad de descarga con una larga vida útil
- Conexiones marcadas

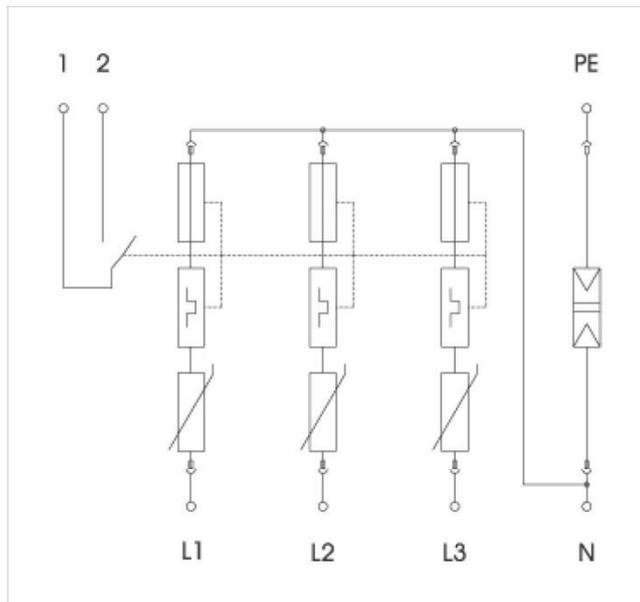
Ejemplo de aplicación: Edificio de viviendas, vivienda unifamiliar e industria

Tipo	Tensión máxima de funcionamiento o V	Modelo	Emb. Unidad	Peso kg/100 u	Código
V20-C 3+NPEFS38	385	3+NPE	1	45.200	5094788

€/u.

Figura 28 – Ficha Técnica Protector Sobretensiones CA

Diagrama de conexión



Artículo número	5094788		
Tensión nominal	U_N	V	350
Clasificación según la norma EN 61643-11	Tipo 2		
Clasificación según norma IEC 61643-11	clase II		
LPZ	1-2		
Intensidad nominal de descarga (8/20)	I_n	kA	20
Corriente de descarga (8/20) [total]	$I_{Total\ 8/20}$	kA	80
Máx. intensidad de descarga	I_{max}	kA	40
Nivel de protección	U_p	kV	< 1,7
Tiempo de reacción	t_A	ns	< 25
Máx. protección previa por fusibles		A	125
Gama de temperatura	θ	°C	-40 - +80
Unidad de división TE (17,5 mm)	4		
Sección de conexión, conector rígido		mm ²	2.5 - 35
Sección de conexión, conector multifilar		mm ²	2.5 - 35
Sección de conexión, conector flexible		mm ²	2.5 - 25

2 OBO | www.obo.de | Descargador de sobretensiones tripolar + NPE con señalización remota | Stand 09/2013

Figura 29 – Ficha Técnica Protector Sobretensiones CA (Reverso)

Úbeda, Febrero de 2.014

Fdo.: José Sánchez Martín
Ingeniero Técnico Industrial en Electricidad

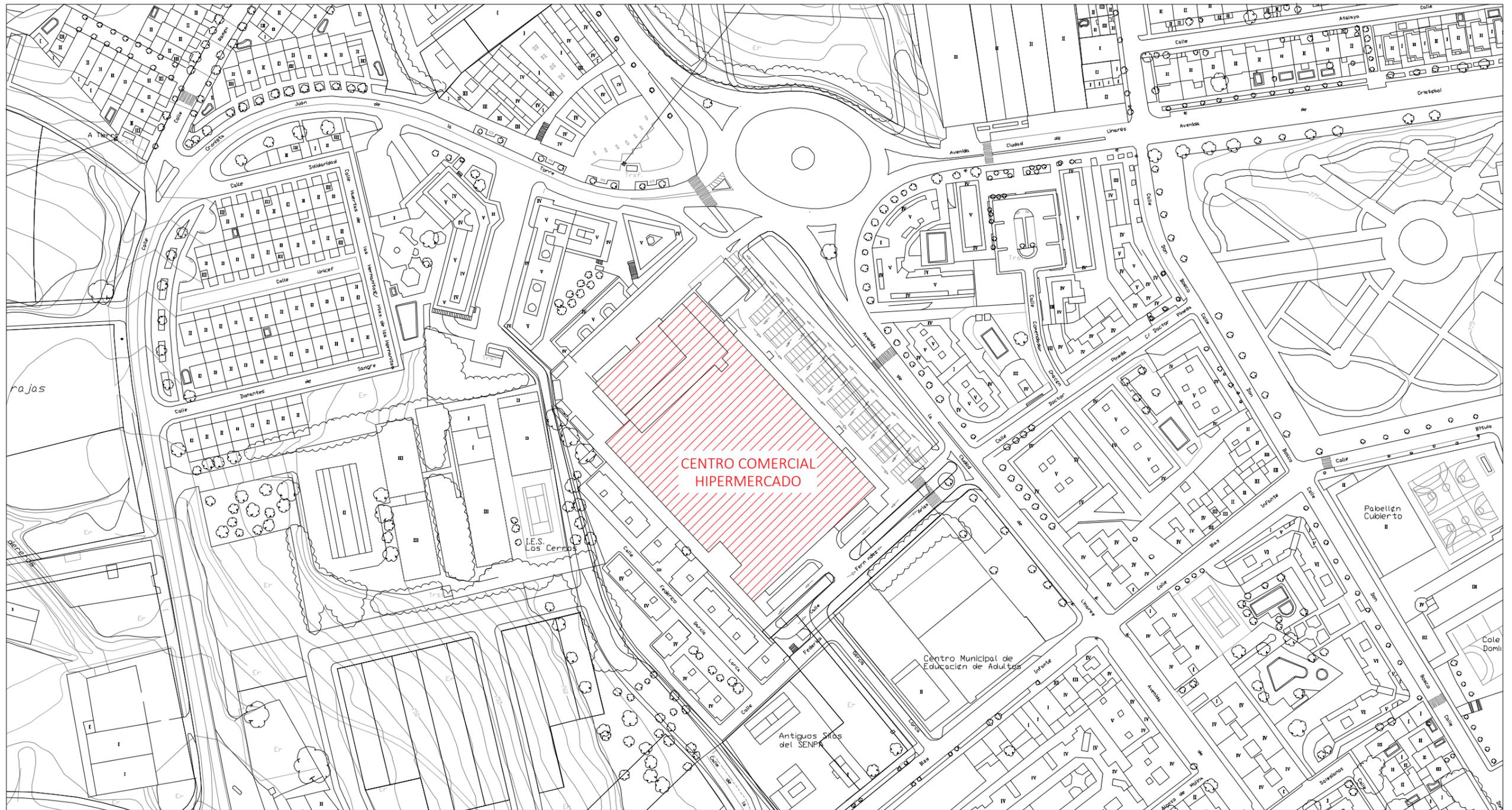
SON

planos

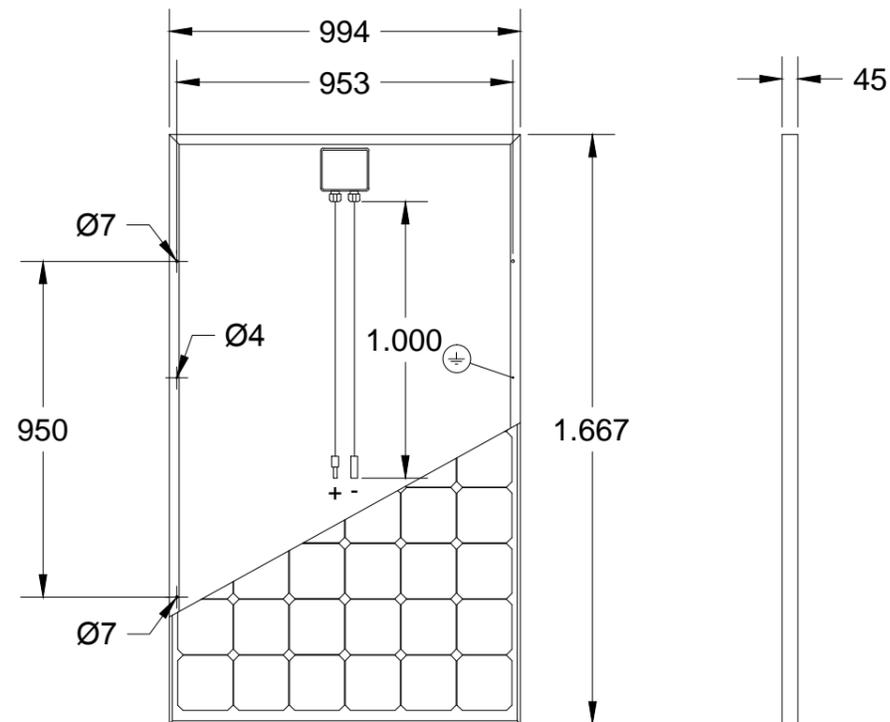
4

INDICE

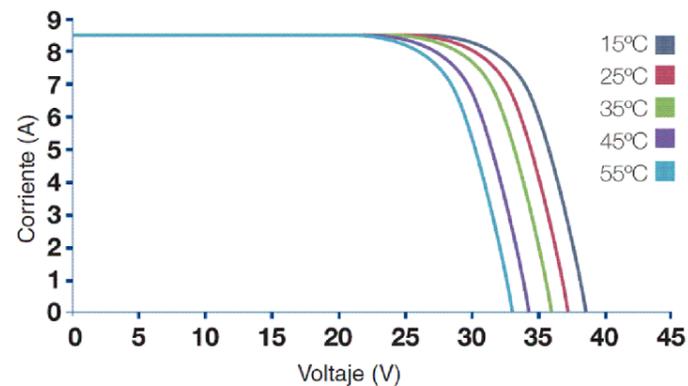
- Plano N° 1: Situación y Emplazamiento
- Plano N° 2: Módulos Fotovoltaicos
- Plano N° 3: Estructura Soporte
- Plano N° 4: Cajas de Conexiones de Corriente Continua (CC)
- Plano N° 5: Inversor
- Plano N° 6: Cumplimiento CTE
- Plano N° 7: Instalación Eléctrica
- Plano N° 8: Esquema Unifilar



Proyecto SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED INTERIOR PARA AUTOCONSUMO EN NUEVO HIPERMERCADO				
Denominación SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO				
	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	<i>Firma</i>	<i>Promotor</i>
<i>Dibujado</i>	24/01/14	José Sánchez Martín	José Sánchez Martín Ingeniero Técnico Industrial	 A
<i>Comprob.</i>				
<i>Copia</i>				
<i>Escala</i>	<i>Situación</i> Avenida Ciudad de Linares s/n Úbeda (Jaén)			<i>Plano nº</i> 01



CURVAS I-V - Temperatura



Características Mecánicas:

Célula Solar	Silicio Monocristalino – 156 mm x 156 mm (6 pulgadas)
Número de Células	60 células en configuración 6 x 10
Dimensiones	1667 x 994 x 45 mm
Peso	19 kg
Vidrio	Alta transmisividad, texturizado y templado de 3,2 mm (EN - 12150)
Marco	Aluminio anodizado y toma de tierra
Máxima carga admisible	5400 Pa (carga de nieve)
Caja de conexión	IP 65 con 3 diodos bypass
Cables y conector	Cable solar de 1 m y sección 4 mm ² . Conector MC4 o LC4

Características Eléctricas:

Comportamiento en STC: Irradiancia 1.000 W/m², temperatura de célula 25 °C, AM 1.5

Potencia Nominal (P _{MAX})	250 W
Tensión en Circuito Abierto (V _{OC})	37,8 V
Corriente de Cortocircuito (I _{SC})	8,75 A
Tensión en el punto de máxima potencia (V _{MAX})	30,6 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I _{MAX})	8,17 A
Eficiencia	15.10%
Tolerancia de potencia (% P _{MAX})	43.00%

Características Eléctricas:

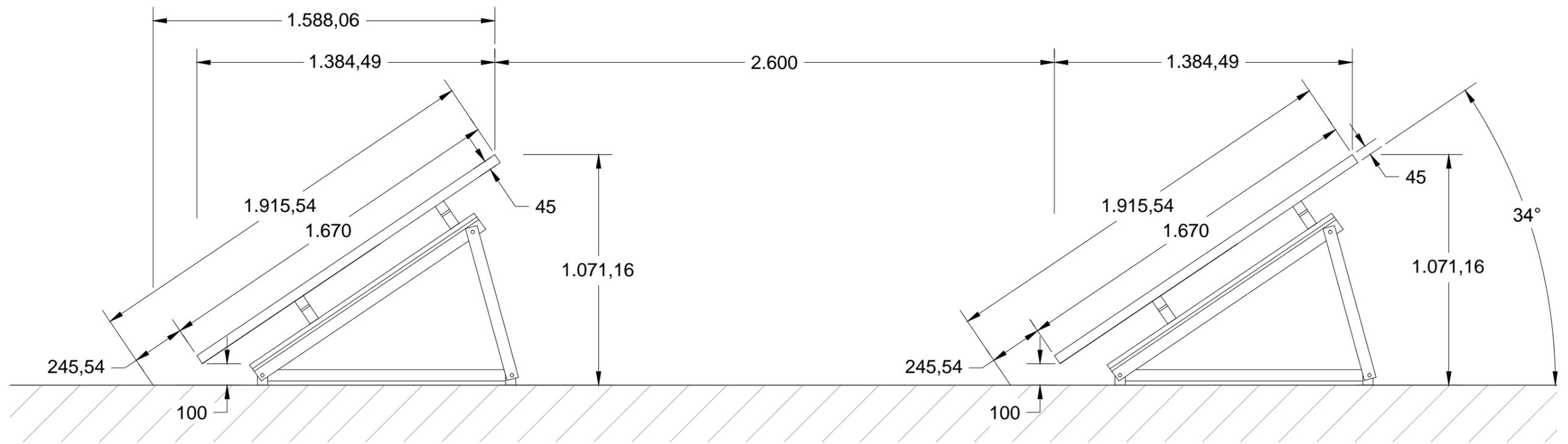
Comportamiento a Irradiancia 800 W/m², TONC, temperatura ambiente 20 °C, AM 1.5, velocidad del viento 1 m/s

Potencia Nominal (P _{MAX})	181 W
Tensión en Circuito Abierto (V _{OC})	35,0 V
Corriente de Cortocircuito (I _{SC})	7,06 A
Tensión en el punto de máxima potencia (V _{MAX})	27,5 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I _{MAX})	6,59 A

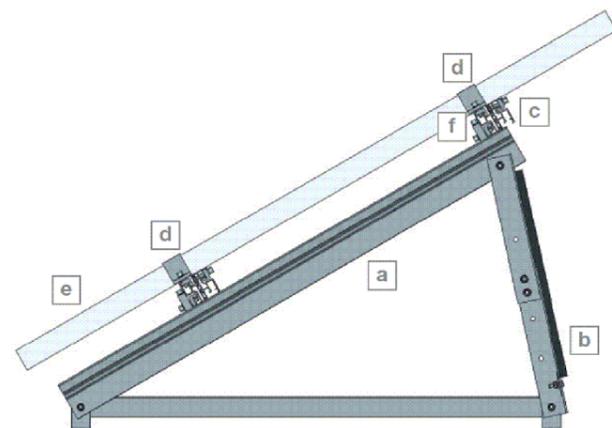
Características de Operación:

Tensión máxima del sistema	1.000 V
Límite de corriente inversa	20 A
Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)	45 ± 2 °C
Temperatura de Operación	- 40 a 85 °C
Coeficiente de temperatura de P _{MAX}	- 0,44 %/K
Coeficiente de temperatura de V _{OC}	- 0,334 %/K
Coeficiente de temperatura de I _{SC}	0,048 %/K

<i>Proyecto</i>				
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED INTERIOR PARA AUTOCONSUMO EN NUEVO HIPERMERCADO				
<i>Denominación</i>				
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ISOFOTÓN ISF-250				
	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	<i>Firma</i>	<i>Promotor</i>
<i>Dibujado</i>	24/01/14	José Sánchez Martín	José Sánchez Martín Ingeniero Técnico Industrial	 A
<i>Comprob.</i>				
<i>Copia</i>				
<i>Escala</i>	<i>Situación</i>			<i>Plano nº</i>
1:20	Avenida Ciudad de Linares s/n Úbeda (Jaén)			02



