

Universidad de Alcalá
Escuela Politécnica Superior

GRADO EN INGENIERIA ELECTRONICA Y AUTOMÁTICA
INDUSTRIAL



Trabajo Fin de Grado

DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
CONECTADA A LA RED SOBRE LA CUBIERTA DE UN
ESTABLECIMIENTO INDUSTRIAL



ESCUELA POLITECNICA
SUPERIOR

Autor: Pablo Conde Fernández

Tutor/es: Francisco Javier Acevedo Rodríguez

2020-2021

UNIVERSIDAD DE ALCALÁ

Escuela Politécnica Superior

Grado en Ingeniería en Electrónica y Automática Industrial

Trabajo Fin de Grado

**DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED
SOBRE LA CUBIERTA DE UN ESTABLECIMIENTO INDUSTRIAL**

Autor: Pablo Conde Fernández

Tutor/es: Francisco Javier Acevedo Rodríguez

TRIBUNAL:

Presidente: Pablo Díaz Villar

Vocal 1º: Juan Antonio Martínez Rojas

Vocal 2º: Francisco Javier Acevedo Rodríguez

FECHA: Junio-2021



Índice

1. RESUMEN.....	4
2. ABSTRACT	5
3. PALABRAS CLAVE	7
4. KEY WORDS.....	7
5. INTRODUCCIÓN.....	8
6. IMPACTO DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	13
6.1. Impacto Ambiental-Energético.	13
6.2. Impacto Socio-Económico.....	14
6.3. Ventajas Constructivas.....	15
7. MEMORIA DESCRIPTIVA.....	16
7.1. Objeto del Proyecto.....	16
7.2. Localización y Datos del Inmueble	17
7.3 Disposiciones Legales y Normativa Aplicable.....	19
7.3.1 Legislación Eléctrica	20
7.3.2 Legislación de Edificación	22
7.3.3 Legislación Mediambiental	22
7.3.4 Otra Legislación Aplicable.....	22
7.4 Descripción General de la Instalación	23
7.4.1 Tipo de Instalación y Trámites Administrativos	23
7.4.2 Características	27
7.4.3 Componentes Principales de la Instalación	28
7.5 Planificación de los trabajos	47
8. CALCULOS JUSTIFICATIVOS.....	48
8.1. Generador Fotovoltaico.....	48
8.2. Resistencia estructural de soporte.	52
8.3. Cableado.....	53
8.4. Protecciones.	59
9. ESTUDIO ENERGÉTICO	63
9.1. Perfil de Consumo.....	63
9.2 Datos Meteorológicos de Interés.....	63
9.3 Perdidas de Rendimiento en la Instalación.....	66



9.4	Energía Generada por la Instalación FV.....	73
9.5	Impacto Ambiental	74
10.	VIABILIDAD ECONÓMICA.....	76
10.1	Presupuesto.....	76
10.2	Análisis de Rentabilidad	77
11.	CONCLUSIONES	82
12.	BIBLIOGRAFÍA.....	84
13.	PLANOS	85
14.	FICHAS TÉCNICAS.....	86
15.	SIMULACIONES PVGIS	87



1. RESUMEN

En este proyecto se muestra el diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a la red de baja tensión, la instalación se plantea sobre una cubierta de un establecimiento industrial.

En primer lugar, se estudiara la evolución a lo largo de los últimos años de la implantación en el modelo energético de energías renovables a través de instalaciones fotovoltaicas y el crecimiento esperado en este ámbito en función de los acuerdos marcos europeos que establecen los objetivos a largo plazo.

A continuación, se expone las ventajas e inconvenientes más destacables de las instalaciones fotovoltaicas bajo un punto de vista ambiental-energético, social-económico y constructivo

Una vez que se ha centrado la temática del proyecto se abordará como un proyecto profesional, mediante la memoria descriptiva y justificativa. En primer caso se describe de manera detallada el objeto de proyecto, la normativa y legislación vigente aplicable, las características de la instalación en relación con la modalidad de autoconsumo escogida y la potencia proyectada, el funcionamiento y características técnica de cada uno de los elementos que componen la instalación. Adicionalmente, se aporta una planificación basada en periodos de tiempo asumibles e incluyendo plazos de ingeniería, el proceso constructivo y todos los trámites administrativos hasta la entrega de la instalación al usuario final.

Posteriormente, se justifica mediante cálculos el número de módulos fotovoltaicos necesarios para obtener la potencia deseada, así como la configuración de los “string” o ramas en función de las limitaciones marcadas por el fabricante en cuanto a límites de tensión y corriente dentro del rango de máxima potencia del inversor. Estos cálculos también justifican las secciones del cableado empleado en la instalación y las características de las protecciones eléctricas necesarias para asegurar un correcto funcionamiento sin poner en riesgo la seguridad de las personas y el resto de las instalaciones.



Para complementar la parte justificativa, se hará un estudio energético. Para ello se calcula la energía producida por la instalación fotovoltaica a partir de los datos meteorológicos de interés obtenidos a través de la base de datos del software PVGIS y otras fuentes reconocidas, tales como la irradiación y la temperatura ambiente y teniendo en cuenta el rendimiento final de la instalación, analizando para ello las distintas fuentes de pérdidas en la misma. En este apartado además se expone el impacto positivo desde el punto de vista ambiental, analizando las emisiones contaminantes evitadas en comparación con una fuente de energía no renovable y exponiendo el periodo en el que la instalación recupera la energía consumida en el proceso de fabricación de esta.

El trabajo se complementa con un estudio sobre la viabilidad económica del proyecto, en función del presupuesto de ejecución de la instalación y el ahorro eléctrico generado durante la vida útil de los paneles solares teniendo en cuenta distintos escenarios de inflación respecto al precio de la electricidad.

Finalmente se muestran las conclusiones derivadas de los resultados obtenidos en el proyecto y su adecuación a los objetivos de este.

2. ABSTRACT

This project shows the design of a self-consumption photovoltaic installation connected to the low voltage network; the installation is planned on a roof of an industrial establishment.

First, the evolution over recent years of the implementation in the energy model of renewable energies through photovoltaic installations and the expected growth in this area based on the European agreements that establish long-term objectives will be studied.

Then, the most notable advantages and disadvantages of photovoltaic installations are exposed from an environmental-energy, social-economic and constructive point of view.



Once the theme of the project has been focused, it will be approached as a professional project, through the descriptive and justifying memory. In the first case, it is described in detail the object of the project, the current applicable regulations and legislation, the characteristics of the installation in relation to the chosen self-consumption mode and the projected power, the operation and technical characteristics of each of the elements that make up installation. Additionally, planning is provided based on acceptable periods of time and including engineering deadlines, the construction process and administrative procedures until the installation is delivered to the end user.

Subsequently, it is justified by calculations the number of photovoltaic modules necessary to obtain the desired power, as well as the configuration of the "strings" or branches based on the limitations set by the manufacturer in terms of voltage and current limits within the range of inverter maximum power. These calculations also justify the sections of the wiring used in the installation and the characteristics of the electrical protections necessary to ensure correct operation without jeopardizing the safety of people and the rest of the facilities.

To complement the supporting part, an energy study will be carried out. For this, it is calculated the energy produced by the photovoltaic installation from the meteorological data of interest obtained through the PVGIS software database and other recognized sources, such as irradiation and ambient temperature and considering the final performance of the installation, analyzing the different sources of losses in it. In this section, the positive impact from the environmental point of view is also exposed, analyzing the pollutant emissions avoided in comparison with a non-renewable energy source and exposing the period in which the installation recovers the energy consumed in the manufacturing process of this.

The work is complemented with a study on the economic viability of the project, depending on the installation execution budget and the electricity savings generated during the useful life of the solar panels, considering different inflation scenarios with respect to the price of electricity.



Finally, the conclusions derived from the results obtained in the project and their adaptation to the objectives of this are shown.

3. PALABRAS CLAVE

Fotovoltaica.

Panel.

Energía.

Renovable.

Electricidad.

Industrial.

4. KEY WORDS

Photovoltaic.

Panel.

Energy.

Renewable.

Electricity.

Industrial.



5. INTRODUCCIÓN

La generación de electricidad a través de la energía renovable fotovoltaica se ha convertido en los últimos tiempos en un pilar fundamental para avanzar hacia un modelo energético sostenible que proporcione un progreso a la sociedad actual y un bienestar a todos los ciudadanos. Esta transición ecológica es posible gracias a los avances tecnológicos, el apoyo de las instituciones y la confianza de los nuevos inversores.

El modelo energético actual está provocando serios impactos sobre la tierra (el conocido como “Cambio Climático”). Según el anuario fotovoltaico de A.N.P.I.E.R (Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica). La temperatura ha aumentado aproximadamente 0,6 °C, el nivel del mar ha crecido unos 12 cm y el deshielo de las masas glaciares son alarmantes.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) es el principal acuerdo internacional (ratificado por 195 países) de acción adoptada en la Cumbre de la Tierra en Rio en 1992. La necesidad de normas más estrictas provocó la aprobación del Protocolo de Kioto en 1997 que introducía objetivos jurídicamente vinculantes de reducción de emisiones para los países desarrollados.

Varios acuerdos se han realizado desde entonces, el último, el Acuerdo de París, en la 21ª sesión de la CMNUCC (COP 21). Este acuerdo marca las directrices a seguir contra el cambio climático a partir del 2020:

- ✓ Evitar que la temperatura media global supere los 2°C, Incluye un ciclo de revisión cada 5 años desde el 2023
- ✓ Compromete a todos los países a que comuniquen y mantengan cada 5 años sus objetivos de reducción de emisiones y pongan en marcha políticas/medidas para alcanzar dichos objetivos.
- ✓ Sienta las bases para una transformación hacia modelos de desarrollo bajos en emisiones.



- ✓ Paquete financiero de 100 millones de dólares anuales a partir de 2020 para la implementación del acuerdo.
- ✓ Detener el aumento de las emisiones de efecto invernadero antes del 2020 y reducirlas un 60% (respecto al 2010) antes del 2050.

La potencia fotovoltaica instalada sigue creciendo, en 2019 se han instalado a nivel mundial 128GW de energía FV, superando los 102 GW instalados en 2018, lo que supone un crecimiento del 25% habiéndose instalado más potencia de esta tecnología que del resto de renovables juntas y estableciendo una potencia total mundial acumulada de 632,9 GW con China a la cabeza con una contribución de potencia acumulada de 204,68 GW, lo que supone un 32% del total.

España acumula una potencia de 9,9 GW, habiéndose instalado 4 GW durante 2019 , lo cual evidencia el crecimiento del sector fotovoltaico gracias a los últimos cambios normativos que facilitan la implementación de este tipo de instalaciones.

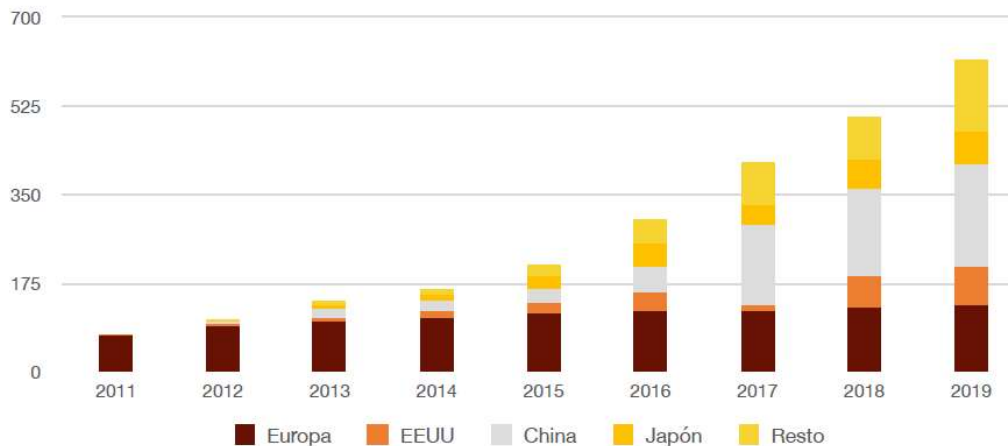


Imagen 1: Evolución de la Potencia Mundial Instalada (Fuente: Anpier "Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica"-Anuario Fotovoltaico 2020)

Las perspectivas a futuro indican un continuo crecimiento. El siguiente grafico muestra dicho crecimiento en 3 posibles escenarios (bajo, medio, bueno) durante el periodo de 2020-2023.

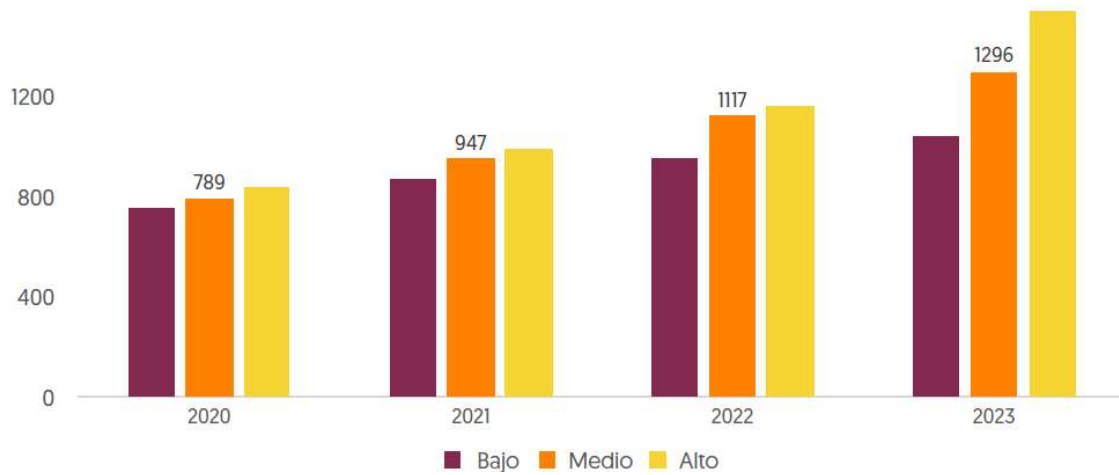


Imagen 2: Perspectivas de la Potencia Mundial Instalada (Fuente: Anpier "Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica"-Anuario Fotovoltaico 2020)

Este crecimiento también se ha visto favorecido por el aumento de eficiencia de los paneles solares y por los equipos de inversores que, junto con la mejora y automatización de los procesos de fabricación, suponen una tendencia a la baja del coste de inversión.

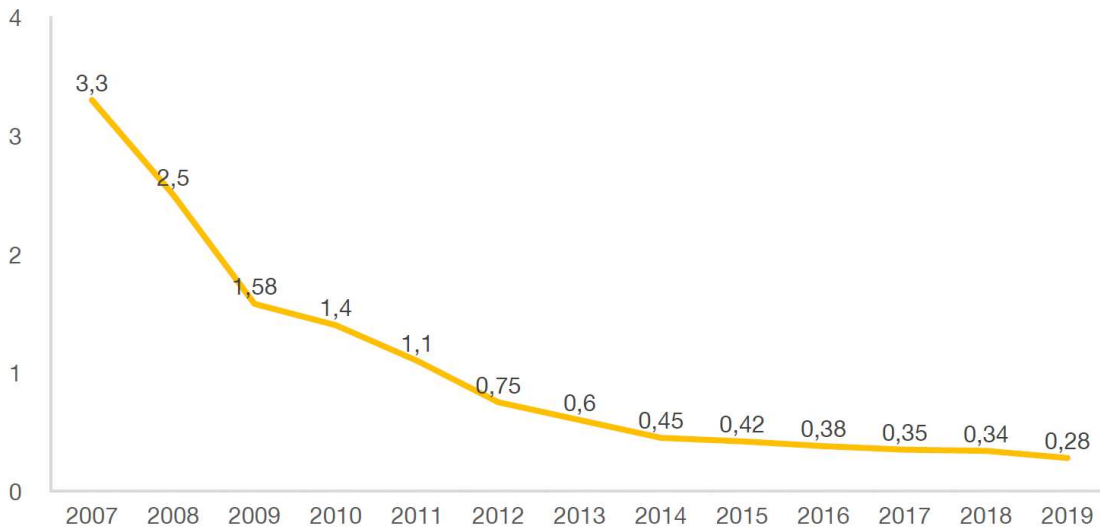


Imagen 3: Evolución del precio del panel solar €/Wp (Fuente: Anpier "Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica"-Anuario Fotovoltaico 2020)

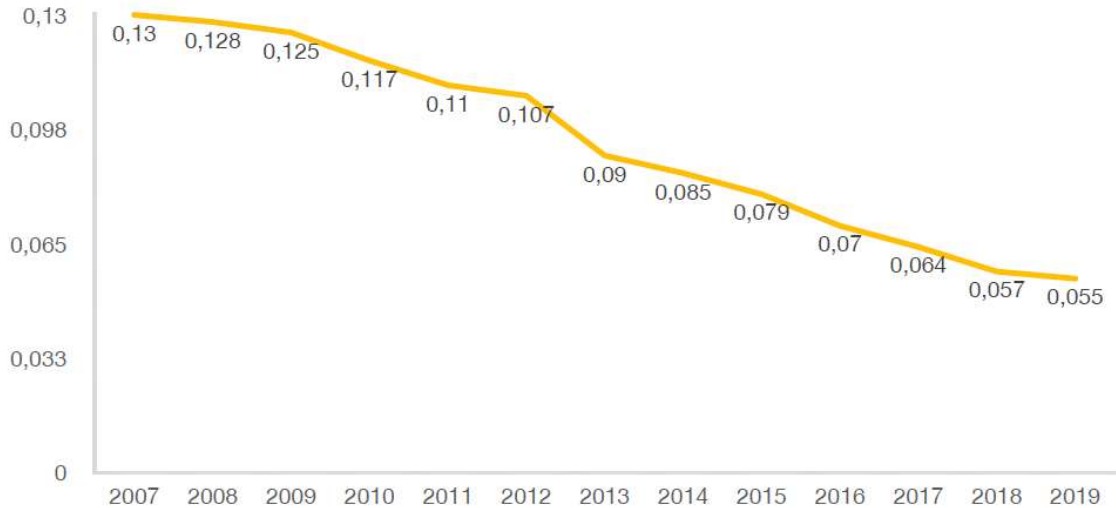


Imagen 4: Evolución del precio del inversor solar €/Wp (Fuente: Anpier "Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica"-Anuario Fotovoltaico 2020)

A nivel europeo, la política energética de la UE persigue tres objetivos:

- ✓ Seguridad de abastecimiento
- ✓ Competitividad
- ✓ Sostenibilidad

En materia de sostenibilidad, junto a la eficiencia y un ahorro energético, el objetivo principal es el fomento de las energías renovables en el sector eléctrico y energético, como medida de reducción de emisiones contaminantes frente a la generación convencional.

La Comisión Europea ha acordado un Marco de objetivos para el 2030 "2030 Energy Strategy" para conseguir llegar a los objetivos a largo plazo de descarbonización en 2050 de forma rentable:

- ✓ Reducción del 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990
- ✓ Mejora de la eficiencia energética del 32,5% en 2030 (el objetivo para 2020 es del 20%)



- ✓ Cuota de energía renovable dentro del consumo total de energía del 32%

España ya se ha hecho eco de esta transición ecológica, lo cual ha impulsado la aprobación de nuevos Reales Decretos de apoyo a las energías renovables y el autoconsumo



6. IMPACTO DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

6.1. Impacto Ambiental-Energético.

Ventajas:

- ❖ La energía eléctrica generada es totalmente limpia, libre de contaminantes para la atmósfera ya que durante su fase operativa no emite gases de efecto invernadero (SO_x, CO₂, NO_x...) al contrario que en la quema de combustibles fósiles.
- ❖ Es un sistema de generación de energía sostenible, ya que la fuente, en este caso el sol, es inagotable.
- ❖ No consume agua durante su funcionamiento.
- ❖ No genera residuos.
- ❖ Es silenciosa, debido a su funcionamiento y al carecer de partes móviles, por lo que no produce contaminación acústica.
- ❖ Contaminación visual muy reducida, debido a la buena integración arquitectónica y adaptabilidad, formando parte de la envolvente de edificios o por superposición en fachadas y cubiertas.
- ❖ Reduce las pérdidas de la energía por el transporte casi a 0, ya que la localización de Generador/Consumo es prácticamente la misma, especialmente en el caso de las instalaciones in situ, ya que los huertos solares suelen tener su propia red de distribución.



Inconvenientes:

- ❖ La producción de energía es variable según la localización y el clima.
- ❖ Baja producción durante los meses de invierno y horario nocturno.
- ❖ Bajo rendimiento (alrededor de un 13%) en comparación con la generación de energía convencional.
- ❖ Difícil almacenamiento debido al lento avance tecnológico de las baterías.

6.2. Impacto Socio-Económico.

Ventajas:

- ❖ Descentralización de la producción de electricidad, aportando a la sociedad mayor independencia energética ante las grandes compañías suministradoras.
- ❖ Mejora de la economía social, a través de la reducción de la importación de hidrocarburos/carbón y de la demanda en el mercado mayorista (lo que implica una contención y disminución de los precios)
- ❖ Tiene una vida útil muy elevada, los paneles FV pueden funcionar correctamente durante 30 años.
- ❖ Mejoran la imagen pública respecto al compromiso medioambiental de las empresas y particulares que realizan este tipo de instalaciones.
- ❖ Garantiza el suministro eléctrico en aquellas zonas en donde la red de distribución no es capaz de llegar (Electrificación rural, Antenas...)



- ❖ Reducción de los costes de la factura eléctrica mediante la menor aportación de energía por parte de la red eléctrica. Además, el coste de KWh producido será más barato que el que se compra al sistema eléctrico.

Inconvenientes:

- ❖ Costes de Fabricación elevados, por lo que la inversión inicial es alta. Esta desventaja se ha visto reducida durante los últimos años debido al rápido avance de las tecnologías de fabricación y al desarrollo legislativo que favorecen este tipo de instalaciones (provocando un aumento en la demanda)

6.3. Ventajas Constructivas.

- ❖ Es modular, lo cual simplifica las ampliaciones de potencia y la instalación (bajos tiempos de montaje de unas pocas semanas).
- ❖ Alta resistencia ante condiciones meteorológicas extremas (lluvia, nieve, viento, granizo...)
- ❖ Bajo mantenimiento, su control suele estar supervisado por sistemas de monitorización.



7. MEMORIA DESCRIPTIVA

7.1. Objeto del Proyecto

El objeto del presente documento es:

- ✓ Definir el diseño y las condiciones técnicas para conseguir una eficiencia energética óptima según las diferentes condiciones ambientales y la total integración de una instalación fotovoltaica conectada a la red interior del usuario destinada al autoconsumo de 52,8 KWp instalada en la cubierta del establecimiento industrial objeto de proyecto.
- ✓ Obtener una viabilidad económica de la inversión inicial de tal forma que la rentabilidad del proyecto sea máxima.
- ✓ Analizar el impacto ambiental provocado por la instalación objeto de proyecto, cuantificando las emisiones evitadas a la atmosfera respecto a la generación de energía convencional, así como el tiempo de recuperación de la energía consumida en el proceso de fabricación de los paneles solares.
- ✓ Realizar el estudio energético de la instalación, obteniendo la producción de energía anual en función de los parámetros ambientales principales y las pérdidas originadas en el sistema.



7.2. Localización y Datos del Inmueble

La instalación se situará sobre la cubierta de la nave industrial, cuya actividad se dedica a la fabricación de etiquetado y diseño e impresión gráfica. La cubierta es transitable (dispone de línea de vida a lo largo del peto perimetral de fachada).



* Imagen 5: Imagen satélite de la parcela objeto de proyecto (Fuente: Google Maps)

Localización	
Calle/Avenida	Cañada del Pozo
Nº	15
CP	28890
Localidad o Municipio	Loeches
Provincia	Madrid
País	España
Enlace Maps	https://goo.gl/maps/1QqT83HszUzQhgSB9
Coordenadas	Latitud: 40°23'53.5" N; Longitud: 3°24'24.2" w
Referencia Catastral	5423711VK6752S0001SQ

Tabla 1: Localización del emplazamiento de la instalación FV. Para mayor detalle del emplazamiento ver Apartado 13 "Planos"-Situación y Emplazamiento.



Diseño de Instalación Fotovoltaica sobre la Cubierta de un establecimiento Industrial

La parcela objeto de proyecto cuenta con una superficie de 8200 m² y una superficie construida de 5613 m² distribuida en 4592 m² de nave, oficinas PB +P1 de 570 m², 72 m² de marquesina-aparcamiento y 379 m² de aparcamiento en superficie exterior tal como muestra la ficha catastral de la parcela:

GOBIERNO DE ESPAÑA **MINISTERIO DE HACIENDA** SECRETARÍA DE ESTADO DE HACIENDA
DIRECCIÓN GENERAL DEL CATASTRO

REFERENCIA CATASTRAL DEL INMUEBLE
5423711VK6752S0001SQ

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

LOCALIZACIÓN
CL CAÑADA DEL POZO 15[2]
28890 LOECHES [MADRID]

USO PRINCIPAL: Industrial AÑO CONSTRUCCIÓN: 2009

COEFICIENTE DE PARTICIPACIÓN: 100,000000 SUPERFICIE CONSTRUIDA INT: 5.613

PARCELA CATASTRAL

SITUACIÓN
CL CAÑADA DEL POZO 15[2] AGRUP.PARCELAS15.2 Y 15.3
LOECHES [MADRID]

SUPERFICIE CONSTRUIDA INT: 5.613 SUPERFICIE GRÁFICA PARCELA INT: 8.200 TIPO DE FINCA: Parcela construida sin división horizontal

CONSTRUCCIÓN

Destino	Escala	Planta	Puerta	Superficie m ²
INDUSTRIAL	00	01	01	4.592
OFICINA	00	02	02	285
OFICINA	01	01	01	285
APARCAMIENTO	00	03	03	72
OBRA URB INT	00	04	04	379

CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE

INFORMACIÓN GRÁFICA E: 1/1500

Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del 'Acceso a datos catastrales no protegidos' de la SEC.

485,000 Coordenadas U.T.M. Huso 30 ETRS89
Viernes, 27 de Diciembre de 2019

485,000 Límite de Manzana
Límite de Parcela
Límite de Construcciones
Módulos y áreas
Límite zona verde
Hidrografía

Imagen 6: Ficha catastral de la parcela

La compañía suministradora de energía es UNIÓN FENOSA, por lo que el presente proyecto sigue las especificaciones particulares de conexión de generadores a redes de Baja Tensión de esta.

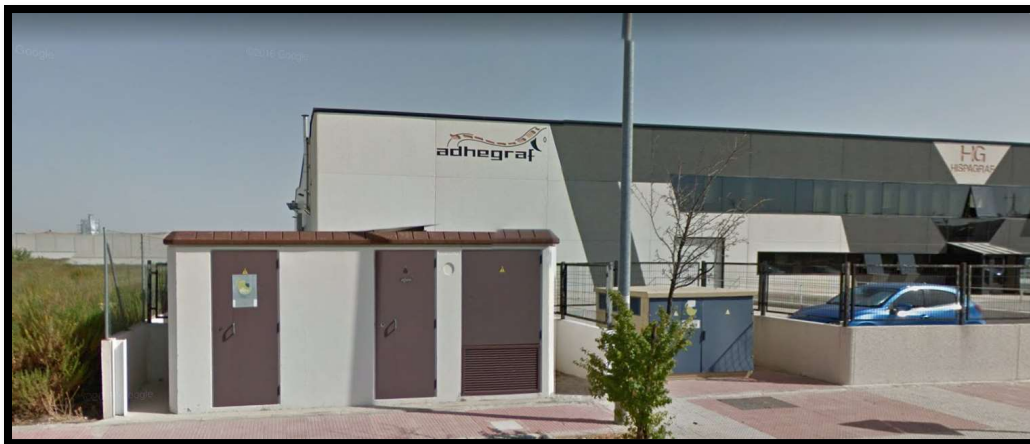


Imagen 7: Centro de Transformación perteneciente a Unión Fenosa.



7.3 Disposiciones Legales y Normativa Aplicable

La aprobación del RD 1699/2011 supuso la trasposición a la legislación española de la Directiva Europea 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (EERR). Este RD tenía como objetivo la simplificación de la tramitación exigida regulando las condiciones técnicas y administrativas para la conexión de instalaciones de fuentes renovables y de cogeneración de pequeña potencia y la promoción de un modelo de generación distribuida.

Este desarrollo quedó paralizado con la entrada en vigor del RD-Ley 1/2012 que suspendía el fomento de las EERR y de la Ley 24/2013 que imponía una tasa para contribuir al coste de la infraestructura de distribución.

El autoconsumo mediante instalaciones solares fotovoltaicas está permitido y regulado a través del RD 15/2018, 5 de octubre, que abarca las medidas a tomar para una aceleración de la transición ecológica hacia un consumo energético basado en las energías renovables. Dentro de este RD quedaron por definir los aspectos administrativos técnicos y económicos, los cuales fueron posteriormente definidos a través de la entrada en vigor del RD 900/2015, famoso por implantar el llamado “Impuesto al Sol” (las instalaciones >10KW debían pagar por KWh producido, en concepto de gasto de servicio como contribución al mantenimiento de la red distribuidora). Este impuesto se aplicaba en la factura mediante el término fijo y el término variable que se usa de la red.

El impuesto al sol no cumple con las medidas impuestas por la UE para el desarrollo de las EERR, y en consecuencia ha sido eliminado a través de la entrada en vigor del RD 244/2019, que además establece las nuevas condiciones administrativas, técnico y económicas del autoconsumo e introduce algo parecido al “Balance Neto”, el cual explicaremos más adelante.



7.3.1 Legislación Eléctrica

- RD 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT).
- RD 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- 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.
- RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- RD-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores
- RD 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- RD 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.
- RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- RD 1578/2008 de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología (B.O.E. nº 234 de 27 de septiembre).
- RD 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (PCT) establecidas por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE)
- Normas particulares de conexión a red de la compañía suministradora: Normas particulares de Unión Fenosa para conexión de generadores conectados a red de baja tensión
- RD 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.



- RD 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.
- Orden TEC/1281/2019, de 19 de diciembre, por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Normativa UNE de Aplicación:
 - UNE 206008:2013 IN Energía solar fotovoltaica. Términos y definiciones
 - UNE-EN ISO 9488:2001 Energía Solar. Vocabulario (ISO 9488:1999)
 - UNE-EN 60269-6:2012 Fusibles de baja Tensión. Parte 6: Requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de sistemas de energía solar fotovoltaica.
 - UNE-EN 50618:2015 Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.
 - UNE-EN 61727:1996 Sistemas Fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de la conexión eléctrica.
 - UNE-EN 62446-1:2017 Sistemas Fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección.
 - UNE-EN 62852:2015 Conectores para aplicaciones de corriente continua en sistemas fotovoltaicos. Requisitos de seguridad y ensayo.
 - UNE-EN 60891:2010 Dispositivos Fotovoltaicos. Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiación de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos.
 - UNE-EN 50524:2010 Información de las fichas técnicas y de las placas de características de los inversores fotovoltaicos
 - UNE-EN 50438:2014 Requisitos para la conexión de microgeneradores en paralelo con redes generales de distribución en baja tensión.
 - UNE 206007-1:2013 IN Requisitos de conexión a la red eléctrica. Parte 1: Inversores para conexión a la red de distribución.
 - UNE-EN 61173 Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos autónomos.
 - UNE-EN 61215 Módulos Fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre.
 - UNE-EN 61277 Sistemas Fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía.
 - UNE-EN Expresión analítica para los perfiles solares diarios.



