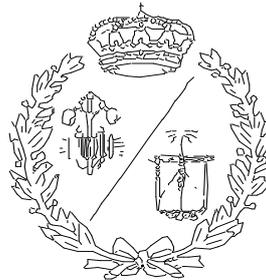


**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Grado

**DISEÑO DE UNA PLANTA SOLAR
FOTOVOLTAICA EN PÁRAMO DE BOEDO
PARA GENERACIÓN CONECTADA A LA
RED.**

**(Design of a photovoltaic solar plant in
Páramo de Boedo for grid-connected
generation)**

Para acceder al Título de

**GRADUADO EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES**

Autor: Manuel Cuesta Bermúdez

Septiembre - 2024

| | |
|---|--|
| Título del proyecto | Diseño de una planta solar fotovoltaica en Páramo de Boedo para generación conectada a la red. |
| Alumno | Manuel Cuesta Bermúdez |
| Director / Ponente del proyecto: | Jesús Mirapeix Serrano |
| Fecha | Septiembre 2024 |

PALABRAS CLAVE

Energía renovable, módulo solar, fotovoltaica, planta de energía, irradiación, PVSYST, inversor, sistema fotovoltaico, proyecto, dimensionamiento, conexión a red.

KEY WORDS

Renewable energy, solar module, photovoltaic, power plant, irradiation, PVSYST, inverter, photovoltaic system, project, sizing, grid-connected.

RESUMEN

En vista del auge y la apuesta de España por las energías renovables, una empresa ve la oportunidad de desarrollar nuevas plantas solares que aprovechen el abundante recurso solar disponible en nuestro país. Para ello se seleccionan parcelas disponibles para ello y se proyecta la instalación de módulos fotovoltaicos en ellas. La empresa contacta con la empresa de ingeniería para diseñar una de las instalaciones.

En este proyecto se realiza el dimensionamiento, diseño e instalación de una planta fotovoltaica conectada a la red para la distribución eléctrica de potencia nominal instalada de 2,18 MW (2,4 MWp). La planta solar será sobre suelo y estará situada en un terreno previamente adjudicado en la Comunidad de Castilla y León, en el municipio de Páramo de Boedo (Provincia de Palencia).

El proyecto abarcará desde el cálculo de la potencia pico de la instalación y optimización de los dispositivos necesarios (tanto por software como por cálculo técnico), el estudio económico, así como de la distribución en el terreno, la obra civil correspondiente y su posterior mantenimiento.

A su vez, se detallará la legislación y normativa vigente, así como el estudio de seguridad y salud.

Por último, se recogerá en un presupuesto el coste general de la instalación.

ABSTRACT

Considering the remarkable commitment of the Spanish government to renewable energies, a company sees the opportunity to develop new solar plants that take advantage of the abundant solar resource available in this country. For this purpose, suitable locations are selected, and the installation of photovoltaic modules is planned on them. The company contacts an engineering firm to design one of these installations.

This project involves the sizing, design, and installation of a grid-connected photovoltaic plant for the electrical distribution of an installed nominal power of 2.18 MW (2.4 MWp). The solar plant will be ground-mounted and located on a previously allocated site in the Community of Castilla y León, in the municipality of Páramo de Boedo (province of Palencia).

The project will cover the calculation of the peak power of the installation, optimization of the necessary devices (both by software and technical calculations), the economic study, as well as the layout on the land, the corresponding civil works, and its subsequent maintenance.

Additionally, the current legislation and regulations, as well as the health and safety study, will be detailed.

Finally, a budget will be provided covering the overall cost of the installation.

ÍNDICE DE DOCUMENTOS

I.MEMORIA

- a. OBJETO
- b. ALCANCE
- c. ANTECEDENTES
- d. NORMATIVA
- e. ABREVIATURAS
- f. MARCO TEÓRICO
- g. ANÁLISIS DEL EMPLAZAMIENTO
- h. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN
- i. EVALUACIÓN ECONOMICA

II.ANEXOS

- a. CÁLCULOS
- b. PLANOS
- c. MEDICIONES
- d. PRESUPUESTO
- e. HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

III.PLIEGO DE CONDICIONES

IV.ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

V.IMPACTO AMBIENTAL

VI.GESTIÓN DE RESIDUOS

VII.BIBLIOGRAFÍA

ÍNDICE**MEMORIA**

| | |
|--|----|
| 1. Objeto..... | 2 |
| 2. Alcance | 2 |
| 3. Antecedentes | 3 |
| 4. Normativa..... | 4 |
| 5. Abreviaturas | 5 |
| 6. Análisis del emplazamiento..... | 6 |
| 7. Marco teórico | 10 |
| 7.1 Efecto fotoeléctrico..... | 10 |
| 7.2 Célula fotovoltaica | 10 |
| 8. Descripción de la instalación | 13 |
| 8.1 Características generales | 13 |
| 8.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS..... | 13 |
| 8.3 Estructura de fijación..... | 16 |
| 8.4 Estación de potencia..... | 19 |
| 8.4.1 Inversor | 19 |
| 8.4.2 Transformador de MT | 21 |
| 8.4.3 Transformador para servicios auxiliares | 22 |
| 8.5 Protecciones | 22 |
| 8.6 Servicios auxiliares..... | 23 |
| 8.7 Combinador | 23 |
| 8.8 Cableado de la instalación | 24 |
| 8.8.1 Cableado de conexión de módulos | 24 |
| 8.8.2 Cableado de conexión en entre cadenas y combinadores | 24 |
| 8.8.3 Cableado entre combinador y estación de potencia..... | 25 |
| 8.8.4 Cableado de conexión entre inversor y transformador..... | 25 |
| 8.8.5 Cable de MT | 25 |
| 8.8.6 Cable conexión con los servicios auxiliares | 25 |
| 8.9 Canalizaciones | 26 |
| 8.10 Puesta a tierra..... | 27 |
| 8.11 Punto de conexión a red | 27 |
| 9. Análisis de producción y evaluación económica | 28 |

| | | |
|-----------------|---|----|
| 9.1 | Estudio económico | 28 |
| 9.2 | Flujo de caja | 1 |
| 9.2.1 | Escenario 1..... | 1 |
| 9.2.2 | Escenario 2..... | 3 |
| CÁLCULOS | | |
| 1. | Cálculos | 3 |
| 1.1 | Dimensionamiento de la planta solar..... | 3 |
| 1.1.1 | Ángulo y orientación de los paneles..... | 3 |
| 1.1.2 | Separación entre filas de paneles..... | 5 |
| 1.1.3 | Rangos de tensión de los módulos | 6 |
| 1.1.4 | Dimensionamiento del inversor | 7 |
| 1.1.5 | Configuración..... | 9 |
| 1.2 | Dimensionamiento con PVSYST..... | 9 |
| 1.2.1 | Informe de producción y rendimiento | 14 |
| 2. | Cableado eléctrico..... | 19 |
| 2.1 | Cálculo de la sección de cable de corriente continua | 19 |
| 2.1.1 | Cálculo de la sección de cable de módulos en serie | 22 |
| 2.1.2 | Cálculo de la sección de cable cadena-combinador..... | 23 |
| 2.1.3 | Cálculo de la sección de cable combinador-inversor | 24 |
| 2.2 | cálculo de la sección de cable de baja tensión..... | 25 |
| 2.2.1 | Cálculo de la sección de cable inversor-transformador..... | 27 |
| 2.3 | Cálculo de la sección de cable de media tensión | 28 |
| 2.3.1 | Cálculo de la sección de cable de salida del transformador..... | 30 |
| 2.4 | Cálculo de la sección de cable de los servicios auxiliares..... | 30 |
| 3. | Protecciones..... | 32 |
| 3.1 | Protecciones de corriente continua | 32 |
| 3.1.1 | Fusible de combinadores..... | 32 |
| 3.1.2 | Fusible de caja de conexión general | 32 |
| 3.2 | Protecciones de media tensión | 32 |
| 3.3 | Protecciones de servicios auxiliares | 32 |
| 4. | Puesta a tierra | 34 |
| 4.1 | Puesta a tierra de elementos de cc | 34 |
| 4.2 | Puesta a tierra de elementos de ca | 35 |

| | |
|-------------------------|----|
| 5. Canalizaciones | 36 |
|-------------------------|----|

PLANOS

| | |
|---|----|
| 1. Índice de planos..... | 39 |
| 1.1 Emplazamiento de la planta | 39 |
| 1.2 Vista en planta de la instalación | 39 |
| 1.3 Estructura de los módulos | 39 |
| 1.4 Caseta de potencia | 39 |
| 1.5 Esquema unifilar de las cadenas de módulos..... | 39 |
| 1.6 Esquema unifilar general de la planta | 39 |

MEDICIONES

| | |
|---------------------|----|
| 1. Mediciones | 41 |
|---------------------|----|

PRESUPUESTO

| | |
|---------------------|----|
| 1. Presupuesto..... | 47 |
|---------------------|----|

HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

| | |
|-------------------------------|----|
| 1. Módulos fotovoltaicos..... | 48 |
| 2. Estructura | 48 |
| 3. Combinador..... | 48 |
| 4. Inversor..... | 48 |
| 5. Transformador | 48 |
| 6. Conductores | 48 |

PLIEGO DE CONDICIONES

| | |
|---|---|
| 1. Condiciones generales..... | 2 |
| 1.1 Disposiciones generales..... | 2 |
| 1.2 Disposiciones facultativas | 2 |
| 1.3 Seguridad civil de los agentes intervinientes | 2 |
| 1.4 Disposiciones de los materiales y trabajos | 2 |
| 1.5 Recepción de obra | 3 |
| 2. Condiciones comerciales..... | 3 |
| 2.1 Precios unitarios | 3 |
| 2.2 Abono de tasas y pagos | 3 |
| 2.3 Penalizaciones e indemnizaciones..... | 4 |
| 3. Condiciones técnicas | 4 |
| 3.1 Obra civil | 4 |

| | | |
|-------------------------------------|---|----|
| 3.2 | Montaje eléctrico | 4 |
| 3.3 | Ensayos | 5 |
| 3.4 | Puesta en marcha | 5 |
| ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD | | |
| 1. | Introducción | 2 |
| 2. | Objetivos | 2 |
| 3. | Identificación de riesgos..... | 2 |
| 3.1 | Obra civil | 2 |
| 3.1.1 | Movimiento de tierras | 2 |
| 3.1.2 | Cimentación..... | 2 |
| 3.2 | Montaje | 3 |
| 3.2.1 | Manipulación de cargas | 3 |
| 3.2.2 | Izado de cargas | 3 |
| 3.2.3 | Transporte de material | 3 |
| 3.2.4 | Soldadura | 3 |
| 3.2.5 | Trabajos próximos a elementos en tensión | 3 |
| 3.2.6 | Trabajos con elementos en tensión | 3 |
| 3.2.7 | Trabajos en alturas..... | 4 |
| 3.3 | Mantenimiento | 4 |
| 4. | Medidas preventivas | 4 |
| 5. | Partida de presupuesto para la seguridad | 12 |
| IMPACTO AMBIENTAL | | |
| 1. | Impacto ambiental durante la construcción | 2 |
| 2. | Impacto ambiental durante la operación..... | 2 |
| 3. | Impactos ambientales positivos | 2 |
| GESTIÓN DE RESIDUOS | | |
| 1. | Introducción | 2 |
| 2. | Descripción de los residuos generados | 2 |
| 3. | Zonas de colocación de residuos..... | 3 |
| 4. | Presupuesto de la gestión de residuos..... | 3 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

| | |
|--|----|
| Ilustración 1 – Potencia instalada en España (agosto 2024, Fuente: REE) | 3 |
| Ilustración 2 – Vista geográfica del emplazamiento (Fuente: Google Maps)..... | 6 |
| Ilustración 3 – Parcelas catastrales (Fuente: www1.sedecatastro.gob.es). | 7 |
| Ilustración 4 – Acceso por carretera a la instalación (Fuente: Google maps). | 7 |
| Ilustración 5 – Radiación anual en el emplazamiento (Fuente: PVGIS)..... | 8 |
| Ilustración 6 – Esquema del sistema eléctrica norte de la península (Fuente: REE)..... | 9 |
| Ilustración 7 – Vista de la infraestructura d acceso a red actual (Fuente: Visor GIS Viesgo). | 9 |
| Ilustración 8 – Representación gráfica del efecto fotoeléctrico (Fuente: Wikipedia). ... | 10 |
| Ilustración 9 – Respuesta espectral del Silicio (Si). | 11 |
| Ilustración 10 – Estructura constructiva de las células fotovoltaicas (Fuente: www.e4e-soluciones.com). | 12 |
| Ilustración 11 – Esquema general de la instalación (Fuente: elaboración propia, PVSYST). | 13 |
| Ilustración 12 – Rendimiento del módulo a lo largo de su vida útil. | 15 |
| Ilustración 13 – Módulo FV Longi LR5-72HPH 565M..... | 15 |
| Ilustración 14 – Dimensiones del panel..... | 16 |
| Ilustración 15 – Estructura de fijación con el terreno. | 17 |
| Ilustración 16 – Perfil del pórtico (patas hincadas). | 17 |
| Ilustración 17 – Transformador Schneider Electric de 2500 kVA..... | 21 |
| Ilustración 18 – transformador B2 de 50kVA..... | 22 |
| Ilustración 19 – Combinador Ingecon..... | 24 |
| Ilustración 20 – Cable Cable PRYSMIAN EXZHELLENT® Class SOLAR H1Z2Z2-K. | 24 |
| Ilustración 21- Cable PRYSMIAN EXZHELLENT® Class SOLAR H1Z2Z2-K..... | 25 |
| Ilustración 22- PRYSMIAN VULPREN® Class HEPRZ1 AL 12/20 (24) kV..... | 25 |
| Ilustración 23 - Cable de exterior de 1,5 mm ² para conexión de los servicios auxiliares. | 26 |
| Ilustración 24 – Tubo de 25 mm para canalización subterránea. | 26 |
| Ilustración 25 – Tubio de 50 mm para canalización subterránea. | 26 |
| Ilustración 26 - Tubio de 240 mm para canalización subterránea..... | 26 |
| Ilustración 27 – Situación con la infraestructura de distribución de MT..... | 27 |
| Ilustración 28 - Tabla de cotización histórica anual (Fuente OMIE). | 29 |
| Ilustración 29 - Flujo de caja para escenario 1. | 2 |
| Ilustración 30 - Flujo de caja para escenario 2. | 4 |
| Ilustración 31 – Esquema del orientación e inclinación de los módulos..... | 3 |
| Ilustración 32 – Trayectoria del sol en el emplazamiento. | 4 |
| Ilustración 33 – Ángulo de inclinación recomendado por PVGIS | 4 |
| Ilustración 34 – Separación de las filas de estructuras de módulos..... | 5 |
| Ilustración 35 – Configuración en PVSYST (Valores de albedo). | 10 |
| Ilustración 36 – Configuración en PVSYST (Condiciones de diseño)..... | 10 |
| Ilustración 37 – Configuración en PVSYST (Otras limitaciones de sombreado). | 11 |
| Ilustración 38 – Configuración en PVSYST (otras preferencias). | 11 |

| | |
|--|----|
| Ilustración 39 – Configuración en PVSYST (emplazamiento de la planta)..... | 12 |
| Ilustración 40 – Configuración en PVSYST (importación datos meteorológicos mensuales). | 12 |
| Ilustración 41 – Configuración en PVSYST (irradiación horizontal mensual)..... | 13 |
| Ilustración 42 – Configuración en PVSYST (definición de orientación y azimut). | 13 |
| Ilustración 43 – Configuración en PVSYST (definición del sistema)..... | 14 |
| Ilustración 44 – Informe de PVSYST (1)..... | 15 |
| Ilustración 45– Informe de PVSYST (2). | 16 |
| Ilustración 46– Informe de PVSYST (3). | 17 |
| Ilustración 47– Informe de PVSYST (4). | 18 |
| Ilustración 48– Informe de PVSYST (5). | 19 |
| Ilustración 49 – Gráfica de tiempo de actuación de fusible en función de la corriente nominal..... | 33 |
| Ilustración 50 - Planificación temporal del proyecto..... | 3 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1 – Características del emplazamiento..... | 6 |
| Tabla 2 – Radiación solar mensual (Fuente: PVGIS). | 8 |
| Tabla 3 – Resumen de las características generales de la planta. | 13 |
| Tabla 4 -Características del módulo modelo LONGI LR5-72HPH 565M a las condiciones de: SCT-Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G..... | 15 |
| Tabla 5 - Características de la estructura..... | 18 |
| Tabla 6 - Características del inversor modelo SIANCON2180..... | 20 |
| Tabla 7 - Características del transformador Schneider Electric 2500 kVA..... | 21 |
| Tabla 8 – Características del transformador para los servicios auxiliares. | 22 |
| Tabla 9 - Características de la conexión para la conexión a la red..... | 27 |
| Tabla 10 – Cálculo de la producción total de la planta..... | 29 |
| Tabla 11 - Estimaciones futuras de la cotización media de la energía. | 30 |
| Tabla 12 – Comparativa económica de los escenarios..... | 30 |
| Tabla 13 – Flujo de caja del proyecto. Escenario 1 (3 tablas)..... | 2 |
| Tabla 14 - Flujo de caja del proyecto. Escenario 2 (3 tablas)..... | 4 |
| Tabla 15 - Condiciones Estándar de Medida (STC). | 6 |
| Tabla 16 – Características del módulo (Fuente: Tabla 4 -Características del módulo modelo LONGI LR5-72HPH 565M a las condiciones de: SCT-Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G)..... | 6 |
| Tabla 17 - Factores de corrección del criterio térmico para cable de CC. | 20 |
| Tabla 18 – Factor de corrección por agrupamiento de circuitos para cables XLPE. | 20 |
| Tabla 19 – Factor de corrección por temperatura ambiente para cables XLPE..... | 20 |
| Tabla 20 – Corriente máxima admisible, según cable, tipo de instalación, aislamiento y sección..... | 21 |
| Tabla 21 – Factores de corrección para el cable de módulos en serie. | 22 |
| Tabla 22 – Factores de corrección para el cable cadena-combinador..... | 23 |
| Tabla 23 – Cálculo de las caídas de tensión..... | 24 |
| Tabla 24 – Factores de corrección para el cable combinador-inversor..... | 24 |

| | |
|--|----|
| Tabla 25 – Cálculo de la caída de tensión acumulada. | 25 |
| Tabla 26 – Factor de corrección en función de la temperatura del terreno..... | 25 |
| Tabla 27 – Factor de corrección en función de la resistividad térmica del terreno. | 26 |
| Tabla 28 – Factor de corrección en función de la profundidad del conductor. | 26 |
| Tabla 29 – Factor de corrección en función del agrupamiento de circuitos. | 26 |
| Tabla 30 - Factores de corrección para el criterio térmico de cables de BT. | 26 |
| Tabla 31 – Corrientes máximas admisibles en función de asilamiento y sección. | 27 |
| Tabla 32 – Factores de corrección para el criterio térmico del cable inversor-transformador. | 27 |
| Tabla 33 – Cálculos del criterio de la caída de tensión el cable inversor-transformador. | 28 |
| Tabla 34 – Corrientes admisibles del cable en función de la sección del conductor y el tipo de instalación para MT. | 28 |
| Tabla 35 - Resistencia (R) a la máxima temperatura de funcionamiento según tipo de cable y sección, para MT | 29 |
| Tabla 36- Reactancia (X) a la máxima temperatura de funcionamiento según tipo de cable y sección, para MT. | 29 |
| Tabla 37 - Factores de corrección para el criterio térmico de los cables de servicios auxiliares. | 31 |
| Tabla 38 – Tabla de resistividad del terreno en función de la naturaleza del mismo..... | 34 |
| Tabla 39 – Diámetro exterior de los tubos aéreos en función de la sección de los conductores. | 36 |
| Tabla 40 – Diámetro exterior de tubos en canalizaciones enterradas en función de la sección del conductor..... | 37 |

DOCUMENTO I: MEMORIA

1. OBJETO

El objeto de este documento es la definición de un proyecto de diseño y ejecución de una planta fotovoltaica conectada a red para generación con una potencia pico de 2,4 MWp. La instalación se ubicará en el término municipal de Páramo de Boedo, Palencia, España.