DISTANCIA ENTRE FILAS DE MODULOS Y DIMENSIONES



Componentes de la Estructura

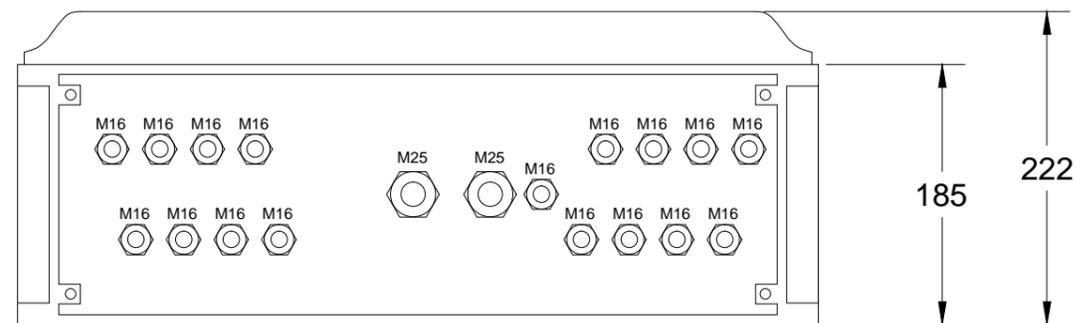
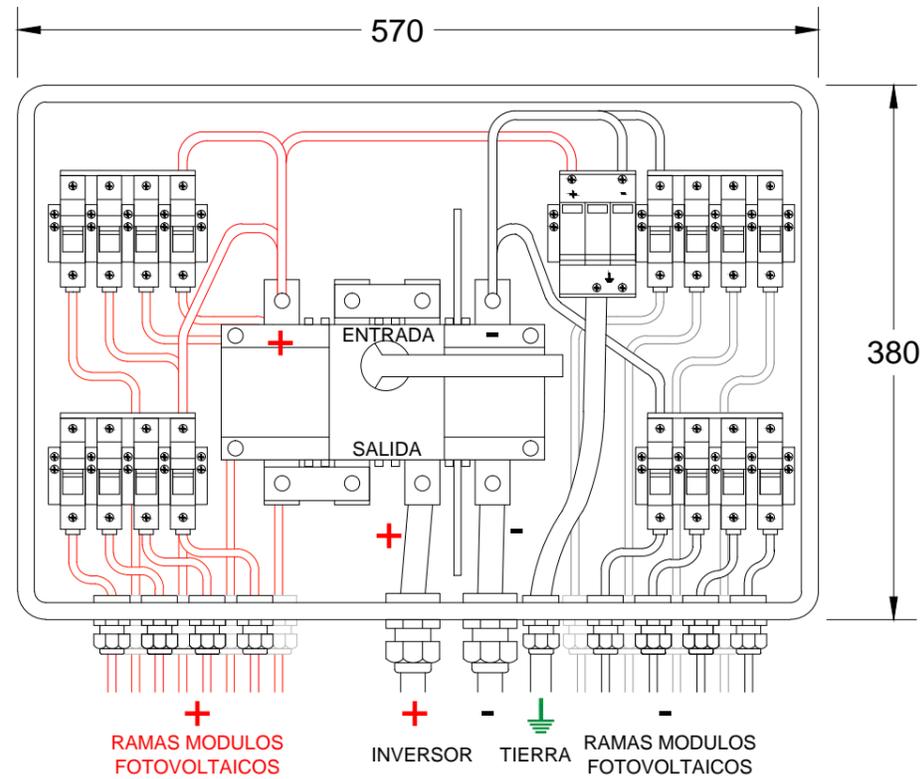
- a** Triángulo con soporte base
- b** Diagonal
- c** Base rail con pieza telescópica final
- d** Abrazadera del módulo fotovoltaico
- e** Módulo fotovoltaico
- f** X-Stone



Detalle Estructura 3D

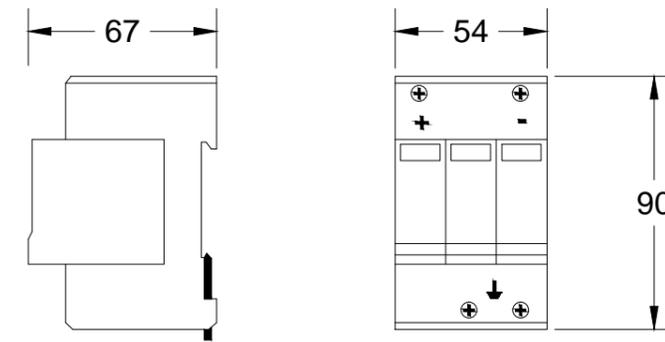
<i>Proyecto</i>				
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED INTERIOR PARA AUTOCONSUMO EN NUEVO HIPERMERCADO				
<i>Denominación</i>				
ESTRUCTURA SOPORTE SOLAR FAMULUS				
	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	<i>Firma</i>	<i>Promotor</i>
<i>Dibujado</i>	24/01/14	José Sánchez Martín	José Sánchez Martín Ingeniero Técnico Industrial	 A
<i>Comprob.</i>				
<i>Copia</i>				
<i>Escala</i>	<i>Situación</i>			<i>Plano nº</i>
1:20	Avenida Ciudad de Linares s/n Úbeda (Jáen)			03

CAJA DE CONEXIONES DC (E:1/5)

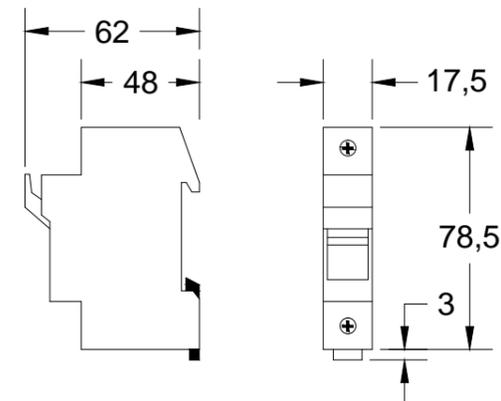


Características:	
Nº Strings	8
Tensión Régimen Perm. Máxima (Uc)	1000 V(DC)
Intensidad PV (Isc)	125 A
φ máx. cable (entrada/salida)	10/18 mm
Protección conta Sobretensiones	PST31PV (Gave)
Corriente de Descarga Nominal (In)	20 kA
Corriente de Descaga Máxima (Imax)	40 kA
Nivel de Protección (Up)	3 kV
Grado de Protección	IP55
Dimensiones (alto x ancho x fondo)	380 x 570 x 185
Material de Caja/Tapa	Poliéster/Polycarbonato

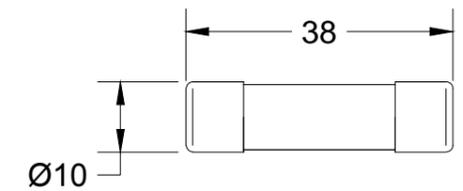
PROTECTOR SOBRETENSIONES (E: 1/2)



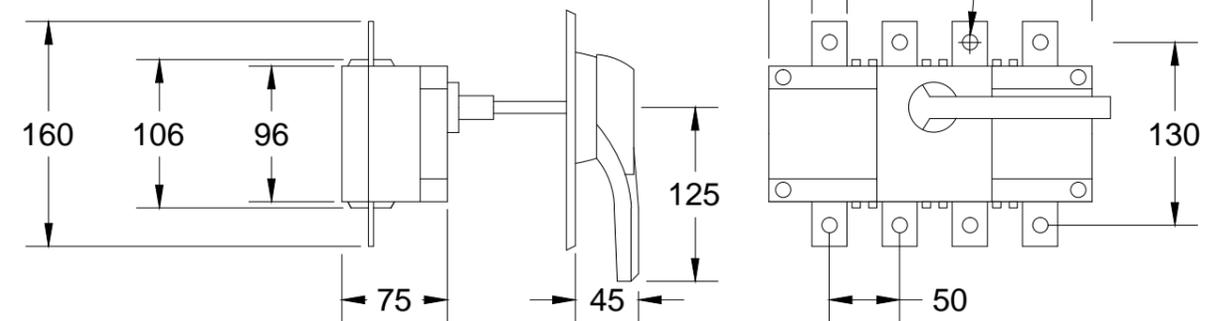
PORTAFUSIBLES DC (E: 1/2,5)



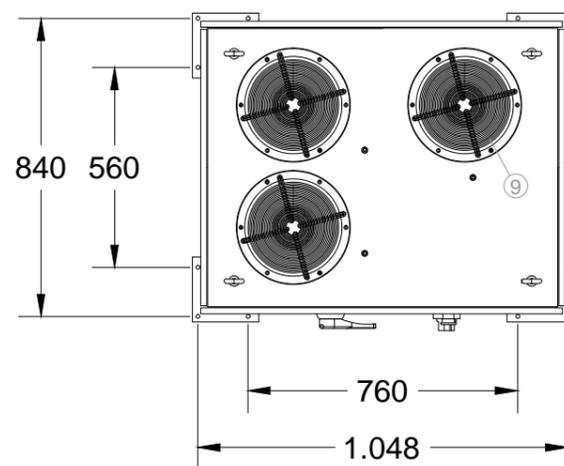
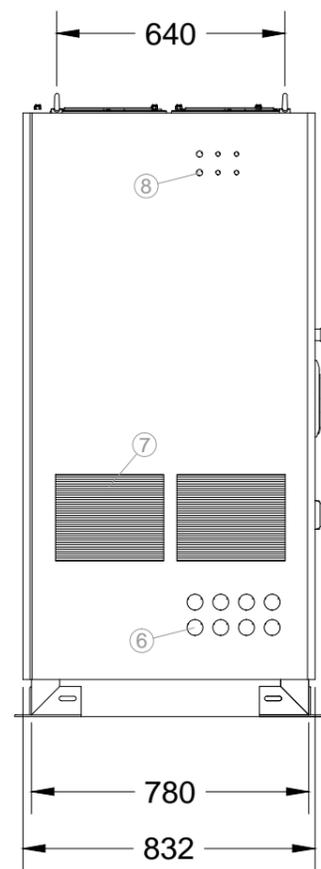
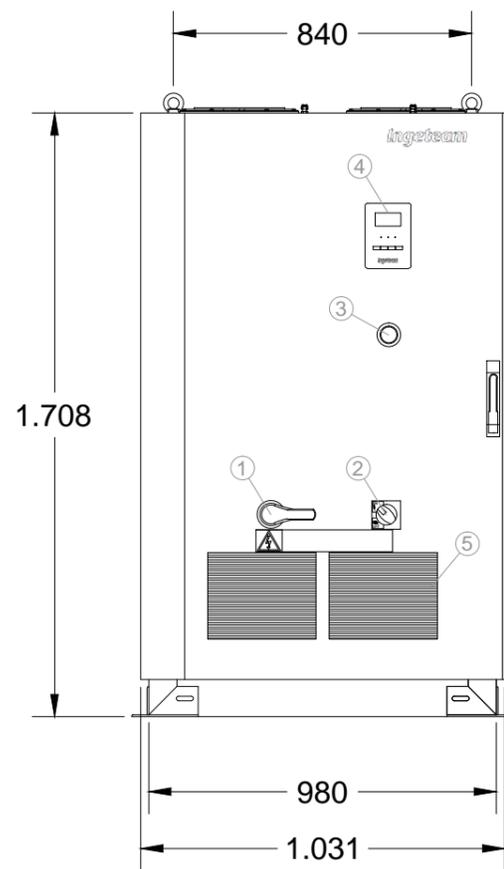
FUSIBLES DC (E: 1/1)



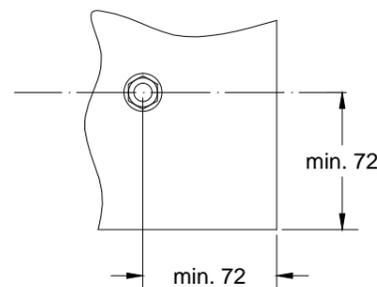
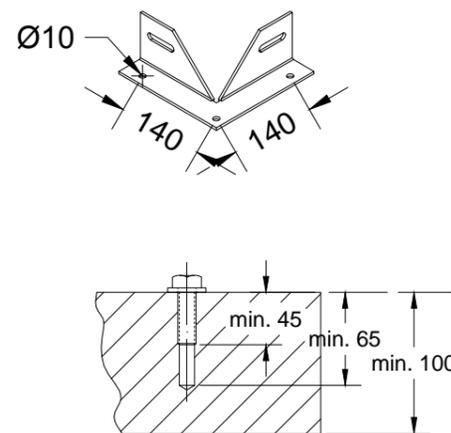
INTERRUPTOR - SECCIONADOR (E: 1/5)



Proyecto				
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED INTERIOR PARA AUTOCONSUMO EN NUEVO HIPERMERCADO				
Denominación				
CAJAS DE CONEXIONES DE CORRIENTE CONTINUA (CC)				
	Fecha	Nombre	Firma	Promotor
Dibujado	24/01/14	José Sánchez Martín	José Sánchez Martín Ingeniero Técnico Industrial	 A
Comprob.				
Copia				
Escala	Situación			Plano nº
S / E	Avenida Ciudad de Linares s/n Úbeda (Jaén)			04



DETALLE ANCLAJE A PLACA HORMIGÓN

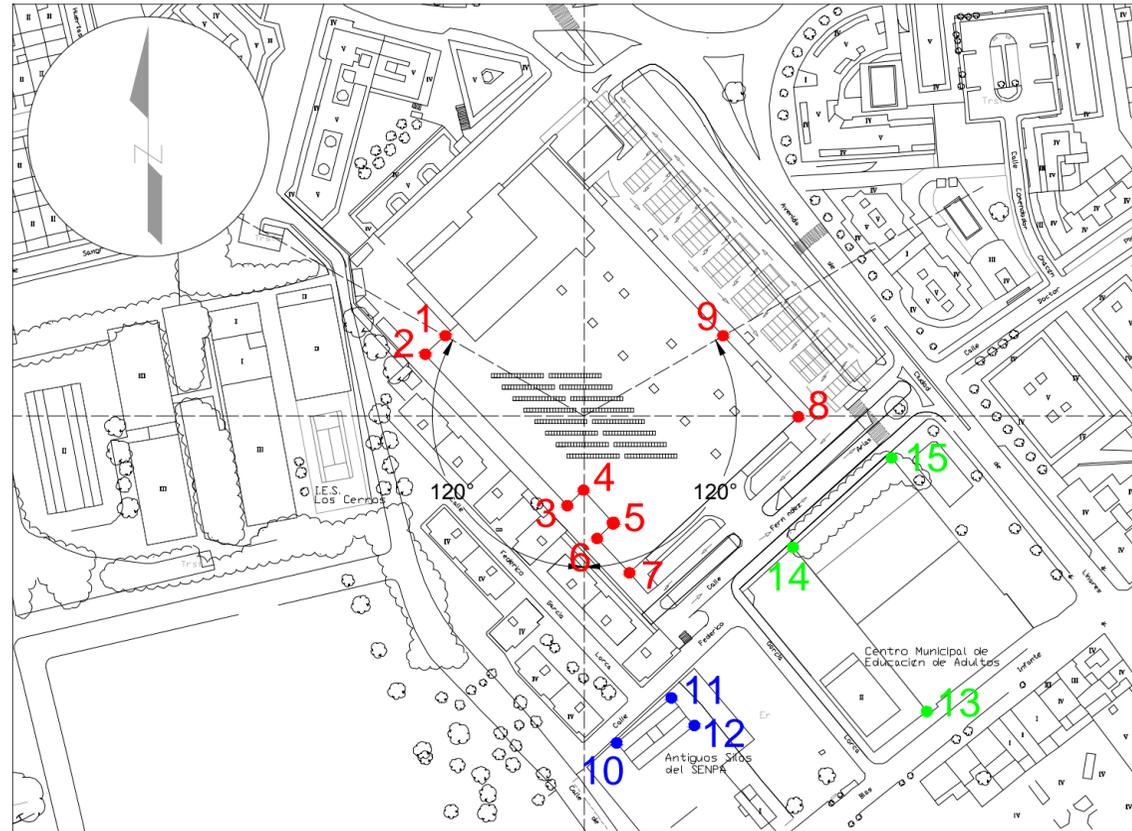


LEYENDA	
1	Seccionador de Corte de Generador Fotovoltaico (CC)
2	Interruptor Automático Magnetotérmico de Conexión a Red (CA)
3	Seta de Emergencia
4	Teclado, Display y Leds indicadores frontales
5	Rejillas de Ventilación Frontales (Aire de entrada)
6	Entradas de Potencia (Generador Fotovoltaico (CC) y Red (CA) - (PG40))
7	Rejillas de Ventilación Laterales (Aire de entrada)
8	Entradas Analógicas y de Comunicaciones (PG16 y PG12)
9	Rejillas y Ventiladores Superiores (Aire de salida)

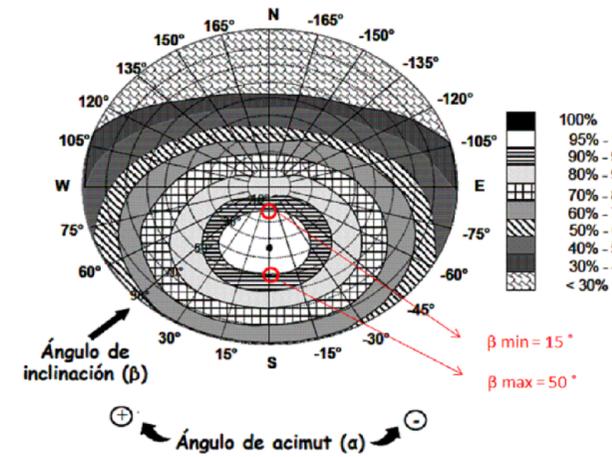
INGECON SUN POWER 70	
VALORES ENTRADA (DC)	
Potencia Nominal DC (1)	73 a 91 kWp
Rango de Tensión MPP	405 - 750 V
Tensión Máxima DC (2)	900 V
Corriente Máxima DC	182 A
Nº Entradas DC	4
MPPT	1
VALORES SALIDA (AC)	
Potencia Nominal AC (3)	77 kW
Corriente Máxima AC	131 A
Tensión Nominal AC	400 V
Frecuencia Nominal AC	50 / 60 Hz
Coseno Phi (4)	1
Coseno Phi Ajustable	Sí. SMAX = 77 kVA
THD (5)	< 3%
RENDIMIENTO	
Eficiencia Máxima	97.20
Euroeficiencia	96.10
DATOS GENERALES	
Refrigeración por aire	2.600 m3/h
Consumo en Stand-by (6)	30 W
Consumo nocturno	1 W
Temperatura de funcionamiento	-20 a +65 °C
Humedad Relativa	0 - 95 %
Grado de Protección	IP20
(1) Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica	
(2) No se debe superar en ningún caso. Se debe considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas	
(3) Potencia AC hasta 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8%	
(4) Para PAC >25 % de la potencia nominal	
(5) Para PAC >25 % de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4	
(6) Consumo desde el campo fotovoltaico.	
Referencias normativas: CE, IEC61000-6-2, IEC61000-6-4, EN50178, RD1699/2011, P.O.12.3, VDE-AR-N-4105, VDE0126-1-1, CEI11-20, CEI0-21, Allegato 70 TERN, Arrêté 23-04-2008, MV Guideline BDEW, G59/2.	