- UNE-HD 60364-7-712. Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica.

7.3.2 Legislación de Edificación

- RD 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
 - DB SE (Seguridad Estructural)
 - ❖ DB-SE AE: Acciones en la edificación
 - ❖ DB-SE C: Cimientos
 - ❖ DB-SE A: Acero
 - ❖ DB-SE F: Fábrica
 - ❖ DB-SE M: Madera
 - DB SI (Seguridad en caso de Incendio)
 - DB SUA (Seguridad de utilización y accesibilidad)
 - DB HS (Salubridad)
 - DB HR (Protección frente al ruido)
 - DB HE (Ahorro de Energía)
- Plan general de ordenación urbana y resto de normativas urbanísticas de aplicación.

7.3.3 Legislación Mediambiental

- RD 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Ley 4/2009, de 14 de mayo, de Protección Ambiental Integrada.
- Decreto 48/1998 de protección del medio ambiente frente al ruido.

7.3.4 Otra Legislación Aplicable

- RD 1071/2007, del 27 de julio, por el que se regula el sistema geodésico de referencia oficial en España.



7.4 Descripción General de la Instalación

7.4.1 Tipo de Instalación y Trámites Administrativos

El tipo de instalación fotovoltaica objeto del presente proyecto se encuentra enmarcado en la siguiente modalidad:

Suministro con autoconsumo con excedentes: Cuando la instalación de generación produzca energía que no sea consumida instantáneamente inyectará la energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. El propietario de la instalación (sujeto consumidor) es una persona física/jurídica distinta que el titular del punto de suministro (sujeto productor). Dentro de esta modalidad nuestra instalación está categorizada como:

- Con derecho a Compensación (Balance Neto): cuando el consumidor no tenga suficiente con la energía de autoconsumo producida por la instalación fotovoltaica, comprará energía a la red según el precio de su contrato de suministro (mercado libre pactado con la comercializadora). Al final del periodo de facturación (máximo 1 mes), se realizará una compensación de costes en la correspondiente factura entre la energía comprada y la volcada a la red (valorada a precio medio del mercado horario, para consumidores PVPC, o al precio acordado entre las partes según sea el contrato de suministro de mercado libre respectivamente). En cualquier caso, el resultado de la compensación puede ser como mínimo 0 y nunca negativo. Posteriormente a este balance se aplicarán los peajes e impuestos que procedan.

Como veremos más adelante la mayor parte de la energía será consumida por la actividad industrial, sin embargo, esta modalidad permite en un futuro ampliar la instalación siempre que no se superen los 100KW sin cambiarla (los trámites administrativos son más sencillos) y compensar la energía comprada a la red ante cierres temporales o cambios en los horarios de trabajos del centro a horarios nocturnos.



El procedimiento de legalización de la instalación depende de la potencia nominal de la misma y está regulado por la siguiente normativa:

- Instalaciones de $\leq 15\text{KW}$ (Pot. Nominal): se tramitan según RD 244/2019 mediante un procedimiento abreviado.
- Instalaciones de $15\text{KW} < \text{Pot. Nominal} \leq 100\text{KW}$: se rigen por la ley 244/2019, para los de alta tensión hay que considerar también el RD 1955/2000. Este es el caso que aplicaremos a este proyecto.
- Instalaciones de $>100\text{KW}$ (Pot. Nominal): en instalaciones de autoconsumo la normativa no contempla compensación por la energía inyectada a la red. Por ello se suelen tramitar como si fueran centrales fotovoltaicas (RD 1955/2000) para poder vender su energía eléctrica en el mercado o crear un contrato PPA.

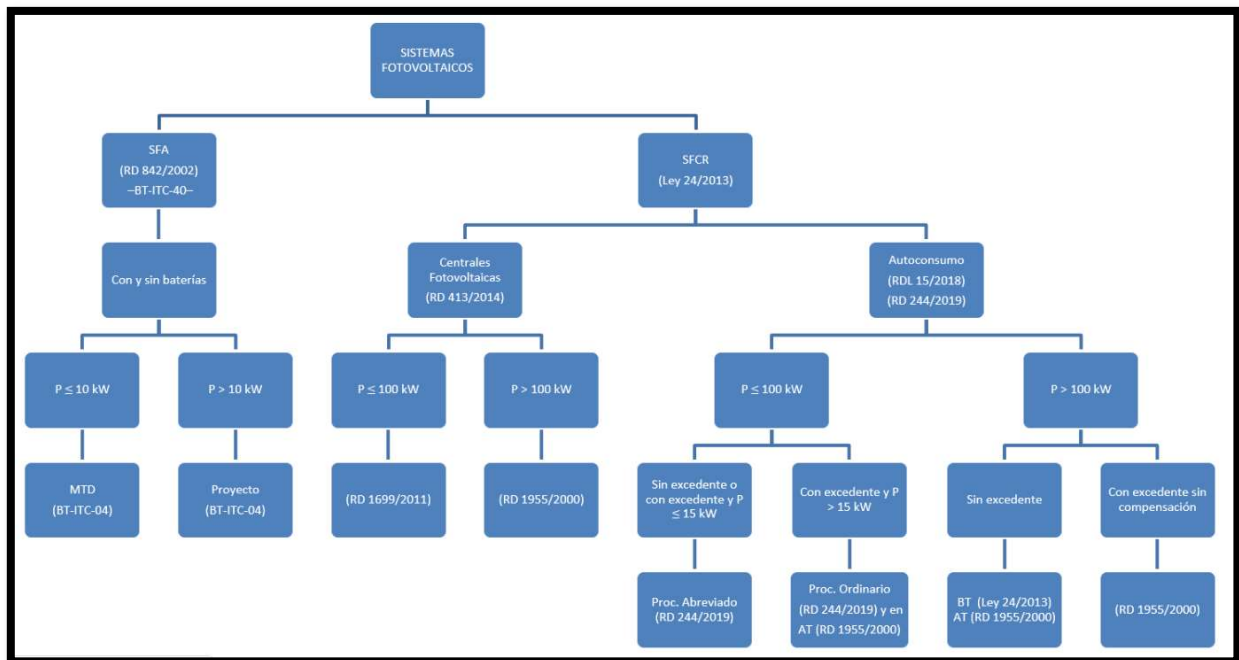


Imagen 8: Legislación Aplicable a los Sist FV (Fuente: Web Censolar; <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaicas-2019/>)



Para acogerse a esta modalidad es necesario cumplir las siguientes condiciones:

- La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- La potencia total de la instalación de producción asociada no sea superior a 100 kW
- En su caso, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para auxiliares con una empresa comercializadora.
- El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del real decreto.
- La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico.

		<p>SIN excedentes (individual) Mecanismo anti-vertido.</p> <p>SIN excedentes ACOGIDA a compensación (colectivo) Mecanismo anti-vertido.</p>	<p>CONSUMIDOR Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR No existe</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN Consumidor</p> <p>PROPIETARIO Puede ser diferente</p>
<p>Autoconsumo INDIVIDUAL</p> <p>Un consumidor asociado</p>	<p>Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR Conexión Red interior.</p>	<p>CON excedentes ACOGIDA a compensación Fuente renovable. Potencia de producción ≤ 100kW. Si aplica, contrato único consumo-auxiliares. Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo.</p>	<p>CONSUMIDOR Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR Titular de la instalación</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo</p> <p>PROPIETARIO Puede ser diferente</p>
<p>Autoconsumo COLECTIVO</p> <p>Varios consumidores asociados</p>		<p>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Resto de instalaciones con excedentes.</p>	<p>CONSUMIDOR Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR Titular de la instalación</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE</p> <p>PROPIETARIO Puede ser diferente</p>
	<p>Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED Conexión a red BT del mismo centro de transformación. Distancia entre contadores generación y consumo < 500 m, ambos conectados en BT. Misma referencia catastral (14dígitos).</p>	<p>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes.</p>	<p>CONSUMIDOR Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR Titular de la instalación</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE</p> <p>PROPIETARIO Puede ser diferente</p>

Imagen 9: Cuadro de modalidades y autoconsumos posibles (Fuente: Guía Profesional de la tramitación del Autoconsumo; IDAE)



Los trámites administrativos necesarios para la legalización de la instalación de autoconsumo con excedentes acogidos a compensación son los siguientes:

- Diseño de la instalación.
- Proyecto de Ingeniero eléctrico.
- Impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras (ICIO).
- Autorización ambiental según cada Comunidad Autónoma (CCAA).
- Certificado de Instalador especialista.
- Certificado de fin de obra de Ingeniero técnico.
- Inspección inicial por Organismo de Control Autorizado (OCA) (para >25 kW).
- Inspección cada 5 años por el OCA (para >25 kW).
- Autorización e explotación de la CCAA.
- Modificación del contrato de acceso del abonado con la comercializadora
- Registro Autonómico de autoconsumo (la CCAA lo hará de oficio).
- Registro de Autoconsumo del Ministerio (la CCAA lo hará vía telemática).
- Solicitud de permiso a la distribuidora eléctrica para acceso y conexión a la red.
- Depósito de Aval 40 €/kW, a devolver después.
- Contrato de compensación de excedentes a negociar con la compañía comercializadora.



7.4.2 Características

A continuación, se muestra el esquema básico de una instalación solar fotovoltaica tipo:

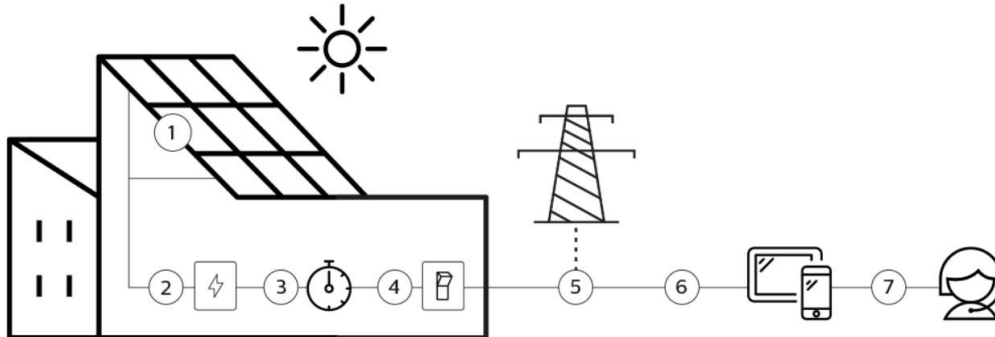


Imagen 10: Esquema básico de instalación FV conectada a red de Baja Tensión (Fuente: Elaboración Propia)

Los módulos FV o paneles solares (1) generarán corriente continua, la cual será transformada en corriente alterna de tensión y frecuencia normalizada (230/400 V y 50 Hz) por el inversor (2). En ningún momento se desconecta de la red de distribución eléctrica (5), por lo que en los momentos en donde la energía generada por los paneles sea insuficiente para alimentar los consumos, se utilizara la red eléctrica convencional. La energía generada (3) puede consultarse a través del programa de monitorización (6) normalmente incluido en el inversor. La energía se transmite a la red interior donde se consumirá a través de un cuadro eléctrico (4).

La instalación se compone de 176 módulos con una potencia de 300 KW, por lo que nuestro generador tendrá una potencia de pico máxima de 52,8 KWp. Los dos inversores instalados tienen una potencia nominal de 25 KW cada uno, por lo tanto, la potencia nominal de la instalación será de 50 KW.

La instalación incorporará todos los elementos de seguridad y protección necesarios para garantizar en todo momento la protección física de las personas (tanto al personal del usuario, como al personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución), la protección contra daños de las instalaciones, la calidad de suministro eléctrico y no provocar averías en la red.

Las partes de la instalación expuestas a los agentes ambientales de la intemperie se protegerán contra los efectos de la radiación solar y la humedad.



El tipo de obra de construcción a realizar no generará residuos RCD (Residuos de construcción y demolición) por lo que no será necesario ningún tratamiento posterior de los mismos.

7.4.3 Componentes Principales de la Instalación

- **Módulos Fotovoltaicos**

Son los encargados de transformar la energía solar en energía eléctrica a través del efecto fotoeléctrico (ya que los paneles solares son uniones p-n conectadas eléctricamente). Se utilizarán módulos de silicio monocristalino (de mayor eficiencia, aunque mayor coste que los de silicio policristalino, los cuales también contienen impurezas fundidas con el silicio durante el proceso de fabricación).

A continuación, se muestran las características principales de los modelos utilizados en nuestra instalación:

Modulos Fotovoltaicos	
Marca	Trina Solar
Modelo	TSM-300 5A.08(II)
Dimensiones (Alto x Largo x Ancho)	1650x992x35 mm
Peso	18,6 Kg
Cantidad	180 Uds
Características Eléctricas Asociadas en condiciones de prueba estandar (STC)	
Potencia de Salida	300 W
Eficiencia del Módulo (η m)	18,3 %
Tensión en Circuito Abierto (Voc)	39,8 V
Tensión en Pmax (Vmpp)	32,6 V
Intensidad en Cortocircuito (Isc)	9,77 A
Intensidad en Pmax (Impp)	9,19 A
Características Eléctricas Asociadas a T operativa nominal de la célula (TONC)	
Potencia de Salida	223 W
Tensión en Circuito Abierto (Voc)	37 V
Tensión en Pmax (Vmpp)	30,2 V
Intensidad en Cortocircuito (Isc)	7,89 A
Intensidad en Pmax (Impp)	7,38 A
Características Térmicas	
Temperatura operativa nominal de la célula (NOCT)	44 \pm 2 $^{\circ}$ C
Temperatura coeficiente de Pmax (γ)	-0,39 %/ $^{\circ}$ C
Temperatura coeficiente de Voc (β Voc)	-0,29 %/ $^{\circ}$ C
Temperatura coeficiente de Isc (α Isc)	0,05 %/ $^{\circ}$ C

Tabla 2: Características Módulos FV. Para el resto de las características y condiciones operativas ver Apartado 14: Fichas Técnicas



Los módulos incorporan una etiqueta trasera de identificación del modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como un número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Los módulos tendrán un grado de protección IP 68 (la primera cifra indica el grado de protección contra el polvo de 0-6 siendo 6 indicativo de ser totalmente estanco al polvo, la segunda cifra indica el grado de protección contra la penetración de agua en el dispositivo de 0-8) y un grado de aislamiento eléctrico clase I (todas sus partes metálicas accesibles están conectadas a tierra por un conductor de color amarillo/verde, ante un fallo de un conductor con tensión que entre en contacto con las partes metálicas, se producirá una corriente por el conductor de tierra, que pasará por un interruptor diferencial que cortará el suministro eléctrico en el aparato).

Los módulos incluyen diodos de derivación o Bypass (instalados en su caja de conexión trasera) conectados en paralelo entre módulos en serie, de forma que al producirse un sombreado parcial o total en algunas de las células, la corriente de salida (y por consiguiente la potencia) no se reduce permitiendo el paso de la corriente con muy pocas pérdidas a través del diodo (ya que ofrece menor resistencia que la célula que es un diodo polarizado en inversa) y evitando puntos calientes por la disipación de la energía que no saldría (podría provocar incendios y deterioros en los equipos). Con esto evitamos la formación de puntos calientes por sombreado parcial y minimizamos las pérdidas.

El fabricante de los paneles recomienda dejar un espacio de al menos 10 mm entre módulos.

-Certificados de conformidad: Los módulos disponen de las siguientes certificaciones:

- Marcado CE: según la Directiva europea 2004/108/EC relativa a la compatibilidad Electromagnética, la directiva 93/68/EEC relativa al marcado CE, la IEC 61215, Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre-Cualificación del diseño y homologación y la EN 50380, requisitos de marcado y de documentación para los módulos fotovoltaicos.



- Certificación TUV Rheinland respecto a la IEC 61730 armonizada para la directiva 2006/95/CE sobre cualificación de seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV)
- Certificación TUV Rheinland respecto a la IEC 61215, Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- Certificado UL 1703, es una certificación americana que certifica que el panel cumple con las directivas de seguridad requeridas por el código eléctrico de Estados Unidos (NEC). Esta certificación también incluye pruebas de fuego a los paneles para determinar su clase de protección.
- Cumplimiento de la IEC 61701, " salt mist corrosión testing of photovoltaic (PV) modules", referente a la resistencia a la corrosión salina.
- Cumplimiento de la IEC 62716, " ammonia corrosión testing of photovoltaic (PV) modules" referente a la resistencia a la corrosión por amoniac
- Empresa certificada por ISO 9001, lo que asegura que la infraestructura y procesos del fabricante tengan la calidad del producto como prioridad
- Empresa certificada por ISO 14001, lo que asegura una gestión medioambiental eficiente en cada una de las actividades de la empresa.
- Empresa certificada por ISO 14064, lo que asegura una gestión y control de la emisión de gases de efecto invernadero.

Los módulos fotovoltaicos tienen una garantía por el fabricante durante un período de 10 años y cuentan con una garantía de rendimiento durante 25 años garantizando una pérdida máxima de rendimiento del 2,5% el primer año, y 0,6% desde el año segundo hasta el vigésimo quinto, de forma que al final del periodo la potencia real de salida no será menor del 83,1%.



- **Inversor**

Convierte la señal de corriente continua que generan los módulos fotovoltaicos en corriente alterna con los mismos parámetros que la red interior (400/230 V; 50Hz) donde será consumida la energía. Debe garantizar la calidad de la energía vertida a la red. Las características principales del inversor escogido son las siguientes:

Inversor	
Marca	FRONIUS
Modelo	ECO 25.0-3-S
Potencia Nominal	25000 KW
Tensión de Entrada Max	1000 V
Corriente de Entrada Max	44,2 A
Rango de Tensión MPP	580V-850V
Rendimiento Máximo	98 %
Rendimiento Europeo	98,2 %
Configuración de Strings	
Configuración	X series de X módulos

Tabla 3: Características Inversor. Para el resto de las características y condiciones operativas ver Apartado 14: Fichas Técnicas

El rango de temperatura de servicio de los inversores está entre -25°Cy + 60°C y admite humedades del 0% al 100%.

Los inversores para instalaciones fotovoltaicas están garantizados por el fabricante durante un período de 5 años.

-Seguimiento del MPP: seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador para extraer la máxima energía de este a lo largo del día.

-Limitación de funcionamiento en modo isla: El inversor está limitado para no funcionar en modo isla. Esto significa que para que el inversor pueda inyectar energía a la red, tiene que haber presente una señal alterna en ella. De esta forma mantenemos la seguridad de los operarios en caso de mantenimiento o reparación de la red eléctrica de distribución y transporte. Ante la pérdida de la resistencia de aislamiento el inversor se desconectará

- Fallo en la red eléctrica: En caso de que se interrumpa el suministro de la red eléctrica, el inversor se encuentra en situación de cortocircuito, en este caso, el inversor se desconecta por completo y espera a que se restablezca la tensión en la red para iniciar



de nuevo su funcionamiento. el tiempo de reconexión mínimo es de 3 minutos conforme a IEC 61727:2004 una vez que los parámetros de la red vuelven a estar dentro de los márgenes permitidos.

-Dispositivos/Protecciones incluidas en el inversor:

- Desconexión automática del inversor en situación de tensión baja en el generador fotovoltaico (durante la noche o si se desconecta el generador). Durante las horas nocturnas el inversor regula su consumo a menos de 1KW.
- Calentamiento excesivo: si la temperatura del inversor sobrepasa un determinado valor umbral, el equipo se desconectará hasta alcanzar una temperatura inferior.
- Protección contra inversión de polaridad: protege el inversor contra posibles cambios de polaridad debido a la corriente que puedan inyectar otras series de paneles del generador fotovoltaico.
- Grado de aislamiento eléctrico clase I
- Grado de protección: IP 66. Apto para su instalación en exteriores
- Control manual (seccionador) para encendido/apagado del generador y conexión/desconexión del inversor a la interfaz CA.
- Aislamiento galvánico entre circuitos DC/AC
- Protecciones frente a:
 - Cortocircuitos en alterna
 - Tensión de red/interconexión fuera de rango (relé)
 - Frecuencia de red/interconexión fuera de rango (relé)

-Dimensionado del inversor: el generador FV se sobredimensiona con respecto al inversor, es decir, se instala mayor potencia pico de módulos (Potencia máxima en condiciones STC) que la potencia nominal del inversor. Esto es debido a que sólo en las horas centrales del día los módulos fotovoltaicos están produciendo el máximo de su



potencia, además también existen pérdidas por suciedad, días nublados, altas temperaturas...etc. De esta manera optimizamos el funcionamiento de la instalación.

-Configuración como Inversor Central

La instalación se compone de 2 Inversores con 4 strings (ramas) cada uno.

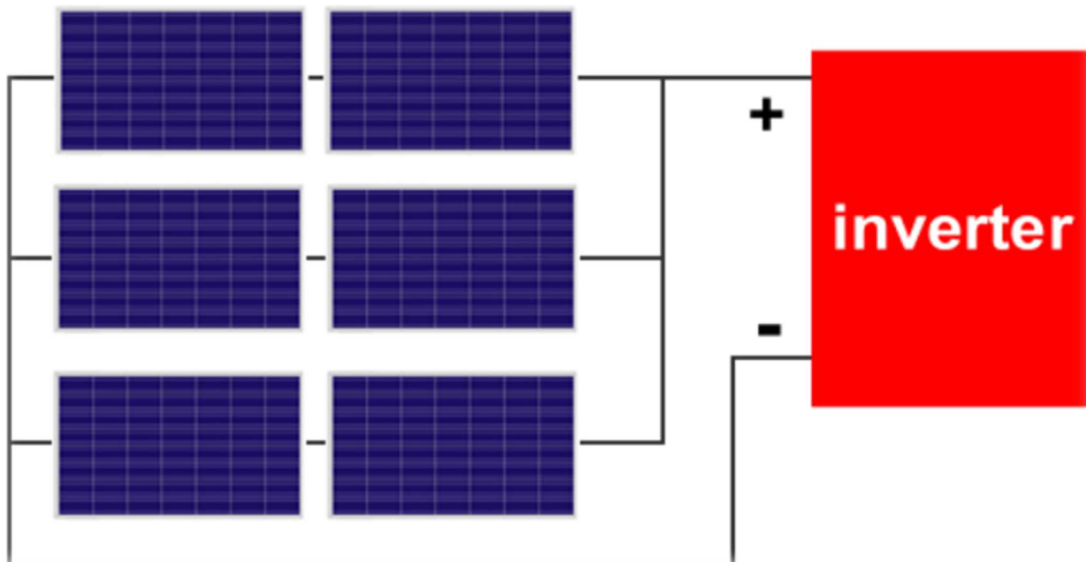


Imagen 11: Esquema tipo de configuración del inversor. (Fuente: Elaboración Propia)

-Certificados de conformidad: El inversor dispone de las siguientes certificaciones:

- Marcado CE en virtud del cumplimiento de las siguientes directivas:
 - ✓ Directiva de Baja Tensión 2006/95/CE, ya que cumple las 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 UNE EN 61000-6-2, Compatibilidad Electromagnética Normas genéricas- Inmunidad para entornos industriales y UNE EN 61000-6-3, Compatibilidad Electromagnética, Normas genéricas-Emisión para entornos industriales

- RD 1699/413, en cuanto a las funciones de seguridad mediante el empleo de técnicas equivalentes de aislamiento galvánico de un transformador. Estas



funcionalidades deben ser ensayadas y certificadas según IEC 62109-2 Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas fotovoltaicos, Requisitos particulares para inversores.

- UNE EN 206007-1 Requisitos de conexión a la red eléctrica. Parte1: Inversores para conexión a la red de distribución.

- IEC 61727: Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface

- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

-Instalación:

Estarán situados cerca del cuadro de protecciones de AC dentro de una sala técnica contruida a tal efecto. El inversor incluye sistema de fijación propio para colocar sobre pared.

El inversor cuenta con un grado de protección IP66 por lo que puede instalarse en el exterior.

- **Estructura de Soporte**

Los módulos serán montados sobre la cubierta (la cual está formada por chapa metálica+ aislamiento PIR+ membrana de impermeabilización tipo TPO) según recomendación del fabricante a través de perfiles metálicos de acero galvanizado atornillados a la cubierta mediante placas de anclaje metálicas de acero galvanizado (Utilizando arandelas de goma para sellado en la perforación, además de algún sellado químico para garantizar la estanqueidad).

Los módulos serán fijados a la estructura de soporte a través de los 4 orificios de montaje disponibles en el marco mediante pernos de acero inoxidable (como medida de



protección contra la corrosión) M8 tal y como se muestra en la siguiente figura. Esta fijación se compondrá, además, de una arandela plana de acero inoxidable de espesor mínimo 1,8 mm y diámetro exterior entre 20 y 24 mm, una arandela de muelle de acero inoxidable y una tuerca de acero inoxidable.

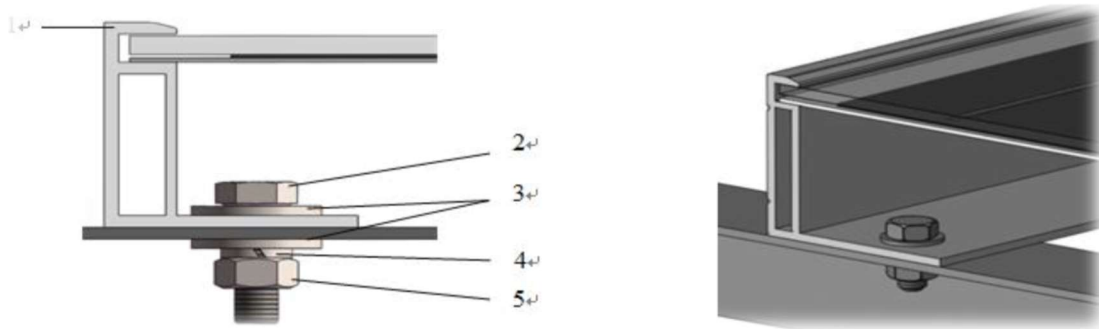


Imagen 12: Sistema de montaje de la estructura de soporte de los paneles. (Fuente: manual de usuario del fabricante Trinasolar)

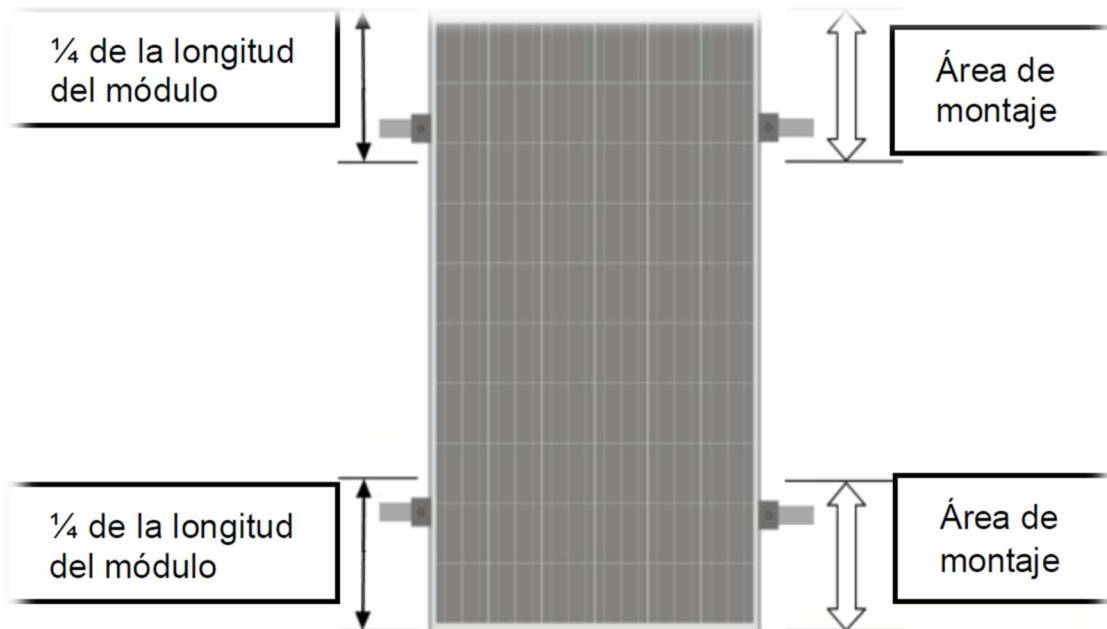


Imagen 13: Sistema de montaje de la estructura de soporte de los paneles. (Fuente: manual de usuario del fabricante Trinasolar)



La estructura debe resistir las sobrecargas de viento y nieve de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la instalación.

Todas las partes metálicas de la estructura del generador se conectarán a tierra.

El sistema de fijación permitirá las dilataciones térmicas sin que las cargas originadas afecten a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

En nuestro caso, al ser de tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

- **Cableado**

-Identificación de Circuitos: en circuitos trifásicos cada fase se identificará con color marrón, gris y negro. En la parte de continua el polo negativo será negro y el positivo rojo.






<i>conductor</i>	<i>coloración</i>		
<i>neutro</i> <i>(o previsión de que un conductor de fase pase posteriormente a neutro)</i>	<i>azul</i> 		
<i>protección</i>	<i>verde-amarillo</i> 		
<i>fase</i>	<i>marrón</i> 	<i>negro</i> 	<i>gris</i> 

Imagen 14: Identificación de conductores (Fuente: Guía Técnica ITC19-REBT)



-Cableado de Corriente Continua:

- ✓ Todo el cableado de continua será de cobre y de doble aislamiento (clase II) y adecuado para su uso en intemperie.
- ✓ Resistente a temperaturas extremas: Temperatura min/max de servicio del conductor entre -40°C y 120°C. La temperatura máxima del conductor en cortocircuito es de 250°C (durante 5 segundos).
- ✓ Clasificados como alta seguridad (AS), es decir no propagadores de llama y bajas emisiones de humos y gases corrosivos.
- ✓ La tensión asignada por los cables será 1,8 kV DC, la cual se define como la máxima tensión que soporta antes de deteriorar las propiedades dieléctricas del aislamiento
- ✓ Aislamiento termoestable según temperaturas máximas y en régimen permanente indicadas por el fabricante.

El cableado utilizado en los diferentes tramos será el siguiente:

- ❖ Conexión entre Módulos FV: Los módulos incorporan cables sus polos positivos y negativos de 1 m de longitud, diseñados para aplicaciones fotovoltaicas, resistentes a los rayos UV, de sección 4 mm² y con conectores rápidos tipo MC4, que proporciona una conexión segura y estanca entre paneles solares.
- ❖ Conexión Módulos FV- Caja de Conexión de Strings & Caja de Conexión de Strings-Inversor: Fabricante (TOPCABLE) Modelo (TOP SOLAR PV) Designación (ZZ-F (AS) 1,8 KV DC).