El proyecto surge de la oportunidad de apostar por las energías renovables en España, en el cual el promotor quiere invertir en plantas renovables y pide al proyectista la realización del estudio de viabilidad y el proyecto de diseño y ejecución de la planta.

2. ALCANCE

La estructura del proyecto está formada por una memoria y una serie de anexos que definen el diseño y viabilidad económica de una planta solar conectada a la red para la venta de energía de origen fotovoltaico. Para este proyecto se estima una vida útil de 25 años; una vez pasado ese periodo, se deberá hacer otro estudio para valorar su ampliación de vida útil.

El alcance del proyecto abarca:

- Descripción detallada de los elementos de la instalación.
- Producción anual esperada.
- Valoración económica del flujo de caja del proyecto.
- Medición del coste de ejecución y mantenimiento.
- Reporte de viabilidad económica
- Planos generales de la planta
- Estudio de seguridad básico
- Impacto ambiental del proyecto
- Breve pliego de condiciones

Los agentes involucrados en el proyecto serán:

- Promotor. El promotor es la entidad (empresa privada, organismo público, o un individuo) que impulsa y financia el proyecto.
- Proyectista. Es el ingeniero habilitado para el diseño y planificación del proyecto. Convertirá la propuesta del promotor en un proyecto viable, siguiendo la normativa.
- Constructor. Es el contratista responsable de ejecutar la obra según los planos y especificaciones del proyectista. Se encarga de la materialización física del proyecto, gestionando los recursos humanos, materiales y logísticos.

3. ANTECEDENTES

El recurso solar disponible en España se posiciona como uno de los más elevados en Europa, esto hace que la tecnología fotovoltaica en este país tenga un gran potencial. Desde hace años, la apuesta de España es por las tecnologías renovables.

Este incentivo por las renovables se remonta al año 2008 cuando implementaron las políticas de primas a renovables (RD 661/2007 y RD 1578/2008), sin embargo, la crisis financiera y la inseguridad política generaron un retroceso en la tasa de crecimiento. Estas primas consisten en un régimen de retribución especial a las energías renovables, en las cuales las fuentes renovables tienen una mayor retribución en el mercado regulado de la electricidad.

Ya en los últimos años la energía FV ha ido en aumento impulsada por la recuperación económica, la reducción del coste de ejecución de las instalaciones, la eliminación del impuesto al sol (en 2018) y por la madurez de la tecnología.

La potencia instalada en agosto de 2024 es de 126.703 MW, de las cuales la potencia instalada proveniente de energía solar fotovoltaica es de 27.408 MW, lo que contribuye el 21,6% del total de *mix* de generación español. Esto supone un aumento significativo desde los últimos años (en 2020 era el 10,7 %). Esto hace que la energía solar ya se posiciona como la segunda tecnología con mayor relevancia (después de la eólica).

POTENCIA INSTALADA NACIONAL

Agosto 2024

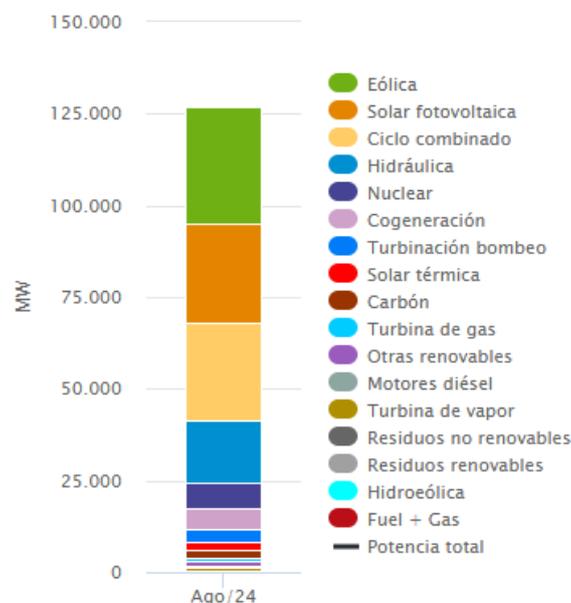


Ilustración 1 – Potencia instalada en España (agosto 2024, Fuente: REE)

En este contexto, la instalación de una planta fotovoltaica se presenta como una iniciativa alineada con los objetivos nacionales (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030) e internacionales de sostenibilidad y reducción de emisiones de carbono. Además, la implementación de este proyecto generará beneficios económicos y sociales.

4. NORMATIVA

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Tiene como objetivo asegurar el consumo eléctrico seguro, eficiente y de calidad, promoviendo la competencia y protegiendo a los consumidores. Establece las normas de operación y mantenimiento de las redes de transporte y distribución para asegurar la eficacia y seguridad del suministro eléctrico. Define las condiciones para la comercialización de la energía eléctrica, ya sea contratos de suministro, tarifas, condiciones...
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Tiene como objetivo la reforma del sector eléctrico para una garantía de sostenibilidad, fomentando la competencia y asegurando un a correcta calidad y seguridad del suministro final al cliente. Se define la estructura del sector: generación, transporte, distribución y comercialización. Establece el modelo de sostenibilidad económica y financiera limitando el déficit de tarifa. Promueve la competencia y establece los criterios para la correcta calidad del suministro. Define mecanismos para la protección del consumidor, por medio de la regulación de las tarifas y derechos de información.
- Real Decreto 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. Tiene como objetivo el fomento del uso de energías de fuente renovable, reduciendo el empleo de combustibles fósiles para una sostenibilidad medioambiental. Establece unos incentivos para fomentar el desarrollo de las instalaciones de energía renovable, cogeneración y residuos mediante un régimen especial de retribución. Se promueven medias para facilitar la inversión a fuentes renovables. Define el procedimiento y las condiciones para la autorización para la conexión de nuevas instalaciones.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Tiene como objetivo proteger a los consumidores de los elevados precios en la factura de la electricidad promoviendo la transición a un modelo de energía más sostenible.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Tiene por objetivo promover y facilitar la generación de energía renovable por parte de los consumidores para autoconsumo y vender los excedentes a la red.

-
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Tiene como objetivo simplificar y facilitar el trámite para el conexionado de las instalaciones de baja potencia a la red eléctrica.
 - Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. Tiene por objetivo el impulso de la economía después de la crisis de la pandemia del COVID-19 con un fomento para la transición energética y sostenible.
 - Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Es modificado por el Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables. Tiene por objetivo crear un marco claro y conciso para facilitar los procedimientos de acceso a la red eléctrica de nuevas instalaciones de generación.
 - Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción. Tiene por objetivo garantizar las medidas de seguridad y salud en obras de construcción.
 - Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania. Tiene por objetivo proteger a los consumidores de los altos precios de la luz y reducir la dependencia energética en España.
 - Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51. Tiene por objetivo proteger a las personas y a la aparamenta mediante el correcto funcionamiento la instalación de baja tensión, estableciendo normas técnicas y de seguridad.
 - Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23. Regular las medidas técnicas y de seguridad que deben cumplir las instalaciones de alta tensión.

5. ABREVIATURAS

- FV: Fotovoltaica
 - BT: Baja tensión
 - MT: Media tensión
 - REE: Red Eléctrica Española
 - STC: Condiciones Estándar de Medida
 - DC o CC: Corriente continua
-

- AC o CA: Corriente alterna
- MPP: Punto de máxima potencia
- ESS: Estudio de seguridad y salud
- PAT: Ruesta a tierra
- REBT: Reglamento electrotécnico de baja tensión

6. ANÁLISIS DEL EMPLAZAMIENTO

El terreno elegido se sitúa en el municipio de Paramo de Boedo en Palencia, en la comunidad de Castilla y León.

| Datos geográficos del terreno | |
|-------------------------------|-----------------|
| País | España |
| Comunidad Autónoma | Castilla y León |
| Provincia | Palencia |
| Municipio | Páramo de Boedo |
| Latitud (º) | 42,6 |
| Longitud (º) | -4,39 |
| Altitud (m) | 884 |

Tabla 1 – Características del emplazamiento.



Ilustración 2 – Vista geográfica del emplazamiento (Fuente: Google Maps).

Las referencias catastrales de las parcelas son las siguientes:

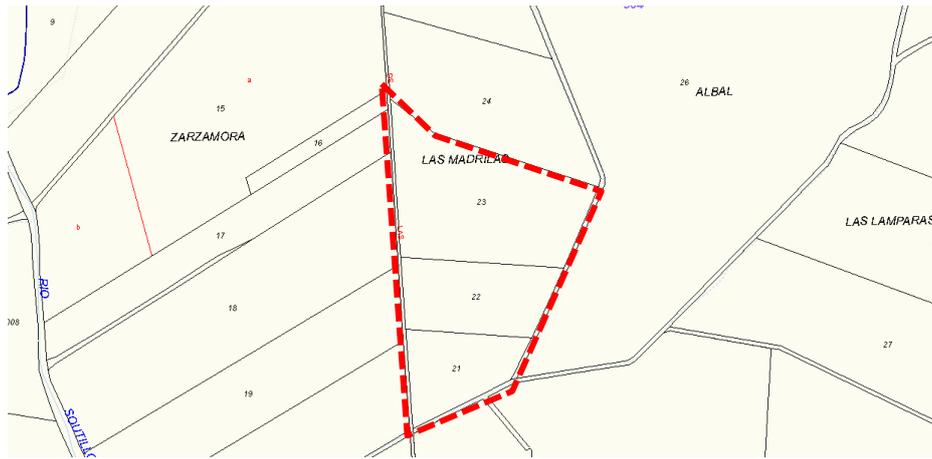


Ilustración 3 – Parcelas catastrales (Fuente: www1.sedecatastro.gob.es).

- Polígono 504 Parcela 21. LAS MADRILLAS. PARAMO DE BOEDO (PALENCIA). 10.689 m²
- Polígono 504 Parcela 22. LAS MADRILLAS. PARAMO DE BOEDO (PALENCIA). 14.313 m²
- Polígono 504 Parcela 23. LAS MADRILLAS. PARAMO DE BOEDO (PALENCIA). 29.116 m²

Lo que hace un área total de 54.118 m².

Para la elección del emplazamiento se ha tenido en cuenta los siguientes factores:

1. Parcela accesible.

Un factor para la elección de la parcela es la accesibilidad de acceso. Al ser necesario trasportar una gran cantidad de módulos solares, cableados, estructuras, etc., en camiones se valorará el disponer buena conexión con las carreteras y caminos firmes.

En este caso la parcela se encuentra cercana a la salida a la autopista A-67, se encuentra a 7,5 km tras coger la salida Herrera de Pisuerga, se toma dirección en la carretera comarcal P-227. Por último, se avanza 300m por camino agrícola y se encuentra la entrada de la parcela.



Ilustración 4 – Acceso por carretera a la instalación (Fuente: Google maps).

2. Terreno firme y plano.

Será necesario que el terreno sea lo más plano posible para facilitar las operaciones de montaje y mantenimiento. Un terreno horizontal mejorará los índices de pérdidas por sombras. Además, se realizará un estudio del suelo para realizar el hincado de las patas de las estructuras.

3. Alta irradiación.

Se trata del factor más importante, ya que del recurso solar dependerá la rentabilidad de la instalación. Los datos de radiación solar anual se podrán obtener mediante mediciones y en bases de datos climatológicas.

En este caso, Castilla-León es una zona de alta radiación global. Como se puede observar en la imagen, la parcela se encuentra en la Zona 2. En esta zona las horas solares pico (HSP) se encuentra entre 3,8 y 4,2.

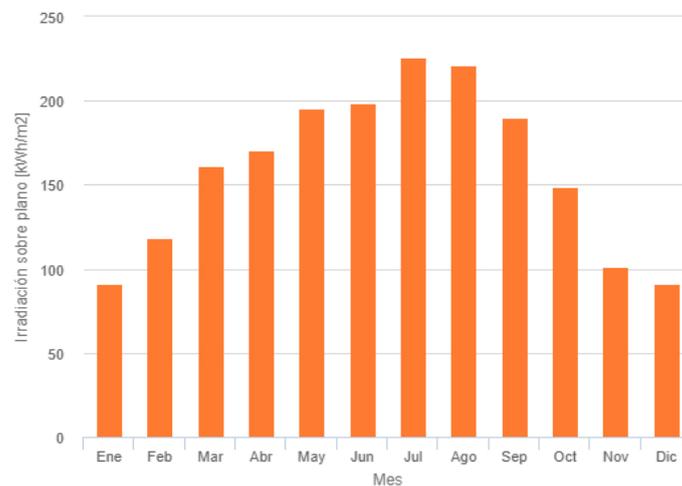


Ilustración 5 – Radiación anual en el emplazamiento (Fuente: PVGIS).

| RADIACIÓN SOLAR MENSUAL | |
|-------------------------|--------------------|
| MES | kWh/m ² |
| ENERO | 90,8 |
| FEBRERO | 118,1 |
| MARZO | 161,6 |
| ABRIL | 170,8 |
| MAYO | 195,3 |
| JUNIO | 199 |
| JULIO | 226 |
| AGOSTO | 221,2 |
| SEPTIEMBRE | 190 |
| OCTUBRE | 148,6 |
| NOVIEMBRE | 101 |
| DICIEMBRE | 91 |

Tabla 2 – Radiación solar mensual (Fuente: PVGIS).

Sumando la radiación mensual media se obtiene la irradiación global anual:

$$1913,3 \frac{kWh}{m^2}$$

4. Acceso a subestación y a línea eléctrica

Uno de los factores más importantes a tener en cuenta es que haya un punto de conexión cercano a la red, ya sea una subestación o una línea de media tensión (MT). De esta manera la energía producida por la planta solar se podrá evacuar reduciendo las pérdidas por transporte y los costes de ejecución de una línea.

En este caso, la parcela se encuentra cercana a la subestación de Herrera como se puede observar en el mapa de la Red Eléctrica de España (REE) en la zona norte. Además, se podrá realizar la conexión a la línea eléctrica que se encuentra al oeste de la parcela como se muestra en la Ilustración 7.

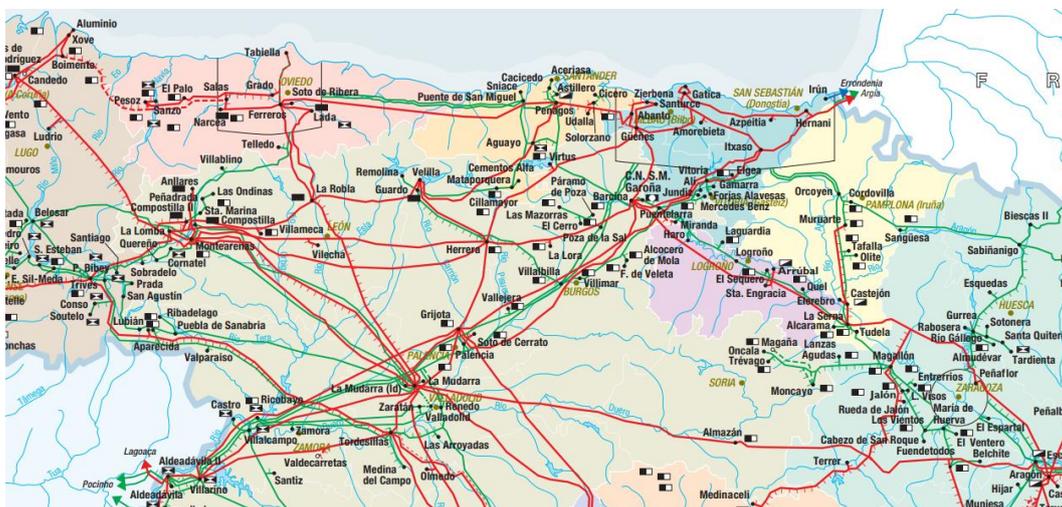


Ilustración 6 – Esquema del sistema eléctrico norte de la península (Fuente: REE).

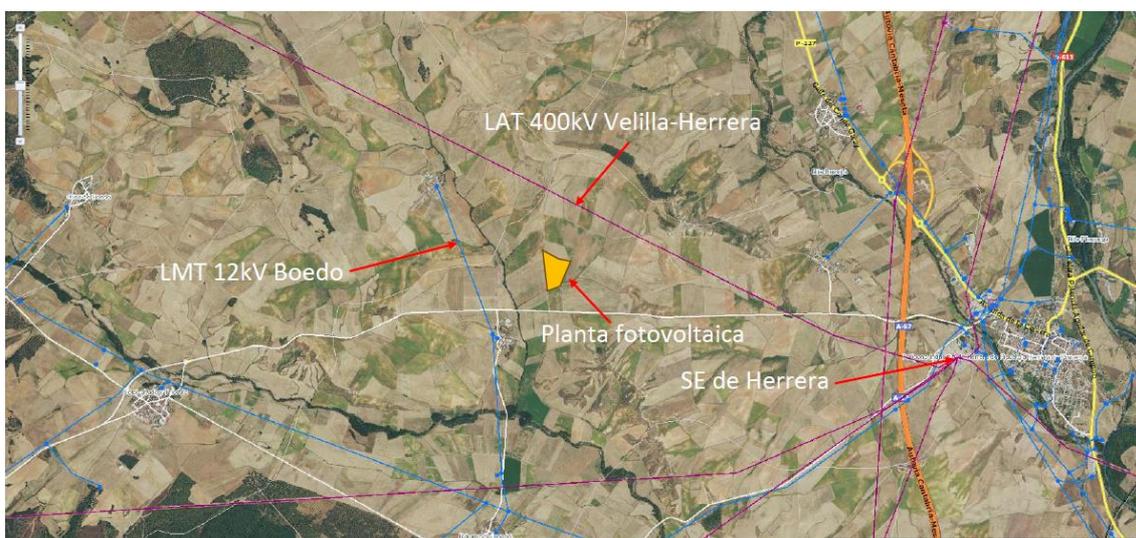


Ilustración 7 – Vista de la infraestructura de acceso a red actual (Fuente: Visor GIS Viesgo).