Proyecto				
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED INTERIOR PARA AUTOCONSUMO EN NUEVO HIPERMERCADO				
Denominación				
INVERSOR INGECON SUN POWER 70				
	Fecha	Nombre	Firma	Promotor
Dibujado	24/01/14	José Sánchez Martín	José Sánchez Martín Ingeniero Técnico Industrial	 A
Comprob.				
Copia				
Escala	Situación			Plano nº
1:20	Avenida Ciudad de Linares s/n Úbeda (Jaén)			05

RELACIÓN DE PUNTOS DE EDIFICIOS/OBJETOS SUSCEPTIBLES DE CREAR SOMBRAS



PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN e INCLINACIÓN



$$\text{Pérdidas Orientación e Inclinación (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2]$$

$$\text{Pérdidas Orientación e Inclinación (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (34 - 38 + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot 0^2] = 0,432 \%$$

$$\text{Pérdidas Orientación e Inclinación (\%)} = 0,432 \% < 10 \% \text{ (máximo permitido CTE)}$$

PÉRDIDAS TOTALES

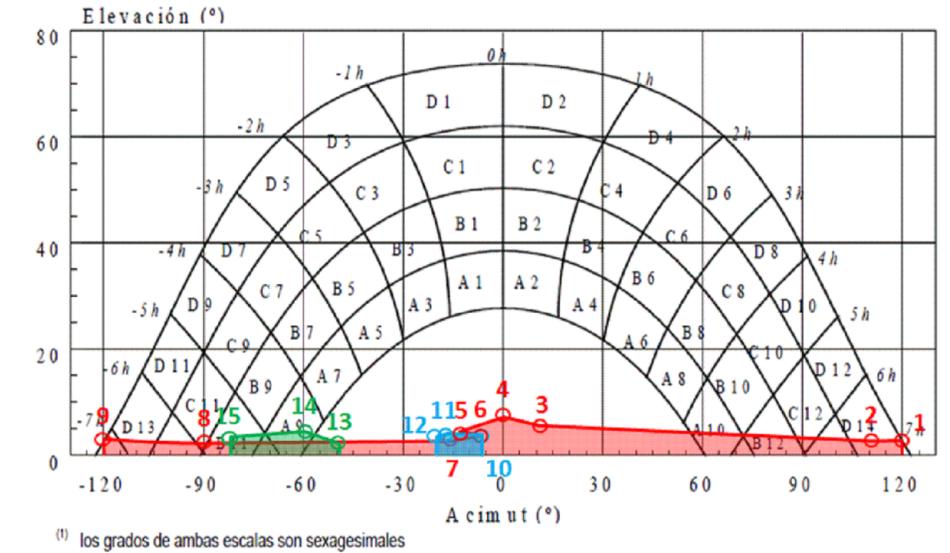
$$\text{Pérdidas (\%)} = \text{Pérdidas Orientación e Inclinación} + \text{Pérdidas Sombras}$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 0,432 + 0,14 = 0,572 \% < 15 \% \text{ (máximo permitido CTE)}$$

Tabla 2.2 Pérdidas límite

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

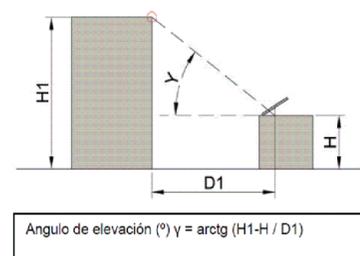
PÉRDIDAS POR SOMBRAS



MAPA DE SOMBRAS / DIAGRAMA TRAYECTORIAS SOL

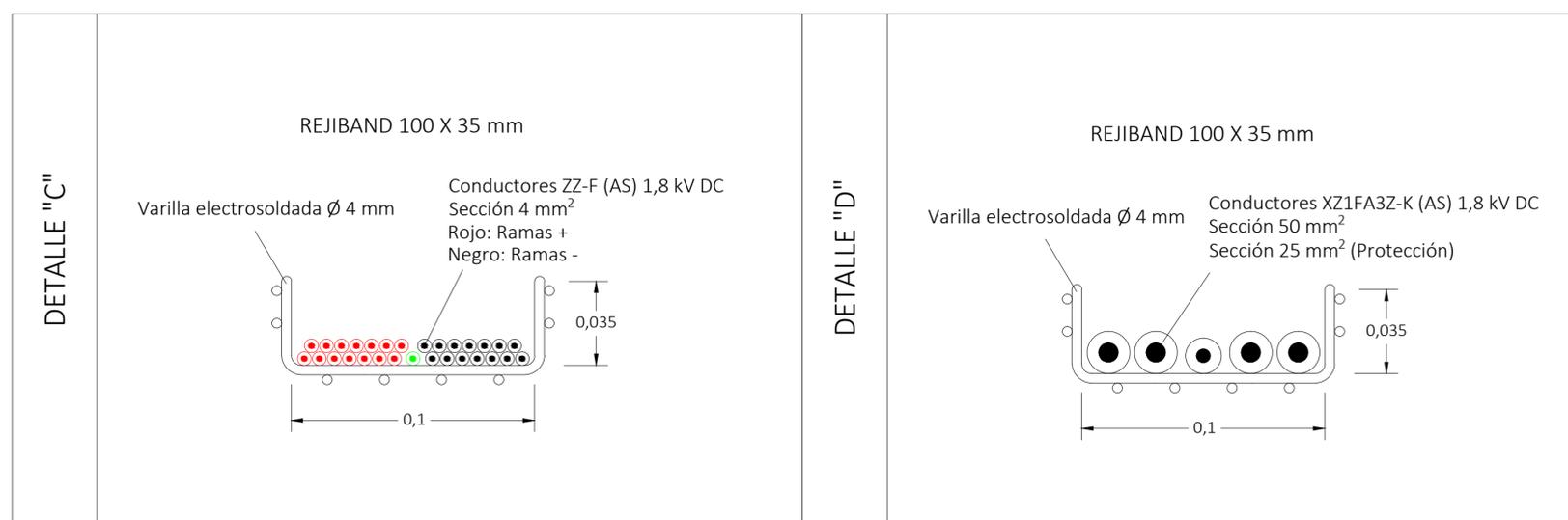
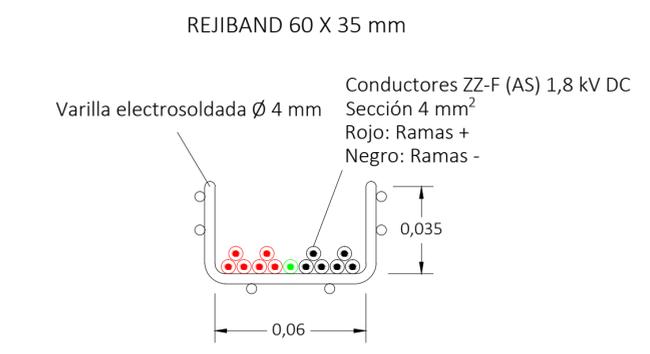
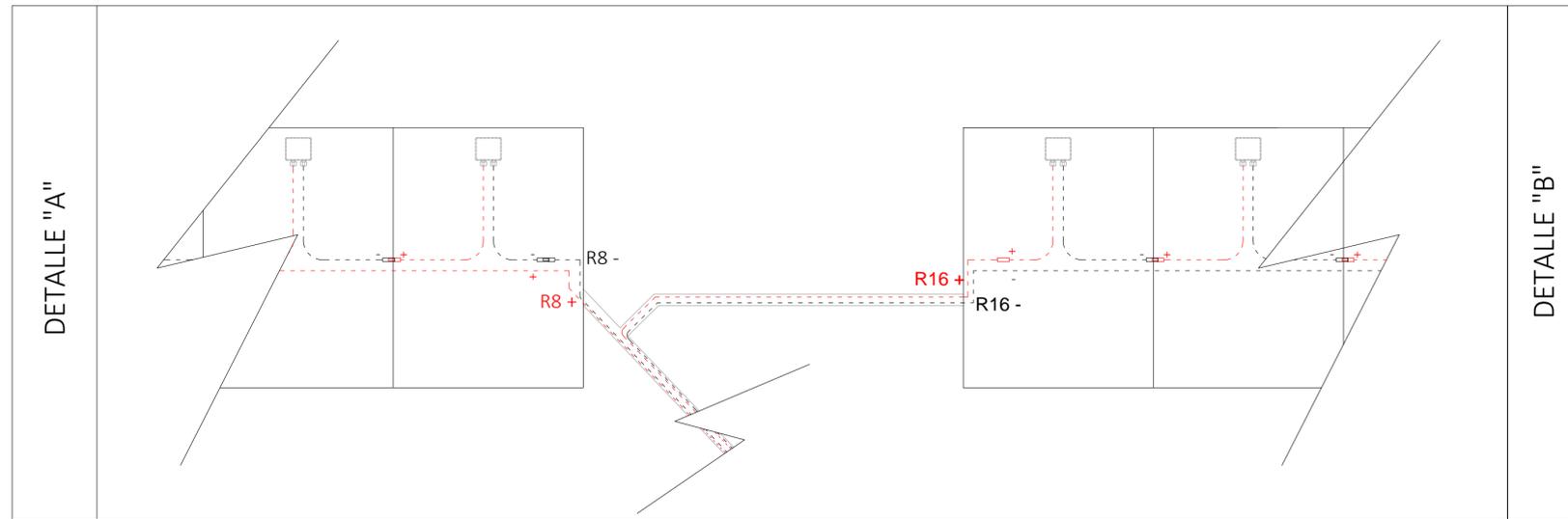
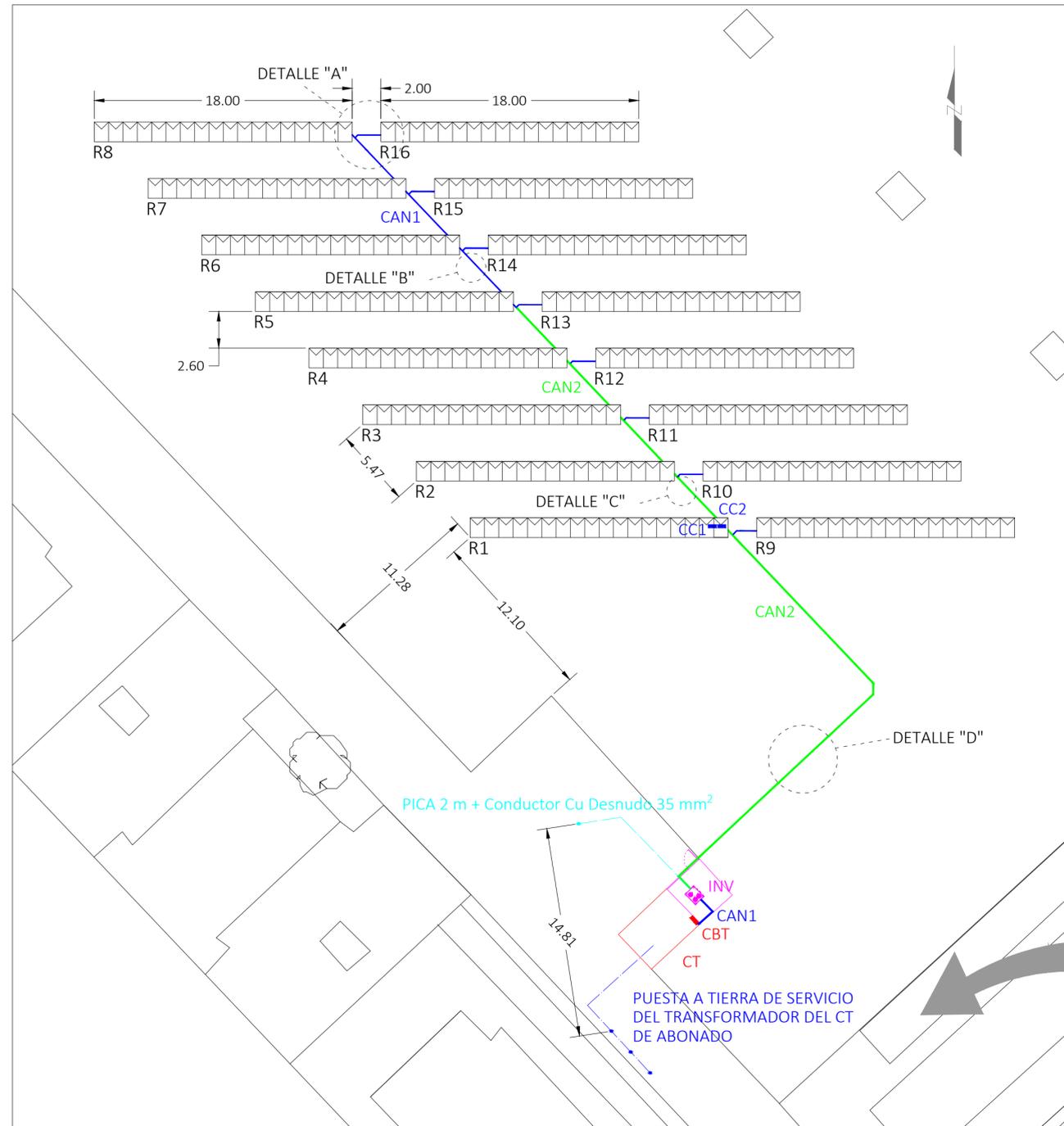
	$\beta=35^\circ; \alpha=0^\circ$			
	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,17	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42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

Porción Afectada	% Ocupación	Coefficiente	% Pérdidas Sombras
D13	25	0,00	0,000
B11	50	0,01	0,005
A9	50	0,13	0,065
A10	50	0,11	0,055
B12	50	0,02	0,010
D14	25	0,02	0,005
% Pérdidas Sombras			0,140
Pérdidas Sombras (%) = 0,140 % < 10 % (máximo permitido CTE)			



Punto	H1	H	D1	α (Acimut)	γ (Elevación)
1	13.00	10.00	55.66	120.00	3,09
2	13.00	10.00	59.19	111.00	2,90
3	13.00	10.00	31.75	11.00	5,40
4	13.00	10.00	25.83	0.00	6,62
5	13.00	10.00	38.62	-15.00	4,44
6	13.00	10.00	42.90	-6.00	4,00
7	13.00	10.00	56.80	-16.00	3,02
8	13.00	10.00	74.16	-90.00	2,32
9	13.00	10.00	55.58	-120.00	3,09
10	18.00	10.00	114.32	-6.00	4,00
11	18.00	10.00	102.64	-17.00	4,46
12	18.00	10.00	114.24	-20.00	4,01
13	16.00	10.00	156.93	-49.00	2,19
14	16.00	10.00	85.52	-58.00	4,01
15	16.00	10.00	107.43	-82.00	3,20

Proyecto					SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED INTERIOR PARA AUTOCONSUMO EN NUEVO HIPERMERCADO	
Denominación					CUMPLIMIENTO DEL CTE	
Dibujado	Fecha	Nombre	Firma	Promotor		
Comprob.	24/01/14	José Sánchez Martín	José Sánchez Martín Ingeniero Técnico Industrial			
Copia						
Escala	Situación			Plano nº		
1:2000	Avenida Ciudad de Linares s/n Úbeda (Jaén)			06		