-Certificados de Conformidad CC:

- Certificado CE, TUV, EN y RoHS
- Aislamiento eléctrico clase 5 según UNE EN 60228



- Protección AD8 contra el agua: lo cual indica que el cable es capaz de resistir la sumersión en agua de manera total y permanente.
- TUV 2Pfg 1169-08: resistencia a los rayos ultravioleta UV.
- UNE-EN 50618: Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.
- No propagador de llama según IEC 60332-1 y UNE EN 60332-1: Métodos de ensayo para cables eléctricos y cables de fibra óptica sometidos a condiciones de fuego.
- Baja emisión de humos según UNE EN 61034: Medida de la densidad de los humos emitidos por cables en combustión bajo condiciones definidas.
- Libre de Halógenos según IEC 60754 y UNE EN 60754: Ensayo de los gases desprendidos durante la combustión de materiales procedentes de los cables.
- Baja emisión de gases corrosivos según IEC 60754-2 y UNE EN 60754-2: Ensayo de los gases desprendidos durante la combustión de materiales procedentes de los cables. Parte 2: Determinación de la acidez (por medida del pH) y la conductividad.
- Protección a los impactos AG2 medio, lo que equivale a un grado de protección IK07 (Resistente a golpes con energía de 2 Joules)
- Vida útil de 30 años según UNE-EN 60216-2 Materiales aislantes eléctricos. Propiedades de endurancia térmica.

-Cableado de Corriente Alterna:

- ✓ Todo el cableado de alterna será de cobre y de aislamiento eléctrico clase I.
- ✓ Resistente a temperaturas extremas (entre -40 °C y +90 °C). Temperatura máxima del conductor de 90°C.
- ✓ Clasificados como alta seguridad (AS), es decir no propagadores de llama y bajas emisiones de humos y gases corrosivos.



- ✓ Aislamiento termoestable de polietileno reticulado (XLPE)

El cableado utilizado en los diferentes tramos será el siguiente:

- ❖ Inversor – Caja de Protecciones de Alterna & Caja de Protecciones de Alterna- Punto de Conexión: Fabricante (GENERAL CABLE) Modelo (Exzhellent XXI 1000V) Designación (RZ1-K(AS) 0,6/1KV). Disponen de conductor de cobre flexible clase 5, aislamiento de polietileno reticulado (XPLE) y cubierta exterior de poliolefina termoplástica libre de halógenos.

-Certificados de Conformidad CC:

- Certificado CE.
- Aislamiento eléctrico clase 5 según UNE EN 60228
- No propagador de llama y del incendio según IEC 60332-1, UNE EN 60332-1 ,IEC 60332-3 y UNE EN 60332-3: Métodos de ensayo para cables eléctricos y cables de fibra óptica sometidos a condiciones de fuego.
- Baja emisión de humos según IEC EN 61034 y UNE EN 61034: Medida de la densidad de los humos emitidos por cables en combustión bajo condiciones definidas.
- Libre de Halógenos y baja emisión de gases corrosivos según IEC 60754 y UNE EN 50267.

- **Canalizaciones**

-Canalizaciones de Corriente Continua:

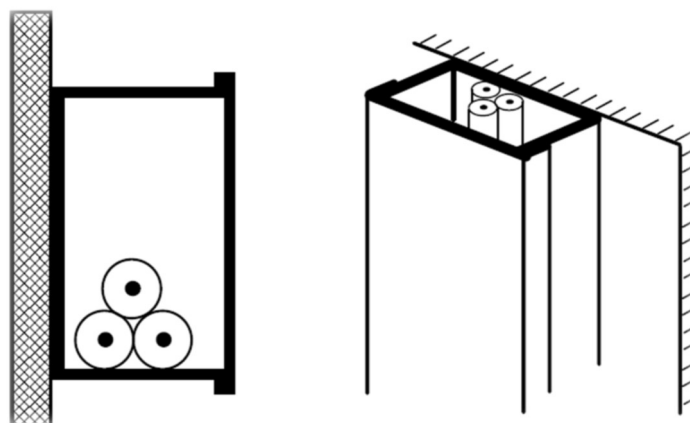
Las canalizaciones para esta parte de la instalación serán canales no perforados cerrados con una tapa desmontable para facilitar su mantenimiento y cumplirá lo establecido en la norma UNE EN 50.085 (Sistemas de canales para cables y sistemas de conductos cerrados de sección no circular para instalaciones eléctricas.). Estas canalizaciones serán conectadas a tierra debido a su conductividad y tendrán las siguientes características mínimas:



Diseño de Instalación Fotovoltaica sobre la Cubierta de un establecimiento Industrial

Característica	Grado	
	≤ 16 mm	> 16 mm
Dimensión del lado mayor de la sección transversal	≤ 16 mm	> 16 mm
Resistencia al impacto	Muy ligera	Media
Temperatura mínima de instalación y servicio	+15°C	-5°C
Temperatura máxima de instalación y servicio	+60°C	+60°C
Propiedades eléctricas	Aislante	Continuidad eléctrica/aislante
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	no inferior a 2
Resistencia a la penetración de agua	No declarada	
Resistencia a la propagación de la llama	No propagador	

Imagen 15: Características mínimas para canalizaciones superficiales ordinarias (Fuente: ITC-21)



* Imagen 16: Sistema de montaje de la estructura de soporte de los paneles (Fuente: ITC-21)

-Cableado de Corriente Alterna:

Las canalizaciones para esta parte de la instalación serán enterradas, los tubos irán dentro de tubos protectores. Serán conformes a lo establecido en la norma UNE EN 50.086 2-4 (Sistemas de tubos para la conducción de cables. Parte 2-4: requisitos particulares para sistemas de tubos enterrados) y sus características mínimas serán las siguientes:

Característica	Código	Grado
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Protegido contra objetos $D \geq 1 \text{ mm}$
Resistencia a la penetración del agua	3	Protegido contra el agua en forma de lluvia
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	0	No declarada
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Notas:
 NA : No aplicable
 (*) Para tubos embebidos en hormigón aplica 250 N y grado Ligero; para tubos en suelo ligero aplica 450 N y grado Normal; para tubos en suelos pesados aplica 750 N y grado Normal

Imagen 17: Características mínimas para tubos en canalizaciones enterradas (Fuente: ITC-21)



Según ITC 21-Tubos y Canales Protectoras, se recomienda enterrar los tubos a una profundidad mínima de 0,6 m y que estos dispongan de un recubrimiento mínimo inferior de 0,03 m y superior de 0,06 m. En este caso el recubrimiento se realizará mediante arena de río, por lo que se establece que el tubo debe presentar una resistencia mínima a la compresión de 450 N.

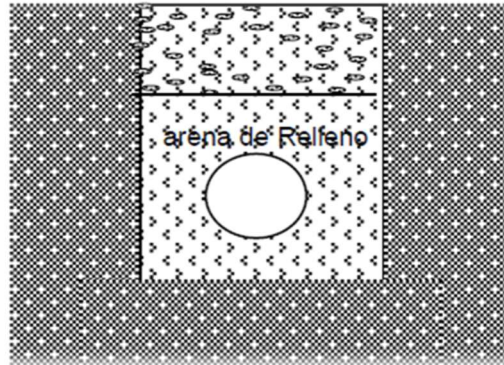


Imagen 18: Tubo enterrado en recubrimiento de arena (Fuente: ITC-21)

Los tubos deben tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los conductores. La siguiente tabla muestra los diámetros exteriores mínimos de los tubos (en nuestro caso 63 mm: 4 cables 3F+N de 16 mm² de sección) en función del número y la sección de los cables o conductores a conducir:

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	< 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	--

Imagen 16: Diámetros exteriores mínimos de los tubos enterrados (Fuente: ITC-21)

Se instalarán tubos de diámetro de 160 mm para mayor comodidad.



- **Sistema de Monitorización y Adquisición de Datos**

Obtiene datos de la generación/vertido de la instalación FV para prevenir averías, llevar un mantenimiento adecuado de la instalación y controlar las facturas de la compañía distribuidora.

El inversor Fronius ECO 25 KW incorpora de manera gratuita la monitorización del sistema a través de la web www.solarwebcom o App para smarthpone o tablet. A través de este software es posible consultar datos de producción, rendimiento, y ahorro en tiempo real desde cualquier lugar.

La comunicación del inversor al exterior se realiza a través de una tarjeta de comunicaciones (Data Manager) que registra datos y gestiona el inversor y una antena wifi incluida en el mismo a través de los cuales se crea un punto de conexión wifi al que conectar cualquier dispositivo y configurar la monitorización.

El inversor incluye una pantalla táctil de configuración accesible al usuario y que proporciona cualquier tipo de información en tiempo real:





Imagen 17: Principales parámetros de monitorización en la pantalla del inversor (Fuente: elaboración Propia)



- **Instalación de Toma de Tierra:**

Esta parte es fundamental para la protección de la instalación y de los operarios que realicen labores de mantenimiento en el generador fotovoltaico.

Todas las masas metálicas de la instalación deben conectarse con la red de tierra. De esta forma evitaremos diferencias de potencial no deseadas en las masas metálicas (por posible contacto directo de personas con las masas en caso de pérdida de aislamiento eléctrico de conductores y dispositivos) y permitimos el paso a tierra de las corrientes de defecto y descargas (sobretensiones) de origen atmosférico, asegurando la actuación de las protecciones eléctricas y disminuyendo el riesgo de una avería en los materiales eléctricos utilizados.

Se realizará una red de tierras independiente de la red interior (Según RD1633/2000 Artículo 12 & REBT-ITC 40, punto 8.2.1):

“Artículo 12. Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas: La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones (en nuestro caso está incluido en el inversor), con base en el desarrollo tecnológico. Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.”

La instalación estará compuesta de los siguientes elementos:

-Tomas a Tierra: el inmueble industrial posee una instalación de toma de tierra con configuración T-T, con toma de tierra tanto en la fuente (transformador de media a baja tensión) como en el consumo (tomas de tierra distribuidas por toda la estructura), por lo que utilizaremos la toma de tierra existente.



-Conductores de tierra (o de enlace con tierra): unen el electrodo de la puesta a tierra con el borne principal de puesta a tierra.

-Bornes de puesta a tierra: unión de los conductores de protección conectados a las diversas masas de la instalación. Todas las masas tanto de la parte continua como de la parte alterna estarán conectadas a una misma toma de tierra.

Conductores de protección: unen eléctricamente las masas. Serán de cobre.

Los conductores de protección discurrirán por las mismas canalizaciones de la parte CC y CA y cumplirán la UNE 20.460-5-54. Serán de la misma sección que el utilizado en sus respectivos tramos.

El generador fotovoltaico se dispondrá en configuración “flotante”, es decir los cables de continua se encuentran aislados entre si y no están puestos a tierra (solo las masas y partes metálicas de los aparatos. Si un conductor se pone en contacto con alguna parte metálica, los potenciales hilo-masa-tierra se igualarán sin que haya corriente de derivación a tierra. Si una persona toca la parte metálica tampoco habrá una corriente de derivación por su cuerpo, ya que la diferencia de potencial será 0 (que es la diferencia de potencial entre masa-tierra).

Si se produce un contacto de los 2 conductores por las partes metálicas habrá un cortocircuito (ya que toda la superficie es equipotencial) y si una persona toca, tampoco habrá una corriente de fuga por ella (diferencia de potencial entre masa-tierra es 0). El cortocircuito tampoco produce una avería en las placas, pues la intensidad de cortocircuito de las placas fotovoltaicas es solo escasamente superior a su intensidad nominal. El efecto del cortocircuito es anular la tensión en la entrada de la parte de continua del convertidor, por lo que este se desconectará automáticamente de la línea de continua que le llega, ya que el convertidor va dotado de un interruptor automático que se abre cuando la tensión de continua disminuye hasta cierto valor que no hace posible continuar con la entrega de energía a la red pública.



- **Punto de Interconexión.**

Los requisitos de interconexión a redes de tensión nominal $< 1\text{KV}$ (Baja Tensión) marcados por la compañía suministradora, en nuestro caso UNIÓN FENOSA, son los siguientes:

-El punto de conexión debe estar en un lugar de libre acceso desde la vía pública.

-Desconexión automática en caso de fallo de Red.

-Desconexión automática en caso de introducir perturbaciones a la Red.

-Reenganche automático transcurrido un intervalo de funcionamiento correcto.

La instalación FV se conectará a la red interior en el Cuadro General de Baja Tensión (CGBT), concretamente aguas abajo del interruptor general del CT.

La medida de la energía inyectada a la red se hará con un equipo de medida bidireccional colocado en el armario de contadores según las especificaciones de UFD. Será de clase de precisión 2 según RD 85/1984 y tal que la correspondiente a la potencia nominal de la Instalación FV se encuentre entre el 50% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de dicho aparato.



7.5 Planificación de los trabajos

A continuación, se muestra el diagrama de Gantt del proyecto. Con una duración total de 132 días (incluyendo la elaboración del presente proyecto):

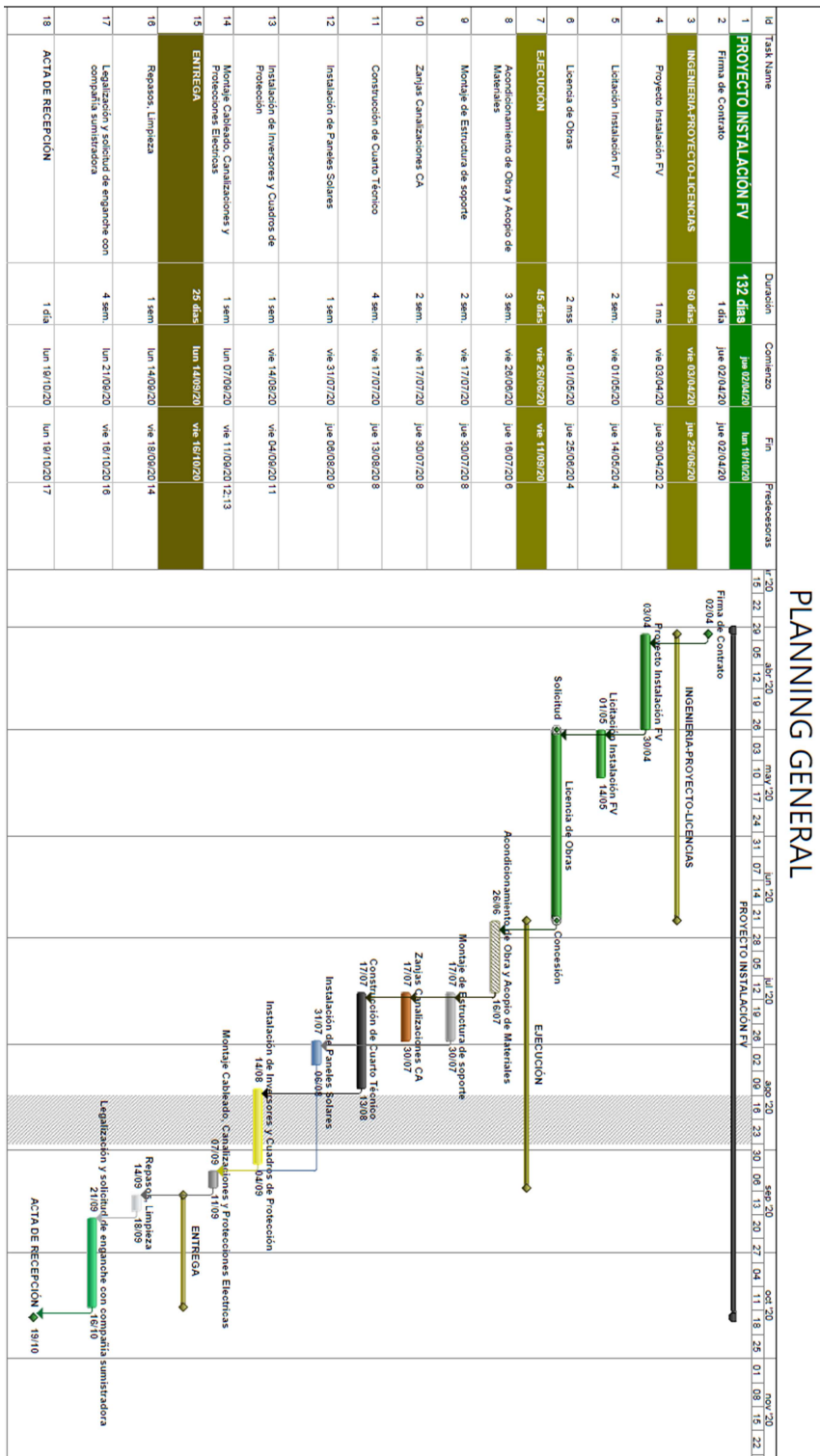


Imagen 18: Planificación de Proyecto



8. CALCULOS JUSTIFICATIVOS

8.1. Generador Fotovoltaico

Para justificar la Potencia nominal del Generador a diseñar hemos de tener en cuenta las exigencias requeridas por:

-Código Técnico de la Edificación, DB-HE, el cual tiene por objeto establecer reglas y procedimientos que permiten cumplir las exigencias básicas de ahorro de energía y de generación de energía eléctrica procedente de fuentes renovables para uso propio o suministro a la red.

-RD 732/2019, que modifica el Código Técnico de la Edificación e introduce cambios en la cuantificación de las exigencias.

Según el apartado 3 (Cuantificación de la exigencia) de la sección HE5 (Generación mínima de energía eléctrica) deben cumplirse las siguientes condiciones:

“1 La potencia a instalar mínima “P_{min}” se obtendrá a partir de la siguiente expresión:

$$P_{min} = 0,01 \cdot S$$

Sin superar el valor de la siguiente expresión que determina la potencia límite:

$$P_{lim} = 0,05 \cdot S_c$$

donde,

P_{min}, P_{lim}: potencia a instalar [kW].

S: superficie construida del edificio [m²]

S_c: superficie construida de cubierta del edificio [m²].

2 La potencia obligatoria a instalar, en todo caso, no será inferior a 30 KW ni superará los 100KW”

Aplicando estas condiciones a nuestro proyecto obtendríamos:

Condición 1

$$P_{min} = 0,01 \cdot S = 0,01 \cdot 5162 = 51,62 \text{ KW} \rightarrow \text{Plantearemos } P_{M_G} = 52,8 \text{ KWp } \mathbf{CUMPLE}$$

$$P_{lim} = 0,05 \cdot S_c = 0,05 \cdot 4877 = 243,85 \text{ KW} \rightarrow P_{min} < P_{M_G} < P_{lim} \mathbf{CUMPLE}$$

Condición 2

$$30\text{KW} < P_{min} \approx P_{M_G} < 100\text{KW } \mathbf{CUMPLE}$$



- Potencia a Instalar (Potencia Nominal del Generador): $PM_G = 52,8 \text{ KWp}$
- Potencia de Salida del modulo en Condiciones Estandar: $PM_{M,STC} = 300 \text{ W} = 0,3 \text{ KW}$

Por lo tanto, el número de módulos necesarios será:

$$N_M = \text{Int} \left(\frac{PM_G}{PM_{M,STC}} \right) = \text{Int} \left(\frac{52800}{300} \right) = 176 \text{ Modulos}$$

El número de módulos en serie en una rama del generador estará condicionado por el rango de tensiones y corrientes admitidas en la entrada del inversor.

La disminución de la temperatura provoca un aumento en la tensión en circuito abierto de los módulos, y, en consecuencia, de la tensión en el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.

Posible situación: Fallo en la red → Desconexión del Inversor + Tensión en la entrada superior a su valor máximo → Daños en el inversor

Posible situación: V_{mpp} del generador > V_{max} del rango de seguimiento del MMP del inversor → El inversor no proporcionará la potencia máxima y no funcionará correctamente.

A efectos de diseño consideraremos una temperatura mínima de la célula de -10°C

- Coeficiente de temperatura de V_{oc} ($\beta_{V_{oc}}$) de los módulos: $\beta_{V_{oc}} = -0,29 \text{ \%}/K$
- Temperatura ambiente considerada en condiciones estándar, STC: $T_{amb_{STC}} = 25^\circ\text{C}$
- Tensión máxima del rango de seguimiento del MPP: $V_{INV,maxMPP DC} = 850 \text{ V}$

$$V_{OC,M}(T_C \neq T_{amb_{STC}}) = V_{OC,M,STC} \cdot [1 + \beta_{V_{oc}} \cdot (T_C - T_{amb_{STC}})]$$

$$V_{OC,M}(T_C = -10^\circ\text{C}) = 39,8 \cdot [1 + (-0,0029) \cdot (-10 - 25)] = 43,83 \text{ V}$$

$$\text{Condición 1 } \max(N_{Ms}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,maxDC}}{V_{OC,M}(T_C = -10^\circ\text{C})} \right] = \text{Int} \left[\frac{1000}{43,83} \right] = 22 \text{ Modulos}$$



$$V_{MPP,M}(T_C \neq T_{amb_{STC}}) = V_{MPP,M,STC} \cdot [1 + \beta V_{OC} \cdot (T_C - T_{amb_{STC}})]$$

$$V_{MPP,M}(T_C = -10^\circ C) = 32,6 \cdot [1 + (-0,0029) \cdot (-10 - 25)] = 35,9 V$$

Condición 2 $\max(N_{Ms}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,max MPP DC}}{V_{MPP,M}(T_C = -10^\circ C)} \right] = \text{Int} \left[\frac{850}{35,9} \right] = 23 \text{ Modulos}$

El aumento de la temperatura provoca una disminución en la tensión en circuito abierto/aumento de la corriente de cortocircuito de los módulos, y, en consecuencia, de la tensión/corriente en el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.

Posible situación: Disminución de la tensión por debajo del límite inferior del margen de tensión de entrada del inversor → El inversor no sigue el PMP → El inversor no extrae toda la potencia posible del generador y puede llegar a desconectarse.

Posible situación: Aumento de la Temperatura → Aumento de la Corriente en cada rama → I en el generador superior a la corriente Max permitida a la entrada del Inversor → Daños en la instalación.

A efectos de diseño consideraremos una temperatura de la célula máxima de 60 °C

- Coeficiente de temperatura de Voc (βV_{OC}) de los modulos: $\beta V_{OC} = -0,29 \% / K$
- Coeficiente de temperatura de Isc (βI_{SC}) de los modulos: $\beta I_{SC} = 0,05 \% / K$
- Temperatura de la celula considerada en condiciones estándar, STC: $T_{amb_{STC}} = 25^\circ C$
- Tensión mínima del rango de seguimiento del MPP: $V_{INV,min MPP DC} = 580 V$
- Corriente máxima admitida a la entrada del inversor: $I_{INV,max DC} = 44,2 A$ por entrada

$$V_{OC,M}(T_C \neq T_{amb_{STC}}) = V_{OC,M,STC} \cdot [1 + \beta V_{OC} \cdot (T_C - T_{amb_{STC}})]$$

$$V_{OC,M}(T_C = 60^\circ C) = 39,8 \cdot [1 + (-0,0029) \cdot (60 - 25)] = 35,76 V$$

Condición 3 $\min(N_{Ms}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,min MPP}}{V_{OC,M}(T_C = 60^\circ C)} \right] + 1 = \text{Int} \left[\frac{580}{35,76} \right] + 1 = 17 \text{ Modulos}$

$$V_{MPP,M}(T_C \neq T_{amb_{STC}}) = V_{MPP,M,STC} \cdot [1 + \beta V_{OC} \cdot (T_C - T_{amb_{STC}})]$$

$$V_{MPP,M}(T_C = 60^\circ C) = 32,6 \cdot [1 + (-0,0029) \cdot (60 - 25)] = 29,3 V$$



$$\text{Condición 4 } \min(N_{Ms}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV, \min, MPP}}{V_{MPP, M}(T_C=70^\circ C)} \right] + 1 = \text{Int} \left[\frac{580}{29,3} \right] + 1 = 20 \text{ Modulos}$$

$$I_{SC, M}(T_C \neq Tamb_{STC}) = I_{SC, M, STC} \cdot [1 + \beta_{I_{SC}} \cdot (T_C - Tamb_{STC})]$$

$$I_{SC, M}(T_C = 60^\circ C) = 9,77 \cdot [1 + (0,0005) \cdot (60 - 25)] = 9,94 \text{ A}$$

$$\text{Condición 5 } \max(N_{Mp}) = \text{Int} \left[\frac{I_{INV, \max DC}}{I_{SC, M}(T_C=70^\circ C)} \right] = \text{Int} \left[\frac{44,2}{9,94} \right] = 4 \text{ Ramas}$$

$$I_{MPP, M}(T_C \neq Tamb_{STC}) = I_{MPP, M, STC} \cdot [1 + \beta_{I_{MPP}} \cdot (T_C - Tamb_{STC})]$$

$$I_{MPP, M}(T_C = 60^\circ C) = 9,19 \cdot [1 + (0,0005) \cdot (60 - 25)] = 9,35 \text{ A}$$

$$\text{Condición 6 } \max(N_{Mp}) = \text{Int} \left[\frac{I_{INV, \max DC}}{I_{MPP, M}(T_C=70^\circ C)} \right] = \text{Int} \left[\frac{44,2}{9,35} \right] = 4 \text{ Ramas}$$

Tomamos como diseño:

$$\text{Inversor 1: } N_{Ms} = 22 \text{ Modulos } N_{Mp} = 4 \text{ Ramas } ; N_M = N_{Ms} \cdot N_{Mp} = 88 \text{ modulos}$$

$$P_{G \text{ INV } 1} = 26,4 \text{ KWp}$$

$$\text{Inversor 2: } N_{Ms} = 22 \text{ Modulos } N_{Mp} = 4 \text{ Ramas } ; N_M = N_{Ms} \cdot N_{Mp} = 88 \text{ modulos}$$

$$P_{G \text{ INV } 2} = 26,4 \text{ KWp}$$

- Número Total de Módulos:

$$N_M = N_{Ms} \cdot N_{Mp} \cdot 2 = 176 \text{ Modulos}$$

- Potencia del Generador en condiciones estandar de medida:

$$PM_{G, STC} = N_M \cdot PM_{M, STC} = 176 \cdot 300 = 52,8 \text{ KWp}$$



8.2. Resistencia estructural de soporte.

-Resistencia Estructural: la estructura soportará además del peso de los módulos, las sobrecargas de viento y nieve según CTE, Parte II DB SE y DB SE-AE. A continuación se muestra el cálculo de la sobrecarga producida en la cubierta por nuestra instalación:

Sobrecarga por Instalación FV			
Elemento	Peso Unitario	Cantidad	Peso Total
Modulo Fotovoltaico	18,6 Kg	176 uds	3.273,6 Kg
Estructura de soporte	9,5 Kg/ml	176 ml	1.672 Kg
Cableado	0,3 Kg/ml	440 ml	132 Kg
Peso Total			5.077,6 Kg
Superficie de Aplicación			617 m2
PESO POR UNIDAD DE AREA			8,22Kg/m2

Tabla 4: Sobrecarga de cubierta de Instalación FV

Como podemos observar el peso por unidad de área, 8,22 kg/m², está muy por debajo de los 100 kg/m² de sobrecarga de uso que establece el CTE para cubiertas accesibles para conservación con inclinación inferior a 20° (SE-AE-5, Tabla 3.1). Con lo que queda justificado que la estructura de la nave no se verá alterada por la instalación.

Tabla 3.1. Valores característicos de las sobrecargas de uso

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m ²]	Carga concentrada [kN]
A	Zonas residenciales	A1	Viviendas y zonas de habitaciones en, hospitales y hoteles	2	2
		A2	Trasteros	3	2
B	Zonas administrativas			2	2
C	Zonas de acceso al público (con la excepción de las superficies pertenecientes a las categorías A, B, y D)	C1	Zonas con mesas y sillas	3	4
		C2	Zonas con asientos fijos	4	4
		C3	Zonas sin obstáculos que impidan el libre movimiento de las personas como vestíbulos de edificios públicos, administrativos, hoteles; salas de exposición en museos; etc.	5	4
		C4	Zonas destinadas a gimnasio u actividades físicas	5	7
		C5	Zonas de aglomeración (salas de conciertos, estadios, etc)	5	4
D	Zonas comerciales	D1	Locales comerciales	5	4
		D2	Supermercados, hipermercados o grandes superficies	5	7
E	Zonas de tráfico y de aparcamiento para vehículos ligeros (peso total < 30 kN)			2	20 ⁽¹⁾
F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente ⁽²⁾			1	2
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación ⁽³⁾	G1 ⁽⁷⁾	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 ⁽⁴⁾⁽⁶⁾	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) ⁽⁵⁾	0,4 ⁽⁴⁾	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

Imagen 19: Tabla de Valores de sobrecarga permitidos (Fuente: CTE SE-AE)



8.3. Cableado

- Criterios de Evaluación

Máxima Intensidad admisible del cable:

IEC 60.634-7-712: a la temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en condiciones STC del Módulo.

-ITC-BT 40 (Pto 5): los cables de la parte de CC deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del Generador, es decir su intensidad de cortocircuito.

* En la parte de CA se le aplica el mismo criterio que para la parte de CC pero tomando como referencia la intensidad nominal de salida del inversor.

La intensidad máxima admisible del cable deberá ser superior a la intensidad máxima que circulará por el:

$$I_B \leq I_Z' = I_Z \cdot F_{Corrección}$$

-Corriente para la que se ha diseñado el circuito: I_B

-Corriente máxima admisible por el cable según REBT ITC 19 y norma 20460-5-523 (Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: Selección e instalación de los materiales eléctricos. Sección 523: Intensidades admisibles en sistemas de conducción de cables.): I_Z

-Factor de corrección según temperatura ambiente, tipo de instalación, agrupaciones de cables...etc : $F_{Corrección}$

Máxima Caída de Tensión Admisible:

-Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (IDAE): 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 deberán tener la sección suficiente



para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% en condiciones STC en la parte de CC y de CA.

-ITC-BT 40: 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.

En CC monofásico:
$$S_{min} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta V(entero) \cdot V \cdot \sigma} = x \text{ mm}^2$$

En CA trifásico:
$$S_{min} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\phi}{\Delta V(entero) \cdot V \cdot \sigma} = x \text{ mm}^2$$

- Conductividad del Cobre a 20°C con aislamiento termoestable: $\sigma = 45,5 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$
- Longitud del cableado: L
- Máxima Corriente del Circuito: I
- Tensión del circuito: V
- Caída de tensión: ΔV
- Factor de potencia del inversor trifásico: $\cos\phi$

- Tramos:

Módulos-Caja de Conexión de Grupo:

-Se considera la distancia de la rama más alejada a la caja: $L = 30,67 \text{ m}$

-Se considera la corriente de cortocircuito de cada rama $I = I_{SC,R,STC} \cdot 1,25 = I_{SC,M,STC} \cdot 1,25 = 9,77 \cdot 1,25 = 12,21 \text{ A}$

-En este tramo habrá una tensión de $V = N_{MS} \cdot V_{MPP,M,STC} = 22 \cdot 32,6 = 717,2 \text{ V}$

$$S_{min} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{0,015 \cdot V \cdot 45,5} = 1,53 \text{ mm}^2$$

A fin de hacerlo coincidir con la sección de la conexión de los paneles proporcionada por el fabricante y facilitar la instalación utilizaremos cables de sección normalizada $S_{real} = 4 \text{ mm}^2$.



Según la tabla A-52 bis 1 de la UNE 20640-5-523:2004 Instalaciones no enterradas, a la que hace referencia la Instrucción técnica 19 del REBT la intensidad mínima admisible será de:

Sección	Método de instalación C			
	C bipolar		C tripolar	
	XLPE	PVC	XLPE	PVC
1,5	21	16,5	19	15
2,5	24	23	26	21
4	38	31	34	27
6	49	40	44	36
10	68	54	60	50
16	91	73	81	66
25	116	95	106	84
35	144	119	127	104
50	175	145	155	125
70	224	185	199	160
95	271	224	241	194
120	314	260	280	225
150	363	299	322	260
185	415	341	368	297
240	490	401	435	350
300	563	461	500	401
400	674	552	687	480
500	774	633	699	551
630	890	728	790	632

Método de instalación C

- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas no perforadas.