7. MARCO TEÓRICO

7.1 EFECTO FOTOELÉCTRICO

El objetivo de convertir la energía que nos llega del sol en forma de radiación electromagnética en energía eléctrica es posible gracias a la tecnología fotovoltaica.

El funcionamiento de la célula fotovoltaica, y por consiguiente del panel fotovoltaico, se basa en el efecto fotoeléctrico. Este efecto es observado por primera vez por Edmon Bequerel en 1887 y posteriormente en 1905, Albert Einstein publicó un revolucionario artículo explicando de manera teórica.

El efecto fotoeléctrico es un fenómeno físico mediante el cual un determinado material (por ejemplo, Silicio) es incidido por una radiación electromagnética (ya sea luz solar visible, infrarroja o ultravioleta) es capaz de generar una corriente eléctrica. Las características de la radiación incidente serán fundamentales para comprender el funcionamiento y eficiencia de las células fotovoltaicas.

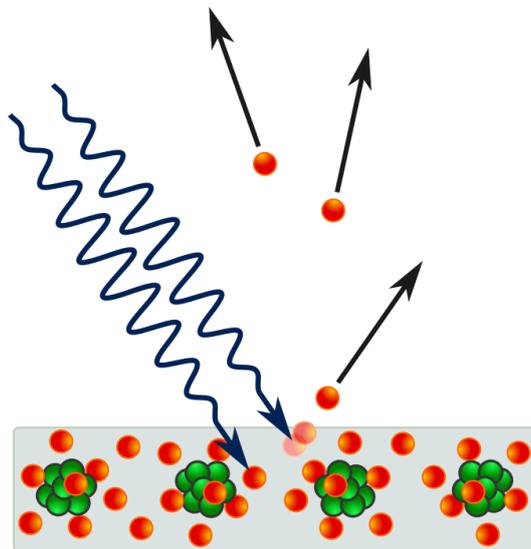


Ilustración 8 – Representación gráfica del efecto fotoeléctrico (Fuente: Wikipedia).

7.2 CÉLULA FOTOVOLTAICA

Las células fotovoltaicas son las encargadas de generar una corriente eléctrica a partir de la luz solar, lo que se conoce como efecto fotoeléctrico. Estas células son básicamente una unión PN con una gran superficie para captar el máximo de fotones posible. La célula FV convencional está formada por un semiconductor tipo P y otro de tipo N.

Un átomo se considera estable cuando tiene completa su última órbita o tiene al menos 8 electrones. Los semiconductores tienen 4 electrones en esta capa, la órbita de valencia, que, al juntarse varios átomos (habitualmente de Si) se forma una malla cristalina por enlaces covalentes.

Para formar la unión PN habrá que emplear una base de silicio (Si) y generar una parte P y otra N. La parte P se formará añadiendo un elemento dopante (habitualmente Boro (B)) con 3 electrones en la capa de valencia dejando un hueco así para otro electrón. Al añadir suficiente átomo de tipo P, los huecos serán portadores mayoritarios. La parte N se generará de la misma forma donde los electrones serán los portadores mayoritarios al dopar con un elemento que tiene 5 electrones en la capa de valencia (Fósforo (N)).

Al unir las partes P y N, los electrones irán a los huecos que propicia diferencia de potencial. Una vez la parte p es se hace más negativa y la N más positiva, llegará un momento que se neutralicen debido a la barrera potencial que el proceso de difusión contiene. La barrera potencial es del orden de los 0,5 V.

En un semiconductor cuando el fotón de luz es absorbido por un átomo, su energía se emplea en elevar un electrón a la banda de valencia. La energía del fotón deberá ser, como mínimo, la energía del gap de material E_g . Esta energía del fotón se expresa con la ecuación:

$$E = h\nu \rightarrow E = \frac{hc}{\lambda}$$

Donde h es la constante de Plank, ν la frecuencia del fotón, la cual puede expresarse por la velocidad de la luz (c) multiplicado por la longitud de onda del fotón (λ). Se observa que la energía es inversamente proporcional a la longitud de onda.

Es entonces, en la célula fotovoltaica, donde se produce el efecto foto eléctrico. Siempre con carácter dinámico, es decir, no se comportará como un acumulador de energía, solo como generador. Sin embargo, no todos los fotones que nos llegan del Sol pueden ser empleados para generar corriente eléctrica, será necesario conocer la respuesta espectral del Si.

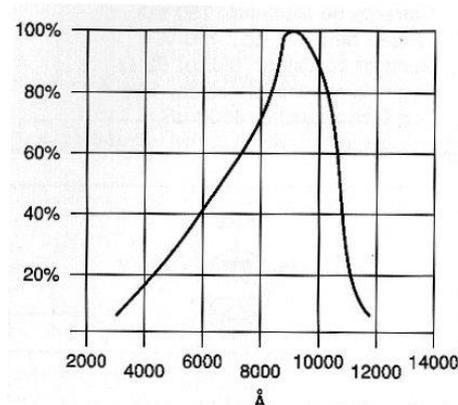


Ilustración 9 – Respuesta espectral del Silicio (Si).

Sabiendo que la longitud de la onda está relacionada con la energía del gap:

- $E_{\text{fotón}} < E_{\text{gap}}$: no existirá interacción y fotón atravesará la célula.
- $E_{\text{fotón}} = E_{\text{gap}}$: el fotón es absorbido y libera un e- que contribuirá a la corriente.

- Efecto $E_{\text{fotón}} > E_{\text{gap}}$: el fotón será absorbido pero el exceso energético producirá un efecto térmico que disminuye el rendimiento de la célula/módulo fotovoltaico.

Esta eficiencia es el parámetro principal de un módulo FV, el cual se define como la diferencia entre la energía proveniente del sol con la energía producida. Se define como:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Potencia FV (W)}}{\text{Irradiancia } \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right)}$$

En paneles solares comerciales la eficiencia está en torno al 14-20 %.

Se ha visto que la célula se compone principalmente por la unión PN, pero además se compone de otra serie de elementos, la estructura constructiva de las células es:

- Capa de vidrio. La capa de vidrio empleada tiene la función protectora del laminado FV (ósea, las células). Se tendrá en cuenta que propiedades ópticas del vidrio son importantes, ya que una degradación supondrá una baja eficiencia.
- Capa anti reflectante. Se emplean este tipo de capas de pequeño espesor cuyo objetivo es el de maximizar el número de fotones absorbidos.
- Contactos metálicos. Se emplean para extraer la corriente eléctrica de las células mediante dos electrodos (positivo y negativo).

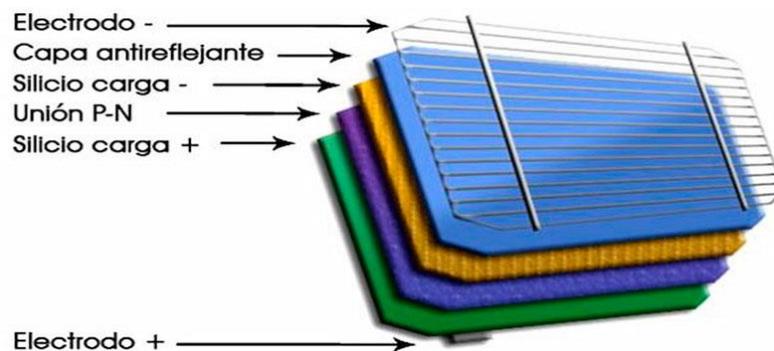


Ilustración 10 – Estructura constructiva de las células fotovoltaicas (Fuente: www.e4e-soluciones.com).

Es importante destacar que se le suele otorgar un texturizado a las células para que, al incidir los fotones, el reflejo vuelva a incidir en otra cara de la célula, lo que aumenta la probabilidad de electrones absorbidos. Este texturizado tendrá forma de pirámides microscópicas.

8. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

8.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

Se proyecta una potencia nominal de la instalación de 2,180MW. En la siguiente se lista un resumen de los principales elementos seleccionados que componen el diseño de la instalación y un esquema simplificado de la planta. A continuación, se detallará las especificaciones de cada elemento.

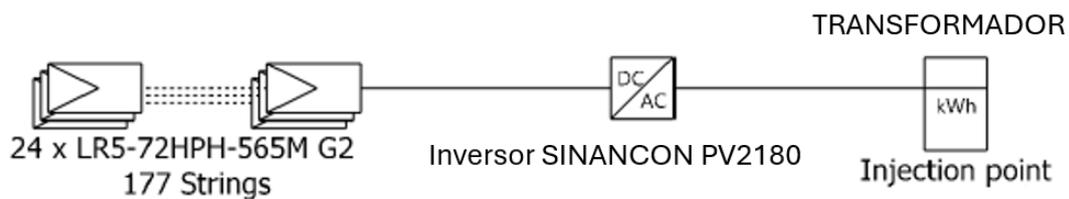


Ilustración 11 – Esquema general de la instalación (Fuente: elaboración propia, PVSYST).

| Características generales de la instalación fotovoltaica | |
|--|---|
| Potencia nominal | 2,18 MW |
| Potencia pico | 2,4 MWp |
| Módulo fotovoltaico | Longi Solar LR5-72HPH 565M |
| Número de módulos | 4248 |
| Estructura de fijación | Sunfer Estructura fija hincada 35º 2 filas - vertical |
| Inversor | SIANCON PV2180 |
| Transformador de potencia | Schneider Electric Siltrim 2500 kVA |

Tabla 3 – Resumen de las características generales de la planta.

8.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Un panel o módulo fotovoltaico están generalmente formados por conjuntos de células FV inter-conexionadas en serie (habiendo excepciones). La estructura fundamental de un módulo es la siguiente:

- Marco de aluminio: Recubrimiento estructuran que rodea las celdas y proporciona protección mecánica y de soporte. Debe estar diseñado para optimizar su resistencia, es por ello por lo que suele ser de aluminio, resistente a la corrosión y ligero.
- Cubierta de vidrio: Lamina de vidrio templado transparente que cubre las celdas y protege de suciedad y las precipitaciones. Debe prestar buenas propiedades ópticas en un gran periodo de tiempo para no perjudicar el rendimiento del mismo.
- Encapsulantes: Capa de material plástico como resina EVA para proporcionar fijación, sellado y protección contra la humedad a las celdas.

-
- Cubierta posterior: Lamina opaca (en monofacial) que proporciona protección a la parte posterior del módulo.
 - Cajetín: Caja de conexiones que se coloca en la parte posterior del módulo. Ha de ser estanco ya que será donde se alojen los bornes para conectar los módulos entre sí, diodos *by-pass*, etc.
 - Agujero de fijación. Agujeros en el marco de aluminio para alojar el anclaje a la estructura.

Las características eléctricas las especifica el fabricante en el *datasheet* correspondientes a las STC (Standard Test Conditions).

Las Condiciones Estándar de Medida (STC en inglés) definen los valores de los parámetros a los que se caracteriza el comportamiento eléctrico de cualquier panel. Estos parámetros son:

- Irradiancia: Potencia por unidad de superficie asociada a la radiación incidente, irradiancia $1000\text{W}/\text{m}^2$.
- Temperatura de célula: Al depender los valores eléctricos del panel de la temperatura de la célula, temperatura de la célula de 25°C .
- Espectro del Sol: Al realizar las medidas con luz artificial, es necesario especificar el espectro de la fuente de luz, espectro AM 1.5.

Para representar las características a la salida del panel se emplea la curva corriente-tensión (I-V). Esta gráfica relaciona cada valor de la tensión a la salida con el valor de la corriente que entrega. Estas curvas varían a su vez, en función de factores externos como la temperatura de la célula (y por consiguiente de la temperatura ambiental) y de la radiación incidente al módulo. A su vez, esta gráfica puede referenciar la relación de potencia-tensión (P-V).

Los parámetros que definen las curvas de un panel son las siguientes:

- Potencia máxima (Pmax): Es la potencia eléctrica máxima que genera el módulo bajo las condiciones estándar de medida (STC).
- Tensión para máxima potencia (VMP): tensión para el punto óptimo de trabajo del panel, el de máxima potencia.
- Corriente para máxima potencia (IMP): corriente para el punto óptimo de trabajo del panel, el de máxima potencia.
- Tensión de circuito abierto (VOC): Máxima tensión que entrega el panel, medido en circuito abierto a las condiciones STC.
- Corriente de cortocircuito (ISC): Máxima corriente que entrega el panel, medido en cortocircuito a las condiciones STC.

El panel fotovoltaico elegido es el modelo LR5-72HPH 565M de la marca Longi Solar, un fabricante chino puntero en fabricación de tecnología FV. La hoja de características completa se adjunta en ellos anexos.

Se trata de un panel monofacial de una elevada potencia pico 565Wp. Está compuesto de 144 celdas monocristalinas. Están diseñadas para plantas de gran potencia y garantía

de durabilidad. El fabricante asegura 25 años de funcionamiento lineal del panel, llegando al 84,8% de entrega de potencia al cabo de ese tiempo.

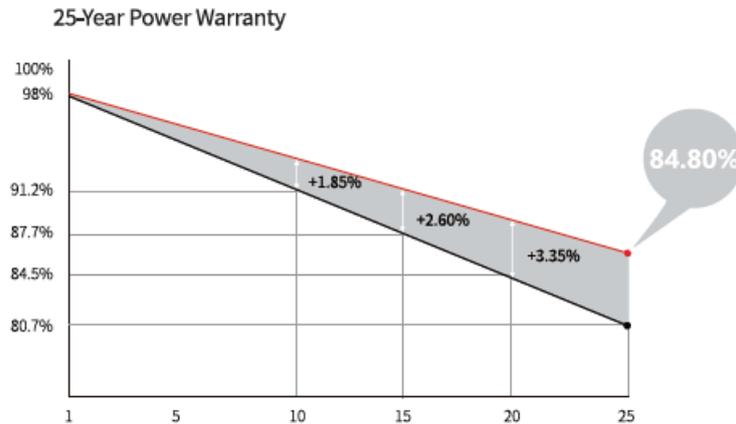


Ilustración 12 – Rendimiento del módulo a lo largo de su vida útil.

La instalación constará de 4320 módulos que serán suministrados por el proveedor en palets de 31 unidades, siendo necesario un mínimo de 140 palets.

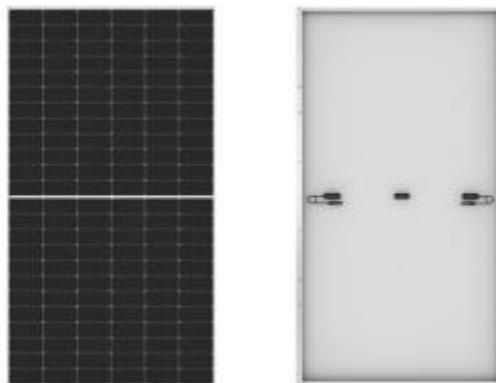


Ilustración 13 – Módulo FV Longi LR5-72HPH 565M

Los parámetros principales del panel son los siguientes:

| Características de modelo LR5-72HPH 565M | |
|--|----------------|
| Celdas | Monocrystalino |
| Potencia máxima (Pmax) | 565 Wp |
| Eficiencia | 21,9% |
| Tensión para máxima potencia (VMP) | 42,42 V |
| Corriente para máxima potencia (IMP) | 13,32 A |
| Tensión de circuito abierto (VOC) | 50,3 V |
| Corriente de cortocircuito (ISC): | 14,16 A |
| Coeficiente de temperatura para Pmax | -0.340%/°C |
| Coeficiente de temperatura para Voc | -0.265%/°C |
| Coeficiente de temperatura para Isc | +0.050%/°C |

Tabla 4 -Características del módulo modelo LONGI LR5-72HPH 565M a las condiciones de: SCT-Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G.

En cuanto a las dimensiones del panel, mide 2278 mm de largo por 1134 mm de ancho y un espesor de 35 mm. Estas medidas corresponden con un modelo de tamaño elevado, por lo que habrá que buscar estructuras especiales para estas medidas. El fabricante nos adjunta en la hoja de especificaciones los planos de los alojamientos de los agujeros para las fijaciones a los soportes.

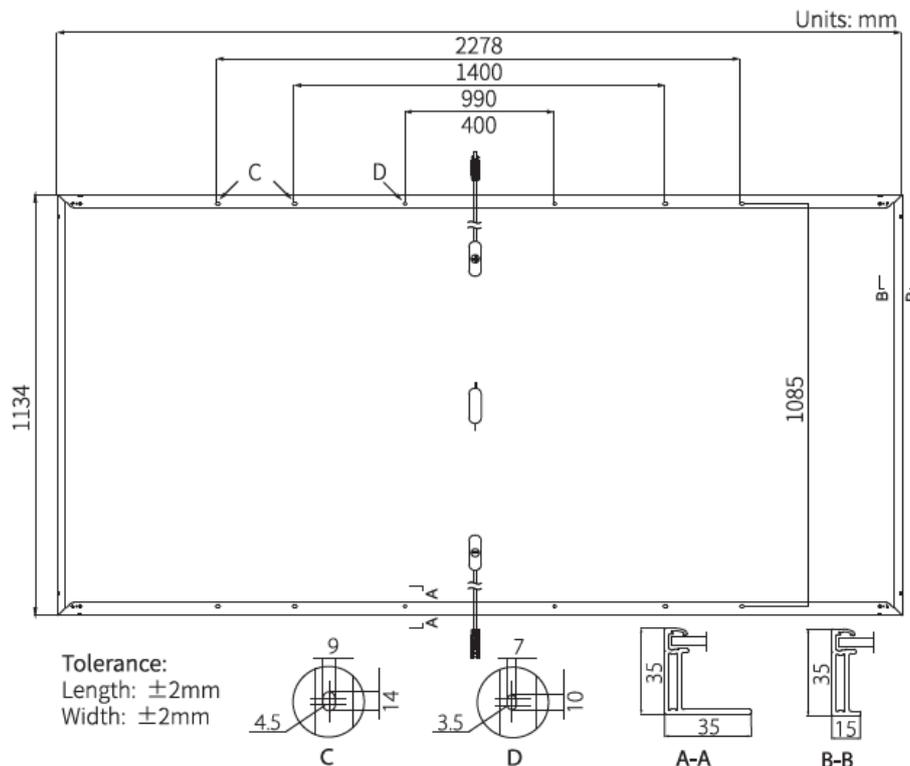


Ilustración 14 – Dimensiones del panel.