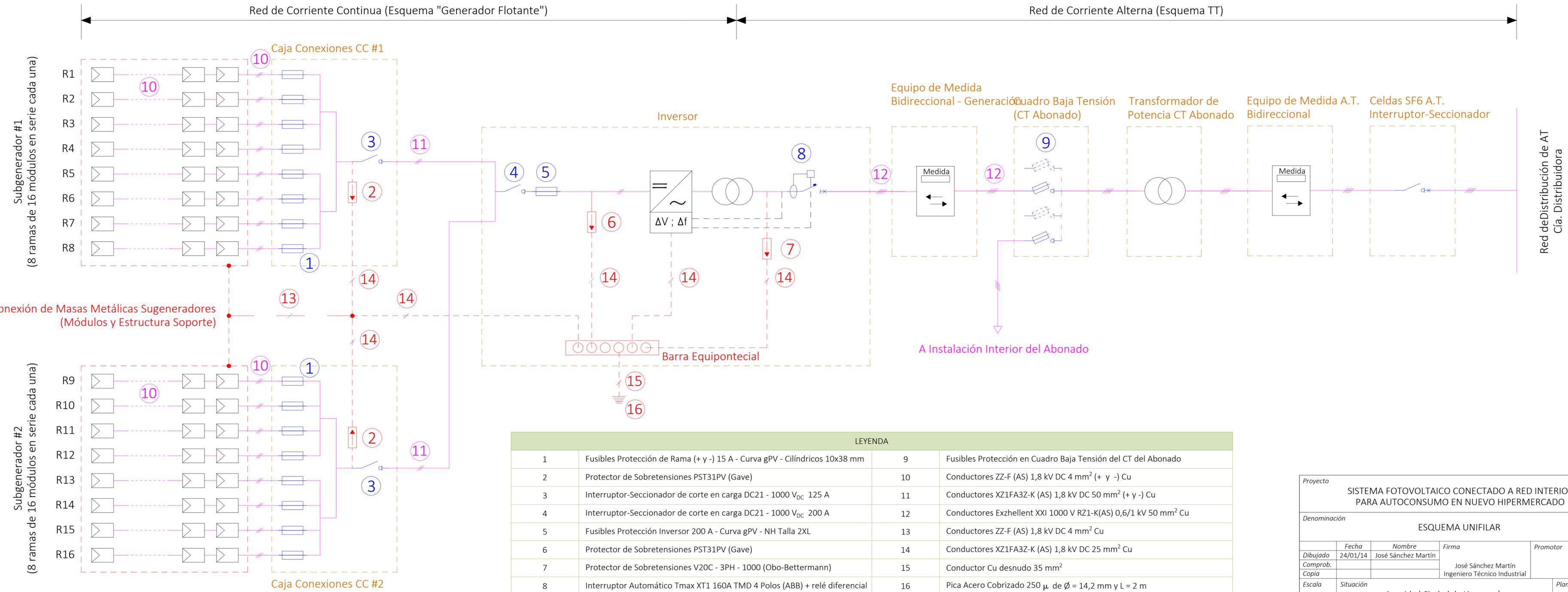


* Nota: Detalles sin escala



LEYENDA	
R1 ... R16	Nº de Rama de Módulos Fotovoltaicos
CC1	Caja de Conexiones de Corriente Continua #1
CC2	Caja de Conexiones de Corriente Continua #2
CAN1	Canalización Rejiband 35 x 60 mm
CAN2	Canalización Rejiband 35 x 100 mm
CBT	Cuadro de Baja Tensión del CT de Abonado
R8 +	Numeración Rama nº 8 - Conductor +
R8 -	Numeración Rama nº 8 - Conductor -
INV	Inversor SUNPOWER 70
CBT	Cuadro de Baja Tensión de Salida del Transformador
CT	Centro de Transformación del Abonado

Proyecto					SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED INTERIOR PARA AUTOCONSUMO EN NUEVO HIPERMERCADO	
Denominación					INSTALACIÓN ELÉCTRICA	
Dibujado	Fecha	Nombre	Firma	Promotor		
Comprob.	24/01/14	José Sánchez Martín	José Sánchez Martín	Ingeniero Técnico Industrial		
Copia						
Escala	Situación			Plano nº		
1:250	Avenida Ciudad de Linares s/n Úbeda (Jáen)			07		



LEYENDA			
1	Fusibles Protección de Rama (+ y -) 15 A - Curva gPV - Cilíndricos 10x38 mm	9	Fusibles Protección en Cuadro Baja Tensión del CT del Abonado
2	Protector de Sobretensiones PST31PV (Gave)	10	Conductores ZZ-F (AS) 1,8 kV DC 4 mm ² (+ y -) Cu
3	Interruptor-Sectionador de corte en carga DC21 - 1000 V _{DC} 125 A	11	Conductores XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC 50 mm ² (+ y -) Cu
4	Interruptor-Sectionador de corte en carga DC21 - 1000 V _{DC} 200 A	12	Conductores Exzhellent XXI 1000 V RZ1-K(AS) 0,6/1 kV 50 mm ² Cu
5	Fusibles Protección Inversor 200 A - Curva gPV - NH Talla 2XL	13	Conductores ZZ-F (AS) 1,8 kV DC 4 mm ² Cu
6	Protector de Sobretensiones PST31PV (Gave)	14	Conductores XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC 25 mm ² Cu
7	Protector de Sobretensiones V20C - 3PH - 1000 (Obo-Bettermann)	15	Conductor Cu desnudo 35 mm ²
8	Interruptor Automático Tmax XT1 160A TMD 4 Polos (ABB) + relé diferencial	16	Pica Acero Cobrizado 250 μ de Ø = 14,2 mm y L = 2 m

Proyecto				
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED INTERIOR PARA AUTOCONSUMO EN NUEVO HIPERMERCADO				
Denominación				
ESQUEMA UNIFILAR				
	Fecha	Nombre	Firma	Promotor
Dibujado	24/01/14	José Sánchez Martín	José Sánchez Martín Ingeniero Técnico Industrial	A
Comprob.				
Copia				
Escala	Situación			Plano nº
S / E	Avenida Ciudad de Linares s/n Úbeda (Jaén)			08

Riesgo de condiciones

5

INDICE

Capítulo 1. Objeto	4
Capítulo 2. Documentos que definen las obras	4
Capítulo 3. Condiciones Facultativas	4
3.1. Delimitación general de funciones técnicas	4
3.1.1. Técnica Facultativa	4
3.1.2. Contratista	5
3.2. Obligaciones y Derechos Generales del Contratista	6
3.2.1. Verificación de los documentos del proyecto	6
3.2.2. Plan de seguridad e higiene	6
3.2.3. Oficina en la obra	6
3.2.4. Presencia del contratista	7
3.2.5. Trabajos no estipulados expresamente	7
3.2.6. Interpretaciones, aclaraciones y modificaciones de los Documentos del Proyecto	8
3.2.7. Reclamaciones contra las órdenes de la Dirección Facultativa	8
3.2.8. Faltas de personal	8
Capítulo 4. Condiciones Económicas	9
4.1. Abono de la obra	9
4.2. Precios	9
4.3. Revisión de precios	9
4.4. Penalizaciones	9
4.5. Contrato	9
4.6. Responsabilidades	10
4.7. Rescisión de contrato	10
4.8. Liquidación en caso de rescisión del contrato	11
Capítulo 5. Condiciones Técnicas	11
5.1. Condiciones generales	11
5.1.1. Calidad de los materiales	11
5.1.2. Materiales que no constan en el proyecto	11
5.2. Disposiciones vigentes	11
5.3. Generalidades	12
5.4. Módulos fotovoltaicos	13
5.5. Estructura soporte	14
5.6. Inversor	15
5.7. Canalizaciones	16
5.8. Cableado	17
5.8.1. Designación de los de los cables de energía de baja tensión. Cables eléctricos de tensión asignada hasta 450/750 V	18
5.8.2. Designación de los cables de energía de baja tensión .Cables eléctricos de tensión asignada 0,6/1 kV	18
5.8.3. Colores de los cableados	19

5.9. Conexión a red.....	19
5.10. Protecciones	19
5.11. Medida de la energía	20
5.12. Puesta a tierra	20
5.13. Armónicos y compatibilidad electromagnética	20
5.14. Ejecución de las obras.....	20
5.17.1. Replanteo de la obra	20
5.17.2. Ejecución del trabajo	21
5.17.3. Estructura soporte de los módulos fotovoltaicos	21
5.17.4. Conexiones	21
5.15. Protección del Medio Ambiente	21
5.16. Recepción y pruebas	22
5.17. Mantenimiento	23
5.17.1. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento	23
5.17.2. Mantenimiento a realizar por el propietario	24
5.18. Garantías.....	24
5.18.1. Plazos	24
5.18.2. Condiciones económicas	25
5.18.3. Anulación de la garantía.....	25
5.18.4. Lugar y tiempo de la prestación	26

Capítulo 1. Objeto

El objeto de este pliego es la ordenación de las condiciones técnicas que han de regir en la ejecución, desarrollo, control y recepción de las obras relativas a la construcción de nuestra instalación solar fotovoltaica conectada a red interior en la cubierta de un centro comercial.

Así se fijarán los niveles técnicos y de la calidad exigible, precisando las intervenciones que corresponden, según el contrato y con arreglo a la Legislación aplicable a la Propiedad, al Contratista de la misma, a sus Técnicos y Encargados, así como las relaciones entre todos ellos y sus correspondientes obligaciones en orden al cumplimiento del contrato de obra.

Capítulo 2. Documentos que definen las obras

Los documentos contractuales que definen las obras y que la propiedad entregará al Contratista, son los Planos, Pliego de Condiciones, Presupuesto y Memoria, que se incluyen en el presente Proyecto, así como las condiciones que se establezcan en el contrato que se deberá suscribir.

El presente proyecto se refiere a una obra de nueva construcción, siendo por tanto susceptible a ser entregada al uso al cual se destina una vez finalizada la misma. Las órdenes e instrucciones de la Dirección Facultativa de las obras se incorporan al Proyecto como a interpretación, complemento o precisión de sus determinaciones. En cada documento, las especificaciones literales prevalecen sobre las gráficas y los planos, la cota prevalece sobre la medida a escala.

Cualquier cambio en el planteamiento de la Obra que implique un cambio sustancial respecto de lo proyectado deberá ponerse en conocimiento del proyectista o técnico competente para que lo apruebe, si procede, y redacte el oportuno proyecto reformado.

En caso de contradicción entre los Planos y el Pliego de Condiciones, prevalecerá lo prescrito en el primer documento. Lo mencionado en los Planos y omitido en el Pliego de Condiciones o viceversa, habrá de ser ejecutado como si estuviera expuesto en ambos documentos.

Capítulo 3. Condiciones Facultativas

3.1. Delimitación general de funciones técnicas

3.1.1. Técnica Facultativa

Corresponde al Técnico Facultativo del presente proyecto:

- Redactar los complementos o rectificaciones del proyecto que se precisen.

- Asistir a las obras, las veces que lo requiera su naturaleza y complejidad, con la finalidad de resolver las contingencias que se producen e impartir las órdenes complementarias que sean precisas para conseguir la correcta solución.
- Coordinar la intervención en la obra de otros técnicos que, en su caso, concurran a la dirección en función propia en aspectos parciales de su especialidad.
- Aprobar las certificaciones parciales de la obra, la liquidación final y asesorar al promotor en el acto de recepción.
- Planificar, a la vista del proyecto, del contrato y de la normativa técnica de aplicación el control de calidad y económico de las obras.
- Redactar cuando lo requiera el estudio de los sistemas adecuados a los riesgos del trabajo en la realización de la obra y aprobar el Plan de Seguridad e Higiene para la aplicación del mismo.
- Efectuar el replanteamiento de la obra y preparar el acta correspondiente, subscribiéndola en la unión del Contratista.
- Comprobar las instalaciones provisionales, medios auxiliares y sistemas de seguridad e higiene en el trabajo, controlando su correcta ejecución.
- Ordenar y dirigir la ejecución material con arreglo al proyecto, a las normas técnicas y a las reglas de la buena construcción.
- Realizar o disponer de las pruebas o ensayos de materiales, instalaciones y demás unidades de obra según las frecuencias muestras programadas en el plan de control, así como efectuar las demás comprobaciones que resulten necesarias para asegurar la calidad constructiva de acuerdo con el proyecto y la normativa técnica aplicable. De los resultados se informará puntualmente al Contratista, impartándole, en el correspondiente caso, las órdenes oportunas. De no resolverse la contingencia adoptará las medidas correspondientes.
- Realizar las medidas de obra ejecutada y dar conformidad, según las relaciones establecidas, a las certificaciones valoradas y a la liquidación de la obra.
- Suscribirse al certificado final de la obra.

3.1.2. Contratista

Corresponden al Contratista las siguientes funciones:

- Organizar los trabajos de construcción, redactar los planos de obras que se precisen y proyectar o autorizar las instalaciones provisionales y medios auxiliares de la obra.
- Elaborar, cuando sea necesario, el Plan de Seguridad e Higiene de la obra en aplicación del estudio correspondiente y disponer en todo caso de la ejecución de las medidas preventivas, vigilando por el cumplimiento y para la observación de la normativa vigente en materia de seguridad e higiene en el trabajo, en concordancia con las previstas en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el trabajo aprobada por O.M. 9-3-71.

- Suscribirse con el Director Técnico el acta de replanteamiento de la obra.
- Ostentar la prefectura de todo el personal que intervienen en la obra y coordinar las intervenciones de los subcontratistas.
- Asegurar la idoneidad de todos y cada uno de los materiales y elementos constructivos que se utilicen, comprobando los preparativos en la obra y rechazando, por iniciativa propia o por prescripción del Director Técnico, los materiales y/o suministros que no cuenten con las garantías o documentos de idoneidad requeridos por la normas de aplicación.
- Preparar las certificaciones parciales de la obra y la propuesta de liquidación final.
- Suscribirse con el Promotor las actas de recepción provisional y definitiva.
- Concertar el seguro de accidentes de trabajo y de daños a terceros durante la obra.
- Deberá de tener siempre en la obra un número proporcionado de obreros en la extensión de los trabajos.

3.2. Obligaciones y Derechos Generales del Contratista

3.2.1. Verificación de los documentos del proyecto

Antes de iniciar las obras, el Contratista consignará por escrito que la documentación aportada le resulta suficiente para la comprensión de la totalidad de la obra contratada o, en caso contrario, solicitará las aclaraciones pertinentes. El Contratista se sujetará a las Leyes, Reglamentos y Ordenanzas vigentes, así como a las que se dicten durante la ejecución de la obra.

3.2.2. Plan de seguridad e higiene

El Contratista, a la vista del Proyecto de Ejecución, conteniendo el Estudio de Seguridad e Higiene, presentará el Plan de Seguridad e Higiene de la obra a la aprobación del Técnico de la Dirección Facultativa.

3.2.3. Oficina en la obra

El Contratista habilitará en la obra una oficina o zona en la que existirá una mesa o tablero adecuado, en el cual se puedan entender o consultar los planos. A la comentada oficina habrá de tener siempre el Contratista a disposición de la Dirección Facultativa:

- El proyecto de Ejecución completo.
- La licencia de obras.
- El libro de Órdenes y Asistencias.
- El Plan de Prevenciones y Riesgos Laborales.
- El Libro de Incidencias.

- El Reglamento y Ordenanza de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
- La Documentación de los Seguros.

3.2.4. Presencia del contratista

El Contratista tiene la obligación de comunicar a la Propiedad la persona designada como delegada en la obra, la cual tendrá carácter de jefe, con dedicación plena y con facultades para representarla y adoptar en todo momento las disposiciones que compiten en la contrata.

El Pliego de Condiciones particular determinará el personal facultativo o especialista que el Contratista se obliga a mantener en la obra como mínimo y el tiempo de dedicación comprometido.

El incumplimiento de esta obligación o, en general, la falta de cualificación suficiente por parte del personal según la naturaleza de los trabajos, facultará a la Dirección Facultativa a ordenar la paralización de las obras, sin derecho a ninguna reclamación, hasta que se resuelva la deficiencia.

El jefe de la obra, por sí mismo o por medio de sus técnicos encargados, estará presente durante la jornada legal de trabajo y acompañará al Técnico Facultativo, a las visitas que haga en las obras, poniéndose a su disposición para la práctica de los reconocimientos que se consideren necesarios, suministrándole datos precisos para la comprobación de medidas y liquidaciones.

3.2.5. Trabajos no estipulados expresamente

Es obligación de la contrata ejecutar tanto como sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aunque no estén expresamente determinadas en los documentos del Proyecto, siempre y cuando, no se separen de la correcta interpretación, o disponga el Técnico Facultativo dentro de los límites de posibilidades que los presupuestos habiliten para cada unidad de obra y del tipo de ejecución.

El Contratista, de acuerdo con la Dirección Facultativa, entregará en el acto de la recepción provisional, los planos de todas las instalaciones ejecutadas en la obra, con las modificaciones o estado definitivo en las cuales hayan quedado.

El Contratista se compromete también a entregar las autorizaciones que preceptivamente han de expendirse a las Delegaciones Provinciales de Industria, etc..., y autoridades locales, para la puesta en servicio de las referidas instalaciones. Son también para tener en cuenta del Contratista, todos los arbitrajes, licencias municipales, vallas, alumbrado, multas, etc..., que ocasionen las obras desde el inicio hasta el final.