Factores de corrección para instalación al aire

1. Temperatura ambiente diferente a 40 °C

Factores de corrección para diferentes temperaturas

Tª terreno (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tª servicio 90 °C	1,27	1,22	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,90	0,84	0,77
Tª servicio 70 °C	1,41	1,35	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,81	0,71	0,58

2. Agrupaciones de cables

Factores de corrección para agrupaciones de varios circuitos

Disposición de cables contiguos	Número de circuitos o cables multiconductores									
	1	2	3	4	6	9	12	16	20	
1 Empotados o embutidos	1,00	0,80	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	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	
3 Capa única fijada bajo techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	
4 Capa única en una bandeja perforada vertical u horizontal	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	
5 Capa única con apoyo de bandeja escalera o abrazaderas (collarines)...	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	

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.

Tal y como veremos más adelante, la temperatura máxima ambiente del emplazamiento es de 40 °C por lo que no es necesario aplicar coeficientes de corrección respecto a este punto. La consideración para 2 conductores unipolares es igual que para 1 multiconductor.

$$I_Z = I'_Z = 38 A > I \text{ CUMPLE}$$

$$\Delta V_{real} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{S_{real} \cdot V \cdot \sigma} = 0,0057 V = 0,57 \% < 1,5\% \text{ CUMPLE}$$



Caja de Conexión de Grupo -Inversor:

-Se considera la distancia de caja de conexión de grupo más alejada, en este caso se considerará el recorrido a través de la bajante de 6 m hasta la caseta de los inversores situada en la planta baja: $L = 9 \text{ m}$

$$- I = N_{Mp} \cdot I_{SC,M,STC} \cdot 1,25 = 4 \cdot 9,77 \cdot 1,25 = 48,85 \text{ A}$$

$$-\text{En este tramo habrá una tensión de } V = N_{Ms} \cdot V_{MPP,M,STC} = 22 \cdot 32,6 = 717,2 \text{ V}$$

$$S_{,min} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{(0,015 - 0,0057) \cdot V \cdot 45,5} = 2,89 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada superior inmediata es de $6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z = I'_z = 49 \text{ A} > I$ **CUMPLE**

$$\Delta V_{real} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{S_{real} \cdot V \cdot \sigma} = 0,0044 \text{ V} = 0,44 \%$$

$$\Delta V_{real,total} = 0,57\% + 0,44\% = 1,01\% < 1,5\% \text{ **CUMPLE**}$$

Inversor – Cuadro CA:

-Se considera la distancia más desfavorable desde los inversores hasta el cuadro de protecciones de la parte de alterna situado en la misma caseta: $L = 3 \text{ m}$

$$-125\% \text{ de la Corriente de salida nominal del inversor } I = I_{INV,AC} \cdot 1,25 = 36,1 \cdot 1,25 = 45,12 \text{ A}$$

$$-\text{En este tramo habrá una tensión de línea a la salida del inversor de } V = V_{INV,AC} = 400 \text{ V.}$$

$$-\text{Factor de potencia del inversor trifásico: } \cos\phi = 1$$

$$S_{AC,min} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\phi}{(0,015 - 0,0101) \cdot V \cdot 45,5} = 2,62 \text{ mm}^2$$

$$\text{Utilizaremos cables de sección } S_{real} = 16 \text{ mm}^2 \rightarrow \Delta V_{real} = 0,0008 \text{ V} = 0,08\%$$

$$\Delta V_{real,total} = 0,57\% + 0,44\% + 0,08\% = 1,09\% < 1,5\% \text{ **CUMPLE**}$$



Factores de corrección para instalación directamente enterrada

Sección	Instalación directamente enterrada			
	Terna de cables unipolares (1)		Un cable tripolar o tetrapolar (2)	
	XLPE	PVC	XLPE	PVC
6	72	63	66	56
10	96	85	88	75
16	125	110	115	97
25	160	140	150	125
35	190	170	180	150
50	230	200	215	180
70	280	245	260	220
95	335	290	310	265
120	380	335	355	305
150	425	370	400	340
185	480	420	450	385
240	550	485	520	445
300	620	550	590	505
400	705	615	665	570
500	790	685	-	-
630	885	770	-	-

1. Profundidad del terreno diferente a 0,70m

Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1,00	0,99	0,98	0,97	0,95

2. Temperatura del terreno diferente a 25 °C

Factores de corrección para diferentes temperaturas

T° terreno (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50
T° servicio 90 °C	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
T° servicio 70 °C	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67

3. Resistividad térmica media del terreno diferente a 1Km/W

Factores de corrección para resistividad térmica del terreno

Resistividad térmica del terreno (Km/W)	0,80	0,85	0,90	1,00	1,10	1,20	1,40	1,65	2,00	2,50	2,80
Cable unipolar	1,09	1,06	1,04	1,00	0,96	0,93	0,87	0,81	0,75	0,68	0,66
Cable tripolar	1,07	1,05	1,03	1,00	0,97	0,94	0,89	0,84	0,78	0,71	0,69

4. Número de cables tripolares o ternas de unipolares y la distancia entre ellos

Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares

Nº de cables o ternas de la zanja	2	3	4	5	6	8	10	12
D = 0 En contacto	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
D = 0,07m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50
D = 0,10m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
Separación entre los cables o ternas								
D = 0,15m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
D = 0,20m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
D = 0,25m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

* Consideraremos una separación entre los 2 circuitos correspondientes a cada uno de los inversores de D= 0,10 m

Por lo tanto $I_Z = I'_Z \cdot F_{Corrección} = 125 \cdot 0,85 = 106,25 A > I \text{ CUMPLE}$

Cuadro CA – Pto de conexión de la red de BT:

-Se considera la distancia desde la caseta de inversores al punto de conexión con la red de BT situado en el CT: $L = L_{AC} = 35,67 m$

-125% de la Corriente de salida nominal de los inversores $I = I_{INV,AC} \cdot 1,25 \cdot 2 = 36,1 \cdot 1,25 \cdot 2 = 90,24 A$

-En este tramo habrá una tensión de línea a la salida del inversor de $V = V_{INV,AC} = 400 V$.

-Factor de potencia del inversor trifásico: $\cos\phi = 1$

$$S_{AC,min} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\phi}{(0,015 - 0,0109) \cdot V \cdot 45,5} = 74,62 \text{ mm}^2$$



La sección normalizada más inmediata es $S_{real} = 95 \text{ mm}^2 \rightarrow \Delta V_{real} = 0,0032 \text{ V} = 0,32\%$,

$$\Delta V_{real,total} = 0,57\% + 0,44\% + 0,08\% + 0,32\% = 1,41\% < 1,5\% \text{ CUMPLE}$$

Sección	Instalación directamente enterrada			
	Terna de cables unipolares (1)		Un cable tripolar o tetrapolar (2)	
	XLPE	PVC	XLPE	PVC
6	72	63	66	56
10	96	85	88	75
16	125	110	115	97
25	160	140	150	125
35	190	170	180	150
50	230	200	215	180
70	280	245	260	220
95	335	290	310	265
120	380	335	355	305
150	425	370	400	340
185	480	420	450	385
240	550	485	520	445
300	620	550	590	505
400	705	615	665	570
500	790	685	-	-
630	885	770	-	-

1. Profundidad del terreno diferente a 0,70m

Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1,00	0,99	0,98	0,97	0,95

2. Temperatura del terreno diferente a 25 °C

Factores de corrección para diferentes temperaturas

Tº terreno (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Tº servicio 90 °C	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
Tº servicio 70 °C	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67

3. Resistividad térmica media del terreno diferente a 1Km/W

Factores de corrección para resistividad térmica del terreno

Resistividad térmica del terreno (Km/W)	0,80	0,85	0,90	1,00	1,10	1,20	1,40	1,65	2,00	2,50	2,80
Cable unipolar	1,09	1,06	1,04	1,00	0,96	0,93	0,87	0,81	0,75	0,68	0,66
Cable tripolar	1,07	1,05	1,03	1,00	0,97	0,94	0,89	0,84	0,78	0,71	0,69

4. Número de cables tripolares o ternas de unipolares y la distancia entre ellos

Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares

Nº de cables o ternas de la zanja	2	3	4	5	6	8	10	12
D = 0 En contacto	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
D = 0,07m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50
D = 0,10m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
Separación entre los cables o ternas								
D = 0,15m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
D = 0,20m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
D = 0,25m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Por lo tanto $I_Z = I'_Z \cdot F_{Corrección} = 335 \cdot 0,85 = 284,75 \text{ A} > I \text{ CUMPLE}$

La sección del conductor neutro será como mínimo igual a la de las fases.

- Conductores de Protección y de Tierra:

Según tabla 2 REBT-ITC 18, los conductores de protección serán del mismo material que los conductores activos. Su sección depende del tramo de cableado donde se encuentren:

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S _p (mm ²)
S ≤ 16	S _p = S
16 < S ≤ 35	S _p = 16
S > 35	S _p = S/2

Por lo tanto, su sección será de 6 mm² para la parte de continua y de 50 mm² para la parte de alterna.



8.4. Protecciones.

- **Protecciones Generales:**

-Interruptor general manual (magnetotérmico) con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión (accesible a la misma para su desconexión manual) junto a un relé de enclavamiento.

-Interruptor automático diferencial para proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la instalación. Para evitar paradas en la instalación por disparos intempestivos, el relé diferencial será de alta inmunidad o bien de reconexión automática.

-Interruptor automático de la interconexión para conexión/desconexión automática de la instalación FV en caso de pérdida de tensión/frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. En nuestro caso incluido en el inversor

- **Protecciones CC:**

-Conexión equipotencial: se basa en unir la estructura metálica, elementos metálicos de dispositivos, elementos conductores externos...etc. a una barra de conexión equipotencial y esta a tierra. Esto evita que, ante la descarga de un rayo, aparezcan diferencias de potencial entre los distintos elementos del sistema

-Descargadores de sobretensión: Encargadas de limitar el valor de las sobretensiones. Las instalaciones fotovoltaicas que se caracterizan por ocupar extensas superficies están especialmente expuestas a las descargas atmosféricas y las consiguientes sobretensiones transitorias. Las consecuencias son la reducción del rendimiento, la vida de la instalación y posibles averías e incendios. Para el cálculo, aplicamos a la máxima tensión de funcionamiento (la tensión de un string completo de paneles) un factor de seguridad de 1,1 sobre la tensión de cortocircuito en condiciones estándar, ya que al disminuir la temperatura esta tensión aumentará.

$$\text{Tensión nominal del descargador} = 1,1 \cdot V_{OC,M,STC} \cdot N_{Ms} = 1,1 \cdot 39,8 \cdot 22 = 963,16 \text{ V}$$

Corriente nominal de descarga $\geq 10 \text{ KA}$ si no hay protección contra el rayo y $\geq 20 \text{ KA}$ si la hay



Los descargadores serán de tipo 1 hasta 1000Vdc. Escogemos el modelo solartec PST41PV del fabricante GAVE, el cual ofrece una tensión en régimen permanente máxima de 1000Vdc y una corriente nominal de descarga de ≥ 40 KA

-Protección contra Sobreintensidades/Sobrecargas:

Cajas de conexión de strings: en nuestro caso utilizaremos fusibles (aunque también es posible utilizar interruptores magnetotérmicos de continua). Deben ser tipo GPV (según IEC 60.269-6, adecuada a instalaciones fotovoltaicas), para proteger contra corrientes de polarización inversa y sobreintensidades. Los fusibles se componen de un filamento metálico encapsulado que conduce la corriente, y el cual se derrite ante un aumento de temperatura provocado por un aumento de la corriente eléctrica, limitando el paso de corrientes superiores a las admisibles.

$$Tensión\ Nominal > 1,1 \cdot V_{OC,M,STC} \cdot N_{Ms} = 1,1 \cdot 39,8 \cdot 22 = 963,16\ V$$

Criterio a cumplir de Intensidad Nominal (Según UNE 20460-4-43):

$$1,5 \cdot I_{SC,M,STC}(14,65\ A) \leq I_N(16\ A) \leq 2 \cdot I_{SC,M,STC}(19,54A) \leq I'_Z(49\ A) \quad \mathbf{CUMPLE}$$

Por lo tanto, utilizaremos fusibles de $I_N=16$ A (corriente nominal que debe soportar el fusible sin fundirse), tensión nominal de 1000 Vdc (tensión que soportan sin que se deterioren sus propiedades de aislamiento). Poder de Corte de 10KA (corriente máxima que puede interrumpir) y Intensidad de fusión (a que corriente el filamento se derrite en un tiempo determinado marcado por la curva de fusión del dispositivo.)

A continuación, se calcula la corriente convencional de fusión $I_2 = 1,6 \cdot I_N = 25,6\ A$ para comprobar que la dimensión del fusible es la correcta cumpliéndose según UNE 20460-4-43:

$$I_2(25,6A) \leq 1,45 \cdot I'_Z(71,05\ A) \quad \mathbf{CUMPLE}$$

De manera adicional el inversor cuenta con un seccionador de corte en carga en la parte continúa permitiendo el corte directo en CC de la instalación FV



- **Protecciones CA:**

-Descargadores de sobretensión temporal: Para protección contra sobretensiones se dispondrá de un descargador de tensiones incluido en cada inversor y un descargador de sobretensiones en el cuadro de CA de tensión nominal:

$$\text{Tensión nominal del descargador} = 1,1 \cdot V_{INV,AC} = 1,1 \cdot 400 = 440 \text{ V}$$

Protección contra Sobreintensidades/Sobrecargas: Se dispondrá de un interruptor automático magnetotérmico tetrapolar por cada salida del inversor para desactivar el circuito ante una sobreintensidad/cortocircuito y se unirán en un interruptor automático diferencial. El valor de la intensidad nominal que circulará por el circuito será la máxima entregada por el inversor, la cual podemos coger de la ficha de características del inversor o mediante cálculo a través de la potencia entregada por los mismos (cogeremos la más restrictiva):

$$I_B = I_{INV,max AC} = 36,1 \text{ A} \quad ; \quad I_B = \frac{P_{INV}}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot \cos\phi} = \frac{25.000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 36,08 \text{ A}$$

$$I_B(36,08 \text{ A}) \leq I_N \leq I_Z'(125\text{A})$$

-Corriente asignada del dispositivo de protección: I_N

-Corriente de utilización: I_B

Para interruptores magnetotérmicos $I_2 = 1,45 \cdot I_Z'$, por lo que no es necesario que cumplan la segunda condición establecida para los fusibles

Seleccionamos Magnetotérmico de 50 A Modelo ABB SH204-C50

Para el interruptor automático General:

$$I_B = I_{INV,max AC} \cdot 2 = 72,2 \text{ A} \quad ; \quad I_B = \frac{P_{INV}}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot \cos\phi} = \frac{50.000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 72,16 \text{ A}$$

$$I_B(72,16) \leq I_N \leq I_Z'(160 \text{ A})$$

Seleccionamos Magnetotérmicos de 80 A Modelo ABB S804U-UCZ

Según ITC 22 todos los magnetotérmicos deben cumplir los estándares de la norma UNE 60898 (Interruptores automáticos para instalaciones domésticas y análogas para la protección contra sobreintensidades).



- **Protecciones contra contactos:**

Directos:

- Recubrimiento de las partes activas con material aislante (conductores aislados)
- Aislamiento de las partes activas mediante barreras o envolventes.
- Puesta de fuera de alcance por alejamiento mediante obstáculos.

Indirectos:

-Los cables tanto de la parte de CC como la de CA son aislados, las partes metálicas de los cuadros estarán conectados a tierra o serán de material plástico con grado de estanqueidad IP 65 y resistentes a la intemperie en caso de estar instalados en el exterior

-Corte Automático de la alimentación impidiendo que se mantenga una tensión en las masas superior a la tensión límite convencional.

- ✓ Configuración Flotante: en un primer defecto las masas no adquieren potencial. El generador pasa a una situación de puesta a tierra. El CPI (Controlador de aislamiento, que vigila el valor de la resistencia de aislamiento) puede detectar el primer defecto y activar una alarma.

El inversor contara con un detector de fallo de aislamiento desconectándose y garantizando que no hay contacto indirecto cuando haya una derivación a tierra. Normalmente el vigilante de aislamiento lo incorpora el inversor en la parte de DC y la protección en CA se hace mediante diferenciales. Seleccionamos un diferencial de 80 A y sensibilidad 30 mA Modelo ABB F204 A-80/0,03

Por lo tanto, la impedancia de toma de tierra vendrá marcada por la sensibilidad del diferencial y será:

$$R_T \cdot I_D = UL \rightarrow R_T = \frac{UL}{I_D} = \frac{50V}{0,03 A} = 1667\Omega$$

-Resistencia de la toma de tierra de las masas (electrodo y conductores de protección de las masas): R_T

-Intensidad de defecto o diferencial residual asignada: I_D

-Tensión límite convencional de contacto en emplazamientos secos: $UL = 50V$



9. ESTUDIO ENERGÉTICO

En este apartado procederemos al cálculo de la energía producida por la instalación fotovoltaica a partir de los datos meteorológicos de interés tales como la irradiación y la temperatura ambiente y teniendo en cuenta el rendimiento final de la instalación analizando las distintas fuentes de pérdidas en la misma.

9.1. Perfil de Consumo

El cliente tiene jornada diurna de 8:00 a 16:00 de lunes a viernes (periodos tarifarios más caros):

Consumo						
Elemento	Unidades	Características de Uso			Consumo Diario	Consumo Mensual (22 días laborables)
		Potencia Unitaria	Potencia Total	Horas de Uso Diario		
Ordenador	15	200 W	3000 W	8 h	24 KWh/día	528 KWh/mes
Monitores	15	150 W	2250 W	8 h	18 KWh/día	396 KWh/mes
SAI	1	50 W	50 W	8 h	0,4 KWh/día	8,8 KWh/mes
Servidor	1	300 W	300 W	8 h	2,4 KWh/día	52,8 KWh/mes
Maquinaria industrial	1	25000 W	25000 W	8 h	200 KWh/día	4400 KWh/mes
Fotocopiadora	4	350 W	1400 W	8 h	11,2 KWh/día	246,4 KWh/mes
Luminaria	176	36 W	6336 W	8 h	50,688 KWh/día	1115,136 KWh/mes
Escaner	4	200 W	800 W	8 h	6,4 KWh/día	140,8 KWh/mes
Cafetera	1	300 W	300 W	8 h	2,4 KWh/día	52,8 KWh/mes
Frigorífico	1	1000 W	1000 W	8 h	8 KWh/día	176 KWh/mes
Aire acondicionado	14	2000 W	28000 W	8 h	224 KWh/día	4928 KWh/mes
TOTAL			68436 W		547 KWh/día	12044,736 KWh/mes

Tabla 5: Perfil de Consumo

En vista de los resultados y según la energía generada por la instalación que veremos más adelante, podemos deducir que no habrá excedentes y toda la energía será consumida durante la actividad.

9.2 Datos Meteorológicos de Interés

- Temperatura Ambiente:

Estos datos se han obtenido a partir del software PVGIS en la localización objeto de proyecto:

Summary	
Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	40.399, -3.406
Horizon:	Calculated
Period:	2007 - 2016
Simulation outputs:	
Average temperature [°C]:	15.39
Heating Degree Days:	1840
Cooling Degree Days:	523

Imagen 20: Datos de Simulación.

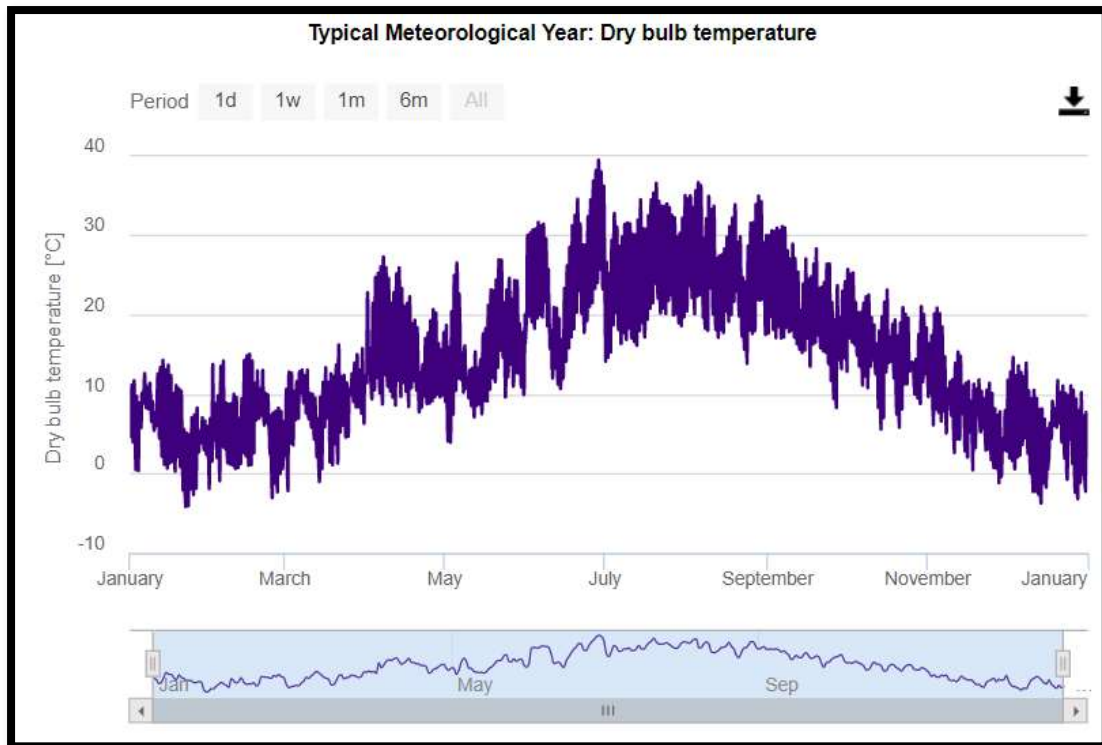


Imagen 21: Temperatura ambiente mensual.

Como podemos comprobar, los resultados arrojan una temperatura media de 15,39°C con temperaturas máximas de 40°C durante el mes de Julio y -5° C durante los meses de invierno

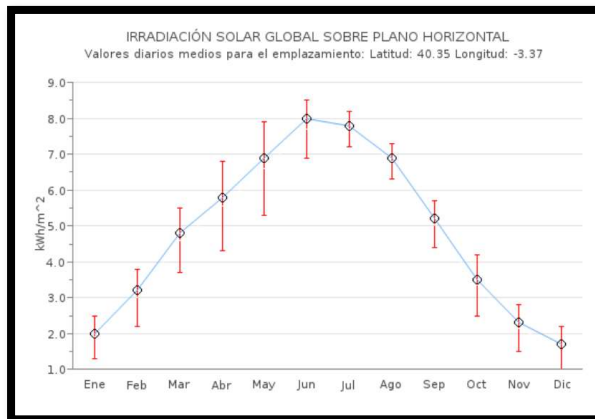
- Irradiación e irradiancia:

Para corroborar este dato vamos a utilizar diversas fuentes o métodos:

Método 1: La Irradiación solar diaria Media Mensual sobre el plano horizontal (KWh/m2) puede obtenerse de la página ADRASE (Acceso a Datos de Radiación Solar en España), donde se ha implementado un mapa de radiación solar desarrollado por el CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas):



Diseño de Instalación Fotovoltaica sobre la Cubierta de un establecimiento Industrial



(kWh/m ²)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Percentil 75	2.5	3.8	5.5	6.8	7.9	8.5	8.2	7.3	5.7	4.2	2.8	2.2
Valor medio	2.0	3.2	4.8	5.8	6.9	8.0	7.8	6.9	5.2	3.5	2.3	1.7
Percentil 25	1.3	2.2	3.7	4.3	5.3	6.9	7.2	6.3	4.4	2.5	1.5	1.0

Imagen 22: Irradiación media solar horizontal mensual

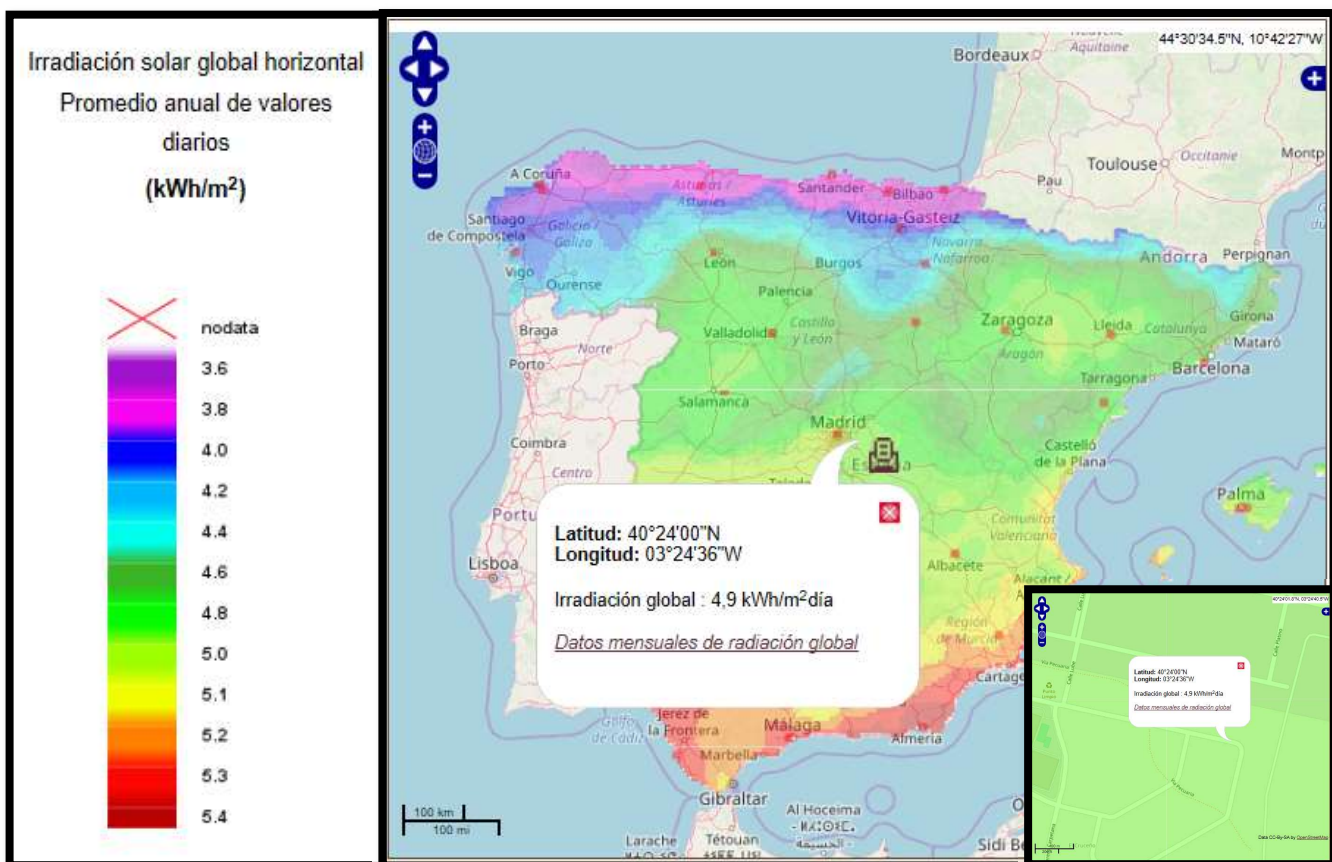


Imagen 23: Promedio anual de valores diarios de irradiación solar global horizontal.

Se obtiene un resultado para la localización de proyecto de 4,9 KWh/m2.día, lo que supone de un total de 1788,5 KWh/m2.año.



Método 2: Para ello utilizaremos la herramienta web “Photovoltaic Geographical Information System” (PVGIS) desarrollado por la Comisión Europea a través del “Joint Research Centre-Institute for Energy and Transport” (IET), desarrollado con el objeto de contribuir a la implantación de las energías renovables en la Unión Europea.

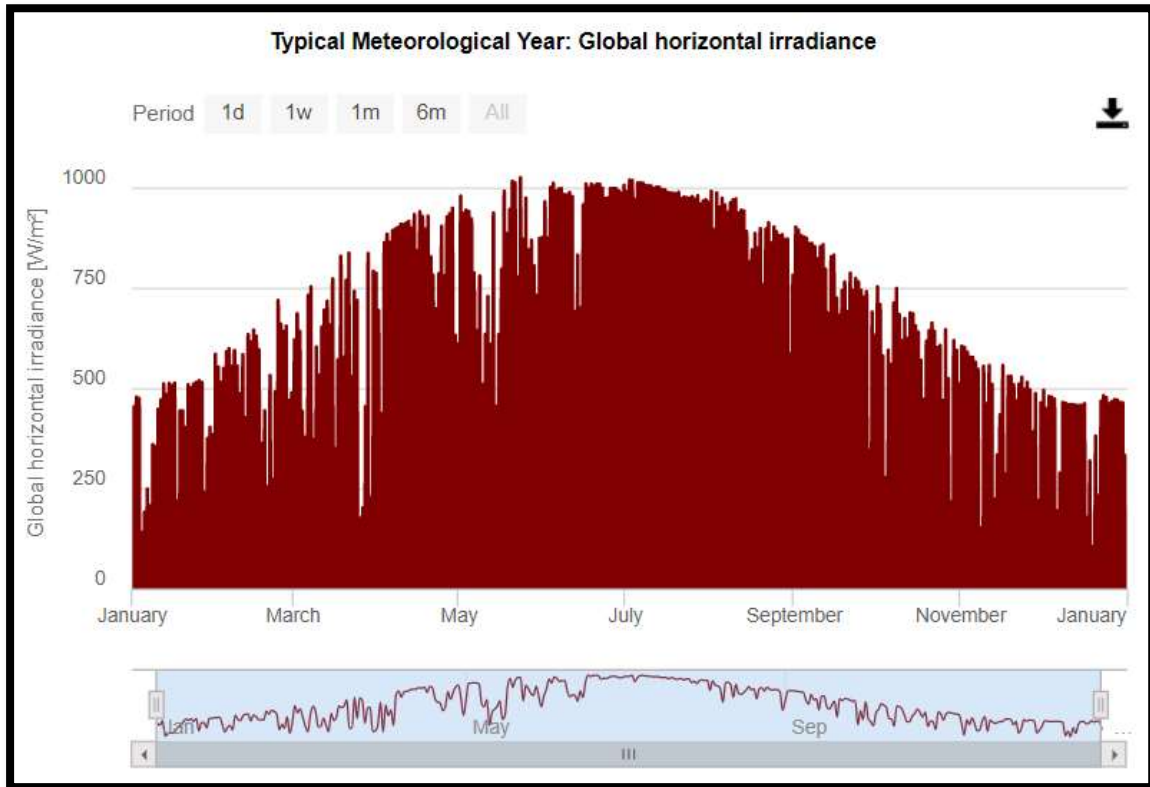


Imagen 24: Irradiación media solar horizontal mensual

Observamos que los resultados arrojados por el estudio son similares a los obtenidos mediante el primer método.

9.3 Pérdidas de Rendimiento en la Instalación

- Pérdidas por orientación e inclinación:

El CTE HE-5 limita estas pérdidas: “la disposición de los módulos se hará de tal manera que las pérdidas sean inferiores a los marcados en la tabla 2.3. Se considerará como orientación óptima el sur y la inclinación óptima, la latitud-10°.”