Los paneles se conectarán en serie en cadenas de 24 módulos. A su vez, cada cadena se dispondrá en posición vertical en la estructura en filas de 12x2 con un ángulo de 35° en orientación sur.

8.3 ESTRUCTURA DE FIJACIÓN

Los paneles son colocados en la orientación deseada en estructuras que les fija y resiste a las inclemencias climáticas. Haya varios tipos de estructuras de suelo como puede ser soportes fijos, seguidores solares de un eje, etc.

En este caso se ha optado por un soporte de suelo fijo. La estructura consta de doble poste de apoyo, con una inclinación de 35°. Los paneles son colocados en posición vertical en 2 filas. Al ser una estructura modular se podrá modificar la longitud de esta. Se ha seleccionado la configuración de 24 módulos por estructura (2 filas de 12 módulos en posición vertical) coincidiendo con el número de paneles por cadena.



Ilustración 15 – Estructura de fijación con el terreno.

El modelo de estructura seleccionado de la marca Sunfer, se basa en el sistema de postes hincados. Estas hincas son introducidas en el terreno y serán las que sujeten la estructura. No es necesario cimentación lo que supone una ventaja al no dejar huella en el terreno una vez se retire la estructura.

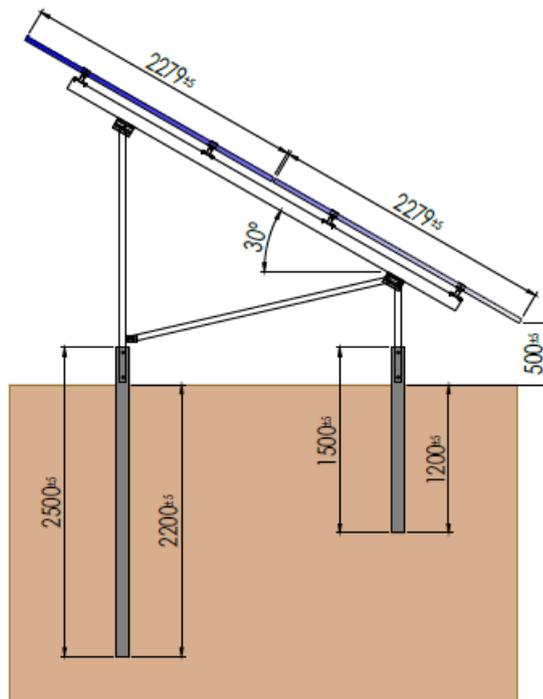


Ilustración 16 – Perfil del pórtico (patas hincadas).

La estructura se compone de hincas de acero s275 galvanizado en caliente por inmersión y la estructura de perfiles de aluminio EN AW 6005A T6. Tiene una elevación sobre el terreno de 500 mm.

Las principales características de la estructura son las siguientes:

| Características de la estructura | |
|----------------------------------|------------------------------|
| Tipo de soporte | Biposte de acero galvanizado |
| Tipo de fijación | Hincas |
| Posición de modulo | Vertical |
| Numero de filas | 2 |
| Numero de columnas | 12 |
| Método de fijación de estructura | Tornillo acero Inox. A2-70 |
| Orientación | Sur |
| Ángulo | 35° |
| Separación longitudinal | 3 m |
| Separación horizontal | 7,855 m |
| Longitud de estructura | 14,3 m |
| Separación al suelo | 0,5 m |

Tabla 5 - Características de la estructura.

En cuanto a las hipótesis de carga máxima de la estructura, el fabricante asegura resistencia hasta una velocidad máxima del viento de 130km/h y una carga de nieve de 40kg/m².

Esta estructura tiene una serie de ventajas como puede ser:

- Facilidad de montaje de la estructura de aluminio
- Rápido y barato hincado de los postes
- Alta estabilidad al ser de doble apoyo
- Posibilidad modular de la estructura
- Buena adaptabilidad a irregularidades del terreno
- Bajo impacto sobre el terreno.
- No es necesaria maquinaria pesada

En la instalación se emplearán 180 estructuras. Se dispondrán en orientación sur y separadas 3 metros longitudinalmente entre ellas. Al no ser el terreno regular, variará el número de estructuras por fila.

Se adjuntan los manuales de montaje de las estructuras en los anexos (Estructura)

8.4 ESTACIÓN DE POTENCIA

La estación de potencia es un elemento que recoge la energía proveniente de los paneles y alberga los elementos de conversión y conexionado a la red en una sola caseta cubierta, lo más centrada posible o en un costado de la instalación. En ella se encuentra el inversor, el transformador y la aparataje de maniobra, las protecciones y las instalaciones auxiliares. Esta estación será de caseta prefabricada.

8.4.1 Inversor

Uno de los elementos más importantes de una instalación FV es el inversor, el cual permite convertir la corriente continua DC generada por los módulos solares en corriente alterna para la distribución y consumo.

A la hora de verter la energía a la red, se exigirán una serie de requisitos para que la calidad de la onda generada sea alta (sinusoidal perfecta) por garantía del suministro y la infraestructura. Es por ello por lo que la elección de un inversor de buena calidad y rendimiento cumple un papel fundamental, teniendo que cumplir las restricciones de compatibilidad electromagnética y seguridad eléctrica.

Las tareas del inversor serán:

- La conversión DC/AC de la señal de entrada.
- Trabajar con una alta eficiencia (>95%) para maximizar la generación.
- Inyectar la señal en sincronía con la de la red (50hz en España).
- Realizar un seguimiento del punto de trabajo óptimo (MPP: Maximun Power Point).
- La monitorización de la red para evitar posibles situaciones de trabajo de la instalación aislada de la red.
- Implementación de sistemas de control y medias de protección.
- Monitorización y gestión de datos a través de una interfaz.

El parámetro más importante del inversor es la eficiencia, que se define como la potencia alterna de la salida dividida entre la potencia de la continua de entrada. En la actualidad este valor supera el 95% de rendimiento. Habrá que diferenciar entre la eficiencia máxima y la eficiencia europea. La primera indica la eficiencia para la potencia óptima de trabajo, mientras que la europea (valor más interesante a la hora de diseño de instalaciones) tiene en cuenta unos pesos en % ya que el inversor trabajara en diferentes rangos de potencia diariamente.

Adicionalmente, los parámetros más importantes de un inversor serán:

- Tensión máxima: tensión admisible a la entrada.
- Tensión de arranque: tensión mínima a la que el inversor funciona como generador.
- Corriente máxima de entrada: corriente máxima admisible a cada entrada del inversor. Independientemente, se define la corriente máxima de cortocircuito.

- Rango de tensión para el MPP: rango de tensiones en las cuales el inversor trabaja en su punto de potencia máxima entregando la potencia nominal.
- Potencia activa a la salida (AC): Potencia activa (generalmente igual a la potencia activa ya que el factor de potencia es cercano a 1) a la salida del inversor.
- Frecuencia (AC): frecuencia de la tensión de salida en AC, generalmente diseñados en 50Hz o 60Hz (Europa o EEUU).
- Corriente y tensión nominal a la salida: valores de corriente y tensión a la salida del inversor, la tensión será un valor constante, mientras que la corriente es la que está asociada con el volumen de generación.
- Consumo máximo de potencia: consumo asociado al inversor.
- Distorsión armónica de la corriente: porcentaje de contenido armónico de la onda, lo que difiere a la onda de la forma fundamental, y cuya inyección a la red es perjudicial para el sistema.

Otro aspecto importante a tener en cuenta a la hora de seleccionar el inversor será la configuración que va a tener la instalación. Las opciones son un inversor central para toda la planta, el cual se colocará en una parte central y todas las cadenas irán a un mismo punto, o emplear varios inversores, en que cada inversor alberga una parte de las cadenas todas de la instalación, haciendo más elemental el cableado.

Para la instalación se ha optado por el empleo de un inversor central para la planta. El inversor seleccionado es el modelo SIANCON PV2180 de la marca SIEMENS. Se trata de un inversor de una potencia elevada, 2180kW de potencia nominal. Las características del inversor se recogen en los anexos.

En la siguiente tabla se hace un breve resumen de sus principales características:

| Características del inversor modelo SIANCON2180 | |
|---|----------------------|
| Dimensiones | 3,76 x 2,12 x 1,17 m |
| Tensión máxima | 1500 V |
| Tensión de arranque | 500 V |
| Corriente máxima de entrada | 2645 A |
| Rango de tensión para el MPP | 870 – 1310 V |
| Potencia activa a la salida | 2180 kW |
| Frecuencia | 50 Hz |
| Corriente | 2117 A |
| Consumo máximo de potencia | 8 kVA |
| Distorsión armónica de la corriente | < 3% |
| Eficiencia europea | 98,8 % |

Tabla 6 - Características del inversor modelo SIANCON2180

8.4.2 Transformador de MT

El transformador será el encargado de elevar la tensión para su transporte a la red. Al elevar la tensión se reduce la corriente, reduciendo así las pérdidas de energía en el cable.

Se selecciona un transformador de aceite de la marca Schneider Electric de 2500 kVA con una tensión de baja de 400V y una tensión de salida de 20kV.



Ilustración 17 – Transformador Schneider Electric de 2500 kVA

Este transformador tendrá asociadas unas celdas de media tensión, las cuales alojarán los instrumentos de medida, protección y maniobra. Se encarga de distribuir la energía generada del transformador con la acometida de la línea, además de la toma para los servicios auxiliares de la red.

En la siguiente tabla se hace un breve resumen de sus principales características:

| Características del transformador Schneider Electric 2500 kVA | |
|---|----------------------|
| Dimensiones | 2,35 x 0,77 x 1,95 m |
| Peso | 5500 kg |
| Potencia | 2500 kVA |
| Relación de conversión | 600 V / 20 kV |
| Conexión | Dyn11 |

Tabla 7 - Características del transformador Schneider Electric 2500 kVA

8.4.3 Transformador para servicios auxiliares

Los servicios auxiliares estarán alimentados desde la red para obtener una potencia estable y no interferir en la potencia generada de la planta, independizando así ambas instalaciones. LA acometida se realizará a través de una celda a un pequeño transformador de 50kVA para alimentar los servicios auxiliares, iluminación, seguridad, etc.

El transformador será en aceite de 50 kVA, de tipo B2, conversión de tensión 12kV a 400V.



Ilustración 18 – transformador B2 de 50kVA

| Características del transformador | |
|-----------------------------------|---------------|
| Potencia | 50 kVA |
| Relación de conversión | 400 V / 12 kV |
| Conexión | Dyn11 |

Tabla 8 – Características del transformador para los servicios auxiliares.

8.5 PROTECCIONES

Las protecciones serán un aspecto importante para considerar a la hora del dimensionamiento de la planta. Habrá protecciones de corriente continua y protecciones de corriente alterna de baja tensión. Además, se incluyen las protecciones los servicios auxiliares. Las protecciones de MT vendrán dentro de las celdas de MT previamente mencionadas.

- Protecciones de corriente continua. Se instalarán fusibles a la entrada de cada cadena de módulos en la entrada del combinador (en ambos polos). Además, se empleará un fusible general a la entrada del inversor.
 - Se emplean fusibles de 30 A en las cadenas, ubicadas en los combinadores.
 - Se emplean fusibles de 300 A de los cables de los combinadores a la caga de conexión antes del inversor.

- Protecciones de corriente alterna. Protecciones de los servicios auxiliares. Protecciones mediante fusibles en armario a la salida del transformador de servicios auxiliares. Se emplearán fusibles de 5 A.

8.6 SERVICIOS AUXILIARES

Dentro de la caseta de servicios auxiliares, se ubicarán los sistemas de monitorización, los equipos de seguridad, de iluminación, un ordenador y acceso a internet, la estación meteorológica, almacén de objetos...

La caseta será una caseta prefabricada de obra formada por panel sándwich.

Los sistemas de monitorización los proveerá el suministrador del inversor. Estos sistemas obtienen la información en tiempo real de la planta por un sistema SCADA para una toma de datos posterior. Consistirá en un módulo que adquiere datos mediante entradas y salidas analógicas y digitales conectada a una interfaz gráfica en el ordenador. Este programa será de gran utilidad para saber que paneles tienen menor rendimiento, están estropeados... lo que enviará una orden de mantenimiento de cierta cadena.

Los equipos de seguridad consistirán de una serie de cámaras para evitar robos y actos vandálicos que perjudiquen la instalación. Se ubicarán cámaras a lo largo del perímetro que grabarán la 24h del día y se instalarán alarmas al detectar presencia. Todo esto se lleva a una central receptora de alarmas que emitirá avisos para activar protocolos.

La estación meteorológica recogerá los datos ambientales en tiempo real mediante: piranómetro, pluviómetro, medidor de temperatura y anemómetro.

Se instalará un equipo informático para todos los servicios de recogida y envío de datos a una central y se instalará un equipo wifi por antena para tener acceso a internet.

Habrà un espacio dedicado con baldas para el almacenaje de herramientas, repuestos, pequeño material...

8.7 COMBINADOR

Las cadenas de módulos se agrupan en combinadores o *String Box*. Habrá un total de 15 combinadores en la planta. Estas cajas de conexión están formadas por un armario en el que entrarán las cadenas y saldrá un cable de salida. Este armario además albergará las protecciones de las cadenas. Con el fin de tener una buena protección respecto a la intemperie, el combinador tendrá un grado de protección IP 65.

En la instalación se empleará el modelo Ingecon StringBox 12 (con 12 entradas y 12 fusibles).



Ilustración 19 – Combinador Ingecon.

8.8 CABLEADO DE LA INSTALACIÓN

Será necesario prestar atención a correcto dimensionamiento del cableado de la planta solar. Será necesario una correcta selección del cableado tanto de corriente continua como de corriente alterna en BT y MT. El cableado de la instalación será seleccionado de tal manera que resista a la intemperie y a las altas temperaturas.

Tras los cálculos de sección realizados se emplearán:

8.8.1 Cableado de conexión de módulos

Cable PRYSMIAN EXZHELLENT® Class SOLAR H1Z2Z2-K 4 mm²



Ilustración 20 – Cable Cable PRYSMIAN EXZHELLENT® Class SOLAR H1Z2Z2-K.

8.8.2 Cableado de conexión en entre cadenas y combinadores

Cable PRYSMIAN EXZHELLENT® Class SOLAR H1Z2Z2-K 6 mm²

8.8.3 Cableado entre combinador y estación de potencia

PRYSMIAN EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS) RZ1-K (AS) 240 mm²

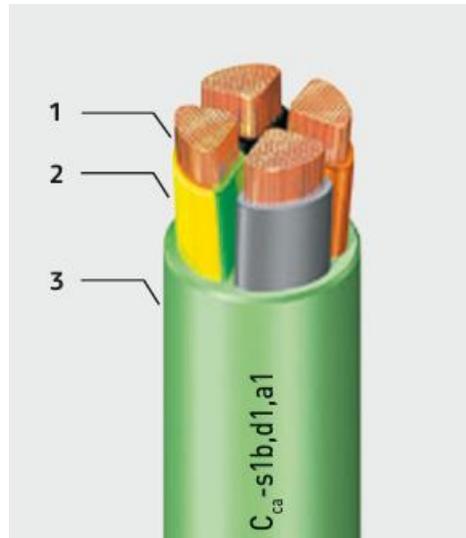


Ilustración 21- Cable PRYSMIAN EXZHELLENT® Class SOLAR H1Z2Z2-K.

8.8.4 Cableado de conexión entre inversor y transformador

8 x EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS) RZ1-K (AS) 300 mm²

8.8.5 Cable de MT

PRYSMIAN VULPREN® Class HEPRZ1 AL 12/20 (24) kV 150 mm²



Ilustración 22- PRYSMIAN VULPREN® Class HEPRZ1 AL 12/20 (24) kV.

8.8.6 Cable conexión con los servicios auxiliares

Cable de 1,5 mm² para exterior.



Ilustración 23 - Cable de exterior de 1,5 mm² para conexión de los servicios auxiliares.

8.9 CANALIZACIONES

Las canalizaciones tanto aéreas como subterráneas irá por canalización de tubo.

En el caso de la conexión de módulos en serie, los cables Irán sobre tubo de 15 mm de diámetro sobre rejilla atornillada a la estructura.



Ilustración 24 – Tubo de 25 mm para canalización subterránea.

Para el caso de las canalizaciones enterradas, viajaran por tubo de:

- Para el tubo entre las cadenas y el combinador, 50 mm de diámetro.



Ilustración 25 – Tubo de 50 mm para canalización subterránea.

- Para el tubo entre el cable combinador al inversor, 240 mm de diámetro.



Ilustración 26 - Tubo de 240 mm para canalización subterránea.

8.10 PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra de la instalación es un aspecto importante a considerar ya que será una medida de seguridad, que, en el caso de existir un mal funcionamiento, al corriente irá por el camino con menos resistencia, evitando descargas a personas y otros problemas incidentes como daños a otros elementos, arcos eléctricos, incendios...

La normativa en España hace referencia a la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas en el RD 1663/200, en el cual define que la PAT de la instalación FV se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de PAT de la red de la empresa distribuidora. Estas tierras estarán conectadas a una tierra independiente a la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el REBT.

En la instalación se optará por una tierra para los elementos de continua y otra para los sistemas de corriente alterna. Se emplearán picas enterradas y conectadas en anillo por un conductor de 40mm² de sección.

8.11 PUNTO DE CONEXIÓN A RED

Esta planta deberá coordinarse con Red Eléctrica Española para el acceso a red. El punto más cercano y viable será una línea de MT por el oeste.

Este punto se encuentra a 750 m, el cual se deberá realizar por medio de una línea subterránea hasta un centro de reparto nuevo en la línea de MT y la construcción de un paso aéreo-subterráneo en la línea (con el consiguiente desmontaje del apoyo antiguo). Este diseño necesitará un proyecto nuevo.