3.2.6. Interpretaciones, aclaraciones y modificaciones de los Documentos del Proyecto

Cuando se trate de aclarar, interpretar o modificar prospectos del Pliego de Condiciones o indicaciones de los planos o croquis, las órdenes e instrucciones correspondientes se comunicaran precisamente por escrito al Contratista, estando éste obligado a retornar los originales o las copias subscribiendo con su firma el conocimiento, que figurará al pie de todas las órdenes, avisos o instrucciones que reciba del Técnico Facultativo.

Cualquier reclamación que en contra de las disposiciones tomadas por éstos crea oportuno hacer el Contratista, tendrá que dirigirla, dentro del término de tres días, del que la haya dictado, el cual dará al Contratista el correspondiente recibo, si este lo solicitara.

El Contratista podrá requerir del Técnico Facultativo, las instrucciones o aclaraciones que se precisen para la correcta interpretación y ejecución de lo proyectado.

3.2.7. Reclamaciones contra las órdenes de la Dirección Facultativa

Las reclamaciones que el Contratista quiera hacer contra las órdenes o instrucciones pedidas por la Dirección Facultativa, solo podrán presentarse delante de la Propiedad, si son de orden económico y de acuerdo con las condiciones estipuladas en el Pliego de Condiciones correspondiente. Contra disposiciones de orden técnico del Ingeniero, no se admitirá ninguna reclamación, pudiendo el Contratista salvar su responsabilidad, si así lo cree oportuno, mediante una exposición razonada dirigida al Ingeniero, el cual podrá limitar su respuesta al acusamiento de lo recibido, que en todo caso será obligatorio para este tipo de reclamaciones.

3.2.8. Faltas de personal

Director Facultativo, en el supuesto caso de desobediencia a sus instrucciones, manifestación de incompetencia o negligencia grave que comprometan o perturben la marcha de los trabajadores podrá requerir el Contratista para que aparte de la obra al dependiente u operarios causantes de la perturbación.

El Contratista podrá subcontratar capítulos o unidades de obra a otros contratistas e industriales, con sujeción en el caso, a lo estipulado en el Pliego de Condiciones Particulares y sin perjuicio de sus obligaciones como Contratista general de la obra.

Capítulo 4. Condiciones Económicas

4.1. Abono de la obra

En el contrato se deberá fijar detalladamente la forma y plazos que se abonarán las obras. Las liquidaciones parciales que puedan establecerse tendrán carácter de documentos provisionales a buena cuenta, sujetos a las certificaciones que resulten de la liquidación final. No suponiendo, dichas liquidaciones, aprobación ni recepción de las obras que comprenden.

Terminadas las obras se procederá a la liquidación final que se efectuará de acuerdo con los criterios establecidos en el contrato.

4.2. Precios

El contratista presentará, al formalizarse el contrato, la relación de los precios de las unidades de obra que integran el proyecto, los cuales de ser aceptados tendrán valor contractual y se aplicarán a las posibles variaciones que pueda haber.

Estos precios unitarios, se entiende que comprenden la ejecución total de la unidad de obra, incluyendo todos los trabajos aún los complementarios y los materiales así como la parte proporcional de imposición fiscal, las cargas laborales y otros gastos repercutibles.

En caso de tener que realizarse unidades de obra no previstas en el proyecto, se fijará su precio entre el Técnico Director y el Contratista antes de iniciar la obra y se presentará a la propiedad para su aceptación o no.

4.3. Revisión de precios

En el contrato se establecerá si el contratista tiene derecho a revisión de precios y la fórmula a aplicar para calcularla. En defecto de esta última, se aplicará a juicio del Técnico Director alguno de los criterios oficiales aceptados.

4.4. Penalizaciones

Por retraso en los plazos de entrega de las obras, se podrán establecer tablas de penalización cuyas cuantías y demoras se fijarán en el contrato.

4.5. Contrato

El contrato se formalizará mediante documento privado, que podrá elevarse a escritura pública a petición de cualquiera de las partes. Comprenderá la adquisición de todos los materiales, transporte, mano de obra, medios auxiliares para la ejecución de la obra proyectada en el plazo

estipulado, así como la reconstrucción de las unidades defectuosas, la realización de las obras complementarias y las derivadas de las modificaciones que se introduzcan durante la ejecución, éstas últimas en los términos previstos.

La totalidad de los documentos que componen el Proyecto Técnico de la obra serán incorporados al contrato y tanto el contratista como la Propiedad deberán firmarlos en testimonio de que los conocen y aceptan.

4.6. Responsabilidades

El Contratista es el responsable de la ejecución de las obras en las condiciones establecidas en el proyecto y en el contrato. Como consecuencia de ello vendrá obligado a la desinstalación de lo mal ejecutado y a su reinstalación correcta sin que sirva de excusa el que el Técnico Director haya examinado y reconocido las obras.

El contratista es el único responsable de todas las contravenciones que él o su personal cometan durante la ejecución de las obras u operaciones relacionadas con las mismas.

También es responsable de los accidentes o daños que por errores, inexperiencia o empleo de métodos inadecuados se produzcan a la propiedad, a los vecinos o terceros en general.

El Contratista es el único responsable del incumplimiento de las disposiciones vigentes en la materia laboral respecto de su personal y por tanto los accidentes que puedan sobrevenir y de los derechos que puedan derivarse de ellos.

4.7. Rescisión de contrato

Se consideraran causas suficientes para la rescisión del contrato las siguientes:

- Muerte o incapacitación del Contratista.
- La quiebra del Contratista.
- Modificación del proyecto cuando produzca alteración en más o menos 25% del valor contratado.
- Modificación de las unidades de obra en número superior al 40% del original.
- La no iniciación de las obras en el plazo estipulado cuando sea por causas ajenas a la Propiedad.
- La suspensión de las obras ya iniciadas siempre que el plazo de suspensión sea mayor de seis meses.
- Incumplimiento de las condiciones del Contrato cuando implique mala fe.
- Terminación del plazo de ejecución de la obra sin haberse llegado a completar ésta.
- Actuación de mala fe en la ejecución de los trabajos.

- Destajar o subcontratar la totalidad o parte de la obra a terceros sin la autorización del Técnico Director y la Propiedad.

4.8. Liquidación en caso de rescisión del contrato

Siempre que se rescinda el Contrato por causas anteriores o bien por acuerdo de ambas partes, se abonará al Contratista las unidades de obra ejecutadas y los materiales acopiados a pie de obra y que reúnan las condiciones y sean necesarios para la misma.

Cuando se rescinda el contrato llevará implícito la retención de la fianza para obtener los posibles gastos de conservación del período de garantía y los derivados del mantenimiento hasta la fecha de nueva adjudicación.

Capítulo 5. Condiciones Técnicas

5.1. Condiciones generales

5.1.1. Calidad de los materiales

Todos los materiales que utilizaremos en dicha obra habrán de ser de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en las condiciones generales de rango técnico previstas en el Pliego de Condiciones u otras disposiciones vigentes referentes a materiales prototipos.

5.1.2. Materiales que no constan en el proyecto

Los materiales que no se hacen constar en el proyecto, pueden dar lugar a precios contradictorios, si por lo tanto ocurre así realmente, éstos reunirán las condiciones de bondad necesarias, a juicio de la Dirección Facultativa, no teniendo derecho a reclamación por parte del Contratista, en caso de existir estas condiciones.

5.2. Disposiciones vigentes

Todas las instalaciones que se ejecutan en el desarrollo del presente Proyecto, cumplirán en primer lugar los siguientes reglamentos:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (BOE nº 224 de 18/09/2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de Marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación y las exigencias básicas desarrolladas en su Documento Básico DB – HE de

Ahorro Energético (BOE nº 74 de 28/03/2006). Así como las correcciones posteriores del mismo.

- Orden de 26 de Marzo de 2007, por el que se aprueban las Especificaciones Técnicas de las Instalaciones Fotovoltaicas Andaluzas (BOJA nº 80 de 24/04/2007). Así como la Corrección de Errores e Instrucciones Técnicas Complementarias y Anexos I y II (BOJA nº 98 de 18/05/2007).
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de Noviembre (BOE nº 295 de 08/12/2011), por el que se regula la Conexión a Red de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica de Pequeña Potencia. Así como la Corrección de Errores del R.D. 1699/2011 de 11 de Febrero (BOE nº 36 de 11/02/2012).

5.3. Generalidades

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

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Las marcas comerciales nombradas en la memoria, son recomendaciones a título orientativo. La elección de las mismas queda como responsabilidad del instalador, en función de la disponibilidad, existencia en el momento de la ejecución o preferencia de trabajo del instalador.

Los materiales seleccionados cumplirán con todas las características de diseño y la normativa aplicable. En el caso de que no fuese posible elegir un componente que cumpla con los requisitos de este proyecto, será necesario el visto bueno del proyectista o de un técnico cualificado que evalúe su idoneidad y efecto en el resto de componentes.

La aceptación final de los materiales y componentes se realizará con la firma del propietario del presupuesto presentado por el contratista.

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

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

En la Memoria de Diseño o Proyecto se resaltarán los cambios que hubieran podido producirse respecto a la Memoria de Solicitud, y el motivo de los mismos. Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc... de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

5.4. Módulos fotovoltaicos

Todos los módulos cumplirán con las especificaciones UNE-EN-61.215 para módulos de silicio cristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, que lo acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo fotovoltaico lleva de manera claramente visible el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable en la fecha de fabricación.

Los módulos habrán de llevar diodos de derivación para evitar averías de las células y sus circuitos por sombreado parcial, con grado de protección IP61.

Los marcos laterales, serán de aluminio o acero inoxidable.

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, y con las mismas características de las células, incluidas las características físicas (color, dimensiones, etc...). Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que represente defectos de fabricación con roturas o manchas en cualquier de sus elementos así como la falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células. La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento o reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc...) para la desconexión de manera independiente y en ambos terminales, cualquiera que sea la rama.

En nuestro caso el modelo escogido será el del fabricante ISOFOTON, modelo ISF-250, que cumple lo anteriormente descrito, es un módulo de 250 W_p, con unas dimensiones de 1.667 x 994 x 45 mm, y un peso de 19 kg.

5.5. Estructura soporte

La estructura soporte deberá cumplir las especificaciones de este apartado. En caso contrario se deberá incluir en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto un apartado justificativo de los puntos objeto de incumplimiento y su aceptación deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por el CTE y demás normas aplicables.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas de viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el vigente CTE.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

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

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, cumpliendo lo especificado en el punto sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc...

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, garantizará todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37.501 y UNE 37.508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

5.6. Inversor

Será del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas del inversor serán las siguientes:

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

El inversor cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

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

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

Incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas del inversor serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10 % superiores a las STC. Además soportará picos de magnitud un 30 % superior a las STC durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- Tendrá un grado de protección mínima IP20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

El inversor deberá estar etiquetado con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión (V) y frecuencia (Hz) nominales de salida
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad y terminales

5.7. Canalizaciones

Se dispondrán bandejas tipo rejilla sin tapa del modelo REJIBAND del fabricante AEMSA o similares. Dichas rejillas cumplirán los requisitos exigidos por la norma europea UNE-EN-61.537 "Sistemas de bandejas y bandejas de escalera para la conducción de cables" y contarán con el marcado CE.

Las bandejas Rejiband se tratan de bandejas metálicas de varillas electrosoldadas con borde de seguridad, para evitar el dañado del cableado y del instalador. Con este tipo de bandejas se

ofrece la máxima ventilación y limpieza del cableado, proporcionando gran resistencia al sistema de canalización.

Con objeto de que nuestro sistema de canalizaciones cumpla la norma UNE-EN-61.537 con respecto a la resistencia a la corrosión, deberemos utilizar bandejas Rejiband de tipo "Galvanizado en Caliente (G.C.)", ya que este tipo de acabado es el apto para instalación al exterior con condiciones agresivas o húmedas.

La bandeja Rejiband posee una buena continuidad eléctrica entre tramos de bandeja, no obstante y como medida de seguridad, cada tramo de bandeja se dispondrá a tierra de forma independiente.

En todo momento se deberá respetar la capacidad de carga de cada tramo acorde a lo indicado por el fabricante y conforme a la norma UNE-EN-61.537, así como las recomendaciones del mismo en cuanto a soportes, curvas y accesorios a utilizar.

5.8. Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21.123.

Los cables utilizados para la interconexión de los módulos FV en cada una de los paneles estarán protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, UV, y condiciones ambientales de elevada temperatura ambiente.

Los cableados estarán adecuadamente etiquetados, identificados, de acuerdo con los esquemas eléctricos.

5.8.1. Designación de los de los cables de energía de baja tensión. Cables eléctricos de tensión asignada hasta 450/750 V

Los cables eléctricos aislados de tensión asignada hasta 450/750 V se designan según las especificaciones de la norma UNE 20.434 "Sistemas de designación de los cables".

Esta norma corresponde a un sistema armonizado (Documento de armonización HD 361 de CENELEC) y por lo tanto estas especificaciones son de aplicación en todos los países de la Unión Europea.

El sistema utilizado es una secuencia de símbolos en el que cada uno de ellos, según su posición, tiene un significado previamente establecido en la norma.

Nota: Al no estar armonizados los cables de tensión asignada 0,6/1 kV, este sistema de designación no le es de aplicación. Existen discrepancias y contradicciones entre ambos sistemas de designación, ya que el mismo símbolo puede tener significados distintos según se trate de un cable 450/750 V o un cable 0,6/1 kV.

Los cables de uso general en España cumplen las siguientes normas UNE:

- UNE 21.031: Cables de tensión asignada inferior o igual a 450/750 V, con aislamiento termoplástico.
- UNE 21.027: Cables de tensión asignada inferior o igual a 450/750 V, con aislamiento reticulado.
- UNE 21.153: Cables flexibles planos con cubierta de policloruro de vinilo.
- UNE 211.002: Cables de tensión asignada hasta 450/750 V con aislamiento de compuesto termoplástico de baja emisión de humos y gases corrosivos. Cables unipolares sin cubierta para instalaciones fijas.
- UNE-EN 50.214: Cables flexibles para ascensores y montacargas.

5.8.2. Designación de los cables de energía de baja tensión .Cables eléctricos de tensión asignada 0,6/1 kV

Los cables eléctricos aislados de tensión asignada 0,6/1 kV no están armonizados, por lo que tienen un sistema de designación basado en la norma UNE 20.434 (Documento de armonización HD 361 de CENELEC).

Para estos cables no existe una norma general de designación, sino que el sistema utilizado es una secuencia de símbolos en el que cada uno de ellos, según su posición, tiene un significado previamente establecido en la propia norma particular.

Existen algunas discrepancias y contradicciones entre ambos sistemas de designación, ya que el mismo símbolo puede tener significados distintos según se trate de un cable 450/750 V o un cable 0,6/1 kV.

5.8.3. Colores de los cableados

Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificables, especialmente por lo que respecta al conductor neutro y al conductor de protección. Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos. Cuando exista conductor neutro en la instalación o se prevea para un conductor de fase su pase posterior a conductor neutro, se identificarán éstos por el color azul claro. Al conductor de protección se le identificará por el color verde-amarillo. Todos los conductores de fase, o en su caso, aquellos para los que no se prevea su pase posterior a neutro, se identificarán por los colores marrón o negro.

Cuando se considere necesario identificar tres fases diferentes, se utilizará también el color gris.

En los circuitos trifásicos, cada fase deberá identificarse con un color diferente, utilizando los colores negro, marrón y gris. El reglamento establece también que en circuitos monofásicos la fase estará identificada por el color negro o marrón, independientemente de que estos circuitos se alimenten de fases distintas.

No obstante, cuando para facilitar la identificación, la instalación o el mantenimiento, se considere necesario distinguir entre diferentes circuitos de una instalación interior monofásica, se podrán utilizar el color negro, marrón o gris en los conductores de fase de los diferentes circuitos, siempre que en el proyecto se especifiquen los colores seleccionados para cada circuito.

Los cables unipolares de tensión 0,6/1 kV con aislamiento y cubierta no tienen aplicadas diferentes coloraciones, en este caso el instalador debe identificar los conductores mediante medios apropiados, como puede ser una etiqueta o argolla.

5.9. Conexión a red

Se cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión, concretamente el capítulo III del mismo.

5.10. Protecciones

Se cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión, concretamente el capítulo III del mismo, artículo 14.

5.11. Medida de la energía

Se cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión, concretamente el capítulo IV del mismo, artículo 18.

La medida consumos se realizará con equipos propios e independientes, que servirán de base para su facturación. Los contadores se deberán señalar de forma indeleble.

Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto los de entrada como los de salida de energía, serán precintados por la empresa distribuidora. El instalador autorizado sólo podrá abrir los precintos con el consentimiento escrito de la empresa distribuidora. No obstante, en caso de peligro pueden retirarse los precintos sin consentimiento de la empresa eléctrica; siendo en este caso obligatorio informar a la empresa distribuidora con carácter inmediato.