Tabla 2.3 Pérdidas límite

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

Imagen 25: Tabla de pérdidas máximas por sombreado y orientación (Fuente: CTE-HE)



Las variables que influyen en estas pérdidas son las siguientes:

- Latitud de la ubicación $\phi = 40,35^\circ$.
- Ángulo de Inclinación β : el que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para los módulos horizontales y 90° para los verticales. Para el cálculo de la inclinación óptima con la que conseguir la máxima irradiación solar realizaremos 2 métodos:

- a) Según uso: dependiendo del periodo en el que realicemos el autoconsumo el cálculo será:

$$\text{Invierno: } \beta_{opt} = \phi + 10^\circ = 50,35^\circ$$

$$\text{Verano: } \beta_{opt} = \phi - 20^\circ = 20,35^\circ$$

$$\text{Anual: } \beta_{opt} = \phi - 10^\circ = 30,35^\circ$$

- b) A través de la fórmula:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot \phi = 31,54^\circ$$

A la vista de los resultados y teniendo en cuenta que el establecimiento se mantendrá operativo a lo largo de todo el año se ha considerado para nuestra instalación una $\beta = 30,94^\circ \sim 31^\circ$ correspondiente a la media de ambos métodos anteriormente descritos.

- Ángulo de azimut α : proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Su valor es 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste. En nuestro caso tenemos un azimut $\alpha = +12^\circ$ (Dirección Oeste)

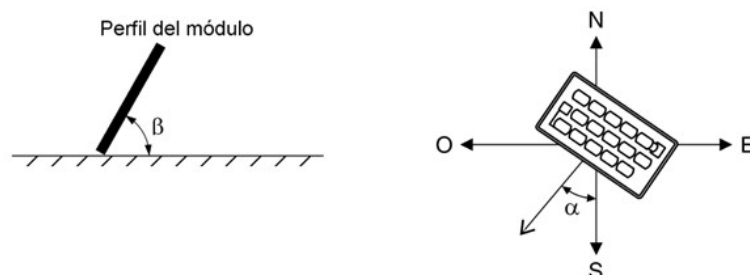


Imagen 26: Ángulos de Azimut y elevación



Para calcular las perdidas por Orientación e Inclinación respecto al máximo permitido utilizaríamos la siguiente figura:

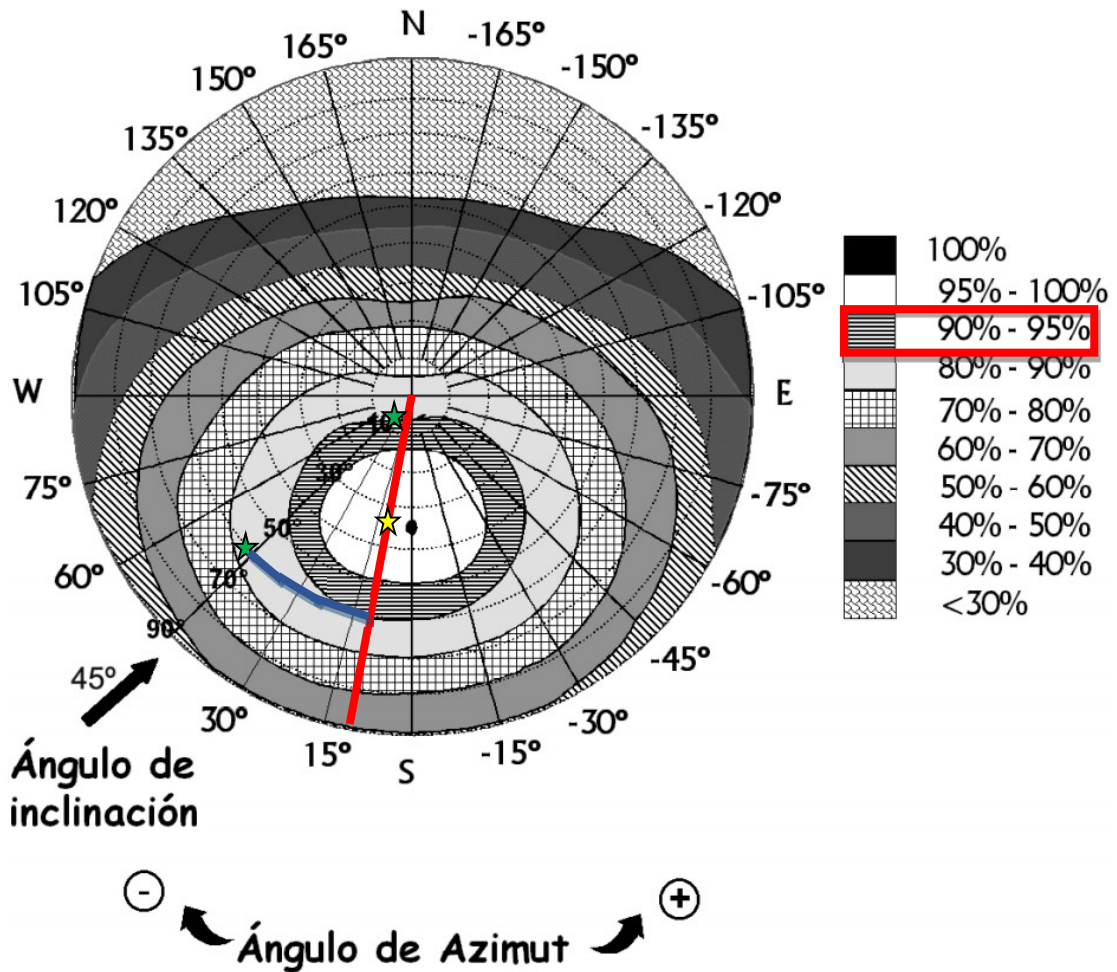


Imagen 27: Grafica de perdidas por Orientación.

Como es un caso general, las perdidas maximas serán según tabla 2.3 del 10%, esto se traduce en que nuestra instalacion debe estar dentro de la zona rayada marcada (donde las perdidas máximas son del 10%, rendimiento entre el 90%-95%). Siguiendo las isobaras del angulo de inclinación obtendriamos unos angulos de inclinación del modulo (estrellas verdes) minimo de 7° y maximo de 60°. Este diagrama esta concebido para una latitud de 41° (nuestra latitud es de 40,35° aprox), tenemos que pasarla a nuestra latitud mediante las siguientes formulas:

$$\beta_{max} = \beta_{max}(\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \phi_{considerada}) = 60 - (41 - 40,35) = 59,35^\circ$$

$$\beta_{min} = \beta_{min}(\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \phi_{considerada}) = 7 - (41 - 40,35) = 6,35^\circ$$



Por lo tanto:

$$\beta_{min} = 6,35^{\circ} \leq \beta = 31^{\circ} \leq \beta_{max} = 59,35^{\circ} \text{ CUMPLE}$$

Realizando una estimación grafica del punto donde se encuentra nuestra instalación (estrella amarilla), podemos definir un rendimiento del 99 %, es decir unas perdidas del 1%

Para mayor seguridad realizaremos una comprobación Analítica de las Perdidas :

$$\text{Para } 15^{\circ} < \beta < 90^{\circ} : \text{Perdidas}(\%) L_{OI} = 100 \cdot [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \cdot \alpha^2] = 100 \cdot [1,2 \times 10^{-4} (31 - 40,35 + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \cdot 12^2] = 0,51 \%$$

Por lo tanto el rendimiento de nuestra instalación respecto a este punto será del 99,49 %

- **Perdidas por sombras:**

Con el fin de evitar una perdida de rendimiento producido por sombreados debidos a la disposicion de los paneles estableceremos una distancia minima de separación entre ellos “ d_{min} ” medida sobre la horizontal de forma que no se produzcan sombreados. Se recomienda que esta distancia garantice al menos 4 horas de sol en torno al mediodia del solsticio de invierno (en verano la probabilidad de producción de sombras es menor ya que el recorrido del sol es mas elevado → sombra más pequeña) el PTC de instalaciones conectadas a Red del IDEA establece el siguiente procedimiento de calculo de esta distancia d_{min} :

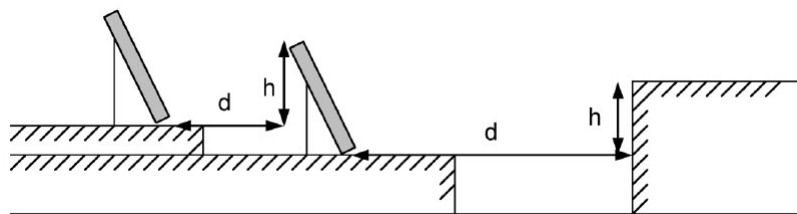


Imagen 28: Distancia mínima entre módulos (Fuente: PCT Instalaciones conectadas a red)

$$d_{min} = h \cdot k$$

$$k (\text{factor adimensional}) = \frac{1}{\text{tg}(61^{\circ} - \phi)} = \frac{1}{\text{tg}(61^{\circ} - 40,35)} = 2,653$$



También es posible determinar el factor K según la latitud del emplazamiento a través de la tabla reflejada en el PCT del IDAE:

Tabla VII

<i>Latitud</i>	29°	37°	39°	41°	43°	45°
<i>k</i>	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Imagen 29: Tabla factor adimensional-latitud (Fuente: PCT Instalaciones conectadas a red)

Observando los valores para latitudes de 39° (2,475) y 41°(2,747) podemos dar por valido el valor obtenido analíticamente.

Nuestra instalación esta dispuesta sobre la cubierta tal y como podemos comprobar en el “ANEXO I: PLANOS” en 3 strings paralelos entre ellos con una distancia medida sobre el plano horizontal entre ellos de:

$$d_{1-2} = 3,61 \text{ m}$$

$$d_{2-3} = 3,58 \text{ m}$$

Sabiendo que la pendiente de la cubierta sobre la que se instalan los modulos tiene una pendiente del 3% podemos determinar que la altura h a efectos de calculo será:

$$h_{1-2} = (\text{sen } 31 \cdot 1,65) - (3,61 \cdot 0,03) = 0,74 \text{ m}$$

$$h_{2-3} = (\text{sen } 31 \cdot 1,65) - (3,58 \cdot 0,03) = 0,74 \text{ m}$$

$$d_{\text{min } 1-2} = h_{1-2} \cdot k = 0,74 \cdot 2,653 = 1,97 \text{ m}$$

$$d_{\text{min } 2-3} = h_{2-3} \cdot k = 0,74 \cdot 2,653 = 1,97 \text{ m}$$

Además no existen sombreados debidos a obstaculos en el entorno más proximo. Por lo tanto podemos concluir que nuestra instalación no sufrira perdidas de rendimiento debido ha la aparición de sombras sobre los paneles solares.

$$L_{\text{som}} = 0 \%$$



- *Perdidas por mismatch o conexionado de módulos:*

Al formar un string conectando varios paneles en serie la potencia total es inferior al sumatorio de la potencia de cada uno de ellos (debido a que durante su fabricación se producen variaciones en la tensión/intensidad entre ellos). Los fabricantes a través de los ensayos suelen catalogar los módulos mediante etiquetas que identifican las características particulares de cada módulo con el fin de agrupar módulos de características similares en la misma rama. Las pérdidas por dispersión de parámetros entre módulos pueden estimarse en $L_{dis} = 2\% = 0,02$.

- *Perdidas por polvo:*

Debidas al polvo acumulado sobre los paneles solares. En torno al 0% cuando están limpios y 8% cuando están muy sucios. Estimamos $L_{pol} = 2\% = 0,02$

- *Perdidas por reflectancia angular:*

Estas pérdidas son mayores en células con capas anti reflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2% y 6%. Estimamos un $L_{ref} = 2\% = 0,02$

- *Perdidas por temperatura de operación de las células:*

Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia entre la T en los módulos y los 25°C de las CEM, del tipo de célula, del encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30°C sobre la temperatura ambiente para una irradiancia de 1000W/m². Para el caso de integración (donde no hay separación) esta diferencia se podrá incrementar entre 5 y 15°C. Estimamos $L_{tem} = 3\% = 0,03$



- Pérdidas por cableado:

Estas pérdidas se dan los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor. Podemos despreciar las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos ...etc. Estimamos $L_{cab} = 2\% = 0,02$

- Pérdidas por degradación fotónica:

Estas pérdidas se producen a lo largo del tiempo debido a un proceso natural durante la exposición a los rayos UV. Estimamos un $L_{deg} = 1\% = 0,01$

- Pérdidas por rendimiento del inversor:

Al trabajar fuera del rango de máxima potencia MPP Es un dato que da el fabricante. Puede estimarse en un $L_{inv} = 3\% = 0,03$.

Si no es posible hacer estimaciones fiables pueden utilizarse los valores de referencia de la siguiente tabla del PCT para instalaciones conectadas a red del IDAE:

Tabla III

Parámetro	Valor estimado, media anual	Valor estimado, día despejado (*)	Ver observación
L_{cab}	0,02	0,02	(1)
$g (1/^\circ C)$	–	0,0035 (**)	–
$TONC (^\circ C)$	–	45	–
L_{tem}	0,08	–	(2)
L_{pol}	0,03	–	(3)
L_{dis}	0,02	0,02	–
L_{ref}	0,03	0,01	(4)

(*) Al mediodía solar ± 2 h de un día despejado. (**) Válido para silicio cristalino.

Imagen 30: Tabla de valores típicos de pérdidas en una instalación FV (Fuente: PCT Instalaciones conectadas a red)



9.4 Energía Generada por la Instalación FV

- Irradiación solar media anual en el plano del Generador Fotovoltaico (Ver Anexo

$$\text{III}): G_{dm}(\alpha, \beta) = 1970,1 \frac{KW}{m^2} \text{ Anual}$$

- Potencia de pico (potencia maxima que en modulo puede entregar en condiciones STC) del Generador Fotovoltaico: $PM_G = 52,8 \text{ KWp}$

- Rendimiento de la Instalación (Performance Ratio):

$$PR = 1 - (L_{OI} + L_{som} + L_{dis} + L_{pol} + L_{ref} + L_{tem} + L_{cab} + L_{deg} + L_{inv}) = 1 - (0,0051 + 0 + 0,02 + 0,02 + 0,02 + 0,03 + 0,02 + 0,01 + 0,03) = 0,8449 = 85 \%$$

También es posible estimar un 85% (valorando las perdidas) según la siguiente table del PCT del IDAE:

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

Mes	$G_{an}(0)$ [kWh/(m ² ·día)]	$G_{an}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$ [kWh/(m ² ·día)]	PR	E_p (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
Promedio	4,51	4,96	0,803	3,94

Imagen 31: Tabla de valores típicos de PR en una instalación FV (Fuente: PCT Instalaciones conectadas a red)

- $G_{STC} = 1 \text{ KW/m}^2$

$$E_{generada} = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PM_G \cdot PR}{G_{STC}} = \frac{1970,1 \cdot 52,8 \cdot 0,85}{1} = 88.418 \frac{KW}{\text{Anual}}$$



Producción Instalación FV							
Elemento	Días	Radiación		PR	Ratio de Producción en KWh/KWp		Producción mensual en KWh
		Gdm(α,β)/día	Gdm(α,β)/mes		Eg/día	Eg/mes	
Enero	31	3,19 KWh/m2.día	98,9 KWh/m2.mes	0,85	2,7115 KWh/KWp.día	84,0565 KWh/KWp.mes	4438,1832 KWh
Febrero	28	4,13 KWh/m2.día	115,7 KWh/m2.mes	0,85	3,5105 KWh/KWp.día	98,294 KWh/KWp.mes	5189,9232 KWh
Marzo	31	5,28 KWh/m2.día	163,7 KWh/m2.mes	0,85	4,488 KWh/KWp.día	139,128 KWh/KWp.mes	7345,9584 KWh
Abril	30	5,78 KWh/m2.día	173,5 KWh/m2.mes	0,85	4,913 KWh/KWp.día	147,39 KWh/KWp.mes	7782,192 KWh
Mayo	31	6,48 KWh/m2.día	200,9 KWh/m2.mes	0,85	5,508 KWh/KWp.día	170,748 KWh/KWp.mes	9015,4944 KWh
Junio	30	7 KWh/m2.día	211 KWh/m2.mes	0,85	5,95 KWh/KWp.día	178,5 KWh/KWp.mes	9424,8 KWh
Julio	31	7,62 KWh/m2.día	236,2 KWh/m2.mes	0,85	6,477 KWh/KWp.día	200,787 KWh/KWp.mes	10601,5536 KWh
Agosto	31	7,27 KWh/m2.día	225,5 KWh/m2.mes	0,85	6,1795 KWh/KWp.día	191,5645 KWh/KWp.mes	10114,6056 KWh
Septiembre	30	6,14 KWh/m2.día	184,1 KWh/m2.mes	0,85	5,219 KWh/KWp.día	156,57 KWh/KWp.mes	8266,896 KWh
Octubre	31	4,85 KWh/m2.día	150,5 KWh/m2.mes	0,85	4,1225 KWh/KWp.día	127,7975 KWh/KWp.mes	6747,708 KWh
Noviembre	30	3,62 KWh/m2.día	108,6 KWh/m2.mes	0,85	3,077 KWh/KWp.día	92,31 KWh/KWp.mes	4873,968 KWh
Diciembre	31	3,27 KWh/m2.día	101,5 KWh/m2.mes	0,85	2,7795 KWh/KWp.día	86,1645 KWh/KWp.mes	4549,4856 KWh
Año	365	5,3858 KWh/m2.día	1970,1 KWh/m2.mes	0,850	4,578 KWh/KWp.día	1673 KWh/KWp.mes	88418,088 KWh

PMg	52,8 KWp
-----	----------

Tabla 6: Energía generada por la instalación FV.

La simulación del programa PVGIS también nos proporciona una estimación de la energía generada por nuestro sistema FV (Ver Anexo III-Simulaciones):

$$E_{generada} = 88.305,8 \frac{KWh}{Anual}$$

9.5 Impacto Ambiental

- Emisiones Contaminantes Evitadas:

A Continuación, se muestra una tabla en donde se recogen las emisiones contaminantes anuales evitadas a través de la generación de energía eléctrica de origen renovable:

Emisiones contaminantes evitadas a la atmosfera		
Elemento	Unitarios/KWh	Emisiones Evitadas
CO2	0,1958769 m3/KWh	17319,06098 m3
NO2	0,5169177 m3/KWh	45704,87469 m3
SO2	0,3773196 m3/KWh	33361,8776 m3
CO2	0,0000807 m3/KWh	7,135339702 m3
Particulas	0,0005867 Kg/KWh	51,87489223 Kg
Hidrocarburos	0,000037 Kg/KWh	3,271469256 Kg
Toneladas de Petroleo Equivalentes	0,0000701 Tm/KWh	6,198107969 Tm
Toneladas de CO2	0,000776 Tm/KWh	68,61243629 Tm

Tabla 7: Emisiones contaminantes evitadas.



- Energy Baypack Time:

La energía cautiva o incorporada es la consumida durante el periodo de fabricación de los paneles (incluyendo el diseño, la obtención de materias primas, el transporte...etc)

El tiempo de recuperación de esta energía cautiva se denomina Energy BayPack Time (EPBT).

$$EPBT = \frac{\text{Energía Cautiva (KWh)}}{\text{Producción energética anual } \left(\frac{\text{KWh}}{\text{año}}\right)}$$

Un estudio realizado por European Photovoltaic Technology Platform recoge el tiempo necesario para la devolución de la energía invertida en la fabricación de los paneles fotovoltaicos para 26 países distintos, tomando en España como referencia las ciudades de Barcelona, Madrid y Sevilla. Para ello han estimado que en la fabricación de un panel se emplean 2525 kWh/kWp y que su vida útil son 30 años. Por lo tanto

$$EPBT = \frac{2525 \cdot 176 \text{ KWh}}{88418,088 \left(\frac{\text{KWh}}{\text{año}}\right)} = 5,026 \text{ Año}$$



10. VIABILIDAD ECONÓMICA

En este apartado procederemos analizar la viabilidad económica del proyecto, en función del presupuesto y el ahorro eléctrico que supone la instalación.

10.1 Presupuesto

Presupuesto					
Capítulo 1. Instalación Fotovoltaica					
Partida	Descripción	Ud	Medición	Precio Unitario	PRECIO TOTAL
1.1	Modulos fotovoltaicos Trina Solar TSM-300 5A.08(II)	Ud	176	177,35 €	31.213,60 €
1.2	Cableado Unifilar DC 4mm2 SOLAR PV ZZ-F Rojo	ml	470,52	1,65 €	776,36 €
1.3	Cableado Unifilar DC 4mm2 SOLAR PV ZZ-F Negro	ml	470,52	1,65 €	776,36 €
1.4	Cableado Unifilar DC 6mm2 SOLAR PV ZZ-F Rojo	ml	9	1,79 €	16,11 €
1.5	Cableado Unifilar DC 6mm2 SOLAR PV ZZ-F Negro	ml	9	1,79 €	16,11 €
1.6	Cableado Trifasico Exchellent 16 mm2 R21-K(AS)	ml	6	4,32 €	25,92 €
1.7	Cableado Trifasico Exchellent 95 mm2 R21-K(AS)	ml	35,67	7,90 €	281,79 €
1.8	Inversores Fronius ECO 25KW	Ud	2	3.268,37 €	6.536,74 €
1.9	Protecciones Eléctricas	PA	1	2.000,00 €	2.000,00 €
1.10	Cuadro Electrico de Conexión DC IP68	Ud	2	537,00 €	1.074,00 €
1.11	Cuadro Electrico de Conexión AC IP65	Ud	1	415,00 €	415,00 €
1.12	Instalación de Puesta a Tierra	PA	1	1.542,50 €	1.542,50 €
TOTAL Capítulo 1					44.674,4 €
Capítulo 2. Sistema de Monitorización					
Partida	Descripción	Ud	Medición	Precio Unitario	PRECIO TOTAL
2.1	Tablet de Gestión	Ud	1	300,00 €	300,00 €
TOTAL Capítulo 2					300,00 €
Capítulo 3. Obra Civil					
Partida	Descripción	Ud	Medición	Precio Unitario	PRECIO TOTAL
3.1	Alquiler Grua Tijera para subida de material a cubierta	Ud	1	95,00 €	95,00 €
3.2	Estructura Metalica de Soporte	PA	1	8.847,78 €	8.847,78 €
3.3	Canaleta metalica 100x60 mm2 con tapa desmontable	ml	448,74	6,00 €	2.692,44 €
3.4	Zanja Inversores-CT	ml	49,67	11,00 €	546,37 €
3.5	Pasatubos Ø 160,	ml	49,67	6,50 €	322,86 €
3.6	Relleno de zanja Inversor-CT con arena de rio	ml	49,67	1,50 €	74,51 €
3.6	Hormigonado posterior de zanja Inversor-CT	ml	49,67	25,00 €	1.241,75 €
3.6	Caseta de Inversores	PA	1	3.700,00 €	3.700,00 €
3.8	Gestión de Residuos	PA	1	876,04 €	876,04 €
TOTAL Capítulo 3					18.396,74 €
Capítulo 4. Montaje y Puesta en Marcha					
Partida	Descripción	Ud	Medición	Precio Unitario	PRECIO TOTAL
4.1	Instalación, Montaje y Conexión de Instalación FV (Paneles, Inversor, Protecciones, Cableado y Cuadros). Incluye medios mecanicos.	PA	1	4.000,00 €	4.000,00 €
4.2	Puesta en Marcha (Levantamiento de Reparos, Pruebas de funcionamiento y entrega de paquete completo de documentación As-Built /Certificaciones/Legalización)	PA	1	1.000,00 €	1.000,00 €
TOTAL Capítulo 4					5.000,00 €
Capítulo 5. Ingeniería y Dirección de Obra					
Partida	Descripción	Ud	Medición	Precio Unitario	PRECIO TOTAL
1.1	Proyecto Ejecutivo	PA	1	3.500,00 €	3.500,00 €
1.2	Gestiones y Tramites Administrativos de Legalización	PA	1	2.500,00 €	2.500,00 €
1.3	Dirección de Obra	PA	1	1.500,00 €	1.500,00 €
TOTAL Capítulo 5					7.500,00 €
TOTAL PROYECTO					75.871,13 €

Tabla 8: Presupuesto instalación FV.



10.2 Análisis de Rentabilidad

Para este análisis debemos tener en cuenta las siguientes hipótesis iniciales:

- Para actividades industriales con un consumo >15KW aplica la tarifa 3.0, por lo que podemos tomar un precio medio de 0,17€/KWh.
- 3 posibles escenarios respecto al precio de la electricidad
 - Sin subida.
 - Una subida anual del 1,5%.
 - Una subida anual del 3%.
- Disminución del rendimiento por desgaste tal y como indica el fabricante de los módulos solares (primer año 2,5% y el resto de años hasta los 25 de vida útil 0,6%)
- El proyecto se financia con recursos propios.
- Como ya hemos comentado al principio del proyecto, las instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por muy bajos costes de mantenimiento, dado que los componentes más caros de la instalación, tales como los paneles e inversores poseen garantías del fabricante y el único mantenimiento sería el derivado de limpiar los paneles fotovoltaicos cuatrimestralmente y el cambio de pequeño material eléctrico o de montaje. Por tanto podemos considerar unos costes de mantenimiento del 1% anual de la inversión inicial (758,71 €)

Las siguientes tablas muestran los resultados económicos a lo largo de la vida útil del proyecto (25 años):



Ahorro Económico						
Año	Producción	Precio	Ahorro Anual	Saldo	ROI	PRI
1	88418 KWh	0,1700 €	14.272,35 €	-75.871,13 €	163%	
2	86207,55 KWh	0,1700 €	13.896,57 €	-61.974,56 €		
3	85690,305 KWh	0,1700 €	13.808,64 €	-48.165,92 €		
4	85176,163 KWh	0,1700 €	13.721,24 €	-34.444,68 €		
5	84665,106 KWh	0,1700 €	13.634,36 €	-20.810,32 €		
6	84157,115 KWh	0,1700 €	13.548,00 €	-7.262,32 €		
7	83652,173 KWh	0,1700 €	13.462,16 €	6.199,84 €		
8	83150,26 KWh	0,1700 €	13.376,83 €	19.576,67 €		
9	82651,358 KWh	0,1700 €	13.292,02 €	32.868,69 €		
10	82155,45 KWh	0,1700 €	13.207,72 €	46.076,41 €		
11	81662,517 KWh	0,1700 €	13.123,92 €	59.200,33 €		
12	81172,542 KWh	0,1700 €	13.040,62 €	72.240,95 €		
13	80685,507 KWh	0,1700 €	12.957,83 €	85.198,77 €		
14	80201,394 KWh	0,1700 €	12.875,53 €	98.074,30 €		
15	79720,185 KWh	0,1700 €	12.793,72 €	110.868,02 €		
16	79241,864 KWh	0,1700 €	12.712,41 €	123.580,43 €		
17	78766,413 KWh	0,1700 €	12.631,58 €	136.212,01 €		
18	78293,815 KWh	0,1700 €	12.551,24 €	148.763,25 €		
19	77824,052 KWh	0,1700 €	12.471,38 €	161.234,63 €		
20	77357,107 KWh	0,1700 €	12.392,00 €	173.626,63 €		
21	76892,965 KWh	0,1700 €	12.313,09 €	185.939,72 €		
22	76431,607 KWh	0,1700 €	12.234,66 €	198.174,38 €		
23	75973,017 KWh	0,1700 €	12.156,70 €	210.331,09 €		
24	75517,179 KWh	0,1700 €	12.079,21 €	222.410,30 €		
25	75064,076 KWh	0,1700 €	12.002,18 €	234.412,48 €		
TOTAL			123.544,46 €			

Precio del KWh	0,17 €
Subida anual	0%
Disminución del rendimiento por desgaste 1er año	2,5%
Disminución del rendimiento por desgaste resto de años	0,6%
Costes de Mantenimiento	758,71 €

Tabla 9: análisis económico de la inversión (sin subida)



Ahorro Económico						
Año	Producción	Precio	Ahorro Anual	Saldo	ROI	PRI
1	88418 kWh	0,1700 €	14.272,35 €	-75.871,13 €	221%	
2	86207,55 kWh	0,1726 €	14.116,40 €	-61.754,73 €		
3	85690,305 kWh	0,1751 €	14.248,94 €	-47.505,79 €		
4	85176,163 kWh	0,1778 €	14.382,66 €	-33.123,13 €		
5	84665,106 kWh	0,1804 €	14.517,57 €	-18.605,56 €		
6	84157,115 kWh	0,1831 €	14.653,68 €	-3.951,89 €		
7	83652,173 kWh	0,1859 €	14.791,00 €	10.839,12 €		
8	83150,26 kWh	0,1887 €	14.929,55 €	25.768,67 €		
9	82651,358 kWh	0,1915 €	15.069,33 €	40.838,00 €		
10	82155,45 kWh	0,1944 €	15.210,36 €	56.048,37 €		
11	81662,517 kWh	0,1973 €	15.352,65 €	71.401,01 €		
12	81172,542 kWh	0,2003 €	15.496,20 €	86.897,21 €		
13	80685,507 kWh	0,2033 €	15.641,03 €	102.538,24 €		
14	80201,394 kWh	0,2063 €	15.787,15 €	118.325,39 €		
15	79720,185 kWh	0,2094 €	15.934,58 €	134.259,97 €		
16	79241,864 kWh	0,2125 €	16.083,31 €	150.343,28 €		
17	78766,413 kWh	0,2157 €	16.233,37 €	166.576,66 €		
18	78293,815 kWh	0,2190 €	16.384,77 €	182.961,43 €		
19	77824,052 kWh	0,2222 €	16.537,52 €	199.498,95 €		
20	77357,107 kWh	0,2256 €	16.691,63 €	216.190,58 €		
21	76892,965 kWh	0,2290 €	16.847,11 €	233.037,70 €		
22	76431,607 kWh	0,2324 €	17.003,98 €	250.041,68 €		
23	75973,017 kWh	0,2359 €	17.162,25 €	267.203,93 €		
24	75517,179 kWh	0,2394 €	17.321,92 €	284.525,85 €		
25	75064,076 kWh	0,2430 €	17.483,02 €	302.008,88 €		
TOTAL			167.748,91 €			

Precio del kWh	0,17 €
Subida anual	1,5%
Disminución del rendimiento por desgaste 1er año	2,5%
Disminución del rendimiento por desgaste resto de años	0,6%
Costes de Mantenimiento	758,71 €

Tabla 10: análisis económico de la inversión (con subida anual del 1,5%)



Ahorro Económico						
Año	Producción	Precio	Ahorro Anual	Saldo	ROI	PRI
1	88418 KWh	0,1700 €	14.272,35 €	-75.871,13 €	298%	
2	86207,55 KWh	0,1751 €	14.336,23 €	-61.534,90 €		
3	85690,305 KWh	0,1804 €	14.695,79 €	-46.839,11 €		
4	85176,163 KWh	0,1858 €	15.063,92 €	-31.775,19 €		
5	84665,106 KWh	0,1913 €	15.440,81 €	-16.334,37 €		
6	84157,115 KWh	0,1971 €	15.826,69 €	-507,69 €		
7	83652,173 KWh	0,2030 €	16.221,75 €	15.714,07 €		
8	83150,26 KWh	0,2091 €	16.626,23 €	32.340,29 €		
9	82651,358 KWh	0,2154 €	17.040,34 €	49.380,63 €		
10	82155,45 KWh	0,2218 €	17.464,31 €	66.844,94 €		
11	81662,517 KWh	0,2285 €	17.898,38 €	84.743,32 €		
12	81172,542 KWh	0,2353 €	18.342,79 €	103.086,11 €		
13	80685,507 KWh	0,2424 €	18.797,79 €	121.883,90 €		
14	80201,394 KWh	0,2497 €	19.263,63 €	141.147,53 €		
15	79720,185 KWh	0,2571 €	19.740,56 €	160.888,09 €		
16	79241,864 KWh	0,2649 €	20.228,85 €	181.116,94 €		
17	78766,413 KWh	0,2728 €	20.728,77 €	201.845,71 €		
18	78293,815 KWh	0,2810 €	21.240,61 €	223.086,32 €		
19	77824,052 KWh	0,2894 €	21.764,63 €	244.850,95 €		
20	77357,107 KWh	0,2981 €	22.301,14 €	267.152,09 €		
21	76892,965 KWh	0,3070 €	22.850,42 €	290.002,51 €		
22	76431,607 KWh	0,3163 €	23.412,79 €	313.415,30 €		
23	75973,017 KWh	0,3257 €	23.988,56 €	337.403,86 €		
24	75517,179 KWh	0,3355 €	24.578,04 €	361.981,89 €		
25	75064,076 KWh	0,3456 €	25.181,56 €	387.163,45 €		
TOTAL			226.275,37 €			

Precio del KWh	0,17 €
Subida anual	3,0%
Disminución del rendimiento por desgaste 1er año	2,5%
Disminución del rendimiento por desgaste resto de años	0,6%
Costes de Mantenimiento	758,71 €

Tabla 11: análisis económico de la inversión (con subida anual del 3%)

El periodo de recuperación de la inversión (PRI) nos muestra que recuperaremos la inversión en un periodo de 7 años para los 3 escenarios posibles de inflación del precio de la electricidad.