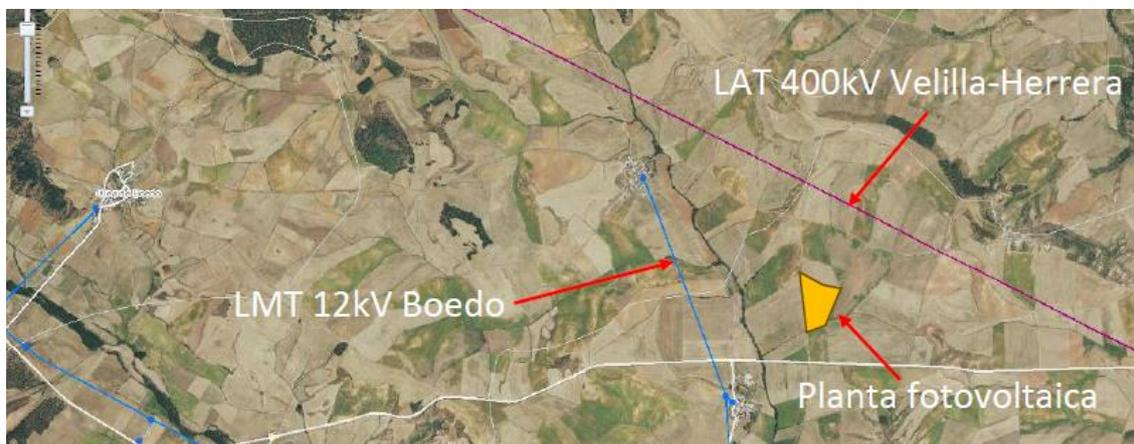


Ilustración 27 – Situación con la infraestructura de distribución de MT

Las características de la conexión serán:

| Características de la conexión | |
|--------------------------------|---|
| Tensión nominal | 12 kV |
| Distancia | 750 m (subterráneo, cruzamiento con camino agrícola y arroyo) |
| Potencia pico | 2,4 MWp |

Tabla 9 - Características de la conexión para la conexión a la red.

9. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN Y EVALUACIÓN ECONÓMICA

9.1 ESTUDIO ECONÓMICO

Para realizar el estudio económico, se empleará una estimación del precio de las instalaciones *LCOE* (*Levelized Cost of Energy*), medida expresada en €/kW asociado a los costes de ejecución y mantenimiento de la instalación.

$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX}{PRODUCCIÓN}$$

Se calcula como el cociente de la suma de los gastos de ejecución (CAPEX) más los de mantenimiento y alquiler (OPEX) divididos entre la producción total de energía a lo largo de la vida útil del proyecto.

El valor del CAPEX se tomará como el presupuesto del proyecto.

| | |
|-------|----------------|
| CAPEX | 1.808.928,75 € |
|-------|----------------|

El valor del OPEX se tomará como la suma del coste de mantenimiento anual, el alquiler del terreno y los costes del seguro de explotación.

| | | |
|----------------------------|----------------|--------------|
| Horizonte temporal | 25 años | |
| Coste de mantenimiento/año | 10.000 €/año | 250.000,00 € |
| Alquiler del terreno | 8.456,96 €/año | 211.424,00 € |
| Seguro de explotación | 10.000 €/año | 250.000,00 € |
| OPEX | 711.424,00 € | |

El valor de la producción se estima mediante el dato obtenido en la simulación de PVSYS. Sabiendo que el horizonte de vida útil de los módulos es de 25 años, y estimando un decremento lineal del rendimiento como indica el fabricante. La producción anual es de 410969 kWh/año, por lo que aplicando el rendimiento, queda una producción total a los 25 años de:

| Año | Producción (kWh) | Rendimiento |
|-----|------------------|-------------|
| 0 | 0 | 98,00% |
| 1 | 4027497,18 | 98,00% |
| 2 | 4004208,93 | 97,43% |
| 3 | 3980920,68 | 96,87% |
| 4 | 3957632,43 | 96,30% |
| 5 | 3934344,18 | 95,73% |
| 6 | 3911055,94 | 95,17% |
| 7 | 3887767,69 | 94,60% |
| 8 | 3864479,44 | 94,03% |
| 9 | 3841191,19 | 93,47% |
| 10 | 3817902,94 | 92,90% |

| | | |
|-------|----------------|--------|
| 11 | 3794614,69 | 92,33% |
| 12 | 3771326,44 | 91,77% |
| 13 | 3748038,19 | 91,20% |
| 14 | 3724749,94 | 90,63% |
| 15 | 3701461,69 | 90,07% |
| 16 | 3678173,45 | 89,50% |
| 17 | 3654885,2 | 88,93% |
| 18 | 3631596,95 | 88,37% |
| 19 | 3608308,7 | 87,80% |
| 20 | 3585020,45 | 87,23% |
| 21 | 3561732,2 | 86,67% |
| 22 | 3538443,95 | 86,10% |
| 23 | 3515155,7 | 85,53% |
| 24 | 3491867,45 | 84,97% |
| 25 | 3468579,2 | 84,40% |
| TOTAL | 93700,9548 MWh | |

Tabla 10 – Cálculo de la producción total de la planta

$$LCOE = \frac{1.808.928,75 \text{ €} + 711.424,00 \text{ €}}{93.700,9548 \text{ MWh}} = 26,90 \text{ €/MWh}$$

El concepto de *LCOE* es un parámetro que permite hacer una comparación directa entre diferentes proyectos.

La venta de energía se realizará por venta directa al mercado OMIE, esta venta se realiza directamente al mercado regulado español (OMIE), el cual es un mercado variable. Es por ello que se plantean dos escenarios a futuro, uno optimista y otro pesimista.

Para a ver el estudio se obtendrán los datos de las cotizaciones históricas del OMIP (Operador del Mercado Ibérico-Portugués).

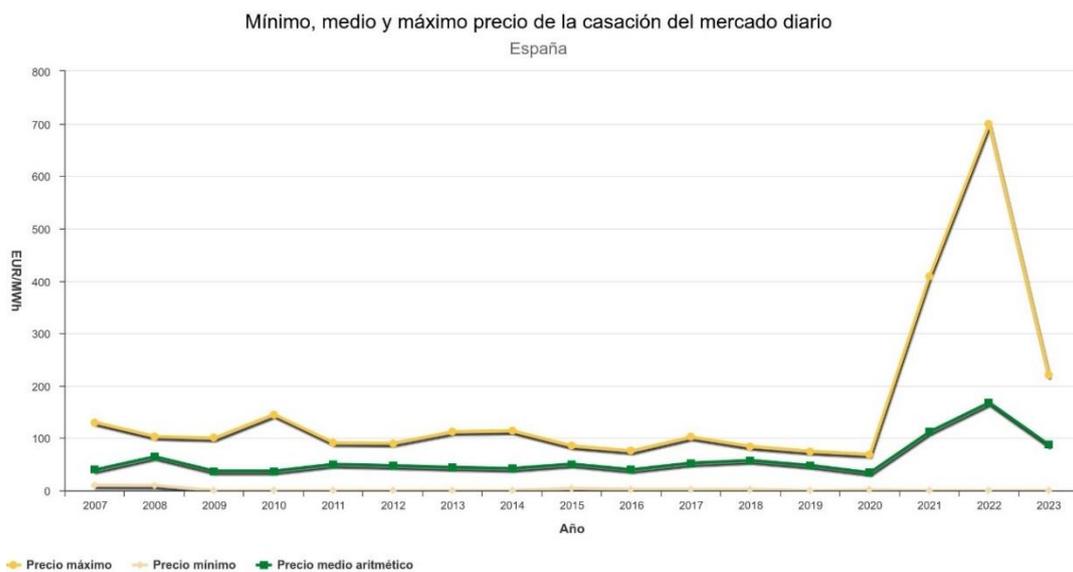


Ilustración 28 - Tabla de cotización histórica anual (Fuente OMIE).

Se plantea un primer escenario en la que la cotización siga la tendencia al alza, y un escenario en el que, la cotización será más baja debido al auge de las energías fotovoltaica (las cuales provocan una reducción el valor de la energía).

| Escenario 1 | Escenario 2 |
|-------------|-------------|
| 65€/MWh | 35€/MWh |

Tabla 11 - Estimaciones futuras de la cotización media de la energía.

Se obtiene el flujo de caja de la instalación a lo largo del periodo y los indicadores económicos, como se muestra en el siguiente apartado, en los dos casos. Resultando:

| | Escenario 1 (65€/MWh) | Escenario 2 (35€/MWh) |
|-------------|-----------------------|-----------------------|
| Saldo final | 3.570.209,31 € | 759.180,67 € |
| Pay-Back | 8 | 18 |
| VAN (r=6%) | 998.263,51 € | -465.260,05 € |
| TIR | 11,5% | 3% |

Tabla 12 – Comparativa económica de los escenarios

Se concluye que, tras el estudio económico, el proyecto tendrá una gran rentabilidad en un futuro con el precio al alza de la energía, mientras que no será tan rentable en un escenario más pesimista.

9.2 FLUJO DE CAJA

9.2.1 Escenario 1

| Año | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|-------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|
| Producción (kWh) | 0 | 4027497,18 | 4004208,931 | 3980920,682 | 3957632,433 | 3934344,184 | 3911055,935 | 3887767,686 | 3864479,437 |
| Rendimiento | 98,00% | 98,00% | 97,43% | 96,87% | 96,30% | 95,73% | 95,17% | 94,60% | 94,03% |
| Venta | 0,00 € | 261.787,32 € | 260.273,58 € | 258.759,84 € | 257.246,11 € | 255.732,37 € | 254.218,64 € | 252.704,90 € | 251.191,16 € |
| Inversión inicial | 1.808.928,75 € | | | | | | | | |
| Gasto anual | 0 | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € |
| CASH FLOW | -1.808.928,75 € | 233.330,36 € | 231.816,62 € | 230.302,88 € | 228.789,15 € | 227.275,41 € | 225.761,68 € | 224.247,94 € | 222.734,20 € |
| Saldo | -1.808.928,75 € | -1.575.598,39 € | -1.343.781,77 € | -1.113.478,89 € | -884.689,74 € | -657.414,33 € | -431.652,65 € | -207.404,71 € | 15.329,49 € |

| Año | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|-------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Producción (kWh) | 3841191,188 | 3817902,939 | 3794614,69 | 3771326,441 | 3748038,192 | 3724749,943 | 3701461,694 | 3678173,445 | 3654885,196 |
| Rendimiento | 93,47% | 92,90% | 92,33% | 91,77% | 91,20% | 90,63% | 90,07% | 89,50% | 88,93% |
| Venta | 249.677,43 € | 248.163,69 € | 246.649,95 € | 245.136,22 € | 243.622,48 € | 242.108,75 € | 240.595,01 € | 239.081,27 € | 237.567,54 € |
| Inversión inicial | | | | | | | | | |
| Gasto anual | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € |
| CASH FLOW | 221.220,47 € | 219.706,73 € | 218.192,99 € | 216.679,26 € | 215.165,52 € | 213.651,79 € | 212.138,05 € | 210.624,31 € | 209.110,58 € |
| Saldo | 236.549,96 € | 456.256,69 € | 674.449,68 € | 891.128,94 € | 1.106.294,46 € | 1.319.946,25 € | 1.532.084,30 € | 1.742.708,62 € | 1.951.819,19 € |

| Año | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
|-------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Producción (kWh) | 3631596,947 | 3608308,698 | 3585020,449 | 3561732,2 | 3538443,951 | 3515155,702 | 3491867,453 | 3468579,204 |
| Rendimiento | 88,37% | 87,80% | 87,23% | 86,67% | 86,10% | 85,53% | 84,97% | 84,40% |
| Venta | 236.053,80 € | 234.540,07 € | 233.026,33 € | 231.512,59 € | 229.998,86 € | 228.485,12 € | 226.971,38 € | 225.457,65 € |
| Inversión inicial | | | | | | | | |
| Gasto anual | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € |
| CASH FLOW | 207.596,84 € | 206.083,11 € | 204.569,37 € | 203.055,63 € | 201.541,90 € | 200.028,16 € | 198.514,42 € | 197.000,69 € |
| Saldo | 2.159.416,03 € | 2.365.499,14 € | 2.570.068,51 € | 2.773.124,14 € | 2.974.666,04 € | 3.174.694,20 € | 3.373.208,62 € | 3.570.209,31 € |

Tabla 13 – Flujo de caja del proyecto. Escenario 1 (3 tablas).



Ilustración 29 - Flujo de caja para escenario 1.

9.2.2 Escenario 2

| Año | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|-------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|----------------------|
| Producción (kWh) | 0 | 4027497,18 | 4004208,931 | 3980920,682 | 3957632,433 | 3934344,184 | 3911055,935 | 3887767,686 | 3864479,437 |
| Rendimiento | 98,00% | 98,00% | 97,43% | 96,87% | 96,30% | 95,73% | 95,17% | 94,60% | 94,03% |
| Venta | 0,00 € | 140.962,40 € | 140.147,31 € | 139.332,22 € | 138.517,14 € | 137.702,05 € | 136.886,96 € | 136.071,87 € | 135.256,78 € |
| Inversión inicial | 1.808.928,75 € | | | | | | | | |
| Gasto anual | 0 | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € |
| CASH FLOW | -1.808.928,75 € | 112.505,44 € | 111.690,35 € | 110.875,26 € | 110.060,18 € | 109.245,09 € | 108.430,00 € | 107.614,91 € | 106.799,82 € |
| Saldo | -1.808.928,75 € | -1.696.423,31 € | -1.584.732,96 € | -1.473.857,69 € | -1.363.797,52 € | -1.254.552,43 € | -1.146.122,43 € | -1.038.507,52 € | -931.707,70 € |

| Año | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|-------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|
| Producción (kWh) | 3841191,188 | 3817902,939 | 3794614,69 | 3771326,441 | 3748038,192 | 3724749,943 | 3701461,694 | 3678173,445 | 3654885,196 |
| Rendimiento | 93,47% | 92,90% | 92,33% | 91,77% | 91,20% | 90,63% | 90,07% | 89,50% | 88,93% |
| Venta | 134.441,69 € | 133.626,60 € | 132.811,51 € | 131.996,43 € | 131.181,34 € | 130.366,25 € | 129.551,16 € | 128.736,07 € | 127.920,98 € |
| Inversión inicial | | | | | | | | | |
| Gasto anual | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € |
| CASH FLOW | 105.984,73 € | 105.169,64 € | 104.354,55 € | 103.539,47 € | 102.724,38 € | 101.909,29 € | 101.094,20 € | 100.279,11 € | 99.464,02 € |
| Saldo | -825.722,97 € | -720.553,33 € | -616.198,78 € | -512.659,31 € | -409.934,93 € | -308.025,64 € | -206.931,45 € | -106.652,34 € | -7.188,31 € |

| Año | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
|-------------------|--------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Producción (kWh) | 3631596,947 | 3608308,698 | 3585020,449 | 3561732,2 | 3538443,951 | 3515155,702 | 3491867,453 | 3468579,204 |
| Rendimiento | 88,37% | 87,80% | 87,23% | 86,67% | 86,10% | 85,53% | 84,97% | 84,40% |
| Venta | 127.105,89 € | 126.290,80 € | 125.475,72 € | 124.660,63 € | 123.845,54 € | 123.030,45 € | 122.215,36 € | 121.400,27 € |
| Inversión inicial | | | | | | | | |
| Gasto anual | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € | 28.456,96 € |
| CASH FLOW | 98.648,93 € | 97.833,84 € | 97.018,76 € | 96.203,67 € | 95.388,58 € | 94.573,49 € | 93.758,40 € | 92.943,31 € |
| Saldo | 91.460,62 € | 189.294,46 € | 286.313,22 € | 382.516,89 € | 477.905,47 € | 572.478,96 € | 666.237,36 € | 759.180,67 € |

Tabla 14 - Flujo de caja del proyecto. Escenario 2 (3 tablas).



Ilustración 30 - Flujo de caja para escenario 2.

Para calcular el Valor Actual Neto (VAN) se aplica la expresión:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Donde F_t es el flujo de caja, k el tipo de interés mínimo y I_0 la inversión inicial.

Por lo tanto, aplicando una tasa de descuento de 6%:

$$VAN_1 = 998.263,51 \text{ €}$$

$$VAN_2 = -465.260,05 \text{ €}$$

Para obtener el TIR (Tasa de retorno):

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} - I_0$$

Donde:

- Si el TIR > k el proyecto será rentable.
- Si el TIR < k el proyecto no es viable y generará pérdidas

$$TIR_1 = 0,115 \text{ (11,5 \%)}$$

$$TIR_1 = 0,03005 \text{ (3,00 \%)}$$

DOCUMENTO II: ANEXOS

ANEXO I: CÁLCULOS

1. CÁLCULOS

1.1 DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA SOLAR

En el presente anexo se realizan y detallan los cálculos eléctricos de dimensionamiento de la instalación.

1.1.1 Ángulo y orientación de los paneles

Para maximizar la eficiencia de la planta, se colocarán los paneles en la posición que mejor aprovechen los rayos de sol a su vez que el espacio disponible de terreno.

En primer lugar, la orientación que se dará a los paneles es orientación sur. Esto es la solución más común en todo el hemisferio norte. El azimut, la desviación angular que puede aparecer respecto a la horizontal, se mantendrá a $\alpha=0^\circ$ por facilidad de instalación y replanteo.

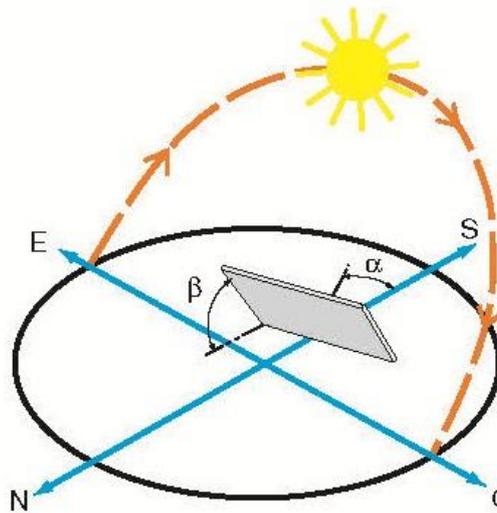


Ilustración 31 – Esquema del orientación e inclinación de los módulos.

En segundo lugar, la inclinación será el ángulo que forme el panel con el suelo, ángulo β . En este caso, al ser una instalación de paneles fijos, será primordial elegir una correcta inclinación que maximice la cantidad de rayos de sol incidentes perpendiculares al panel. De esta forma, se reduce la reflexión de los rayos.

A su vez, habrá que hacer un balance entre el ángulo de verano, el cual es un panel más horizontal con el ángulo de invierno, aproximándose más a la posición vertical. Esto se debe a que las trayectorias del sol en verano son mucho más altas y verticales que las de invierno.