Además de las prescripciones anteriores, los equipos de medida deberán cumplir con todas las especificaciones de la compañía distribuidora.

5.12. Puesta a tierra

Se cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión, concretamente el capítulo III del mismo, artículo 15.

5.13. Armónicos y compatibilidad electromagnética

Se cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión, concretamente el capítulo III del mismo, artículo 16.

5.14. Ejecución de las obras

5.14.1. Replanteo de la obra

Antes de comenzar las obras, se realizará el replanteo de las mismas, con especial interés en los puntos singulares, detallando la situación de los puntos de anclaje de la estructura de soporte en la cubierta, distribución de los módulos, canalizaciones, cajas de conexiones, etc..., de manera que se fije completamente la ubicación de todas las instalaciones antes de comenzar las obras.

5.14.2. Ejecución del trabajo

Durante el transcurso de las obras se realizará, entre otras cosas, las siguientes comprobaciones:

- Comprobación de los distintos equipos, tales como módulos, inversor, equipos auxiliares y conductores.
- Comprobación de la calidad y alineamiento de los soportes y estructuras, pernos de anclaje, tuercas y arandelas, etc...
- Verificación de la alineación, orientación, altura y nivelación de los equipos, teniendo en cuenta el entorno en el que se ubican.
- Comprobación de la instalación y estética general.

Corresponde al contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberá realizarse conforme a criterios de calidad reconocidos.

5.14.3. Estructura soporte de los módulos fotovoltaicos

Es responsabilidad del instalador la fijación de las estructuras soporte de sujeción de los módulos fotovoltaicos a la cubierta del centro comercial, su cálculo e instalación.

5.14.4. Conexiones

Todas las conexiones de los conductores entre sí y con los aparatos y dispositivos se efectuarán mediante conectores con la protección IP adecuada al ambiente en el que se encuentren.

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado.

Los conductores desnudos, preparados para efectuar una conexión estarán limpios, carentes de toda materia que impida un buen contacto, y sin daños sobre el conductor a la hora de quitar el revestimiento del cable. En ningún caso será admitido un empalme por simple retorcimiento empleándose para ello fichas, petacas y demás dispositivos existentes en el mercado.

5.15. Protección del Medio Ambiente

En el proceso de instalación de los equipos se observarán, además de todas las normas ambientales aplicables, las medidas necesarias para la correcta gestión de los residuos

generados, que serán por cuenta en su totalidad del contratista, debiendo declarar por escrito al Ayuntamiento todos los residuos peligrosos generados al finalizar los trabajos.

Se observarán todas las medidas preventivas necesarias para respetar el medio ambiente circundante al ámbito de actuación (flora, fauna, aguas, suelos, calidad del aire, etc...). En caso de observarse daños en fauna, flora, contaminación de suelo, aire o agua, o derroche de agua, será obligatorio restaurar el medio ambiente afectado, independientemente del expediente sancionador correspondiente al que hubiera lugar.

5.16. Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar.

Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este Pliego de Condiciones, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

5.17. Mantenimiento

5.17.1. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años realizado por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes. Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

El mantenimiento implicará, como mínimo, las revisiones indicadas en el documento Anexo V del presente proyecto.

El Plan de mantenimiento preventivo debe incluir como mínimo los siguientes aspectos:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc...
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc...
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc...

El Plan de mantenimiento correctivo debe incluir todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil, incluyendo:

- La visita a la instalación cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación, en un plazo máximo de 24 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.
- El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- 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.

5.17.2. Mantenimiento a realizar por el propietario

Sin menoscabo de lo que indique el instalador autorizado, sería conveniente que como mínimo, el propietario realizase las siguientes de mantenimiento preventivo:

- Supervisión general: Comprobación general de que todo está funcionando correctamente. Para ello basta observar los indicadores de los inversores, con lo que se comprueba que el inversor recibe energía del campo solar y genera corriente alterna.
- Limpieza: Eliminación de hierbas, ramas, objetos o suciedad que proyecten sombras sobre las células fotovoltaicas.
- Verificación visual del campo fotovoltaico: Comprobación de eventuales problemas en las fijaciones de la estructura sobre el edificio, aflojamiento de tornillos, aparición de zonas de oxidación, etc...
- Verificación de las medidas: La verificación periódica de las cifras de electricidad generada nos permitirá detectar bajadas imprevistas de producción, que serían síntoma de un mal funcionamiento. La producción queda registrada en el contador de venta de electricidad que mensualmente hay que anotar para la emisión de la correspondiente factura. El balance mensual, aunque varía a lo largo del año, se mantiene en torno a un máximo y un mínimo que se debe conocer, por lo que se podrá detectar rápidamente una bajada no habitual de producción, lo cual podría indicar que se está produciendo un mal funcionamiento.

5.18. Garantías

5.18.1. Plazos

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de 3 años como mínimo, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 10 años como mínimo, contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional. No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenderse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

Sin perjuicio de una 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 concederá 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 entrega de la instalación.

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.

5.18.2. Condiciones económicas

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos los siguientes gastos: 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.

5.18.3. Anulación de la garantía

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

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

5.18.4. Lugar y tiempo de la prestación

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de 24 horas y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 48 horas, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

Úbeda, Febrero de 2.014

Fdo.: José Sánchez Martín
Ingeniero Técnico Industrial en Electricidad

estado de mediciones

6

INDICE

Capítulo 1. Estado de Mediciones.....	3
---------------------------------------	---

Capítulo 1. Estado de Mediciones

CAPÍTULO 01 GENERADOR FOTOVOLTAICO

01.01	Ud. ESTRUCTURA SOLARFAMULUS 9 MODULOS	32,00
01.02	Ud. MODULO FOTOVOLTAICO ISOFOTÓN ISF-250	288,00

CAPÍTULO 02 INVERSOR

02.01	Ud. INVERSOR INGECON SUN POWER 70	1,00
-------	---	------

CAPÍTULO 03 CUADROS ELÉCTRICOS

03.01	Ud. CAJA DE CONEXIONES CC	2,00
-------	---------------------------------	------

CAPÍTULO 04 CABLEADO Y CANALIZACIONES

04.01	MI. CIRCUITO MÓDULOS - CAJAS DE CONEXIONES CC	372,00
04.02	MI. CIRCUITO CAJAS DE CONEXIONES CC - INVERSOR	76,00
04.03	MI. CIRCUITO INVERSOR - CUADRO BAJA TENSIÓN	10,00
04.04	MI. BANDEJA REJILLA 60x35 mm	43,00
04.05	MI. BANDEJA REJILLA 100x35 mm	67,00
04.06	MI. PUESTA A TIERRA SISTEMA FOTOVOLTAICO	1,00

CAPÍTULO 05 VERIFICACIÓN Y PUESTA EN MARCHA

05.01	Ud. VERIFICACIÓN	1,00
05.02	Ud. PUESTA EN MARCHA	1,00

Úbeda, Febrero de 2.014

Fdo.: José Sánchez Martín
Ingeniero Técnico Industrial en Electricidad

presupuesto



INDICE

Capítulo 1. Cuadro de Precios.....	3
1. Cuadro de Precios Unitarios	3
1.1. Mano de obra	3
1.2. Materiales.....	3
1.3. Maquinaria	4
1.4. Resumen.....	4
2. Cuadro de Precios Descompuestos.....	4
Capítulo 2. Resumen de Presupuesto	8

Capítulo 1. Cuadros de Precios

A continuación se exponen el correspondiente Cuadro de Precios Unitarios y Cuadro de Precios Descompuestos.

1. Cuadro de Precios Unitarios

1.1. Mano de obra

<i>CODIGO</i>	<i>CANTIDAD</i>	<i>UD</i>	<i>RESUMEN</i>	<i>PRECIO</i>	<i>IMPORTE</i>
A0122000	7	H.	OFICIAL 1º ALBAÑIL	18,37	128,59
A012H000	350,80	H.	OFICIAL 1º ELECTRICISTA	18,98	6.658,18
A013H000	323,80	H.	AYUDANTE ELECTRICISTA	17,08	5.530,50
A010T000	24	H.	INGENIERO TECNICO INDUSTRIAL	32,20	772,80

1.2. Materiales

<i>CODIGO</i>	<i>CANTIDAD</i>	<i>UD</i>	<i>RESUMEN</i>	<i>PRECIO</i>	<i>IMPORTE</i>
CACOC8R	2	Ud.	CAJA CONEXIONES CC 8 RAMAS	1.225,00	2.450,00
ESSOFA9M	32	Ud.	ESTRUCTURA SOLAR FAMULUS 9 MODULOS VERT.	72,00	2.304,00
GCESXZ1FA3Z 50	152	MI.	CABLE G.C. EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K(AS) 1x 50 mm ² CU	6,90	1.048,80
GCESZZ4MM2	1.064	MI.	CABLE G.C. EXZHELLENT SOLAR ZZ-F(AS) 1,8 kV 1x 4 mm ² CU	0,87	925,68
GCRZ1K50	20	MI.	CABLE G.C. EXZHELLENT XXI RZ1-K(AS) 1x 50 mm ² CU	6,90	87,00
GCXZ1FA3ZK2 5	92	MI.	CABLE G.C. EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K(AS) 1x 25 mm ² CU	3,85	354,20
INSUPO70	1	Ud.	INVERSOR SUN POWER 70	23.460,00	23.460,00
MFISF250	288	Ud.	MODULO FOTOVOLTAICO ISF-250	317,00	91.296,00
REJ100X35	67	MI.	REJIBAND 100x35 mm G.C.	3,04	203,68
REJ60X35	43	MI.	REJIBAND 60x35 mm G.C.	3,20	137,60
D0701641	0,50	m ³ .	MORTERO 1/6 PREP.CEMENTO GRIS	75,70	37,85
T05BT3008	1	Ud.	TERMINAL CU POR PRESIÓN 35 mm ²	0,26	0,26
BG380900	12	MI.	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO, UNIPOLAR DE SECCIÓN 1x 35 mm ²	1,29	15,48
BGD13220	1	Ud.	PICA AC-CU L=2m Ø=14,6mm	14,52	14,52

1.3. Maquinaria

CODIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	IMPORTE
C1503500	6,62	H.	CAMION GRÚA 5 Tn	46,97	310,94
C2001000	3	H.	MARTILLO ROMPEDOR MANUAL	3,62	10,86

1.4. Resumen

MANO DE OBRA	13.092,11
MATERIALES	122.335,07
MAQUINARIA	321,96
OTROS	973,19
TOTAL	136.482,80

2. Cuadro de Precios Descompuestos

CÓDIGO RESUMEN UDS LONGITUD ANCHURA ALTURA PARCIALES CANTIDAD PRECIO IMPORTE

CAPÍTULO 01 GENERADOR FOTOVOLTAICO

01.01 Ud. ESTRUCTURA SOLARFAMULUS 9 MODULOS

Ud. de Suministro, acopio e instalación de estructura para 9 módulos fotovoltaicos en posición vertical, modelo SolarFamulus de Conergy, apta para su disposición sobre suelo o cubiertas, fabricada con perfiles de aluminio extruido y tornillería de acero inoxidable. Incluso anclaje a cubierta de hormigón. Estructura con marcado CE y fabricada e instalada según exigencias de la Unión Europea y normativa Española.

32,00 196,69 6.294,08

01.02 Ud. MODULO FOTOVOLTAICO ISOFOTÓN ISF-250

Ud. Suministro, acopio e instalación de módulo fotovoltaico modelo ISF-250 de ISOFOTON, de Silicio Monocristalino de 250 W de potencia nominal, compuesto por 60 células de 156 mm en disposición 6x10, con vidrio de alta transmisividad, texturado y templado de 3,2 mm de espesor (EN-12150), marco de aluminio anodizado, caja de conexión IP65 con 3 diodos bypass. Modulo homologado por TÜV Rheinland (IEC 60904-9), con certificado CE y fabricado con materiales reciclables.

288,00 329,08 94.775,04

TOTAL CAPÍTULO 01 GENERADOR FOTOVOLTAICO 101.069,12

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
--------	---------	-----	----------	---------	--------	-----------	----------	--------	---------

CAPÍTULO 02 INVERSOR

02.01 Ud. INVERSOR INGECON SUN POWER 70

Ud. Inversor trifásico, apto para su instalación en interior y para conexión a red de instalaciones en cubierta de mediana potencia, con avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), capaz de soportar huecos de tensión. Con marcado CE. Inversor con una potencia de entrada de 73 kWp. Equipado con las protecciones internas siguientes:

- Aislamiento galvánico entre las partes DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas a la salida AC.
- Fallos de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Seccionador DC.
- Fusibles DC.
- Seccionador Magnetotérmico AC.
- Descargadores de sobretensiones DC y AC tipo 2.
- Protección de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um).
- Protección contra sobretemperaturas.
- Controlador de aislamiento de la parte de corriente continua.

El inversor cumple con lo indicado en el CTE DB-HE 5. Con grado de protección contra agentes externos IP20, según lo definido para este grado de protección en la norma IEC60529. Totalmente instalado, conexionado y comprobado.

1,00	23.970,88	23.970,88
------	-----------	-----------

TOTAL CAPÍTULO 01 GENERADOR FOTOVOLTAICO 23.970,88

CAPÍTULO 03 CUADROS ELÉCTRICOS

03.01 Ud. CAJA DE CONEXIONES CC

Ud. Suministro e instalación de Caja de Conexiones de Corriente Continua (CC) apta para la entrada y protección de 8 ramas de generación fotovoltaica, con una tensión máxima de entrada de 1000 V y una intensidad de entrada de cortocircuito de 125 A. Fabricada por una envolvente de doble aislamiento según EN 60439-1, de material higroscópico autoextinguible adecuado para uso exterior, de elevada resistencia a la polución y a la corrosión, con tapa transparente de policarbonato. Equipado con portafusibles Solartec 1000V DC y fusibles SolarPV de 15A de GAVE tanto de las entradas positivas como negativas, protector de sobretensiones de Clase C (Tipo 2) PST31PV de GAVE, así como interruptor-seccionador de corte omnipolar de 125A modelo 55DC, categoría de empleo DC-21 1000V. Conforme a las normas IEC 60634-7-712, UNE 2460-7-712, IEC 943-7-3, IEC 61643-11 y EN 60439-1. Con grado de protección IP 55. De dimensiones 380x570x185 mm. Totalmente instalado, conexionado y comprobado.

2,00	1.291,94	2.583,88
------	----------	----------

TOTAL CAPÍTULO 03 CUADROS ELÉCTRICOS 2.583,88

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 04 CABLEADO Y CANALIZACIONES									
04.01	MI. CIRCUITO MÓDULOS - CAJAS DE CONEXIONES CC MI. Suministro e instalación de cables de interconexión entre módulos y cajas de conexiones de corriente continua, ejecutada con conductores unipolares Exzhellent Solar ZZ-F (AS) 1,8 kV DC de 4 mm ² de sección nominal, en montaje superficial sobre estructura solar y sobre en bandeja tipo rejilla. Incluso p/p de conectores MC4 macho-hembra y elementos de soporte. Totalmente terminada la unidad de longitud ejecutada y conexionado.						372,00	9,70	3.370,32
04.02	MI. CIRCUITO CAJAS DE CONEXIONES CC - INVERSOR MI. Suministro e instalación de cables de interconexión entre cajas de conexiones de corriente continua e inversor, ejecutada con conductores unipolares Exzhellent Solar XZ1FA3Z-K(AS) 1,8 kV DC de 50 mm ² de sección nominal. Totalmente terminada la unidad de longitud ejecutada y conexionado.						38,00	34,92	1.326,96
04.03	MI. CIRCUITO INVERSOR - CUADRO BAJA TENSIÓN MI. Suministro e instalación de cables de interconexión entre inversor y cuadro de baja tensión, ejecutada con conductores unipolares Exzhellent XXI RZ1-K(AS) de 50 mm ² de sección nominal. Totalmente terminada la unidad de longitud ejecutada y conexionada.						10,00	20,01	200,10
04.04	MI. BANDEJA REJILLA 60x35 mm MI. Suministro y montaje de Bandeja de rejilla tipo Rejiband, marca PEMSA, fabricada con varillas de diámetro 4 mm electrosoldadas de acero al carbono según UNE 10016-2:94 (prox. UNE-EN ISO 16120), dimensiones 35x60 mm, ref. 60231060 con borde de seguridad, certificado de ensayo de resistencia al fuego E90, según DIN 4102-12, marcado N de AENOR, y acabado anticorrosión Galvanizado en Caliente según UNEEN-ISO 1461-99, con espesor medio de la capa protectora de 70 micras. Incluso parte proporcional de soportes Omega o Reforzados, originales de PEMSA, y otros accesorios necesarios. Todo ello acorde con la norma UNE-EN-61537 según Marcado N de AENOR.						43,00	11,67	501,81
04.05	MI. BANDEJA REJILLA 100x35 mm MI. Suministro y montaje de Bandeja de rejilla tipo Rejiband, marca PEMSA, fabricada con varillas de diámetro 4.0 mm electrosoldadas de acero al carbono según UNE 10016-2:94 (prox. UNE-EN ISO 16120), dimensiones 100x35 mm, ref. 60231100 con borde de seguridad, certificado de ensayo de resistencia al fuego E90, según DIN 4102-12, marcado N de AENOR, y acabado anticorrosión Galvanizado en Caliente según UNEEN-ISO 1461-99, con espesor medio de la capa protectora de 70 micras. Incluso parte proporcional de soportes Omega o Reforzados, originales de PEMSA, y otros accesorios necesarios. Todo ello acorde con la norma UNE-EN-61537 según Marcado N de AENOR.						67,00	11,36	761,12