El ROI o retorno de inversión obtenido es del 163% sin subida ,del 221% para una subida del 1,5% y del 298% para una subida del 3%, por lo que a estos efecto la operación se hace bastante rentable.



11. CONCLUSIONES

- Desde un punto de vista técnico, podemos afirmar que el diseño cumple perfectamente con los requisitos que una instalación de este tipo debe cumplir en términos de eficiencia, seguridad y comodidad operativa, maximizando el rendimiento energético de la instalación (la cual es capaz de generar hasta 88KWh al año con un ratio de rendimiento del 85%) a través del correcto análisis de todos los parámetros de interés y en concordancia con los resultados obtenidos mediante simulación a través del software PVGIS, el cual goza de reconocido prestigio y es utilizado por instaladores en la actualidad para justificar las potencias instaladas ante las autoridades competentes.
- Desde un punto de vista económico, el proyecto presenta grandes ventajas financieras con un periodo de retorno de 7 años de la inversión inicial, que podría mejorar si el precio de la electricidad aumenta más de lo esperado y teniendo en cuenta que la vida útil del proyecto es como mínimo de 25 años. El ahorro económico anual derivado de la reducción de la compra de electricidad a la compañía Distribuidora (entre 12.000 y 25.000 €) permitirán a la actividad industrial destinar estos fondos a otros costes operativos y de mejora.

La modalidad de autoconsumo con excedentes y derecho a compensación proporcionará flexibilidad a la actividad industrial de cara a establecer horarios de trabajos nocturnos o cierres temporales/festivos, además de dejar la puerta abierta a una futura ampliación con la que aumentar el ahorro anteriormente mencionado.

- Desde un punto de vista medioambiental, podemos afirmar que el proyecto constituye un avance sostenible para la actividad industrial y para el mundo que



nos rodea, evitando grandes emisiones contaminantes (más de 68 toneladas anuales de CO₂) y recuperando la energía consumida en la fabricación de la instalación en tan solo 5 años. Gracias a esto la empresa podrá mejorar su imagen ligandola a un compromiso medioambiental, mejorar la certificación energética del edificio al aumentar el porcentaje de energía renovable utilizada para el desarrollo de la actividad y obtener en un futuro una certificación de construcción sostenible tal como LEED o BREAM de cara a aumentar el valor del activo.



12. BIBLIOGRAFÍA

- **A.N.P.I.E.R. ASOCIACIÓN NACIONAL DE PRODUCTORES DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA (2020).** *Anuario Fotovoltaico*
<https://anpier.org/wp-content/uploads/2020/09/ANUARIO-ANPIER-2020.pdf>

- **UNION FENOSA DISTRIBUCIÓN (2020)** Edición 4, *Especificaciones Particulares para Instalaciones de Conexión. Generadores conectados a redes de Baja Tensión*
<https://www.ufd.es/instaladores/normativa/especificaciones-particulares-para-instalaciones-de-conexion-generadores-conectados-a-redes-de-baja-tension/>

- **DEPARTAMENTO SOLAR I.D.A.E INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGIA Y GRUPO DE TRABAJO DE AUTOCONSUMO DE ENERAGEN (Octubre 2020)** Edición 3, *Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo*
<https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>

- **MINISTERIO DE FOMENTO (2019)** Documento Básico HE Ahorro de energía
<https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/HE/DBHE.pdf>

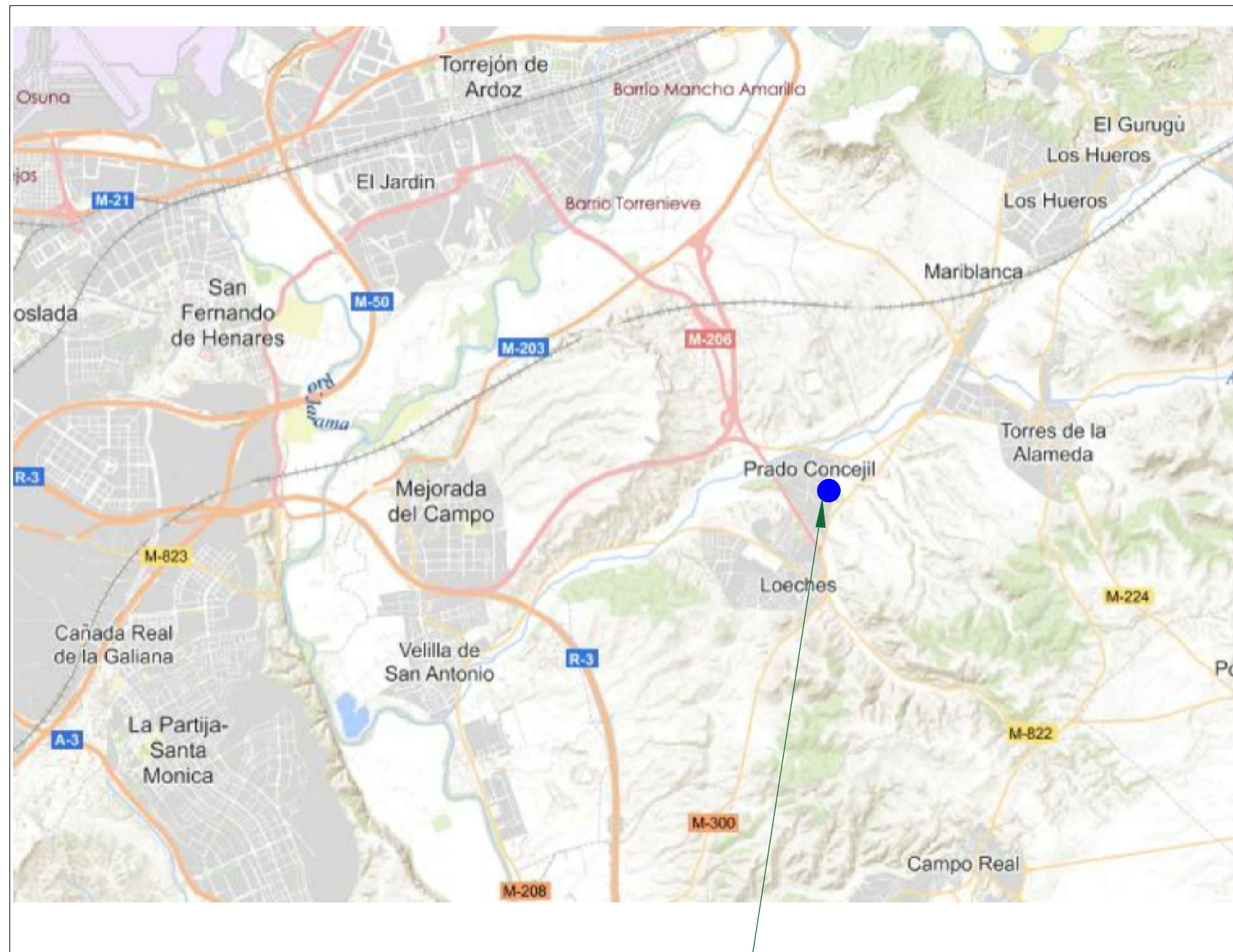
- **MINISTERIO DE CIENCIA Y TENCONOLOGÍA (2020)** Edición 8ª, R.E.B.T Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.

- **TRINASOLAR** Manual de usuario
https://static.trinasolar.com/sites/default/files/ES_02_PS-M-0525_A_User_Manual_Frame_201706.pdf

- **EUROPEAN PHOTOVOLTAIC TECHNOLOGY PLATFORM.** *Compared assessment of selected enviromental indicators of photovoltaic electricity in OECD cities*
<http://www.ef4.be/documents/eu/eupvplatform-compared-assessment-of-selected-environmental-indicators-of-photovoltaic-electricity-in-oecd-cities-executive-report.pdf>



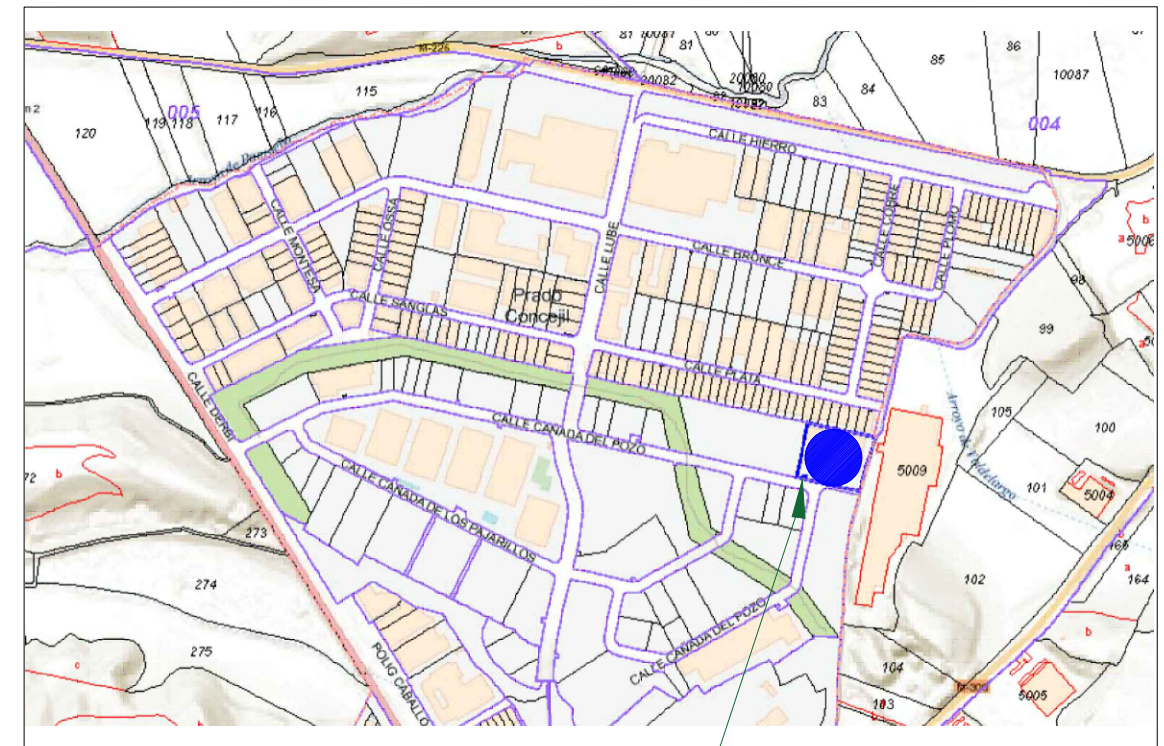
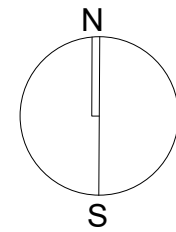
13. PLANOS



ESCALA: 1/200.000

SITUACIÓN

DATUM ETRS89 { X: 465485.75
Y: 4472013.01
U.T.M HUSO: 30



ESCALA: 1/20.000

EMPLAZAMIENTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
CALLE CAÑADA DEL POZO, Nº15
28890, LOECHES
MADRID, ESPAÑA



FECHA: DICIEMBRE 2019

ESCALA: -

PLANO: SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

DIRECCIÓN: POLÍGONO INDUSTRIAL- "EL CABALLO"
C/Cañada del Prado 15 - Loeches, Madrid

Nº PLANO:

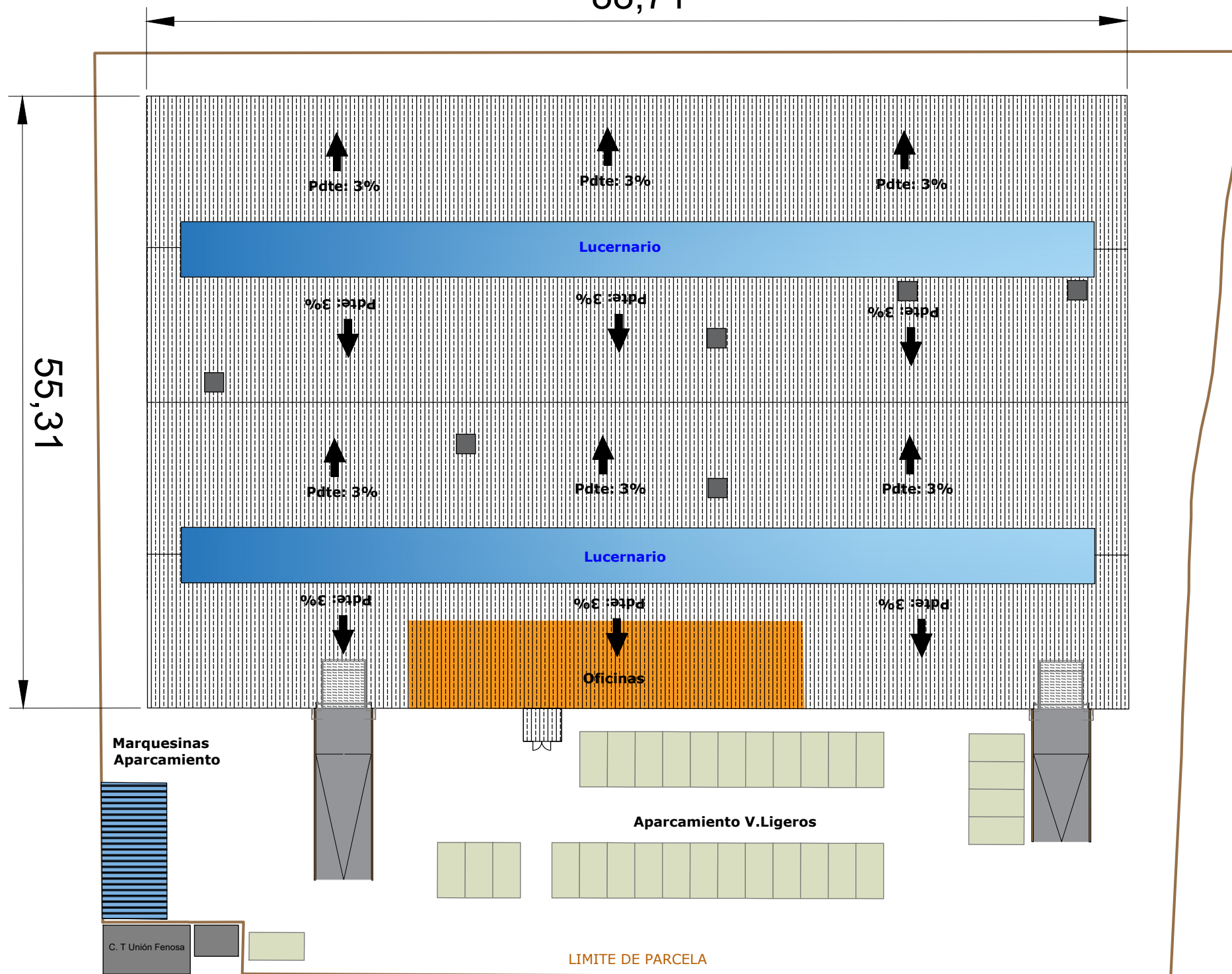
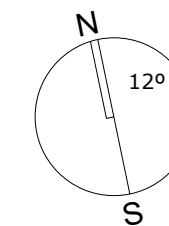
PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL

AUTOR: PABLO CONDE FERNÁNDEZ

01

88,71

55,31



CUADRO DE SUPERFICIES

Nave	4592 m2
Oficinas (PB+P1)	570 m2
Marquesina Aparcamiento	72 m2
Aparcamiento V.Ligeros	379 m2
Superficie Total Construida	5613 m2
Parcela	8200 m2



FECHA: DICIEMBRE 2019

ESCALA: 1:450

PLANO: PLANTA CUBIERTA LAYOUT

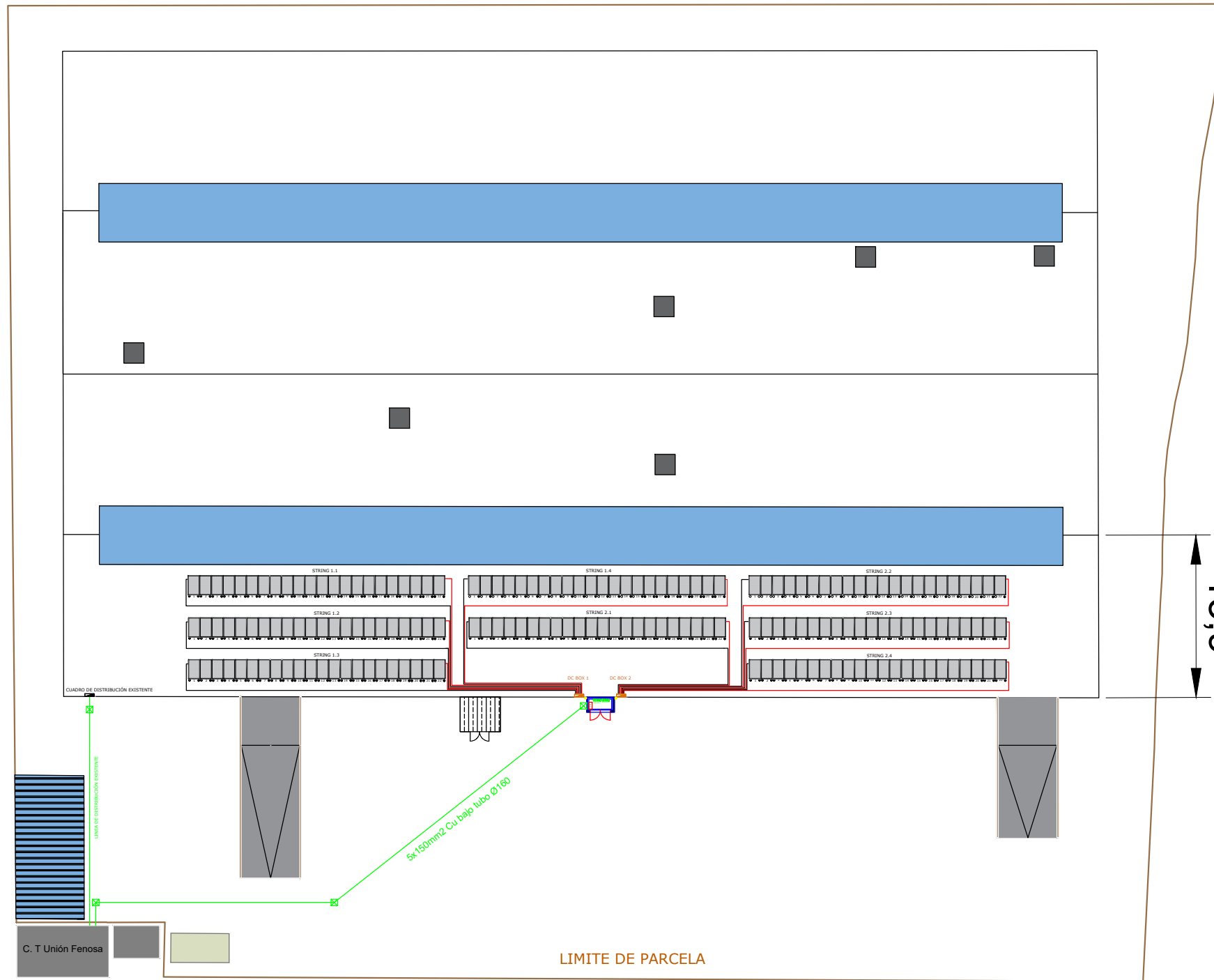
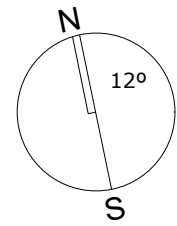
DIRECCIÓN: POLÍGONO INDUSTRIAL- "EL CABALLO"
C/Cañada del Prado 15 - Loeches, Madrid

Nº PLANO:

PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL

AUTOR: PABLO CONDE FERNÁNDEZ

02



FECHA: DICIEMBRE 2019 ESCALA: 1:450

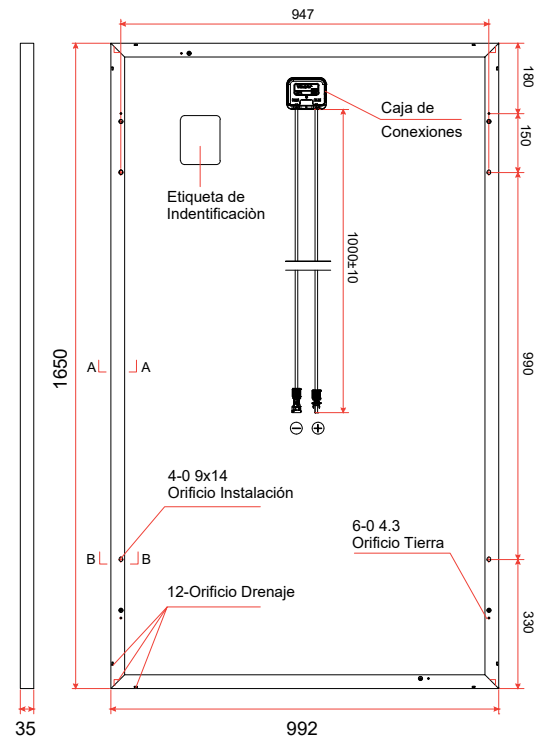
PLANO: DISTRIBUCIÓN DE MODULOS

DIRECCIÓN: POLÍGONO INDUSTRIAL- "EL CABALLO"
C/Cañada del Prado 15 - Loeches, Madrid

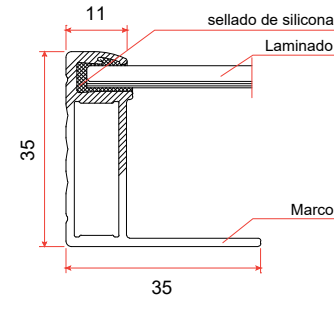
PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL
AUTOR: PABLO CONDE FERNÁNDEZ

Nº PLANO:
03

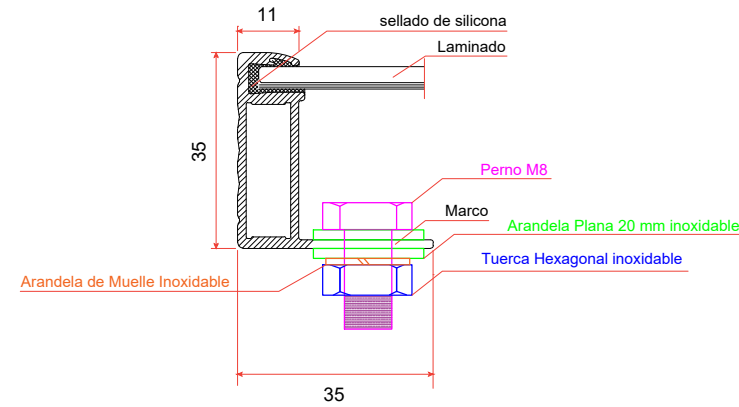
DETALLE MONTAJE PANELES



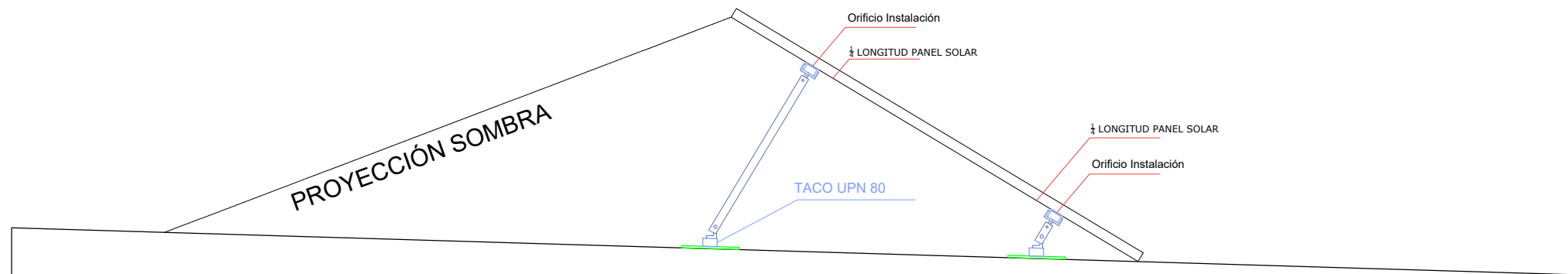
Alzado Vista trasera



Sección (A-A)



Sección (B-B)



LEYENDA

- Perfil UPN 50 ; 4,87 Kg/m
- Placa Metalica de Anclaje 200x200 mm



Universidad
de Alcalá

FECHA:
DICIEMBRE 2019

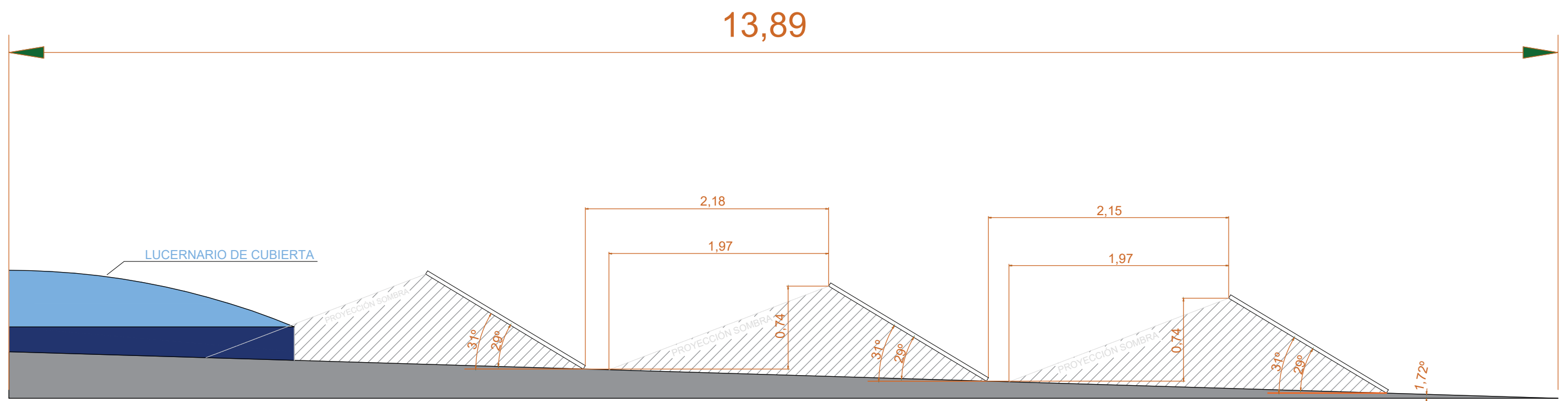
ESCALA:
1:1

PLANO:
ESTRUCTURA DE SOPORTE INSTALACIÓN FV

DIRECCIÓN:
POLÍGONO INDUSTRIAL- "EL CABALLO"
C/Cañada del Prado 15 - Loeches, Madrid

PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL
AUTOR: PABLO CONDE FERNÁNDEZ