Una vez conocida la latitud de emplazamiento, se calculará el ángulo de inclinación óptimo. Se calcula con la siguiente expresión:

$$\beta_{OPT} = 3,7 + 0,69 * \phi$$

Donde ϕ es la latitud del emplazamiento de la planta. Por lo tanto:

$$\beta_{OPT} = 3,7 + 0,69 * 42,6 = 33,1^{\circ}$$

Resulta de un ángulo óptimo de entre 30 y 35 grados como se esperaba.

Otra herramienta para el cálculo del ángulo será el empleo del software online PVGIS ([JRC Photovoltaic Geographical Information System \(PVGIS\) - European Commission \(europa.eu\)](http://JRC-Photovoltaic-Geographical-Information-System-(PVGIS)-European-Commission-europa.eu)), el cual recoge una base de datos de radiación solar. Este software analiza la orografía del terreno que puedan causar sombras a ciertas horas como pueden ser cadenas montañosas o colinas. Por lo tanto, tras introducir las coordenadas en el programa se obtiene:

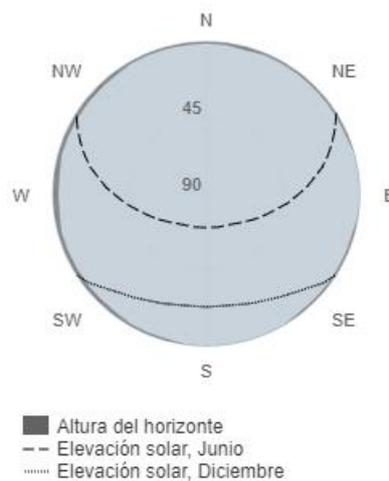


Ilustración 32 – Trayectoria del sol en el emplazamiento.

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

| Datos proporcionados: | | Resultados de la simulación | | P |
|-----------------------|--------------------|------------------------------------|----------------------------|---|
| Latitud/Longitud: | 42.601,-4.398 | Ángulo de inclinación: | 35 ° | |
| Horizonte: | Calculado | Ángulo de azimut: | 0 ° | |
| Base de datos: | PVGIS-SARAH2 | Producción anual FV: | 1527.61 kWh | |
| Tecnología FV: | Silicio cristalino | Irradiación anual: | 1913.31 kWh/m ² | |
| FV instalado: | 1 kWp | Variación interanual: | 43.82 kWh | |
| Pérdidas sistema: | 14 % | Cambios en la producción debido a: | | |
| | | Ángulo de incidencia: | -2.74 % | |
| | | Efectos espectrales: | 0.73 % | |
| | | Temperatura y baja irradiancia: | -5.24 % | |
| | | Pérdidas totales: | -20.16 % | |

Ilustración 33 – Ángulo de inclinación recomendado por PVGIS

Como se puede observar, el programa recomienda una inclinación de 35°. Por lo tanto, una vez obtenidos los datos, se optará por una inclinación de 35°, al ser próxima a la ideal, y por necesidad constructiva (ya que la estructura seleccionada tiene una inclinación normalizada de 35°).

1.1.2 Separación entre filas de paneles

La separación entre filas será tal que la sombra proyectada sobre la fila posterior no incida en los paneles en las horas de mayor incidencia. Este cálculo dependerá de la latitud en la que se encuentre la instalación. En el presente trabajo habrá que tener en cuenta se colocarán filas de 2 paneles en vertical en la estructura, habrá que tenerlo en cuenta.

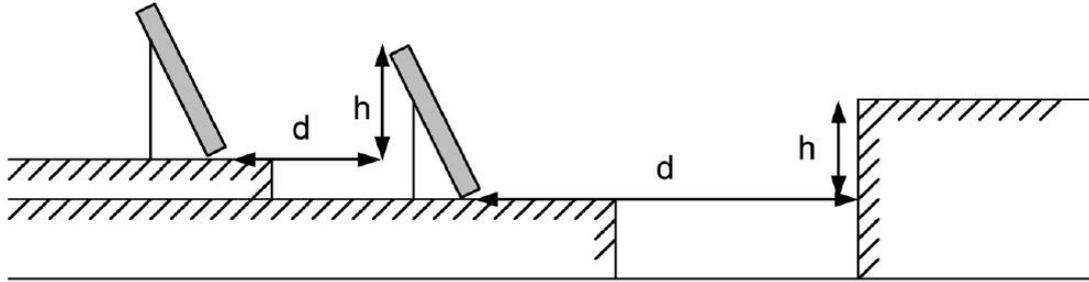


Ilustración 34 – Separación de las filas de estructuras de módulos.

La distancia mínima de seguridad d se calcula como:

$$d = h * k$$

Donde h es la altura desde el punto más alto de la fila hasta la proyección horizontal de la fila siguiente de paneles. El parámetro k depende de la latitud:

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

Por lo tanto:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - 42,6^\circ)} = 3$$

Teniendo en cuenta que las medias del módulo a emplear son de 1134x2278 mm y estar en disposición vertical en filas de 2, el ángulo de inclinación de los paneles es de 35° y el terreno se considera horizontal, la altura vertical será:

$$h = 2 * 2,278 \text{ m} * \text{sen}(35^\circ) = 2,61 \text{ m}$$

Por lo tanto, la distancia mínima d será:

$$d = h * k = 2,61 \text{ m} * 3 = 7,855 \text{ m}$$

Se observa que es una gran distancia, lo que permitirá el tránsito de maquinaria con facilidad para el mantenimiento de la planta.

De cara al diseño de la planta, la distancia entre mismos puntos de hileras será la suma de la distancia entre filas más la proyección horizontal de la estructura de paneles.

$$D_{MIN} = d + (2 * 2,278 \text{ m} * \text{cos}(35^\circ)) = 11,59 \text{ m}$$

Aplicando un coeficiente de sobredimensionamiento del 5%:

$$D = D_{MIN} * 1,05 = 12,17 \text{ m}$$

De esta forma, la relación de la separación entre filas, midiéndolo con el parámetro GCR (*ground coverage ratio*), el cual relaciona la longitud de sombra que origina la estructura de paneles L entre la distancia entre módulos D :

$$GCR = \frac{L}{D}$$

Un alto GCR supone un mayor riesgo de sombreado entre filas, resultando:

$$GCR = \frac{3,73 \text{ m}}{11,59 \text{ m}} = 0,39$$

1.1.3 Rangos de tensión de los módulos

Para dimensionar el número de módulos en serie que pueden conectarse a las entradas del inversor se deberán calcular los rangos de tensión de salida de los paneles en función de las temperaturas de la célula.

Partiendo de la hoja de características del panel fotovoltaico, se observa que está referenciado a las Condiciones Estándar de Medida (STC).

| | |
|--------------------------|----------------------|
| Irradiancia | 1000W/m ² |
| Temperatura de la célula | 25°C |
| Distribución espectral | AM1.5G |

Tabla 15 - Condiciones Estándar de Medida (STC).

Para los cálculos se emplearán los valores de los siguientes parámetros:

| | |
|--|------------|
| Tensión de circuito abierto (V_{OC}) | 50,3 V |
| Tensión para potencia máxima (V_{MP}) | 42,42 V |
| Coefficiente de temperatura de V_{OC} ($\beta_{V_{OC}}$) | -0.265%/°C |

Tabla 16 – Características del módulo (Fuente: Tabla 4 -Características del módulo modelo LONGI LR5-72HPH 565M a las condiciones de: SCT-Irradiance 1000W/m², cell temperature 25 °C, AM1.5G).

Para calcular la variación de la tensión de circuito abierto en función de la temperatura se empleará la expresión:

$$V_{OC}(T_1) = V_{OC}(STC) + (T_1 - T_{OP}) * (\beta_{V_{OC}} * V_{OC})$$

Al ser el emplazamiento en castilla, se considera la temperatura mínima de célula de -10°C y una temperatura máxima de 70°C, aplicando la fórmula se obtiene:

$$\begin{aligned} V_{OC}(-10 \text{ }^\circ\text{C}) &= 50,30 \text{ V} + (-10 \text{ }^\circ\text{C} - 25 \text{ }^\circ\text{C}) * (-0,265 \text{ } \%/^\circ\text{C} * 50,30 \text{ V}) \\ &= 54,97 \text{ V} \end{aligned}$$

$$V_{OC}(70 \text{ }^\circ\text{C}) = 50,30 \text{ V} + (70 \text{ }^\circ\text{C} - 25 \text{ }^\circ\text{C}) * (-0,265 \text{ } \%/^\circ\text{C} * 50,30 \text{ V}) = 44,30 \text{ V}$$

Del mismo modo, se obtiene la variación de la tensión para la tensión del punto de potencia máxima en función de la temperatura, se empleará la expresión:

$$V_{MPP}(T_1) = V_{MP}(STC) + (T_1 - T_{OP}) * (\beta_{V_{OC}} * V_{MP})$$

Se calcula la tensión para la potencia máxima parra la temperatura de -10°C y 70°C:

$$\begin{aligned} V_{MPP}(-10^{\circ}\text{C}) &= 42,42 \text{ V} + (-10^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) * (-0,265 \text{ \%/}^{\circ}\text{C} * 42,42 \text{ V}) \\ &= 46,35 \text{ V} \end{aligned}$$

$$V_{MPP}(70^{\circ}\text{C}) = 42,42 \text{ V} + (70^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) * (-0,265 \text{ \%/}^{\circ}\text{C} * 42,42 \text{ V}) = 37,36 \text{ V}$$

A partir de estos rangos de tensiones, se obtienen los valores extremos. Siendo $V_{OC}(-10^{\circ}\text{C})$ la tensión máxima y $V_{MPP}(70^{\circ}\text{C})$ la tensión mínima. Estos valores serán los que se empleen para el cálculo del dimensionamiento del inversor.

1.1.4 Dimensionamiento del inversor

Hay tres principales aspectos a tener en cuenta a la hora de dimensionar la instalación en función del inversor que se quiera emplear y verificar el correcto funcionamiento.

1.1.4.1 En función de la potencia.

En primer lugar, el inversor seleccionado irá orientado hacia la potencia a la que se quiera trabajar en la instalación. En este caso se empleará un único inversor centralizado para toda la planta.

Una vez realizado el cálculo de área disponible de la parcela, se obtiene un número máximo de paneles. Esto nos da un orden de magnitud de la potencia a instalar en la instalación, del cual se sobredimensiona la potencia nominal de la salida del inversor respecto a un coeficiente.

El coeficiente de sobredimensionamiento (*sizing ratio*) suele ser habitualmente en torno a un 10% de la potencia pico de la planta.

$$SR_{AC} = \frac{P_{STC}}{P_{INV-AC}}$$

Donde SR_{AC} es el *sizing ratio*, 1,1 como valor, P_{STC} es el valor de la potencia instalada del generador en las condiciones estándar de medida (STC) y P_{INV-AC} la potencia nominal de la salida del inversor en alterna.

El inversor seleccionado tiene una potencia nominal de 2180 kW, por lo tanto:

$$SR_{AC} = \frac{P_{STC}}{P_{INV-AC}} \rightarrow P_{STC} = P_{INV-AC} * SR_{AC} = 2180 \text{ kW} * 1,1 = 2398 \text{ kW}$$

1.1.4.2 En función de la tensión

El número máximo de paneles conectados en serie viene determinado por la tensión máxima de entrada del inversor que indica el fabricante y la tensión máxima del panel. Se define como:

$$n_{MAX} = \frac{V_{INV_max}}{V_{OC}(-10^{\circ}\text{C})}$$

Por lo tanto:

$$n_{MAX} = \frac{1500 \text{ V}}{54,97 \text{ V}} = 27,29 \rightarrow 27 \text{ módulos en serie por cadena}$$

Se obtiene un número máximo de paneles por cadena de 27 módulos.

El número mínimo de paneles conectados en serie viene determinado por la tensión mínima de entrada que indica el fabricante y la tensión mínima del panel. Se define como

$$n_{MIN} = \frac{V_{INV_min}}{V_{MPP}(70^{\circ}C)}$$

Por lo tanto:

$$n_{MIN} = \frac{550 V}{37,36 V} = 14,72 \rightarrow 15 \text{ módulos en serie por cadena}$$

Se obtiene un número mínimo de 15 paneles en serie por cadena.

1.1.4.3 En función de la corriente

Al igual que ocurre con la tensión, el inversor tiene una corriente máxima que no debe sobrepasarse para no perjudicar al equipo. Se verificará que la corriente asociada al generador FV en condiciones de máxima producción no sea superior a la corriente máxima del inversor.

Dicha corriente será la obtenida en una situación desfavorable en la que se plantea una temperatura máxima ambiente de 40°C como hemos visto en el histórico de temperaturas del emplazamiento con una radiación incidente de 100W/m². Para obtener la temperatura de la célula se aplicará:

$$T^a_{célula}(T_1) = T_1 + (NOCT - 20^{\circ}C) * \frac{G_{ref}}{800}$$

Donde NOCT se define como la temperatura de operación nominal de la célula para unas condiciones de 20°C y una irradiancia de 800W/m². T₁ será la temperatura ambiental de referencia. Por lo tanto, la temperatura de la célula a 40°C será:

$$T^a_{célula}(40^{\circ}C) = 40^{\circ}C + (45^{\circ}C - 20^{\circ}C) * \frac{1000}{800} = 71,25^{\circ}C$$

Una vez obtenida la temperatura de la célula, se aplica la fórmula de la corriente de cortocircuito máxima.

$$I_{scMAX} = I_{sc}(STC) + (T^a_{célula}(40^{\circ}C) - 25^{\circ}C) * (\alpha * I_{sc})$$

Donde I_{sc} es la corriente de cortocircuito y α es el coeficiente de temperatura. Se obtiene:

$$I_{scMAX} = 14,16 A + (71,25^{\circ}C - 25^{\circ}C) * (+0,05 \% / ^{\circ}C * 14,16A) = 14,49 A$$

Al estar colocados en serie, la corriente de un módulo será la misma que la corriente que entrega la cadena. Por lo que se divide la corriente total del inversor entre la corriente de las cadenas para obtener un número máximo de cadenas admisibles. Se emplearán 3 entradas del inversor, por lo que se multiplica la corriente de admisible por el número de entradas del inversor.

$$n_{MAX \frac{cadenas}{inversor}} = \frac{I_{DC \text{ maximad el inversor}}}{I_{scmax}}$$

$$n_{MAX \frac{cadenas}{inversor}} = \frac{1200 A * 3}{14,49 A} = 248 \text{ cadenas}$$

Se obtiene un número máximo de cadenas admisibles de 248 con 3 entradas.

1.1.5 Configuración

Una vez se tienen los rangos limitantes de dimensionamiento, se procede a la elección del número de elementos finales que dispondrá la instalación.

Se comenzará limitando el número de paneles por cadena. El rango obtenido es entre 27 y 25 módulos por cadena. Se buscará un número par y que sea compatible con las estructuras metálicas de soporte, eligiendo 24 módulos por cadena ya que se colocarán en filas de 12 en apaisado con 2 columnas.

Con el valor de potencia máxima a instalar en la planta, que, teniendo en cuenta las cadenas se colocarán en estructuras de 24 módulos, obtenemos las cadenas máximas admisibles al inversor. Se dividirá la potencia máxima a instalar en el inversor entre la potencia pico de los generadores multiplicado por el número de módulos por cadena:

$$n_{MAX \text{ cadenas}} = \frac{P_{STC}}{P_{cadena}} = \frac{2.398.000 W}{24 * 565 Wp} = 177 \text{ cadenas}$$

Por lo tanto, multiplicando el número de cadenas por la cantidad de paneles por cadena obtenemos el número de módulos instalados:

$$n_{modulos \text{ inv}} = \frac{n_{cadenas}}{inversor} * n_{cadenas}$$

$$n_{modulos \text{ inv}} = 24 * 177 = 4248 \text{ modulos}$$

En resumen, la instalación constará de 177 cadenas de módulos (cada cadena en una estructura metálica) compuestas por 24 paneles cada una. Obteniendo un número total de paneles de 4248, lo que dará una potencia pico y potencia nominal de:

$$P_{pico} = 4248 * 565 W = 24400120 W = 2,4MW$$

$$P_{nominal} = 2,18MW$$

1.2 DIMENSIONAMIENTO CON PVSYST

En primer lugar, se define el albeldo, el cual es un término utilizado para describir la reflectividad del terreno, es decir la fracción de luz solar reflejada por el suelo a los paneles solares que puede ser aprovechada para generar un extra de electricidad. Al ser parcela de tierra se da el valor común de 0,20. Dejando en predeterminados el resto de los valores.

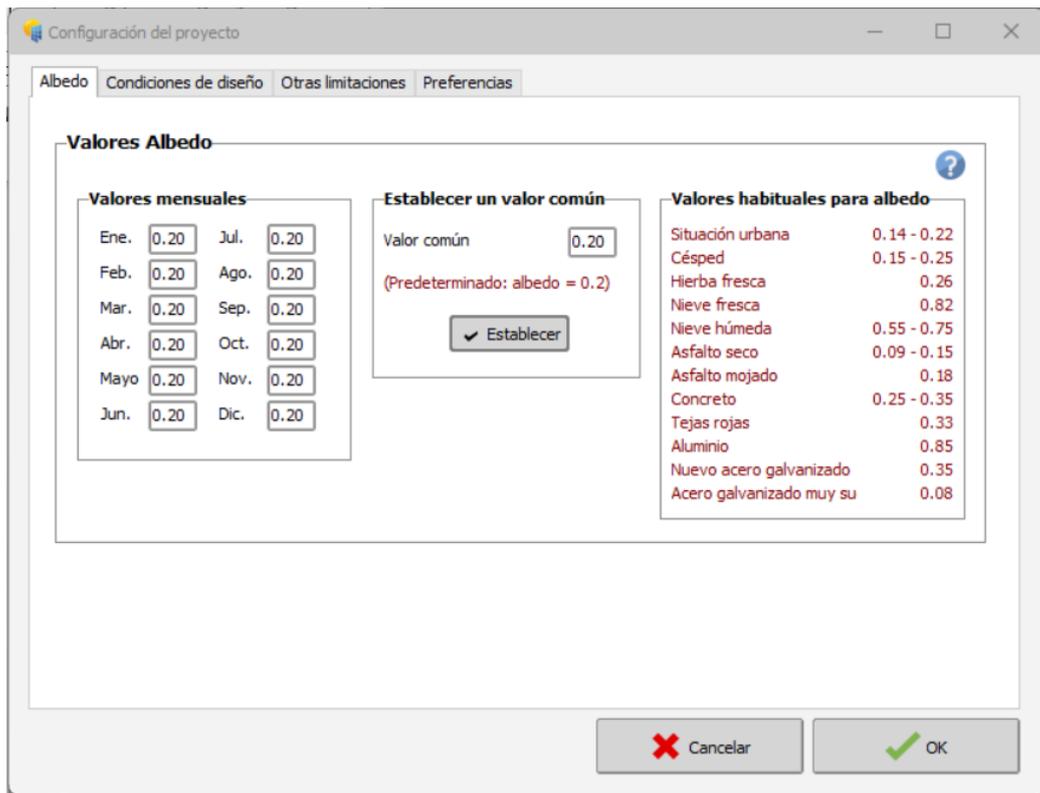


Ilustración 35 – Configuración en PVSYS (Valores de albedo).