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
04.06	MI. PUESTA A TIERRA SISTEMA FOTOVOLTAICO MI. Suministro e instalación de puesta a tierra de sistema fotovoltaico, ejecutado con conductores de 4 mm ² en el generador fotovoltaico y 25 mm ² en las líneas de interconexión entre cajas de conexiones de corriente continua e inversor. Incluso p/p de cajas de conexión, terminales, etc... Incluso ayudas de albañilería para línea de enlace a tierra desde el inversor a pica de acero cobrizado, incluida la misma y el conductor de cobre desnudo de 35 mm ² entre inversor y pica. Totalmente terminado y conexionado.						1,00	1.861,66	1.861,66
TOTAL CAPÍTULO 04 CABLEADO Y CANALIZACIONES									8.021,97
CAPÍTULO 05 VERIFICACIÓN Y PUESTA EN MARCHA									
05.01	Ud. VERIFICACIÓN Ud. Verificación del funcionamiento, parámetros y mediciones del sistema fotovoltaico una vez instalado y terminado, realizado por un Técnico competente y la ayuda de un Oficial 1 ^a Electricista.						1,00	409,44	409,44
05.02	Ud. PUESTA EN MARCHA Ud. Puesta en Marcha de la Instalación Fotovoltaica, acorde a las normativas actuales.						1,00	667,04	667,04
TOTAL CAPÍTULO 05 VERIFICACIÓN Y PUESTA EN MARCHA									1.076,48
TOTAL.....									136.722,33

Capítulo 2. Resumen de Presupuesto

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
01	GENERADOR FOTOVOLTAICO	101.069,12	73,92
02	INVERSOR	23.970,88	17,53
03	CUADROS ELÉCTRICOS.....	2.583,88	1,89
04	CABLEADO Y CANALIZACIONES	8.021,97	5,87
05	VERIFICACIÓN Y PUESTA EN MARCHA	1.076,48	0,78
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL		136.722,33	
	13,00 % Gastos generales.....	17.773,90	
	6,00 % Beneficio industrial.....	8.203,34	
	SUMA DE G.G. y B.I.	25.977,24	
	21,00 % I.V.A.	34.166,91	
TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA		196.866,48	
TOTAL PRESUPUESTO GENERAL		196.866,48	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de CIENTO NOVENTA Y SEIS MIL OCHOCIENTOS SESENTA Y SEIS EUROS con CUARENTA Y OCHO CÉNTIMOS de EURO.

Úbeda, Febrero de 2.014

Fdo.: José Sánchez Martín
Ingeniero Técnico Industrial en Electricidad

estudios con
entidad propia

8

INDICE

Capítulo 1. Estudio de Impacto Ambiental	3
1. Introducción.....	3
2. Análisis del ciclo de vida	3
3. Acciones y residuos susceptibles de producir impacto ambiental	5
3.1. Fase de fabricación de materiales.....	5
3.2. Fase de construcción.....	5
3.3. Fase de explotación	5
3.4. Fase de desmantelamiento	5
4. Identificación y valoración de impactos	5
4.1. Fase de fabricación de materiales.....	5
4.2. Fase de construcción.....	6
4.3. Fase de explotación	8
4.4. Fase de desmantelamiento	9
5. Medidas preventivas y correctivas	9
5.1. Corrección del impacto atmosférico.....	10
5.2. Corrección del impacto sobre el paisaje.....	10
6. Sostenibilidad energética del proyecto	11
7. Emisiones	11
7.1. Cálculo de Emisiones Generadas	12
7.2. Cálculo de Emisiones Evitadas	15
7.3. Reducción Estimada de Emisiones de CO ₂	15
7.4. Reducción Estimada de Consumo Energético	16

Capítulo 1. Estudio de Impacto Ambiental

1. Introducción

El objetivo principal de este estudio es identificar y valorar los efectos que puede tener el proyecto de una instalación solar fotovoltaica de conexión a red sobre el medio en que está previsto implantarla. La estimación de dichos efectos servirá para poder minimizar, controlar o incluso anular los impactos ambientales negativos, a la vez que se potenciarán en lo posible los aspectos en los que el proyecto pueda resultar positivo para el medio que lo rodea.

La energía solar fotovoltaica, como fuente de energía renovable, representa una fórmula energética radicalmente más respetuosa con el medio ambiente que las energías convencionales debido a que se dispone de recursos inagotables, a escala humana, para cubrir las necesidades energéticas.

Las principales cargas ambientales se producen en las operaciones extractivas de las materias primas, aunque la mayor parte de las células fotovoltaicas que se fabrican en la actualidad son de silicio - material obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante, y del que no se requieren cantidades significativas-, así como en el proceso industrial de fabricación de las células y módulos fotovoltaicos y de la estructura de montaje. En la fase de uso, las cargas ambientales son prácticamente despreciables y no implican emisiones de productos tóxicos, ya que sólo suponen ligeras tareas manuales de limpieza y supervisión.

En el medio físico no existen afecciones sobre la calidad del aire ni sobre los suelos, no provocándose ruidos ni afectándose tampoco a la hidrología existente, aunque hay que tener especial cuidado con los impactos que se puedan derivar de una mala gestión de los módulos fotovoltaicos una vez agotada su vida útil, implementando estrategias de reciclado y reutilización de los materiales que constituyen el módulo fotovoltaico.

El principal impacto sobre el medio físico es el del efecto visual sobre el paisaje, susceptible de ser enmascarado o reducido en la mayoría de las instalaciones, para lo cual debe buscarse una integración respetuosa con el medio ambiente y los edificios. Respecto al medio biótico, no existen efectos significativos sobre flora y fauna.

2. Análisis del ciclo de vida

La vida útil de una planta fotovoltaica, la define la vida útil de sus componentes, principalmente el generador o módulo fotovoltaico, que constituye más del 50% del valor de la instalación. El mantenimiento es escaso, pero necesario para una vida más larga de la instalación.

Los módulos tienen una vida esperada de más de 40 años, aunque los fabricantes dan como periodo garantizado de generación de potencia, entre 25 y 30 años. Esta garantía se refiere a

que se asegura que, los módulos darán una potencia superior al 80%, de la especificada inicialmente en el momento de la compra.

Centrándonos principalmente en los módulos fotovoltaicos, podemos observar que principalmente generan emisiones en la fase de fabricación, sobretodo indirectamente, por la energía invertida. Una vez amortizada la inversión energética, la energía producida no generará más emisiones, evitando así las que se podrían generar utilizando otra tecnología.

La vida útil de los restantes elementos que componen la planta fotovoltaica, inversores y medidores, así como los elementos auxiliares, cableado, canalizaciones, cajas de conexión, etc..., es la vida útil típica de todo equipo electrónico y material eléctrico, la cual es compatible con la larga vida útil del generador fotovoltaico, con el adecuado mantenimiento.

La vida del proyecto se divide en cuatro fases bien diferenciadas: fabricación de materiales, la construcción del sistema fotovoltaico, el funcionamiento y el desmantelamiento.

En la fase de fabricación de materiales nos centraremos principalmente en la producción de módulos fotovoltaicos, debido a que es el proceso más contaminante. Los paneles fotovoltaicos están formados por módulos de silicio, la producción de éstos representan la agresión al medio más importante de todo el ciclo de vida del parque. El silicio es el semiconductor más abundante de la corteza terrestre, a causa de su sensible banda electromagnética debe ser obtenido con el grado más puro posible por la desintegración del cuarzo en hornos eléctricos que trabajan a altas temperaturas. Pero el silicio utilizado para estas aplicaciones es aquél inservible para la industria electrónica, se aprovechan, por lo tanto, los subproductos de las extracciones mineras destinadas principalmente a los circuitos electrónicos.

La segunda fase del proyecto es la construcción del sistema fotovoltaico, incluyéndose en esta etapa la instalación de la estructura soporte, la colocación de módulos fotovoltaicos, y la construcción de los elementos necesarios para el funcionamiento del sistema.

La fase de funcionamiento comprende desde el inicio de la venta y/o utilización in situ de la energía generada hasta su fin.

Como anteriormente se ha comentado, se espera que la instalación asegure una producción del 80% en comparación al momento de la compra, al menos durante 30 años, aunque no se descarta que se prolongue la vida útil de la instalación.

La última fase del proyecto es el desmantelamiento, en la cual se realiza la deconstrucción del sistema, el tratamiento de residuos. Se prevé por tanto que tanto los módulos fotovoltaicos como la estructura soporte se reciclen, siendo materias primas para la elaboración de módulos fotovoltaicos y acero, respectivamente. El proceso de reciclaje y su posterior uso, puede cambiar en el futuro, debido a los posibles avances tecnológicos.

3. Acciones y residuos susceptibles de producir impacto ambiental

Se detalla una relación de todas las acciones, inherentes al proyecto, susceptibles de producir un impacto sobre el entorno, mediante un examen de las diferentes fases del proyecto.

3.1. Fase de fabricación de materiales

- Energía necesaria para la producción de materiales, principalmente módulos fotovoltaicos.

3.2. Fase de construcción

- Ocupación de la cubierta.
- Emisión de sólidos.
- Emisión de ruidos.
- Introducción de elementos ajenos al entorno.
- Molestias generales en obras.
- Aumento del riesgo de incendios.
- Producción de sobrantes y residuos.

3.3. Fase de explotación

- Introducción de elementos ajenos al entorno.
- Labores de mantenimiento.
- Aumento del riesgo de incendios.
- Impacto visual.

3.4. Fase de desmantelamiento

- Emisión de sólidos.
- Emisión de ruidos.
- Molestias generales en obras.
- Producción de sobrantes y residuos.

4. Identificación y valoración de impactos

4.1. Fase de fabricación de materiales

El proceso de elaboración de las células fotovoltaicas exige una gran cantidad de energía eléctrica, procedente generalmente de una generación eléctrica con una fuerte componente térmica y nuclear.

La generación eléctrica con fuentes de energías renovables no emite CO₂ durante la fase de operación de las instalaciones de producción. No obstante, considerado todo el ciclo de vida del kilovatio hora de origen renovable, existen emisiones de CO₂ en las fases de fabricación, transporte o instalación de los equipos, por lo que el balance global es positivo aunque siempre inferior al de la generación eléctrica con fuentes convencionales.

El impacto principal se produce en las operaciones extractivas de las materias primas, ya que aunque la mayoría de las células fotovoltaicas se fabrican con silicio, material obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante en la naturaleza, es necesario transformarlo con consumo de energía hasta conseguir silicio de grado solar.

En la fase de uso las cargas ambientales son despreciables, y en la fase de eliminación, después de la vida útil, pueden establecerse vías claras de reutilización o retirada, aunque hasta el momento, dado el escaso volumen, esta poco estudiado.

En cuanto a la energía consumida en el proceso de fabricación, tenemos el dato de que en un tiempo de entre 2 y 5 años, los módulos fotovoltaicos devuelven la energía consumida en la fabricación, periodo muy inferior a la vida prevista para estos que es superior a los 20 años.

4.2. Fase de construcción

- Impacto sobre la atmósfera

El uso de maquinaria pesada para el transporte del material, producirá una contaminación atmosférica, aunque los casos serán de escasa magnitud por lo que se considera mínima su incidencia en las comunidades vegetales y animales.

Las emisiones de polvo son nulas al tratarse de una cubierta de un edificio y el ruido debido al movimiento y a la operación de la maquinaria de obra no repercute sobre la población cercana así como en la fauna terrestre y sobre la vegetación.

La magnitud del impacto derivado de la emisión del ruido dependerá de varios factores, entre los que destacan: niveles sonoros emitidos, duración de la emisión, franja horaria y proximidad de la población al foco emisor.

En el caso de ruidos no permanentes, como es el que nos ocupa, sería soportable un nivel de ruido de 85 dB(A) durante las ocho horas de jornada diaria. Por lo que, en nuestro caso no presenta ningún problema.

- Impacto sobre el suelo

No existirá impacto alguno sobre el suelo, ya que nuestra instalación se ubica sobre la cubierta de un centro comercial.

- Impacto sobre las aguas

No se prevé que exista impacto alguno sobre acuíferos por pérdida de hidrocarburos de la maquinaria destinada al traslado y acopio de los materiales. Por lo que, este impacto se puede considerar prácticamente nulo debido a que las pérdidas de la maquinaria serán nulas o muy bajas y, por otro lado, consideramos que no existen en la zona acuíferos con un nivel freático suficientemente alto como para ser afectados.

- Impacto sobre la vegetación

En la fase de obra no se producirá pérdida alguna de matorrales y/o pequeña/gran vegetación propia de la zona, ya que nuestro sistema se ubicará sobre un edificio.

- Impacto sobre la fauna

El impacto en la fase de obras se ciñe a los posibles daños en las aves que nidifican, debido a los movimientos y desplazamiento de las máquinas y del personal de la obra. Pero estos daños serán inapreciables ya que la utilización de maquinaria en la instalación del sistema fotovoltaico es mínima.

- Impacto sobre el paisaje

La magnitud del impacto visual es uno de los pocos inconvenientes que poseen este tipo de instalaciones. En este caso, el impacto visual se reduce al mínimo puesto que la instalación está situada en la cubierta del centro comercial no siendo visible desde la vía pública, tan solo sería vista desde los edificios cercanos de mayor altura al del centro comercial.

Una vez finalizadas las obras, el aspecto de emplazamiento de la instalación mejorará debido a la desaparición de la maquinaria pesada, materiales de obra sobrante, etc...

- Impacto socioeconómico

La creación de una instalación de energía fotovoltaica genera diversas reacciones en la población.

Al ser una planta relativamente pequeña, no podemos decir que llegue a favorecer la creación de empleos en la zona, pero sí que puede llegar a provocar un aumento de

sensibilidad con el medio en la población afectada por el proyecto percibiendo que colabora en la conservación del medio ambiente de forma activa.

4.3. Fase de explotación

- Impacto sobre la atmósfera

La generación de energía solar fotovoltaica como alternativa a otras no renovables y contaminantes supone una mejora de la calidad del aire, debido a que se evitan las emisiones contaminantes (CO₂, metano, óxidos de azufre, etc.) que los otros sistemas provocarían al producir la misma cantidad de energía.

Las instalaciones fotovoltaicas durante su fase de funcionamiento no emiten a la atmósfera contaminantes de ningún tipo, se considera una energía limpia, pues transforma la energía fotovoltaica del Sol en energía eléctrica.

Otro factor que influye en el impacto atmosférico es el de las emisiones acústicas, que en nuestro sistema las podría provocar el inversor. No obstante, las emisiones acústicas que provoca el mismo son de escaso valor, en nuestro caso lo vamos a considerar nulo, ya que para evitar molestias el inversor se ha situado en el interior.

Así pues, se puede considerar como positivo el impacto ambiental sobre la calidad atmosférica por parte de la instalación objeto de estudio.

- Impactos sobre el suelo

No existirá impacto alguno sobre el suelo, ya que nuestra instalación se ubica sobre la cubierta de un centro comercial.

- Impactos sobre el agua

Durante la fase de funcionamiento de la instalación, no existe elemento alguno que pueda contaminar este medio.

- Impacto sobre la vegetación

Una vez la instalación esté en funcionamiento, difícilmente se verá comprometida la vegetación circundante.

Al tener una cubierta de hormigón no se prevé la proliferación de plantas en las zonas sombreadas por el sistema fotovoltaico, alrededor de las estructuras que sustentan los módulos fotovoltaicos.

De cualquier modo, no se puede considerar ningún impacto negativo sobre la vegetación, más teniendo en cuenta que ésta ya es nula sobre la cubierta del centro comercial.

- Impacto sobre la fauna

En cuanto a los animales, los módulos fotovoltaicos no suponen ningún tipo de peligro para ellos, puesto que no pueden dar lugar de ningún modo a riesgo de electrocución ni impiden el vuelo o movimiento normal de los posibles animales que habiten la zona.

- Impacto sobre el paisaje

Podría ser el mayor impacto que se produce. Aunque, la presencia de módulos fotovoltaicos y tendido eléctrico no son visibles desde la vía pública.

- Impacto socioeconómico

La instalación fotovoltaica prevista tendrá un impacto positivo durante la fase de funcionamiento, ya nivel local se producirán ingresos vía impuestos, así como la generación de puestos de trabajo durante su mantenimiento.

4.4. Fase de desmantelamiento

En la fase de desmantelamiento se procede al desmontaje del sistema fotovoltaico. Durante dicha operación se producirá impacto paisajístico, pero a su finalización, volverá a quedar como en un inicio ya que una vez finalizada la vida útil de la instalación, se procederá a desmantelar los equipos y a restaurar el área afectada.