Nº PLANO:
04



Universidad
de Alcalá

FECHA:
DICIEMBRE 2019

ESCALA:
1:1

PLANO:
DISPOSICIÓN DE MODULOS Y SOMBREADOS

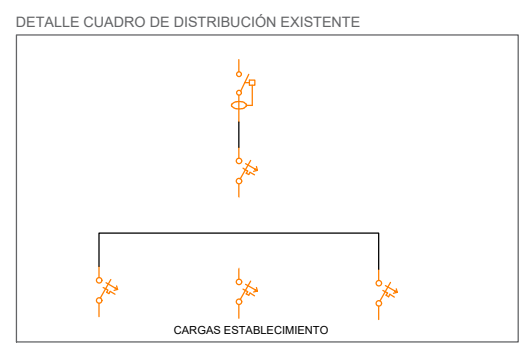
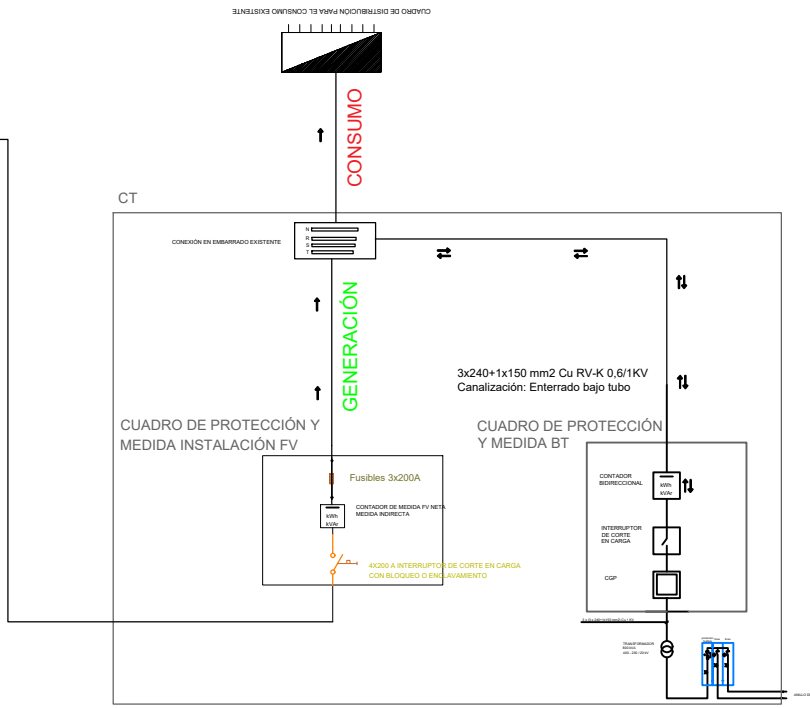
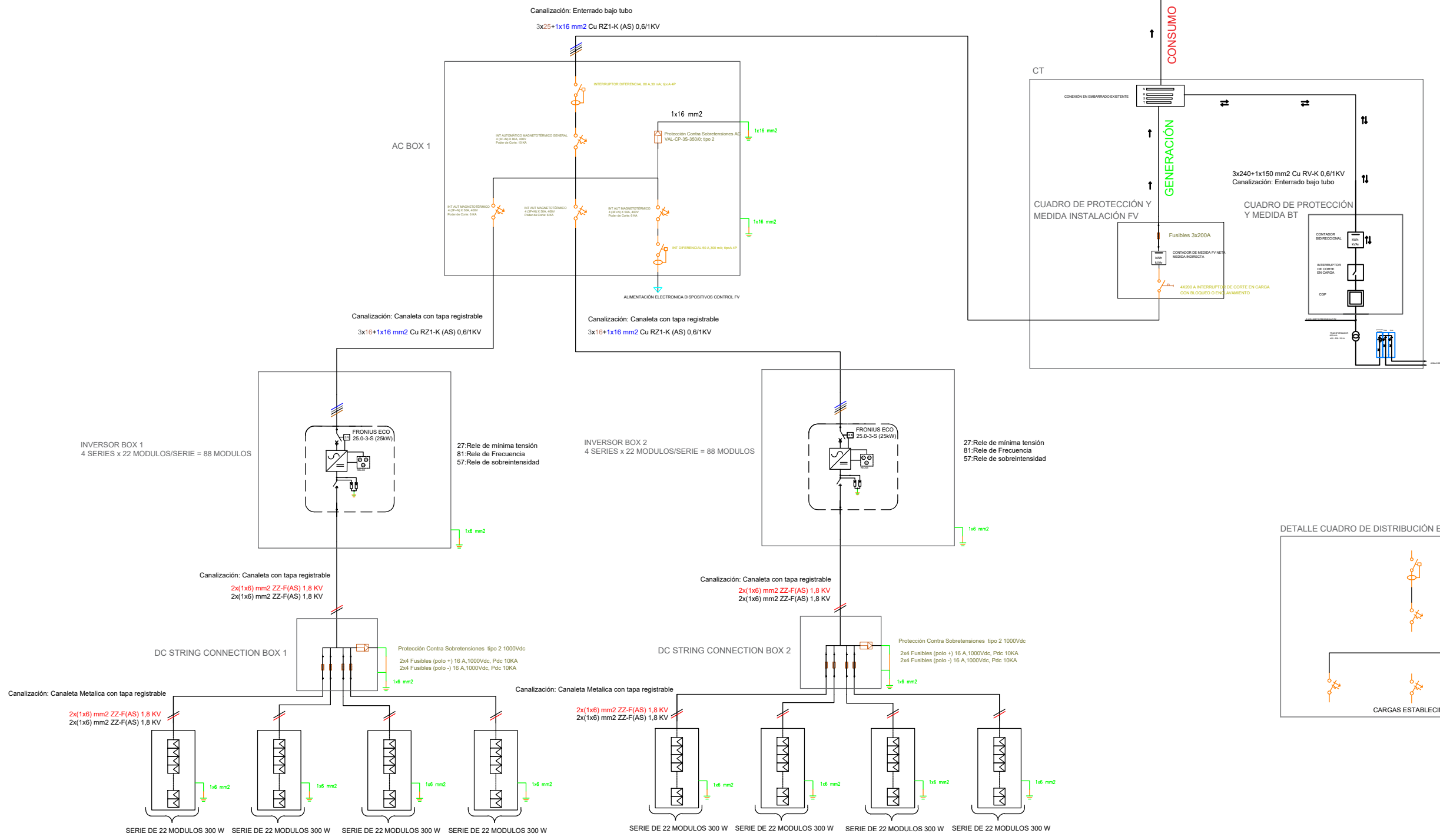
DIRECCIÓN:
POLÍGONO INDUSTRIAL- "EL CABALLO"
C/Cañada del Prado 15 - Loeches, Madrid

Nº PLANO:

05

PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL

AUTOR: PABLO CONDE FERNÁNDEZ



FECHA: DICIEMBRE 2019

ESCALA: -

PLANO: ESQUEMA UNIFILAR

DIRECCIÓN: POLÍGONO INDUSTRIAL- "EL CABALLO"
C/Cañada del Prado 15 - Loeches, Madrid

PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL

AUTOR: PABLO CONDE FERNÁNDEZ

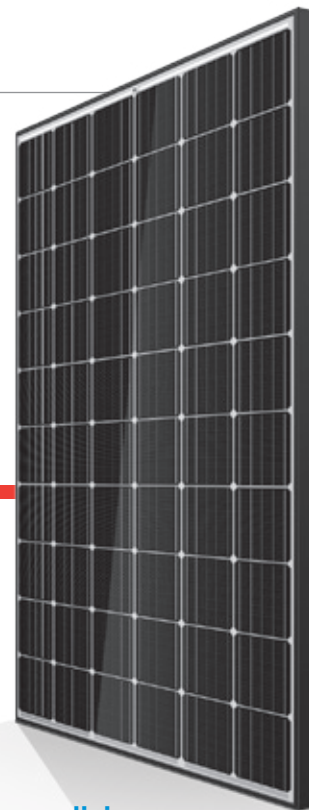
Nº PLANO: 06



14. FICHAS TÉCNICAS

Honey^M PLUS⁺ MÓDULO

TSM-DD05A.08 (II)



60 CÉLULAS
MÓDULO MONOCRISTALINO

280-315W
RANGO DE POTENCIA

19,2%
MÁXIMA EFICIENCIA

0/+5W
TOLERANCIA POSITIVA
DE POTENCIA

Pays Fundada en 1997, Trina Solar es un proveedor líder de soluciones fotovoltaicas. Creemos que la cooperación con nuestros socios es crítica para alcanzar el éxito. Trina Solar distribuye hoy sus productos a más de 60 países del mundo. Trina Solar es capaz de suministrar un servicio excepcional a cada cliente en cada mercado, y la innovación y fiabilidad de sus productos viene respaldadas por ser Trina Solar una compañía sólida y estable. Estamos comprometidos en construir colaboraciones estratégicas y mutuamente beneficiosas con instaladores, distribuidores y desarrolladores de proyectos de todo el mundo.

Productos detallados y certificados de sistema

IEC61215/IEC61730/UL1703/IEC61701/IEC62716
 ISO 9001: Sistema de gestión de calidad
 ISO 14001: Sistema de gestión medioambiental
 ISO14064: Verificación de gases efecto invernadero
 OHSAS 18001: Sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional



Excelente rendimiento en condiciones de poca luz en días nublados, mañanas y atardeceres

- Pasivación posterior de la célula
- Texturización avanzada de la superficie
- Emisor selectivo



Aprovecha el espacio con la máxima eficiencia

- Hasta 192 W/m² de densidad de potencia
- Coeficientes termales bajos para mayor producción energética a temperaturas de funcionamiento altas



Buena estética para aplicaciones residenciales

- Células monocristalinas oscuras
- Marco negro



Altamente fiable gracias a su riguroso control de calidad

- Más de 30 tests en fábrica (UV, TC, HF, y muchos más)
- Los tests en fábrica van más allá de los requisitos de certificación
- Todos los módulos han de pasar una inspección de electroluminescencia
- Resistente a la degradación inducida por potenciales eléctricos
- Certificado UL 1000 V / IEC 1000 V

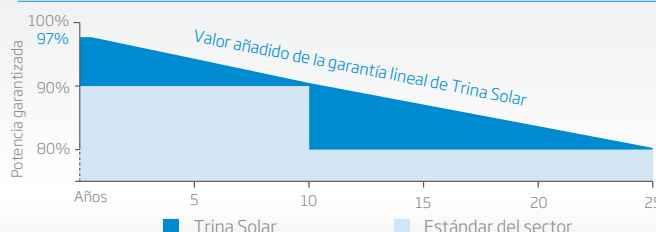


Certificados para condiciones mediambientales extremas

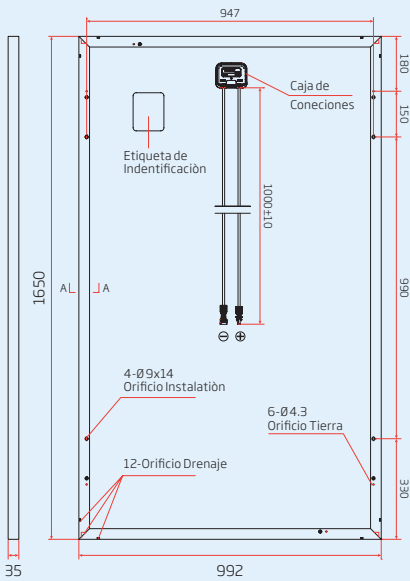
- Cargas de viento de 2400 Pa
- Cargas de nieve de 5400 Pa
- Piedras de granizo de 35 mm a 97 Km/h
- Resistencia al amoníaco
- Resistencia a la niebla salina
- Resistencia a la abrasión por arena y polvo

GARANTÍA DE POTENCIA LINEAL

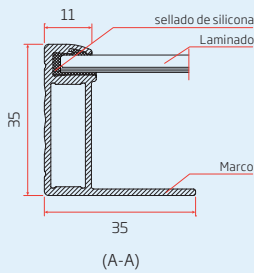
10 años garantía de producto · 25 años garantía de potencia lineal



**DIMENSIONES DEL MÓDULO FV
TSM-DD05A.08 (II)
(Unidad: mm)**

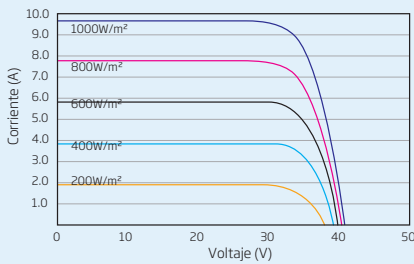


Vista trasera

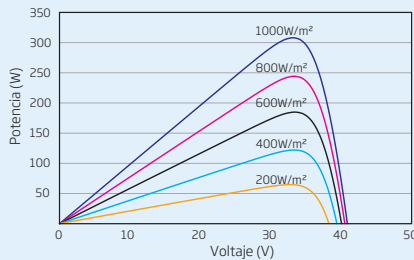


(A-A)

CURVAS I-V DEL MÓDULO FV (305W)



CURVAS P-V DEL MÓDULO FV (305W)



DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES STC	TSM-280	TSM-285	TSM-290	TSM-295	TSM-300	TSM-305	TSM-310	TSM-315
Potencia nominal-P _{máx} (Wp)*	280	285	290	295	300	305	310	315
Tolerancia de potencia nominal (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tensión en el punto P _{máx} -V _{MP} (V)	31,7	31,8	32,2	32,5	32,6	32,9	33,2	33,3
Corriente en el punto P _{máx} -I _{MPP} (A)	8,84	8,97	9,01	9,08	9,19	9,28	9,37	9,46
Tensión en circuito abierto-V _{OC} (V)	38,4	38,5	38,9	39,6	39,8	40,0	40,2	40,5
Corriente de cortocircuito-I _{SC} (A)	9,42	9,51	9,66	9,68	9,77	9,85	9,94	10,0
Eficiencia del módulo η _m (%)	17,1	17,4	17,7	18,0	18,3	18,6	18,9	19,2

STC: Irradiancia 1000W/m², temperatura de célula 25°C, masa de aire AM1.5
*Tolerancia en la medida: ±3%

DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES TONC	TSM-280	TSM-285	TSM-290	TSM-295	TSM-300	TSM-305	TSM-310	TSM-315
Potencia máx.-P _{MAX} (Wp)	209	212	216	220	223	227	231	235
Tensión en el punto P _{máx} -V _{MPP} (V)	29,4	29,5	29,9	30,1	30,2	30,5	30,8	30,9
Corriente en el punto P _{máx} -I _{MPP} (A)	7,10	7,21	7,24	7,30	7,38	7,46	7,53	7,60
Tensión en circuito abierto-V _{OC} (V)	35,7	35,8	36,2	36,8	37,0	37,2	37,4	37,6
Corriente de cortocircuito-I _{SC} (A)	7,61	7,68	7,80	7,82	7,89	7,95	8,03	8,10

TONC: Irradiancia a 800 W/m², Temperatura ambiente 20 °C, Velocidad del viento 1 m/s.

DATOS MECÁNICOS

Células solares	Monocristalinas 156,75 × 156,75 mm
Distribución de las células	60 células (6 x 10)
Dimensiones del módulo	1650 x 992 x 35 mm
Peso	18,6 kg
Vidrio	3,2 mm, alta transparencia, recubrimiento AR y vidrio solar templado
Capa trasera	Blanca
Marco	Aluminio anodizado color negro
Caja de conexiones	IP 67 o IP 68
Cables	Resistente a los rayos UV, sección de cables 4 mm ² , 1000 mm
Conector	Países de la UE: 28 MC4 / UTX / TS4, Países no miembros de la UE: 28 QC4 / TS4

LÍMITES DE TEMPERATURA

Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)	44°C (±2K)
Coefficiente de temperatura de P _{MAX}	- 0,39%/K
Coefficiente de temperatura de V _{OC}	- 0,29%/K
Coefficiente de temperatura de I _{SC}	0,05%/K

LÍMITES OPERATIVOS

Temperatura de operación	-40 a +85°C
Tensión máxima del sistema	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Capacidad máxima del fusible*	15 A (Potencia ≤ 285 W) 20 A (Potencia ≥ 290 W)
Carga de nieve	5400 Pa
Carga de viento	2400 Pa

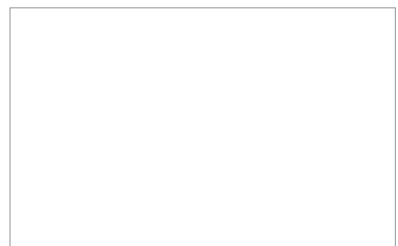
*NO conectar fusibles en la caja de conexiones con dos o más strings en conexión paralela

GARANTÍA

10 años de garantía de fabricación
25 años de garantía de potencia lineal
(Consulte la garantía de producto para más información)

CONFIGURACIÓN DE EMBALAJE

Módulos por caja:	30 uds.
Módulos por contenedor de 40':	840 uds.



TSM_ES_2017_B

FRONIUS ECO

/ El inversor compacto para proyectos con el máximo rendimiento



/ Tecnología SnapINverter



/ Comunicación de datos integrada



/ Smart Grid Ready



/ Seguimiento inteligente GMPP



/ Inyección cero



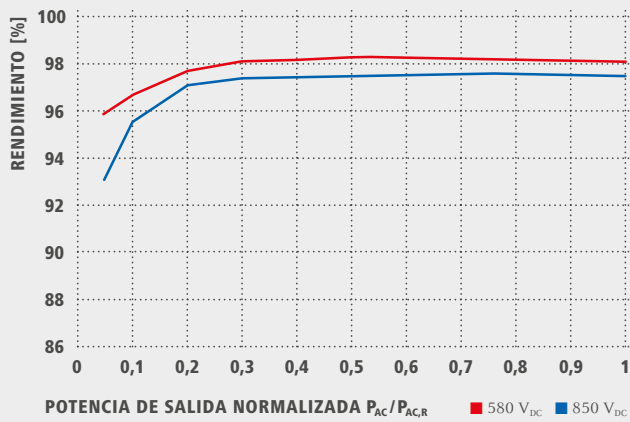
/ El inversor trifásico Fronius Eco con las categorías de potencia entre 25,0 y 27,0 kW, ha sido especialmente diseñado para instalaciones de gran potencia. Este inversor sin transformador, con un peso muy ligero y sistema de montaje SnapINverter, permite una instalación muy rápida y sencilla tanto Indoor como Outdoor. Además, presume de un tipo de protección IP 66. Gracias al portafusibles y a la protección contra sobretensiones (opcional) integrados, no se necesitan cajas de conexión CC o de concentración.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS ECO

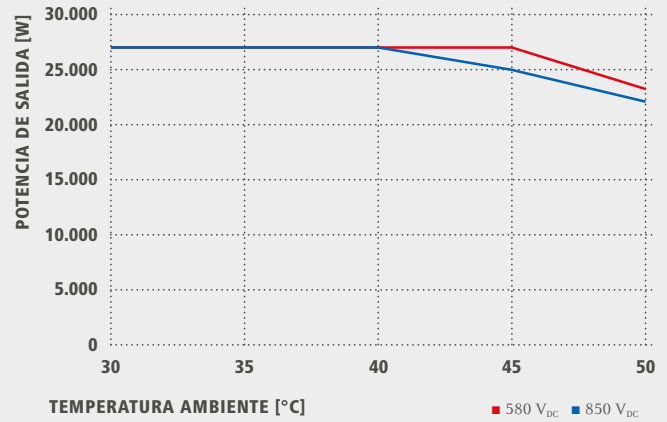
DATOS DE ENTRADA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx.}$)	44,2 A	47,7 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV		71,6 A
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)		580 V
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)		650 V
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)		580 V
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)		1.000 V
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$)		580 - 850 V
Número de seguidores MPP		1
Número de entradas CC		6
Máx. salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)		37,8 kW _{pico}
DATOS DE SALIDA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	25.000 W	27.000 W
Máxima potencia de salida	25.000 VA	27.000 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ máx.}$)	36,1 A	39,0 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 380 V / 220 V o 3-NPE 400 V / 230 V (+20 % / - 30 %)	
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Coefficiente de distorsión no lineal	< 2,0 %	
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0 - 1 ind. / cap.	
DATOS GENERALES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	725 x 510 x 225 mm	
Peso	35,7 kg	
Tipo de protección	IP 66	
Clase de protección	1	
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹⁾	1 + 2 / 3	
Consumo nocturno	< 1 W	
Concepto de inversor	Sin transformador	
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada	
Instalación	Instalación interior y exterior	
Margen de temperatura ambiente	-25 - +60 °C	
Humedad de aire admisible	0 a 100 %	
Máxima altitud	2.000 m	
Tecnología de conexión CC	Conexión de 6x CC+ y 6x CC- bornes roscados 2,5 mm ² - 16 mm ²	
Tecnología de conexión principal	Conexión de 5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²	
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G59/3, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21	

¹⁾De acuerdo con IEC 62109-1. Disponible rail DIN opcional para tipo 1 + 2 y tipo 2 de protección de sobretensión. Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS ECO 27.0.3-S



REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS ECO 27.0.3-S



DATOS TÉCNICOS FRONIUS ECO

RENDIMIENTO	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Máximo rendimiento	98,2 %	98,3 %
Rendimiento europeo (η_{EU})	98,0 %	98,0 %
η con 5 % $P_{AC,r}^{1)}$	95,1 / 91,5 %	95,9 / 93,1 %
η con 10 % $P_{AC,r}^{1)}$	97,0 / 95,2 %	96,8 / 95,7 %
η con 20 % $P_{AC,r}^{1)}$	97,8 / 96,9 %	97,7 / 97,1 %
η con 25 % $P_{AC,r}^{1)}$	98,0 / 97,0 %	98,1 / 97,3 %
η con 30 % $P_{AC,r}^{1)}$	98,1 / 97,2 %	98,1 / 97,4 %
η con 50 % $P_{AC,r}^{1)}$	98,2 / 97,5 %	98,3 / 97,5 %
η con 75 % $P_{AC,r}^{1)}$	98,2 / 97,5 %	98,2 / 97,6 %
η con 100 % $P_{AC,r}^{1)}$	98,2 / 97,5 %	98,1 / 97,5 %
Rendimiento de adaptación MPP		> 99,9 %

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Medición del aislamiento CC		Si
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia	
Seccionador CC		Si
Portafusibles integrado para string ²⁾		Si
Protección contra polaridad inversa		Si

INTERFACES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)	
6 inputs y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda	
USB (Conector A) ³⁾	Datalogging, actualización de inversores vía USB	
2 conectores RJ 45 (RS422) ³⁾	Fronius Solar Net	
Salida de aviso ³⁾	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)	
Datalogger y Servidor web	Incluido	
Input externo ³⁾	Conexión SO-Meter / Evaluación para la protección contra sobretensión	
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador	

¹⁾ Y con $U_{mpp\ min} = U_{dc,r} / U_{mpp\ máx.}$ ²⁾ Opcionalmente equipado con 6 fusibles 15 A / 1.000 V en el lado positivo. ³⁾ También disponible en la versión light.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3.000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1.000 patentes concedidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo visite www.fronius.com

v04 Nov 2014 ES

Fronius España S.L.U.
Parque Empresarial LA CARPETANIA
Miguel Faraday 2
28906 Getafe (Madrid)
España
Teléfono +34 91 649 60 40
Fax +34 91 649 60 44
pv-sales-spain@fronius.com
www.fronius.es

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
Teléfono +43 7242 241-0
Fax +43 7242 241-953940
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com



TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV y EN.

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502

DISEÑO

1. Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228

2. Aislamiento

Goma libre de halógenos

3. Cubierta

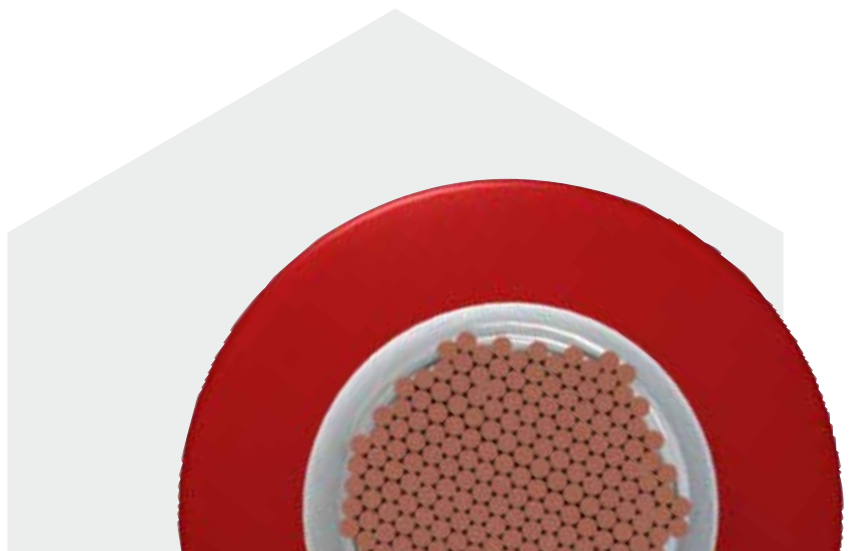
Goma libre de halógenos de color negro o rojo.

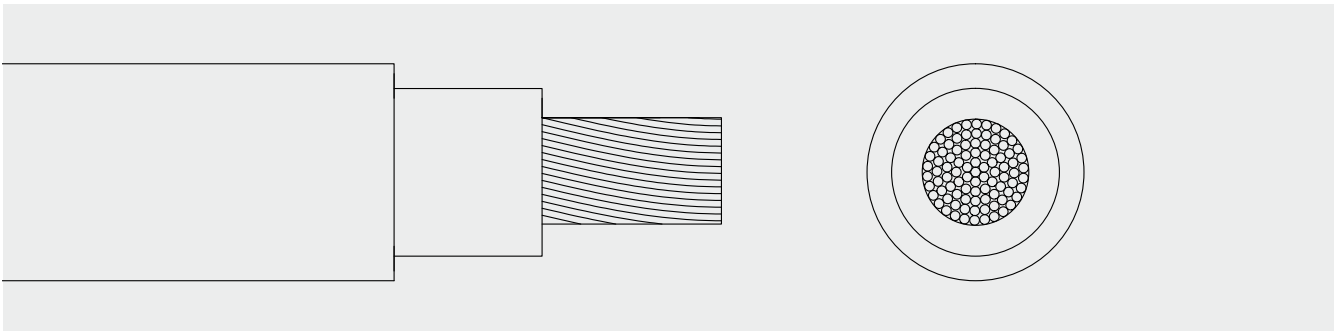
APLICACIONES

El cable Topsolar ZZ-F, certificado TÜV y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua a alterna. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías.

Este render es un ejemplo de las diversas configuraciones de este cable. Puede ser suministrado en diversas secciones y número de conductores.

TOP CABLE TOPSOLAR PV ZZ-F





CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

BAJA TENSIÓN 1,5/1,5 · (1,8) kV



Norma de referencia

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502



Certificaciones

Certificados
CE
TÜV
EN
RoHS



Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 120°C.
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).
Temp. mínima de servicio: -40°C



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transmitancia luminosa > 60%.
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.



Características mecánicas

Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior.
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características químicas

Resistencia a grasas y aceites: excelente.
Resistencia a los ataques químicos: excelente.



Resistencia a los rayos Ultravioleta

Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618 y TÜV 2Pfg 1169-08.



Presencia de agua

Presencia de agua: AD8 sumergida.



Vida útil

Vida útil 30 años: Según UNE-EN 60216-2



Otros

Marcaje: metro a metro.



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.



Aplicaciones

Instalaciones solares fotovoltaicas.



EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



NORMAS

UNE 21123-4 - Norma constructiva
UNE-EN 60332-1 - No propagador de la llama
UNE-EN 60332-3 - 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 - No propagador de la llama
IEC 60332-3 - 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:

Poliolefina termoplástica libre de halógenos

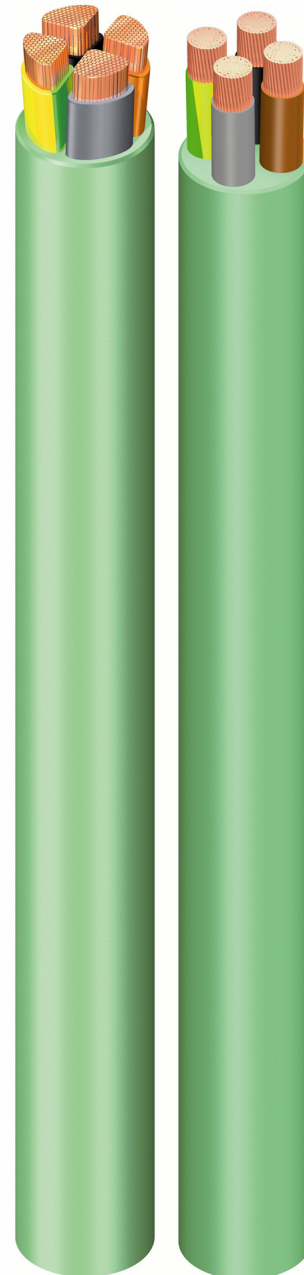
APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

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 ni del Incendio, 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.



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

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
1992408	4G4	12,2	255	50	36	38	8,839	10,93
1992409	4G6	13,5	340	55	46	48	5,919	7,288
1992410	4G10	15,8	525	65	65	64	3,458	4,218
1992411	4G16	18,3	760	75	87	82	2,218	2,672
1992411	4x16	18,3	760	75	87	82	2,218	2,672
1992412	4x25	22,4	1150	90	110	106	1,458	1,723
1992413	4x35	25,6	1600	130	137	129	1,057	1,224
1998414	4x50	27,5	2065	140	167	152	0,759	0,852
1998415	4x70	32,3	2885	165	214	187	0,556	0,601
1998416	4x95	35,9	3735	180	259	222	0,438	0,455
1998417	4x120	40,7	4780	205	301	253	0,358	0,356
1998418	4x150	44,9	5900	225	353	286	0,302	0,285
1998419	4x185	49,4	7195	250	391	320	0,262	0,234
1998420	4x240	56,6	9500	340	468	370	0,215	0,177
1992506	5G1.5	10,8	170	45	20	23	23,61	29,37
1992507	5G2.5	11,9	225	50	26	30	14,2	17,62
1992508	5G4	13,4	310	55	36	38	8,839	10,93
1992509	5G6	14,9	420	60	46	48	5,919	7,288
1992510	5G10	17,5	645	70	65	64	3,458	4,218
1992511	5G16	20,2	925	85	87	82	2,218	2,672
1992512	5G25	24,8	1410	100	110	106	1,458	1,723
1992513	5G35	28,4	1955	145	137	129	1,057	1,224
1992514	5G50	33,1	2730	170	167	152	0,759	0,852
1992515	5G70	39,0	3870	195	214	187	0,556	0,601
1992516	5G95	43,4	4985	220	259	222	0,438	0,455
1992517	5G120	49,4	6375	250	301	253	0,358	0,356
1992518	5G150	54,7	8000	330	353	286	0,302	0,285

gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

La principal novedad que ofrecen estos productos es la tensión asignada de 1000 V DC y 600 V DC. Están destinados principalmente a ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica en instalaciones fotovoltaicas, donde, debido al constante incremento de potencia y la evolución tecnológica, es común que se precise proteger grupos de paneles solares que pueden alcanzar tensiones superiores a 800 V DC. También pueden utilizarse como protección en instrumentación y como protección de circuitos auxiliares en ferrocarriles. Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la nueva Norma IEC60269-6). Están contruidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos lo que permite un alto poder de corte en un reducido espacio. Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases modulares PMF 1000 V en versión unipolar o bipolar (con o sin indicador de fusión).

www.df-sa.es/es/fotovoltaicos/fusibles/cilindricos/

10x38

1000V
DC

I_n (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE Unid./CAJA
1	491601	30	10/100
2	491602	30	10/100
3	491604	30	10/100
4	491605	30	10/100
5	491606	30	10/100
6	491610	30	10/100
8	491615	30	10/100
10	491620	30	10/100
12	491625	30	10/100
15	491629	30	10/100
16	491630	30	10/100
20	491635	30	10/100



600V
DC

1	491901	30	10/100
2	491902	30	10/100
3	491904	30	10/100
4	491905	30	10/100
5	491906	30	10/100
6	491910	30	10/100
8	491915	30	10/100
10	491920	30	10/100
12	491925	30	10/100
15	491929	30	10/100
16	491930	30	10/100
20	491935	30	10/100
25	491940	30	10/100
30	491944	30	10/100
32	491945	30	10/100



14x51

1000V
DC

25	491650	30	10/50
32	491655	30	10/50



NORMAS IEC 60269-1 IEC 60269-6 UL 2579	HOMOLOGACIONES Cd-Pb FREE RoHS compliant
--	---

TECNICO CARACTERISTICAS t-I PAGINA 11	TECNICO COEFICIENTE REDUCCION POR TEMPERATURA AMBIENTE PAGINA 14
---	--

COMPATIBLE PV BASES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS PAGINA 07	COMPATIBLE CONTACTO PINZA PARA FUSIBLES Ø10 PAGINA 09
---	--

gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

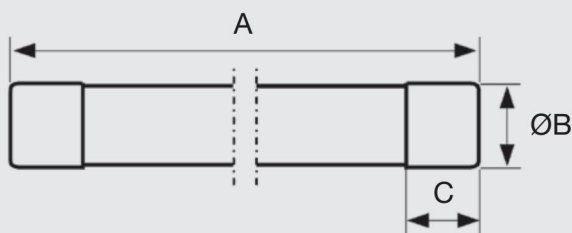
10x85	I_n (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE Unid./CAJA
1500V DC	2	492202	10	4/24
	4	492205	10	4/24
	6	492210	10	4/24
	8	492215	10	4/24
	10	492220	10	4/24
	12	492225	10	4/24
1200V DC	16	492230	10	4/24
	20	492235	10	4/24
	25	492240	10	4/24



492225

TECNICO gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS DIMENSIONES

10x38
14x51
10x85



TAMAÑO	A	B	C
10x38	38	10,3	10
14x51	51	14,3	10
10x85	85	10,3	10

NORMAS
IEC 60269-1
IEC 60269-6
UL 2579

HOMOLOGACIONES
Cd-Pb FREE
RoHS compliant

TECNICO
CARACTERISTICAS t-I
PAGINA 12

TECNICO
COEFICIENTE REDUCCION
POR TEMPERATURA
AMBIENTE
PAGINA 14

COMPATIBLE
CONTACTO PINZA PARA
FUSIBLES Ø10
PAGINA 09

PROTECTORES CONTRA SOBRETENSIONES TRANSITORIAS



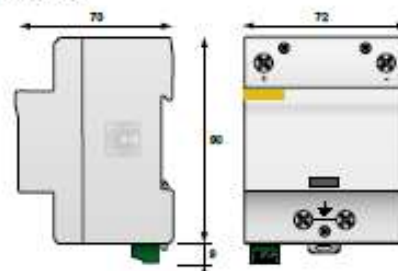
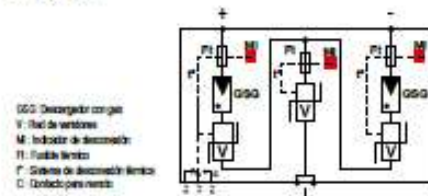
CLASE I



Por su muy elevada capacidad de descarga se recomienda el uso de esta protección en localizaciones donde el riesgo de impacto directo por un rayo sea máximo. La protección está diseñada con tecnología «Multi-varistor» que permite un nivel de protección elevado y una ausencia de corriente de continuación.