Se definen las condiciones de diseño:

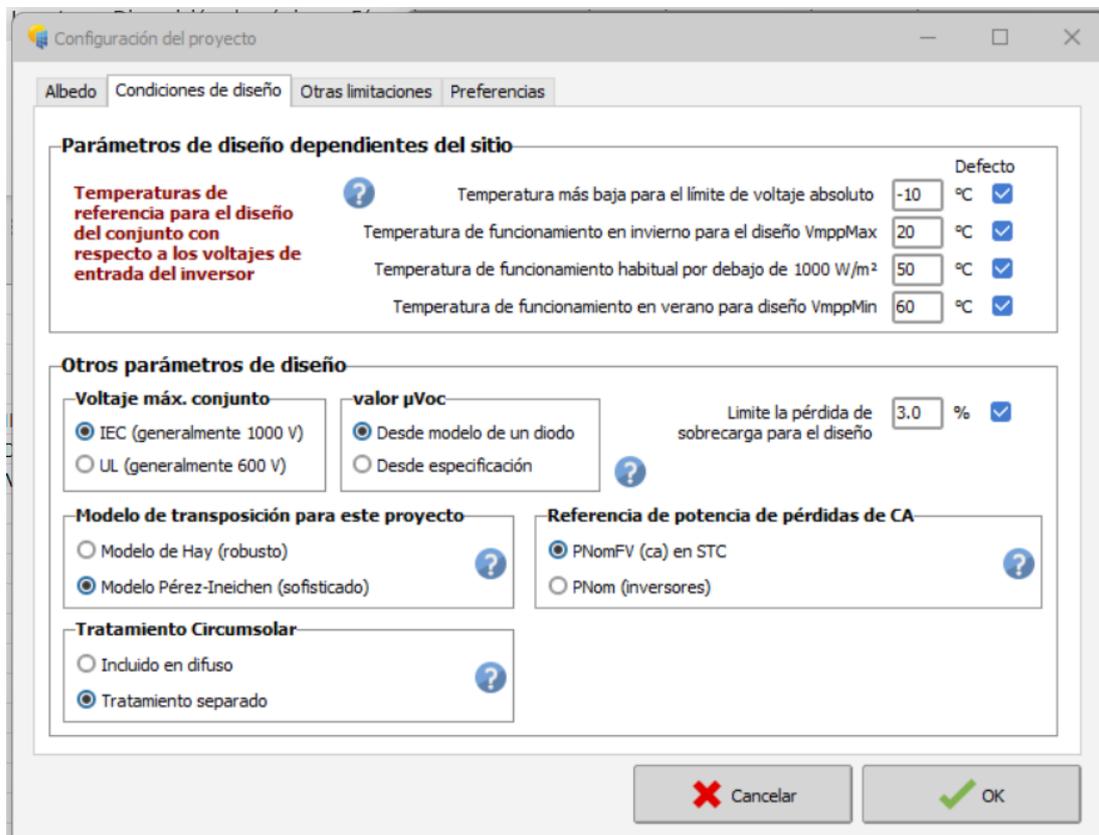


Ilustración 36 – Configuración en PVSYS (Condiciones de diseño).

Se configuran otras limitaciones y preferencias, dejando todo valor en lo recomendado por el programa:

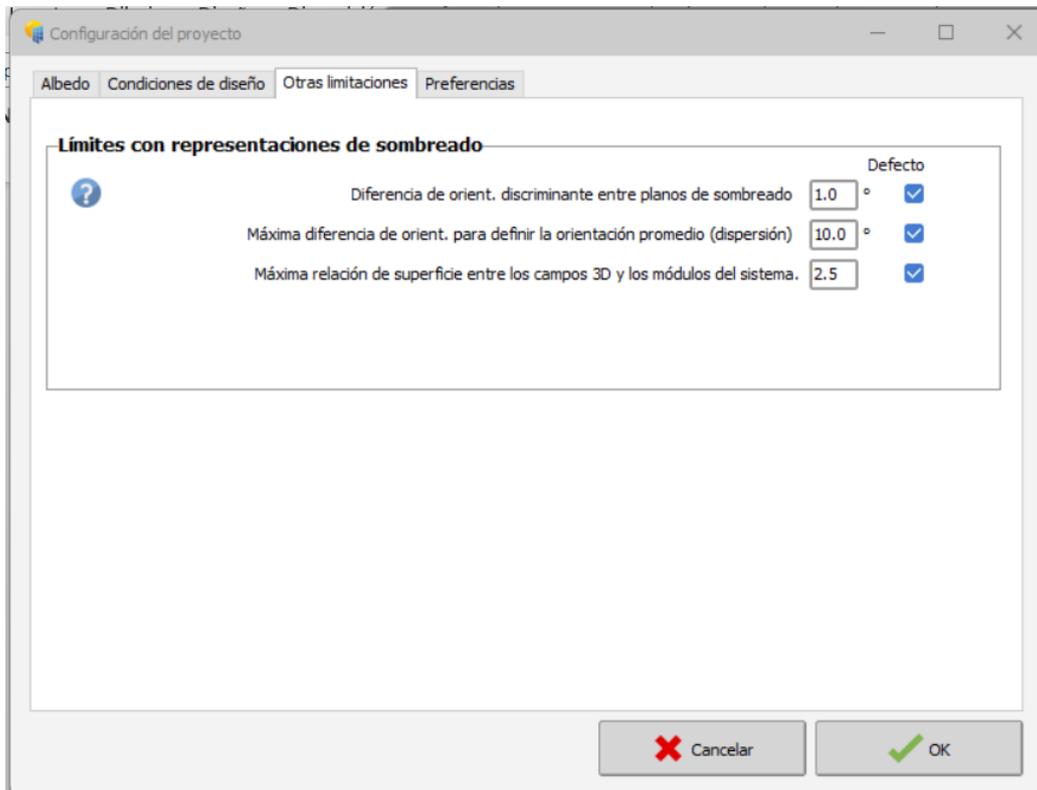


Ilustración 37 – Configuración en PVSYS (Otras limitaciones de sombreado).

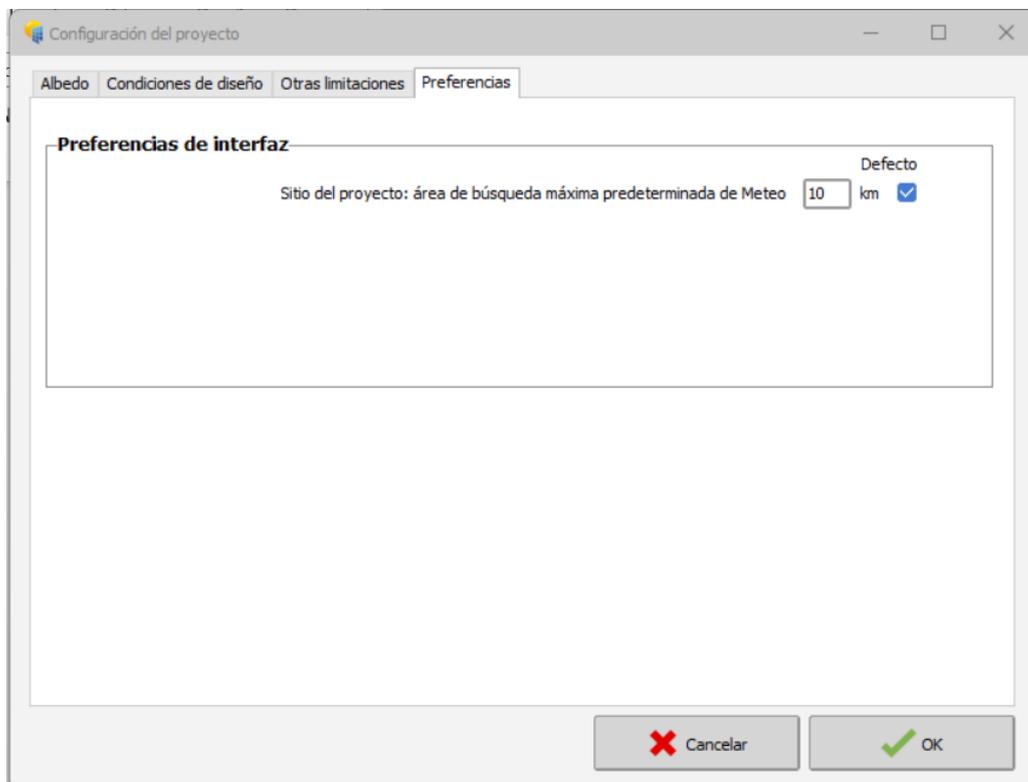


Ilustración 38 – Configuración en PVSYS (otras preferencias).

En segundo lugar, se selecciona el emplazamiento geográfico de la planta:

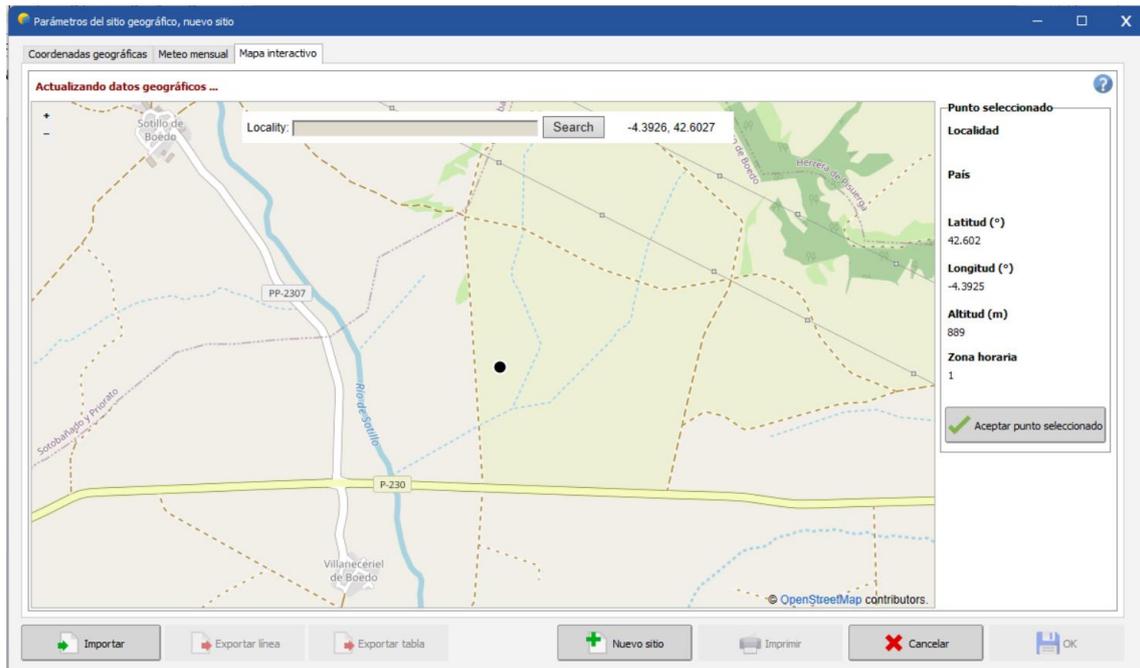


Ilustración 39 – Configuración en PVSYS (emplazamiento de la planta).

Una vez introducida la ubicación, se importan los datos meteorológicos mensuales. Se importan de PVGIS TMY 5.2

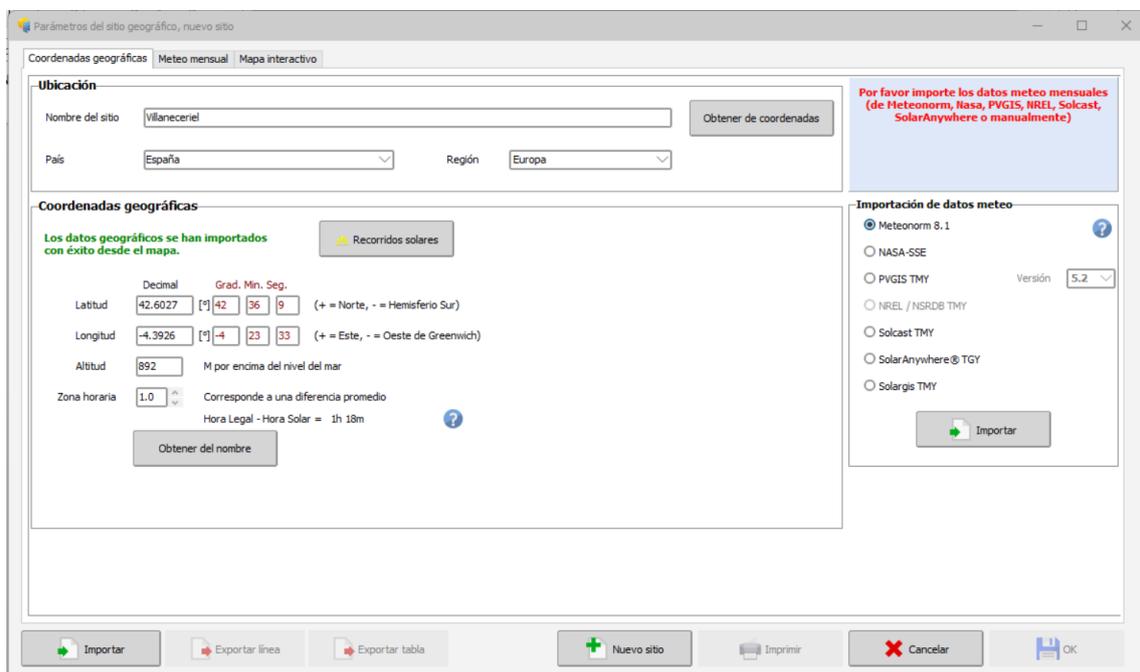


Ilustración 40 – Configuración en PVSYS (importación datos metrológicos mensuales).

La herramienta proporciona la irradiación horizontal global mensual, la irradiación difusa horizontal, las temperaturas promedio, la velocidad del viento, la humedad relativa...

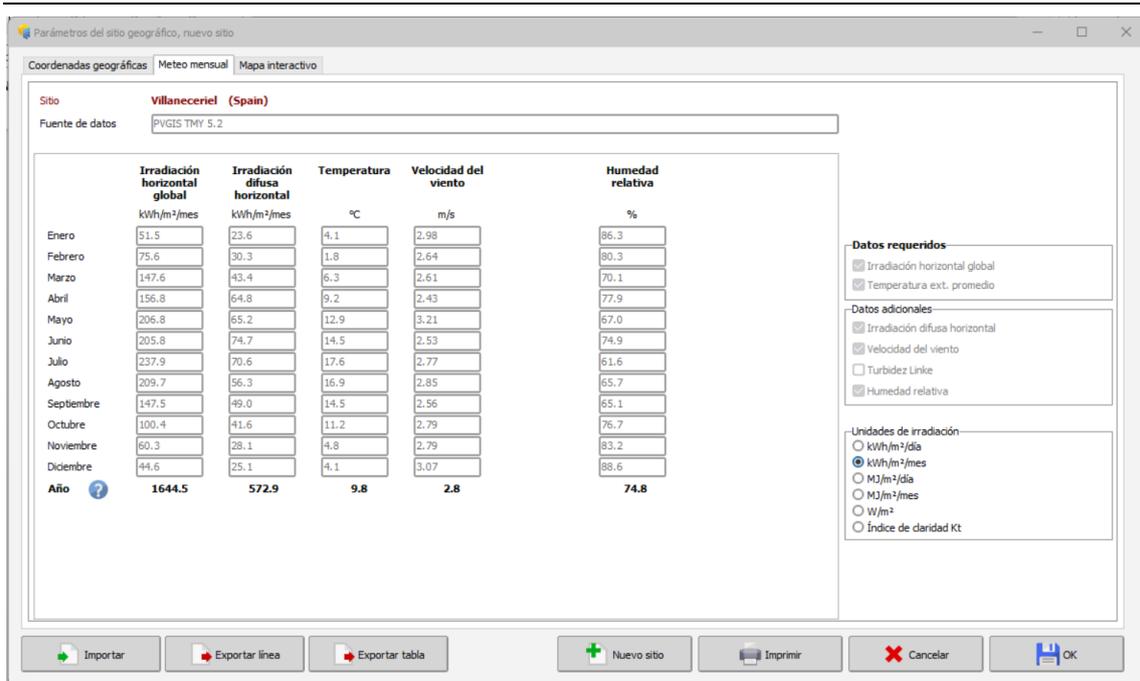


Ilustración 41 – Configuración en PVSYS (irradiación horizontal mensual).

A continuación, se caracteriza la orientación seleccionada de los módulos y el azimut.