Los impactos durante el proceso de desmantelamiento serán los mismos que en la fase de construcción.

Los materiales residuales se gestionan según la normativa vigente y teniendo en cuenta que son reciclables.

5. Medidas preventivas y correctivas

En este apartado se tratará de dar soluciones que disminuyan la importancia y magnitudes de los impactos señalados anteriormente. A continuación se señalan las medidas correctoras tomadas y en la fase en la que se han considerado.

5.1. Corrección del impacto atmosférico

- Contaminación del aire:

Debido principalmente a las partículas sólidas, polvo, gases derivados de las operaciones de tráfico de maquinaria pesada, durante la fase de construcción. Los máximos niveles de contaminación atmosférica se producirán durante las fases de planificación y realización del proyecto.

Medidas correctoras:

- Será condición la utilización de maquinaria en correctas condiciones, que realicen la combustión liberando niveles de gases nocivos de acuerdo a lo estimado en la normativa vigente en la fecha de fabricación de dicha maquinaria, incorporando si es preciso sistemas de recirculación de gases quemados y catalizadores monolíticos de oxidación, reducción y trifuncionales.

- Ruido:

Contaminación debida principalmente a las operaciones de transporte y acopio de materiales que va a producir una contaminación sonora temporal.

Medidas correctoras:

- Instalación de silenciadores en los equipos móviles.
- Reducción de la velocidad de circulación.
- Colocación de silenciadores en las maquinas utilizadas durante la fase de explotación y en los útiles empleados.
- Realización de los trabajos durante las horas diurnas y laborales normales, es decir, de 9 horas a 22 horas de Lunes a Viernes.

5.2. Corrección del impacto sobre el paisaje

Perturbación de carácter global en el paisaje, sobretodo en la fase de construcción y explotación del sistema fotovoltaico.

Medidas correctoras:

- Los materiales de embalajes, así como otros residuos generados durante la fase de construcción caracterizados como inertes tendrán como destino un vertedero de residuos inertes que reúna las condiciones necesarias.

- El diseño de los soportes tendrá en cuenta la minimización del impacto paisajístico como un factor determinante.

6. Sostenibilidad energética del proyecto

Los módulos fotovoltaicos son un instrumento de producción de energía, ya que producen mucha más energía de la que consumen y la obtienen de una fuente inagotable y no contaminante como el Sol.

Los principales consumos energéticos se producen en la fabricación del módulo y de la estructura de montaje, siendo favorable su balance energético con un período de recuperación energético ó Pay-back energético que actualmente es de 4-6 años.

Para los sistemas conectados a la red eléctrica, el elemento fundamental es el inversor, que debe ser suficiente para no generar inconvenientes en la red, por lo que deberá cumplir una serie de condiciones técnicas para evitar averías y que su funcionamiento no disminuya la seguridad ni provoque alteraciones en la red eléctrica superiores a las admitidas.

7. Emisiones

Dejando a un lado los criterios económicos, las instalaciones solares fotovoltaicas se están implantando sobre todo por consideraciones ecológicas. El balance desde este punto de vista es totalmente favorable, tanto en reducción de emisiones, como en el balance energético.

Toda la energía generada con un sistema fotovoltaico equivale a un ahorro de energía generada con otras fuentes, con toda probabilidad con mayor grado de poder contaminante, lo que conlleva una reducción de emisiones.

La creciente preocupación por las consecuencias ambientales, sociales y económicas del cambio climático, y su reflejo en los compromisos derivados de los acuerdos alcanzados con el Protocolo de Kyoto, junto al hecho de que la producción y el consumo de energía son los principales responsables de las emisiones de gases de efecto invernadero, sitúan al sector energético como clave para alcanzar los objetivos y a la eficiencia energética y el desarrollo de las energías renovables como los principales instrumentos para conseguirlos.

De los seis gases o grupos de gases de efecto invernadero contemplados en el Protocolo de Kyoto, el CO₂ representa por sí solo las tres cuartas partes del total, y más del 90% de aquél es de origen energético. De ahí la gran importancia de las políticas capaces de limitar las emisiones de CO₂ para cualquier estrategia de limitación de gases de efecto invernadero y el destacado

papel que juega en ella el desarrollo de las energías renovables, como sucede igualmente en otros importantes objetivos de protección medioambiental.

En el caso del CO₂, la actuación rápida cobra mayor importancia por el largo plazo que transcurre entre la adopción de medidas y su incidencia efectiva sobre las emisiones.

Para muchos problemas medioambientales hay tratamientos de final de proceso relativamente rápidos o se pueden combatir con modificaciones de la tecnología actual, como ocurre con la disminución de emisiones de SO₂ o la eliminación del plomo en las gasolinas, pero no ocurre lo mismo con el CO₂, para cuyas emisiones, inherentes a la utilización de combustibles fósiles, no existe actualmente ninguna tecnología viable capaz de absorberlas.

Por tanto, la única forma actual de limitar las emisiones de CO₂ es a través de la modificación de estructuras, procesos, equipos y comportamientos relacionados con la utilización de la energía. La larga vida útil de las inversiones en el sector energético hace que las estrategias relativas al CO₂ tengan unos plazos de aplicación mucho más largos que las aplicadas a otros problemas medioambientales. Y es aquí donde la planificación del desarrollo a largo plazo de las energías renovables, y en consecuencia, de las instalaciones fotovoltaicas, juegan un papel decisivo.

Por lo tanto, la instalación fotovoltaica mediante paneles solares convencionales, detallada en este proyecto, permitiría ahorrar las siguientes cantidades anuales de emisiones consideradas inductoras del efecto invernadero o dañinas para el medio.

7.1. Cálculo de Emisiones Generadas

La electricidad que produce una instalación de energía solar fotovoltaica está libre de toda emisión de CO₂. En esto, y en su carácter distribuido y modular, radica la ventaja que esta fuente energética tiene sobre las fuentes convencionales.

Sin embargo, en la manufactura de los módulos y del resto de componentes (marcos de aluminio, inversor, etc...) que integran una instalación fotovoltaica, se necesita consumir energía. Así, en la medida en que el mix eléctrico está compuesto no sólo de renovables, sino también de centrales de gas, fuel y carbón, esa producción de módulos y componentes para instalaciones fotovoltaicas provoca emisiones de CO₂.

Las emisiones de CO₂ se deben calcular como emisiones a lo largo de todo el ciclo de vida de todo el sistema fotovoltaico, incluyendo todos los elementos del mismo.

Teniendo en cuenta los estudios realizados por el profesor Vasalis M. FThenakis ¹ sobre las emisiones en el ciclo de vida de la fotovoltaica, se expone a continuación las gráficas de dichos estudios:

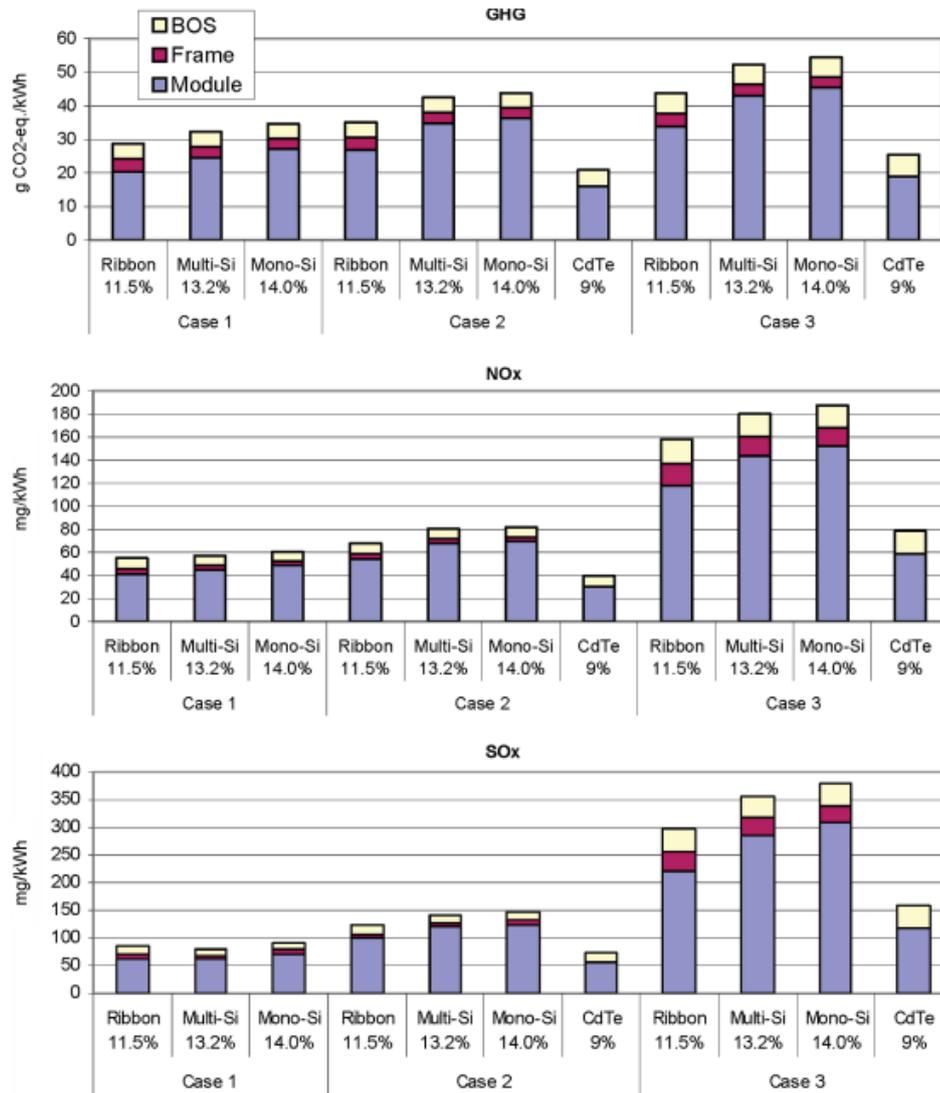


Figura 1 - Life-cycle emissions from silicon and CdTe PV modules. BOS is the Balance of System (i.e., module supports, cabling, and power conditioning). Conditions: ground-mounted systems, Southern European insolation, 1700 kWh/m²/yr, performance ratio of 0.8, and lifetime of 30 years. Case 1: current electricity mixture in Si production-CrystalClear project and Ecoinvent database. Case 2: Union of the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) grid mixture and Ecoinvent database. Case 3: U.S. grid mixture and Franklin database.

¹ Emissions from Photovoltaic Life Cycles VASILIS M. FTHENAKIS, HYUNGCHULKIM, ANDERIK ALSEMA - *PV Environmental Research Center, Brookhaven National Laboratory, Upton, New York, Center for Life Cycle Analysis, Columbia University, New York, New York, and Copernicus Institute of Sustainable Development, Utrecht University, Heidelberglaan 2, 3584 CS Utrecht, The Netherlands Received July 17, 2007. Revised manuscript received December 19, 2007. Accepted January 4, 2008.*

La siguiente tabla resume en valores aproximados de las emisiones del ciclo de vida según la tipología de módulo de la Figura 1:

<i>Tipo de Tecnología del Módulo Fotov.</i>	<i>Emisiones de CO₂ (gCO₂eq /kWh)</i>	<i>Emisiones de SO₂ (gSO₂/kWh)</i>	<i>Emisiones de NO_x (gNO_x/kWh)</i>
Silicio Monocristalino	45	0,083	0,148
Silicio Policristalino	41	0,081	0,144
Capa Fina (CdTe)	21	0,040	0,75

Tabla 1 – Emisión de gases ciclo de vida PV

Como se puede apreciar, los módulos de silicio monocristalino son los que más emisiones generan en su producción; algo que se deriva de un uso de la electricidad mucho más intensivo que con el resto de módulos. No obstante, al poseer mayor rendimiento, generan mayor energía eléctrica que el resto de tecnologías, considerando la misma superficie, por lo que el tiempo de retorno de la energía empleada es mucho menor.

Así, nuestra instalación generará las siguientes emisiones de CO₂ durante su ciclo de vida:

	<i>Emisiones de CO₂ (gCO₂eq)</i>	<i>Emisiones de SO₂ (gSO₂)</i>	<i>Emisiones de NO_x (gNO_x)</i>
Anual	45 · 105.205 = 4.734.225	0,083 · 105.205 = 8.732	0,148 · 105.205 = 15570,34
Total Vida (30 años)	142,02 tCO₂eq	0,261 tSO₂	0,467 tNO_x

Tabla 2 – Cálculo de las emisiones generadas

Hay que reseñar que a medida que crezca la presencia de energías renovables en el mix eléctrico, estas emisiones se irán reduciendo y, así, la cantidad de años necesaria para compensarlas. Del mismo modo, estas emisiones se reducirán cuando se apliquen medidas de reciclado de paneles, pudiendo llegar esta reducción hasta en un 45%.

La principal ventaja de las tecnologías limpias es que se trata de fuentes renovables autóctonas, que no emite emisiones de gases de efecto invernadero, por lo que combaten el cambio climático, así como reduce nuestra dependencia energética exterior y evita la compra de derechos de emisión de CO₂.

7.2. Cálculo de Emisiones Evitadas

Según información obtenida del Observatorio de la Electricidad del “World Wildlife Fund for Nature” (WWF) y de Red Eléctrica Española (REE), y teniendo en cuenta la media anual del último año 2012 en España, podemos realizar el cálculo de las emisiones evitadas empleando los siguientes valores:

- Dióxido de carbono (CO₂): 0,241 kg/kWh
- Dióxido de azufre (SO₂): 0,514 g/kWh
- Óxidos de nitrógeno (NO_x): 0,363 g/kWh

Teniendo en cuenta que nuestra instalación generará una energía eléctrica total de 105.205 kWh/año, tendremos que las emisiones evitadas serán:

	CO ₂	SO ₂	NO _x
Anual	0,241 · 105.205 = 25.354,4 kgCO ₂	0,514 · 105.205 = 54.075,37 gSO ₂	0,363 · 105.205 = 38.189,41 gNO _x
Total Vida (30 años)	760.632 kgCO ₂ eq = 760,6 tCO ₂ eq	1.622.261 gSO ₂ = 1,62 tSO ₂	1.145.682 gNO _x = 1,14 tNO _x

Tabla 3 – Cálculo de las emisiones evitadas

Así obtenemos un *Energy Payback Time (EPBT)* del proyecto de:

$$EPBT = \frac{4.734,225 \cdot 30}{25.354,4} = 5,6 \text{ años}$$

Que será el tiempo que necesitaremos para contrarrestar el CO₂ que nuestro sistema fotovoltaico genera a lo largo de su vida (manufactura, instalación, mantenimiento y desmantelamiento).

7.3. Reducción Estimada de Emisiones de CO₂

La reducción estimada de CO₂ vendrá dada por la diferencia entre las emisiones de CO₂ que evitamos y las emisiones de CO₂ generadas, ambas calculadas anteriormente y con los valores siguientes:

- CO₂ anual evitado: 25.354,4 kgCO₂
- CO₂ anual generado: 4.734,2 kgCO₂
- Reducción anual estimada de emisiones de CO₂:

$$25.354,4 - 4.734,2 = 20.619,8 \text{ kgCO}_2 / \text{año}$$

Considerando que tenemos una superficie de módulos fotovoltaicos de:

$$S_{GFV} = 288 \cdot 1,656998 = 477,215424 \text{ m}^2$$

Por lo que, la "Reducción anual estimada de emisiones de CO₂ por m² de superficie de módulos fotovoltaicos" será del valor:

$$20.619,8 / 477,21 = 43,21 \text{ kgCO}_2/\text{m}^2 \cdot \text{año}$$

También se puede expresar en relación a la superficie del edificio, "Reducción anual estimada de emisiones de CO₂ por m² de superficie de edificio" ($S_{\text{edificio}} = 22.672,88 \text{ m}^2$), que tendrá el siguiente valor:

$$20.619,8 / 22.672,88 = 0,909 \text{ kgCO}_2/\text{m}^2 \cdot \text{año}$$

7.4. Reducción Estimada de Consumo Energético

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos por simulación informática del presente proyecto, nuestro sistema generará un total de 105.205 kWh/año.

Considerando que tenemos una superficie de módulos fotovoltaicos de:

$$S_{GFV} = 288 \cdot 1,656998 = 477,215424 \text{ m}^2$$

Por lo que, la "Reducción anual estimada de consumo energético kWh por m² de módulos fotovoltaicos" será del valor:

$$105.205 / 477,21 = 220,45 \text{ kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{año}$$

También se puede expresar en relación a la superficie del edificio, "Reducción anual estimada de consumo energético kWh por m² de superficie de edificio" ($S_{\text{edificio}} = 22.672,88 \text{ m}^2$), que tendrá el siguiente valor:

$$105.205 / 22.672,88 = 4,64 \text{ kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{año}$$

Úbeda, Febrero de 2.014

Fdo.: José Sánchez Martín
Ingeniero Técnico Industrial en Electricidad