Conexión

Dimensiones



GGG Descargador con gas
V: Red de varistores
M: Indicador de desconexión
F: Fusible térmico
S: Sistema de desconexión térmico
C: Contacto para resaca

Limitadores de sobretensión

descripción	Un	referencia	precio
Bipolar en Y	1000Vdc	PST41PV	391,27

CLASE II



PST25PV

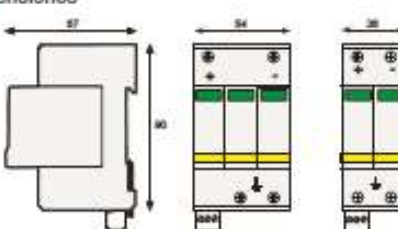
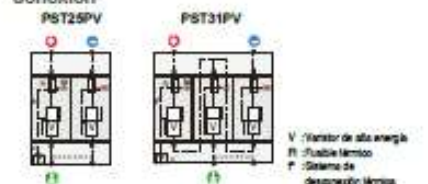


PST31PV

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

Conexión

Dimensiones



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

Limitadores de sobretensión enchufables

descripción	Un	teleseñalización	referencia	precio
Bipolar	500Vdc	No	PST25PV	129,74
Bipolar	500Vdc	Si	PST25PVT	160,94
Bipolar en Y	1000Vdc	No	PST31PV	206,28
Bipolar en Y	1000Vdc	Si	PST31PVT	249,76

Cartuchos de recambio

descripción	referencia	precio
Polo Imáx. 40 kA	PV-40	64,57

Características técnicas

		PST25PV	PST25PVT	PST31PV	PST31PVT	PST41PV
Tensión de régimen perm. máx.	Uc	550VDC	550VDC	1000VDC	1000VDC	1000VDC
Corriente de descarga nominal 15 Impulsos 8/20 µs	In	20 kA	20 kA	20 kA	20 kA	40 kA
Corriente de descarga máxima	Imax	40 kA	40 kA	40 kA	40 kA	
Corriente de rayo máx. por polo 1 Impulso 10/350 µs	Iimp					12,5 kA
Tensión residual (a Iimp)	Ures					1,9 kV
Nivel de protección (a In)	Up	2,2 kV	2,2 kV	3 kV	3 kV	2,4 kV
Teleseñalización		-	si	-	si	por contacto seco

General Information

Extended Product Type:	SH204-C50
Product ID:	2CDS214001R0504
EAN:	4016779702096
Catalog Description:	Miniature Circuit Breaker - SH200 - 4P - C - 50 A
Long Description:	SH204-C50 MiniCircuitBreaker

Categories

Products » Low Voltage Products and Systems » Modular DIN Rail Products » Miniature Circuit Breakers MCBs

Ordering

EAN:	4016779702096
Minimum Order Quantity:	1 piece
Customs Tariff Number:	85362010

Dimensions

Product Net Width:	70 mm
Product Net Depth:	69 mm
Product Net Height:	85 mm
Product Net Weight:	0.5 kg

Container Information

Package Level 1 Units:	1 piece
Package Level 1 Width:	80 mm
Package Level 1 Length:	78 mm
Package Level 1 Height:	92 mm
Package Level 1 Gross Weight:	0.51 kg
Package Level 2 EAN:	4016779991445

Environmental

Ambient Air Temperature:	Operation -25 ... +55 °C Storage -40 ... +70 °C
Resistance to Shock acc. to IEC 60068-2-27:	25g / 2 shocks / 13 ms
Resistance to Vibrations acc. to IEC 60068-2-6:	5g, 20 cycles at 5 ... 150 ... 5 Hz with load 0.8 In
Environmental Conditions:	28 cycles with 55 °C / 90-96 % and 25 °C / 95-100 %
RoHS Status:	Following EU Directive 2002/95/EC August 18, 2005 and amendment

Technical

Standards:	IEC/EN 60898-1
Number of Poles:	4
Tripping Characteristic:	C
Rated Current (I_n):	50 A
Rated Operational Voltage:	acc. to IEC 60898-1 400 V AC
Power Loss:	13 W at Rated Operating Conditions per Pole 3.25 W
Rated Insulation Voltage (U_i):	acc. to IEC/EN 60664-1 440 V
Operational Voltage:	Maximum (Incl. Tolerance) 440 V AC Minimum 12 V AC
Rated Frequency (f):	50 Hz 60 Hz
Rated Short-Circuit Capacity (I_{cn}):	6 kA
Energy Limiting Class:	3
Overvoltage Category:	III
Pollution Degree:	2
Rated Impulse Withstand Voltage (U_{imp}):	4 kV (6.2 kV @ sea level) (5.0 kV @ 2000 m)
Dielectric Test Voltage:	50 / 60 Hz, 1 min: 2 kV
Housing Material:	Insulation Group II, RAL 7035

Degree of Protection:	IP20
Remarks:	IP40 in enclosure with cover
Electrical Endurance:	10000 AC cycle
Mechanical Endurance:	20000 cycle
Terminal Type:	Screw Terminals
Screw Terminal Type:	Cage Terminal
Connecting Capacity:	Flexible with Ferrule 0.75 ... 25 mm ² Flexible 0.75 ... 25 mm ² Rigid 0.75 ... 25 mm ² Stranded 0.75 ... 25 mm ²
Tightening Torque:	2 N·m
Recommended Screw Driver:	Pozidriv 2
Mounting on DIN Rail:	TH35-7.5 (35 x 7.5 mm Mounting Rail) acc. to IEC 60715 TH35-15 (35 x 15 mm Mounting Rail) acc. to IEC 60715
Mounting Position:	Any

Certificates and Declarations (Document Number)

Declaration of Conformity - CE:	2CDK403003D0401
RoHS Information:	2CDK400003K0201

Classifications

eClass:	7.0 27141901
ETIM 4:	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
ETIM 5:	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
Object Classification Code:	F
UNSPSC:	39121614



General Information

Extended Product Type:	F204 A-80/0,03
Product ID:	2CSF204101R1800
EAN:	8012542917809
Catalog Description:	F204 A-80/0,03 Residual Current Dev.
Long Description:	The RCCBs F200 series assures protection to people and installations against fault current to earth. A large offer for standard instantaneous and selective AC and A types is completed with some configurations for special applications.

Categories

Products » Low Voltage Products and Systems » Modular DIN Rail Products » Residual Current Devices RCDs » Residual Current Devices RCDs

Ordering

EAN:	8012542917809
Minimum Order Quantity:	1 piece
Customs Tariff Number:	85363030

Dimensions

Product Net Width:	0.070 m
Product Net Height:	0.085 m
Product Net Depth:	0.069 m
Product Net Weight:	0.380 kg

Container Information

Package Level 1 Units:	1 piece
Package Level 1 Width:	0.082 m
Package Level 1 Height:	0.078 m
Package Level 1 Length:	0.096 m
Package Level 1 Gross Weight:	0.423 kg
Package Level 1 EAN:	8012542917809

Technical

Standards:	EN 61008 UL 1053
Operating Characteristic:	Instantaneous
Type of Residual Current:	A type
Rated Residual Current:	30 mA
Rated Current (I _n):	80 A
Number of Poles:	4
Position of Neutral Terminals:	Right
Power Loss:	at Rated Operating Conditions per Pole 5.3 W

Environmental

RoHS Status:	Planned to follow EU Directive 2002/95/EC August 18, 2005 and amendment after 2007 Q3
--------------	---

Certificates and Declarations (Document Number)

Declaration of Conformity - CE:	ITSCE116F200
RoHS Information:	2CSC423001K0201

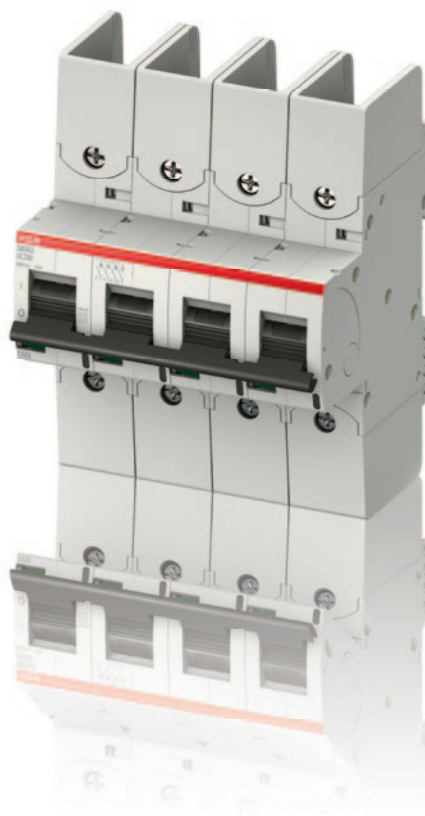
Classifications

Object Classification Code:	Q
ETIM 4:	EC000003 - Residual current circuit breaker (RCCB)
ETIM 5:	EC000003 - Residual current circuit breaker (RCCB)



S804U-UCZ

This breaker is specially designed for networks up to 600V d.c., e.g. datacenter. It is available as 4-pole version with a short-circuit current rating of 10kA acc. to UL489.



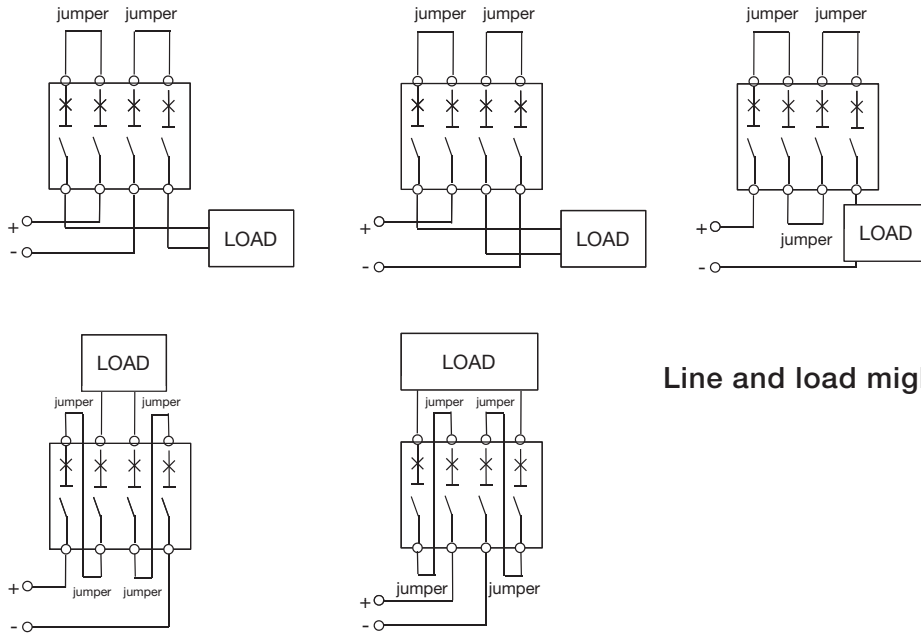
Technical data

Standard		UL489
Characteristic		Z
Rated current I _n	[A]	10–80
Rated voltage U _n	[V]	600 DC
No. of poles		4
Short-circuit current rating acc. to UL 489	[kA]	10
Tightening torque	[Nm]	3.5 (31 in.lb)
Protection category		IP40
		(actuating end only)
Mounting position		Any
Contacts		Cadmium-free
Reference temperature for tripping characteristic		25° C
Ambient temperature	[°C]	-25 ... +60
Storage temperature	[°C]	-40 ... +70
Approval		cULus
		File E312425

Ordering details

Rated current [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Pack unit [pcs.]
10	S804U-UCZ10	2CCS248356R0001	7612271420703	0.98	1
15	S804U-UCZ15	2CCS248357R0001	7612271420710	0.98	1
20	S804U-UCZ20	2CCS248358R0001	7612271420727	0.98	1
25	S804U-UCZ25	2CCS248359R0001	7612271420734	0.98	1
30	S804U-UCZ30	2CCS248360R0001	7612271420741	0.98	1
40	S804U-UCZ40	2CCS248361R0001	7612271420758	0.98	1
50	S804U-UCZ50	2CCS248362R0001	7612271420765	0.98	1
60	S804U-UCZ60	2CCS248363R0001	7612271420772	0.98	1
70	S804U-UCZ70	2CCS248364R0001	7612271420789	0.98	1
80	S804U-UCZ80	2CCS248365R0001	7612271420796	0.98	1

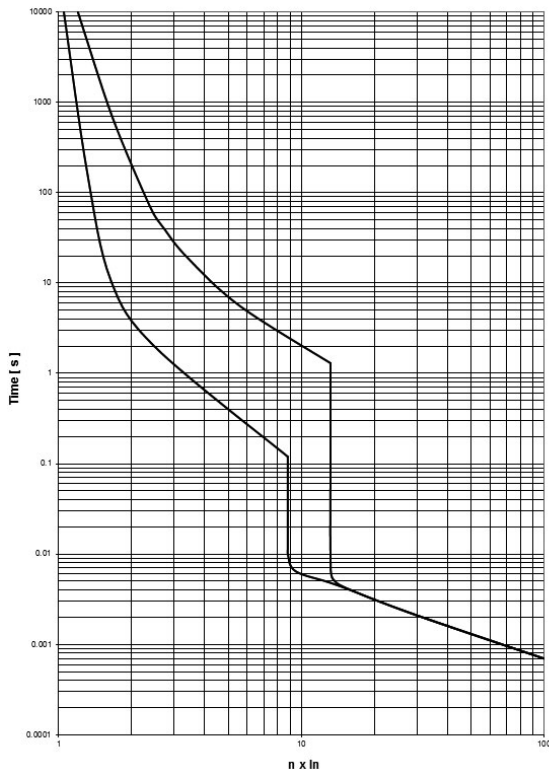
Tested and listed wirings



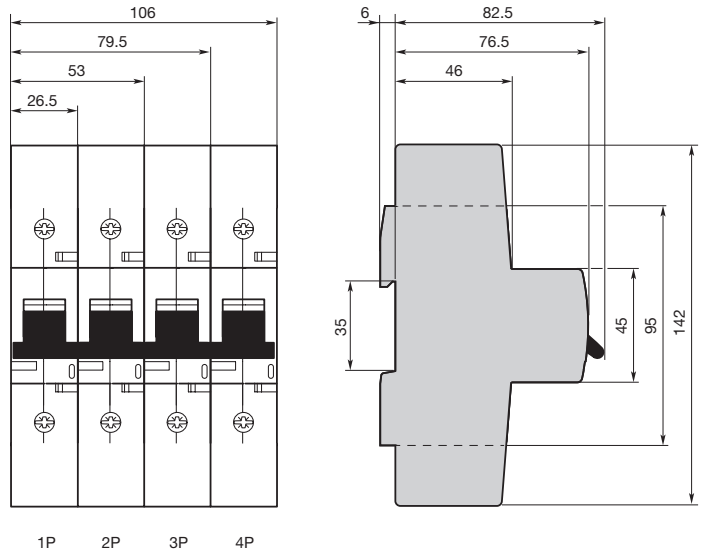
Line and load might be reversed

Ampere Rating [A]	10–32	40–63	70–80
Conductor Type	Single conductor per terminal – copper only, 60/75°C wire	Single conductor per terminal – copper only, 60°C wire only	Single conductor per terminal – copper only, 60°C wire only
AWG, Wire Range	14 AWG–2 AWG Cu, solid or stranded	1/0 AWG–8 AWG Cu, solid or stranded	1/0 AWG–8 AWG Cu, solid or stranded
Jumper Length [ft] Jumper Length [cm]	1 30.5	1 30.5	2 61

Tripping characteristic for S804U-UCZ



Dimension of S804U-UCZ



Tripping behavior acc. to UL489

Thermal tripping: $1.00 \dots 1.35 \times I_e$
 Electromagnetic tripping: $11 \times I_e \pm 20\%$



15. SIMULACIONES PVGIS

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

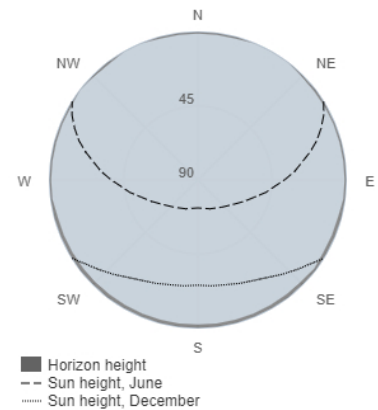
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.399, -3.406
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-CMSAF
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 52.8 kWp
 System loss: 6.5 %

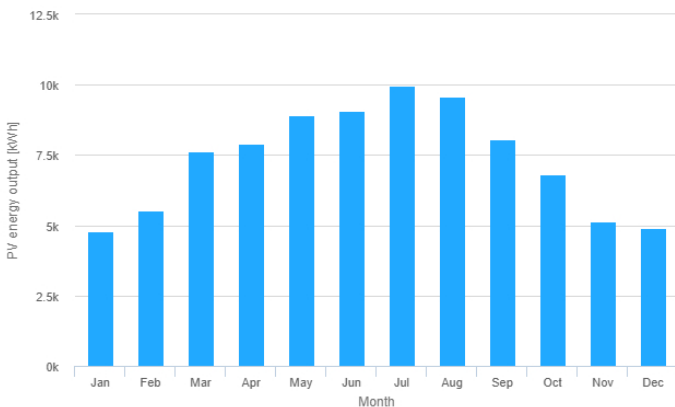
Simulation outputs

Slope angle: 31 °
 Azimuth angle: 12 °
 Yearly PV energy production: 88305.55 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1970 kWh/m²
 Year to year variability: 2025.11 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.73 %
 Spectral effects: 0.47 %
 Temperature and low irradiance: -7.1 %
 Total loss: -15.1 %
 PV electricity cost: 0.084 per kWh

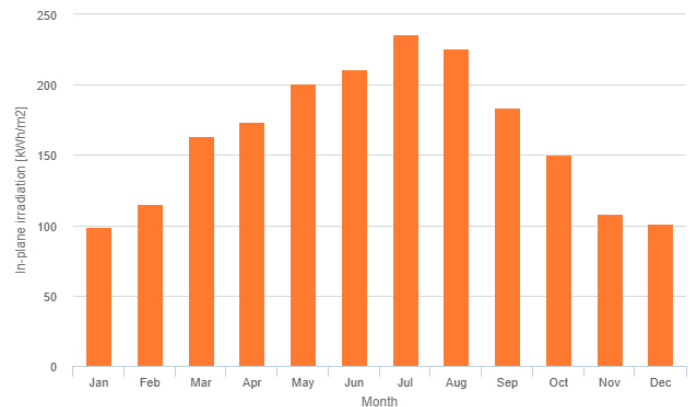
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	4775.2	98.9	875.4
February	5528.0	115.7	1081.0
March	7638.7	163.7	988.0
April	7887.4	173.5	589.3
May	8906.8	200.9	691.3
June	9071.7	211.0	341.7
July	9970.2	236.2	288.6
August	9576.4	225.5	223.3
September	8044.0	184.1	298.1
October	6834.1	150.5	645.9
November	5158.7	108.6	829.1
December	4914.5	101.5	714.3

E_m: Average monthly electricity production from the given system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

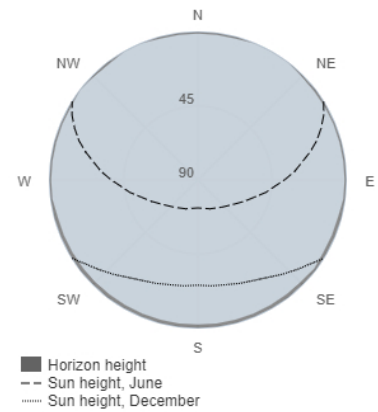
Monthly irradiation data

PVGIS-5 geo-temporal irradiation database

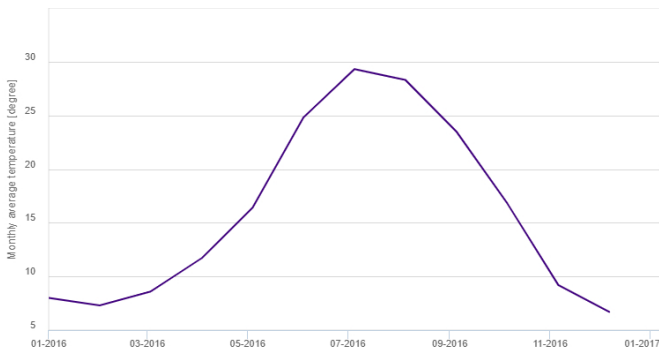
Provided inputs

Latitude/Longitude:	40.399, -3.406
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-CMSAF
Start year:	2016
End year:	2016
Variables included in this report:	
Global horizontal irradiation:	No
Direct normal irradiation:	No
Global irradiation optimum angle:	No
Global Irradiation at 12°:	No
Diffuse/global ratio:	No
Average temperature:	Yes

Outline of horizon at chosen location:



Monthly average temperature



Monthly average temperature

Month	2016
January	8
February	7.3
March	8.6
April	11.7
May	16.4
June	24.8
July	29.3
August	28.3
September	23.5
October	16.8
November	9.2
December	6.7

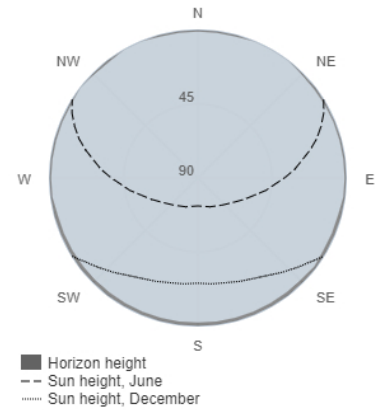
Monthly irradiation data

PVGIS-5 geo-temporal irradiation database

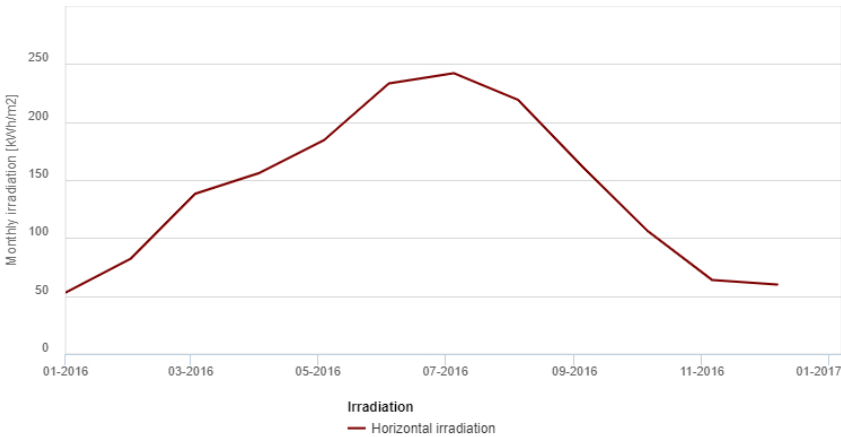
Provided inputs

Latitude/Longitude:	40.399, -3.406
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-CMSAF
Start year:	2016
End year:	2016
Variables included in this report:	
Global horizontal irradiation:	Yes
Direct normal irradiation:	No
Global irradiation optimum angle:	No
Global Irradiation at 12°:	No
Diffuse/global ratio:	No
Average temperature:	No

Outline of horizon at chosen location:



Monthly solar irradiation estimates



Global horizontal irradiation

Month	2016
January	53.02
February	81.85
March	138.08
April	156.14
May	184.53
June	233.25
July	242.15
August	219.03
September	160.94
October	106.03
November	63.68
December	60.02

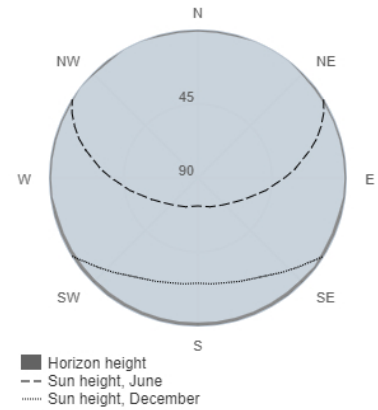
Monthly irradiation data

PVGIS-5 geo-temporal irradiation database

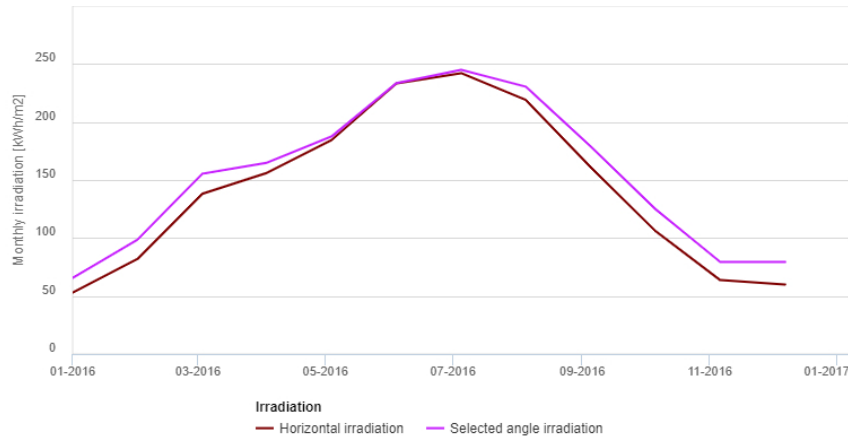
Provided inputs

Latitude/Longitude:	40.399, -3.406
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-CMSAF
Start year:	2016
End year:	2016
Variables included in this report:	
Global horizontal irradiation:	Yes
Direct normal irradiation:	No
Global irradiation optimum angle:	No
Global Irradiation at 12°:	Yes
Diffuse/global ratio:	No
Average temperature:	No

Outline of horizon at chosen location:



Monthly solar irradiation estimates



Global horizontal irradiation		Global at user angle	
Month	2016	Month	2016
January	53.02	January	65.55
February	81.85	February	98.5
March	138.08	March	155.28
April	156.14	April	164.96
May	184.53	May	187.62
June	233.25	June	233.48
July	242.15	July	244.89
August	219.03	August	230.46
September	160.94	September	178.97
October	106.03	October	124.93
November	63.68	November	79.34
December	60.02	December	79.46

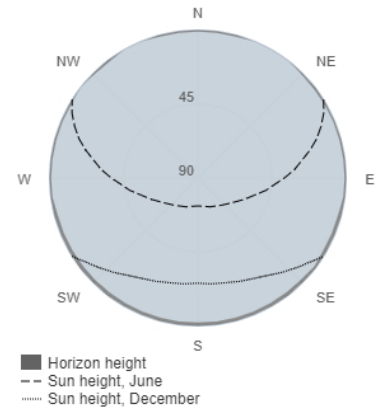
Monthly irradiation data

PVGIS-5 geo-temporal irradiation database

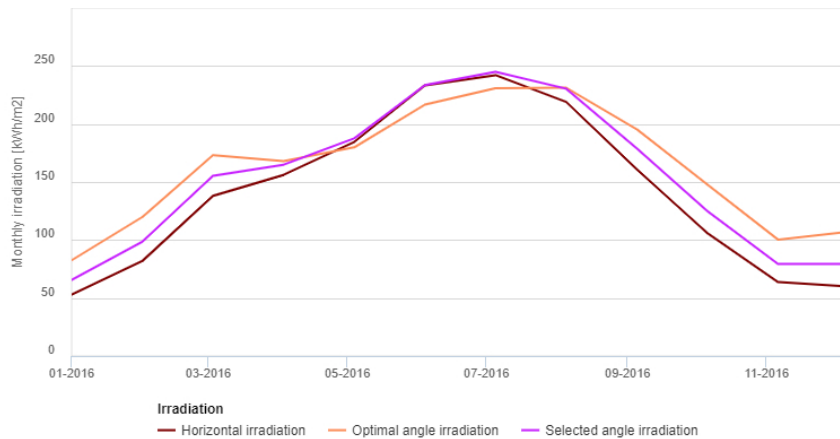
Provided inputs

Latitude/Longitude: 40.399, -3.406
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-CMSAF
 Start year: 2016
 End year: 2016
 Variables included in this report:
 Global horizontal irradiation: Yes
 Direct normal irradiation: No
 Global irradiation optimum angle: Yes
 Global Irradiation at 12°: Yes
 Diffuse/global ratio: No
 Average temperature: No

Outline of horizon at chosen location:

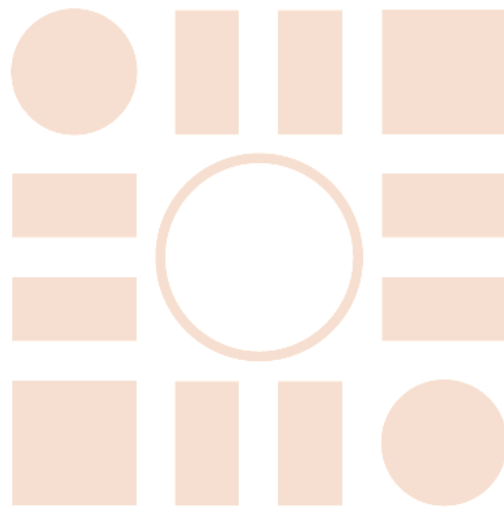


Monthly solar irradiation estimates



Global horizontal irradiation		Global irradiation optimum angle		Global at user angle	
Month	2016	Month	2016	Month	2016
January	53.02	January	82.55	January	65.55
February	81.85	February	119.79	February	98.5
March	138.08	March	173.18	March	155.28
April	156.14	April	168.09	April	164.96
May	184.53	May	179.89	May	187.62
June	233.25	June	216.72	June	233.48
July	242.15	July	230.79	July	244.89
August	219.03	August	231.32	August	230.46
September	160.94	September	195.49	September	178.97
October	106.03	October	147.82	October	124.93
November	63.68	November	100.44	November	79.34
December	60.02	December	107.09	December	79.46

Universidad de Alcalá
Escuela Politécnica Superior



ESCUELA POLITECNICA
SUPERIOR



Universidad
de Alcalá