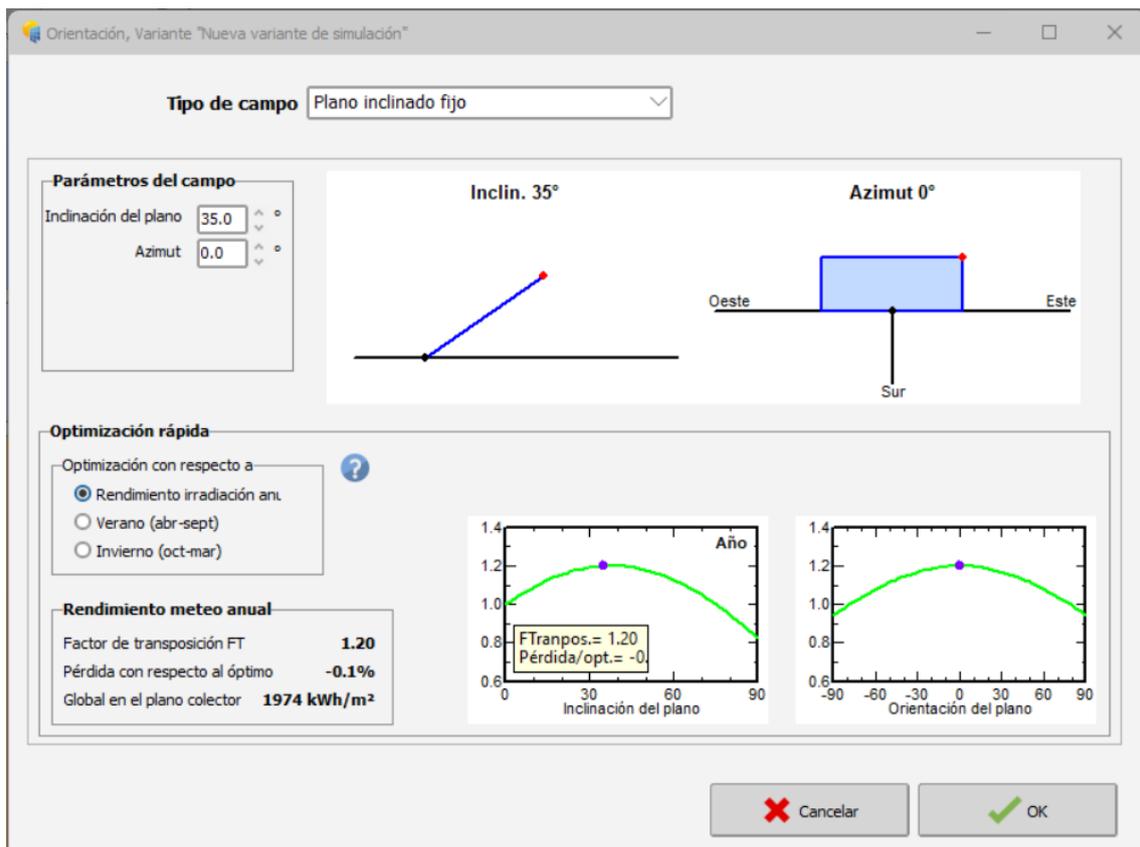


Ilustración 42 – Configuración en PVSYS (definición de orientación y azimut).

Por último, se define el sistema (módulos e inversor).

The screenshot displays the PVSYS software interface for configuring a solar subcomponent. It is divided into several sections:

- Subconjunto:**
 - Nombre y orientación del subconjunto:** Nombre: "Generador FV", Orientación: "Plano inclinado fijo", Inclinación: 30°, Azimut: 0°.
 - Ayuda de pre-dimensionamiento:** Sin dimensionamiento, Potencia planeada: 0.0 kWp, Área disponible: 0 m².
- Seleccione el módulo FV:**
 - Filtro: "Todos los módulos FV".
 - Lista de módulos: Longi Solar, 565 Wp 36V, Si-mono, LR5-72HPH-565M G2, Desde 2023.
 - Dimensiones: V_{mpp} (60°C) = 37.1 V, V_{oc} (-10°C) = 54.9 V.
- Seleccione el inversor:**
 - Siemens, 2180 kW, 875 - 1500 V TL, 50/60 Hz, Sinacon PV2180, Desde 2017.
 - Núm. de inversores: 1. Voltaje de funcionamiento: 875-1500 V, Poder global inversor: 2180 kWca, Voltaje máximo de entrada: 1500 V.
- Diseñe el conjunto:**
 - Núm. de módulos y cadenas: Mód. en serie: 24, Núm. cadenas: 177.
 - Condición de operación: V_{mpp} (60°C) = 890 V, V_{mpp} (20°C) = 1024 V, V_{oc} (-10°C) = 1316 V.
 - Irradia. plano: 1000 W/m². Potencia de funcionamiento máx.: 2388 kW (en 1085 W/m² y 50°C).
 - Núm. de módulos: 4248, Área: 10974 m².
- Lista de subconjuntos:**

| Nombre | #Mód #Inv. | #Cadena #MPPPT |
|---------------------------------|------------|----------------|
| Generador FV | | |
| Longi Solar - LR5-72HPH-565M G2 | 24 | 177 |
| Siemens - Sinacon PV2180 | 1 | 1 |
- Resumen sistema global:**
 - Núm. de módulos: 4248
 - Área del módulo: 10974 m²
 - Núm. de inversores: 1
 - Potencia FV nominal: 2400 kWp
 - Potencia de CA nominal: 2180 kWCA
 - Proporción Pnom: 1.101

Ilustración 43 – Configuración en PVSYS (definición del sistema).

1.2.1 Informe de producción y rendimiento

Se adjunta el informe generado en PVSYS para el diseño propuesto de la planta. Los aspectos más relevantes para considerar son la producción anual de energía (medida en MWh/año) y el factor de rendimiento (PR, Performance Ratio). El diagrama de pérdidas es de gran utilidad para ver las pérdidas de potencia porcentual a lo largo de la etapa de generación.

| General parameters | | | |
|------------------------------|----------|---|----------|
| Grid-Connected System | | No 3D scene defined, no shadings | |
| PV Field Orientation | | | |
| Orientation | | Sheds configuration | |
| Fixed plane | | No 3D scene defined | |
| Tilt/Azimuth | 30 / 0 ° | Models used | Perez |
| | | Transposition | Imported |
| | | Diffuse | separate |
| | | Circumsolar | |
| Horizon | | Near Shadings | |
| Free Horizon | | No Shadings | |
| | | User's needs | |
| | | Unlimited load (grid) | |

| PV Array Characteristics | | | |
|----------------------------------|---------------------------|-----------------------------|----------------|
| PV module | | Inverter | |
| Manufacturer | Generic | Manufacturer | Generic |
| Model | LR5-72HPH-565M G2 | Model | Sinacon PV2180 |
| (Original PVsyst database) | | (Original PVsyst database) | |
| Unit Nom. Power | 565 Wp | Unit Nom. Power | 2180 kWac |
| Number of PV modules | 4248 units | Number of inverters | 1 unit |
| Nominal (STC) | 2400 kWp | Total power | 2180 kWac |
| Modules | 177 string x 24 In series | Operating voltage | 875-1500 V |
| At operating cond. (50°C) | | Phom ratio (DC:AC) | 1.10 |
| Pmpp | 2204 kWp | Total inverter power | |
| U mpp | 923 V | Total power | 2180 kWac |
| I mpp | 2388 A | Number of inverters | 1 unit |
| Total PV power | | Phom ratio | 1.10 |
| Nominal (STC) | 2400 kWp | Total inverter power | |
| Total | 4248 modules | Total power | 2180 kWac |
| Module area | 10974 m ² | Number of inverters | 1 unit |
| Cell area | 10131 m ² | Phom ratio | 1.10 |

| Array losses | | | | | | | | |
|--|----------------------------|------------------------------|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Thermal Loss factor | | DC wiring losses | | | | | | |
| Module temperature according to irradiance | | Global array res. | 6.3 mΩ | | | | | |
| Uc (const) | 20.0 W/m ² K | Loss Fraction | 1.5 % at STC | | | | | |
| Uv (wind) | 0.0 W/m ² K/m/s | Module Quality Loss | | | | | | |
| Module mismatch losses | | Loss Fraction -0.8 % | | | | | | |
| Loss Fraction | 2.0 % at MPP | Strings Mismatch loss | | | | | | |
| IAM loss factor | | Loss Fraction 0.2 % | | | | | | |
| Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290 | | | | | | | | |
| 0° | 30° | 50° | 60° | 70° | 75° | 80° | 85° | 90° |
| 1.000 | 0.999 | 0.987 | 0.962 | 0.892 | 0.816 | 0.681 | 0.440 | 0.000 |

Ilustración 44 – Informe de PVSYSY (1).

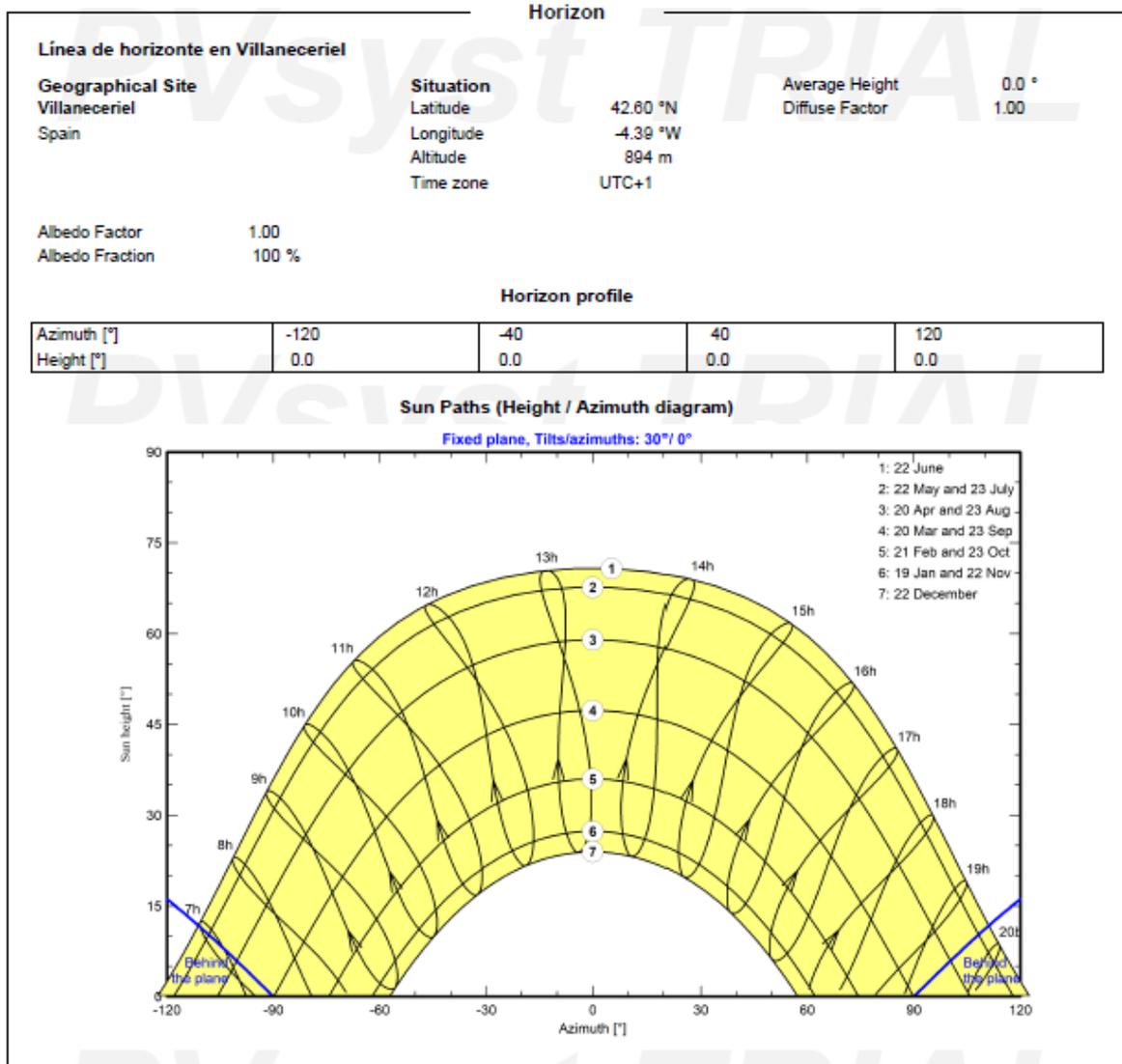


Ilustración 45– Informe de PVSYSY (2).

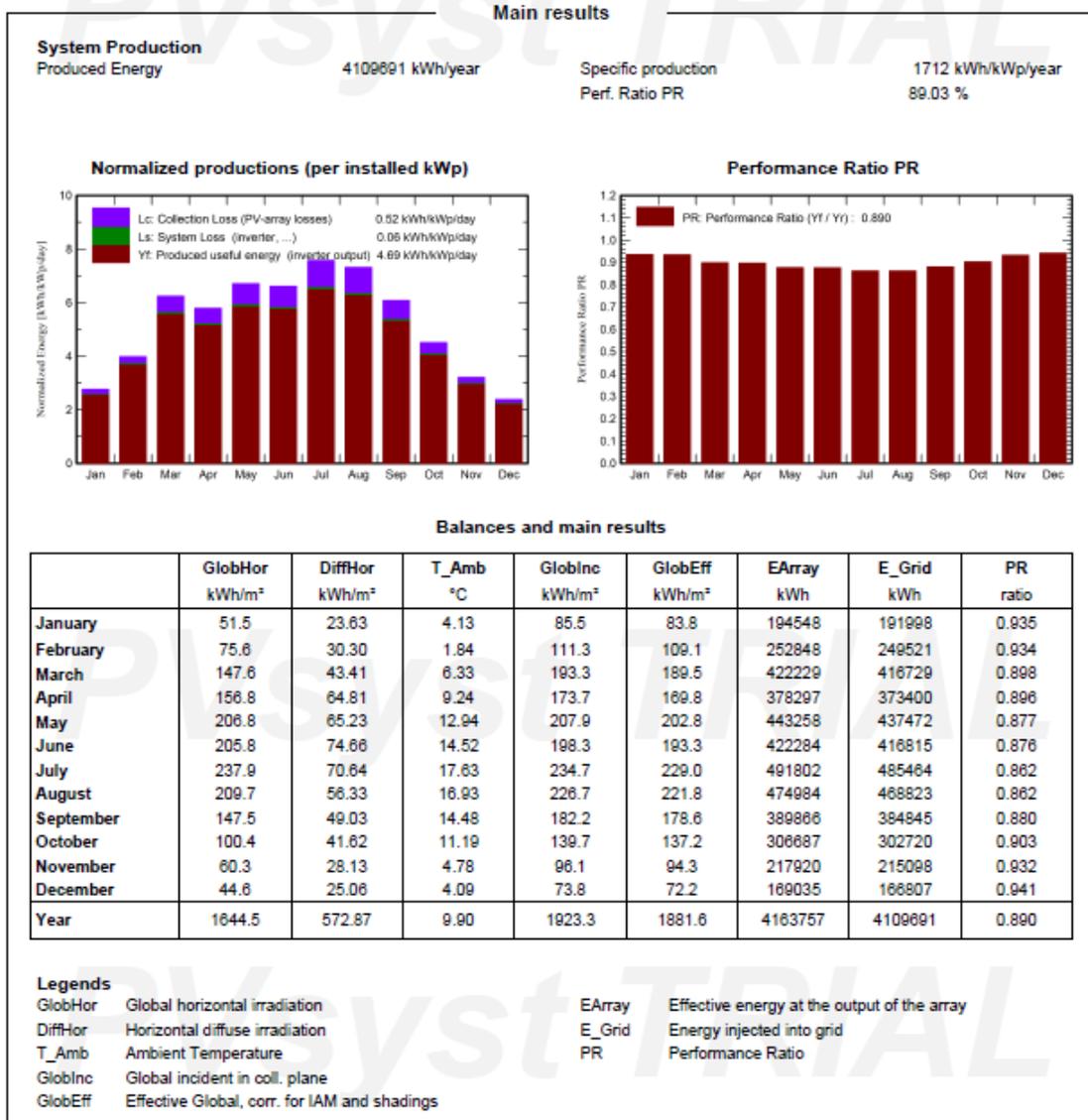


Ilustración 46– Informe de PVSYS (3).

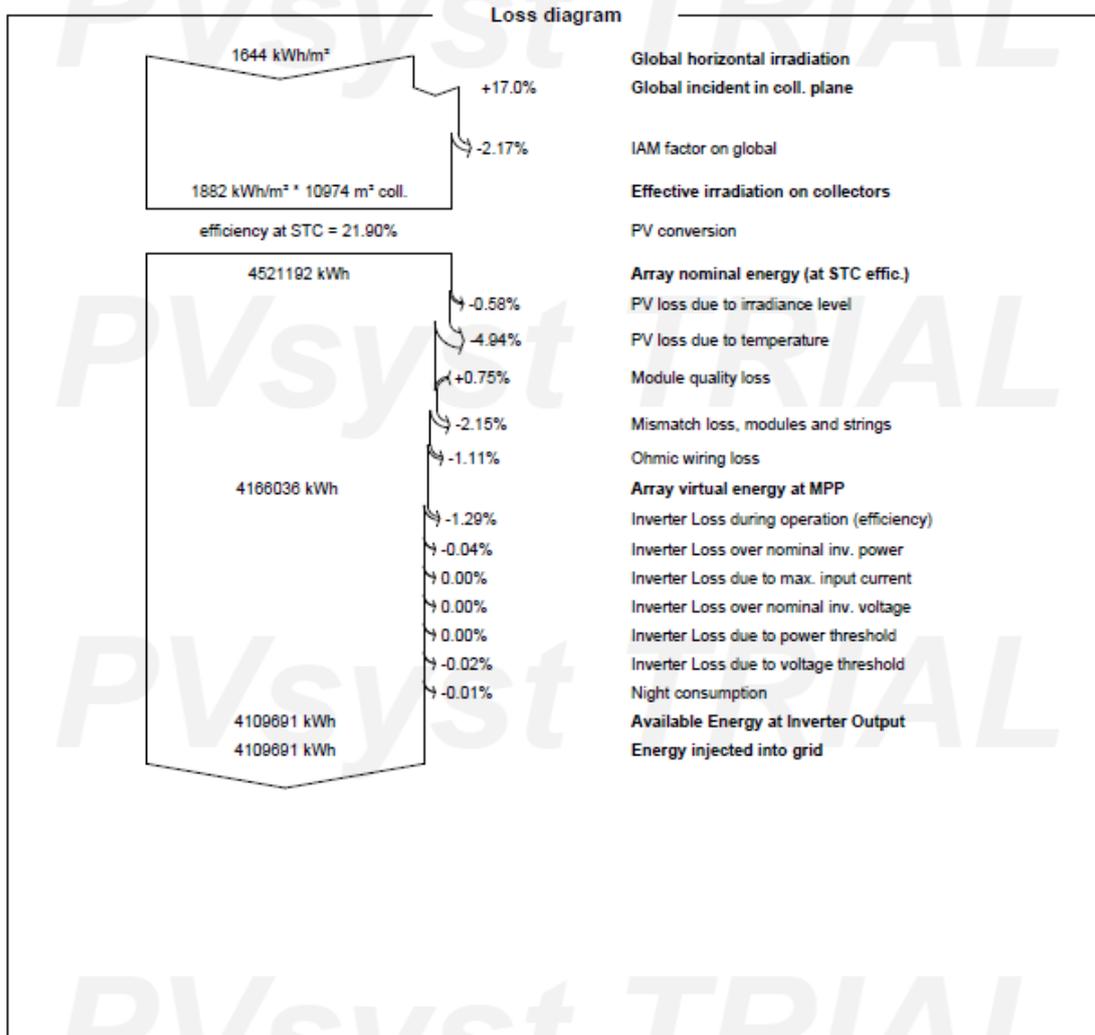


Ilustración 47– Informe de PVSYS (4).

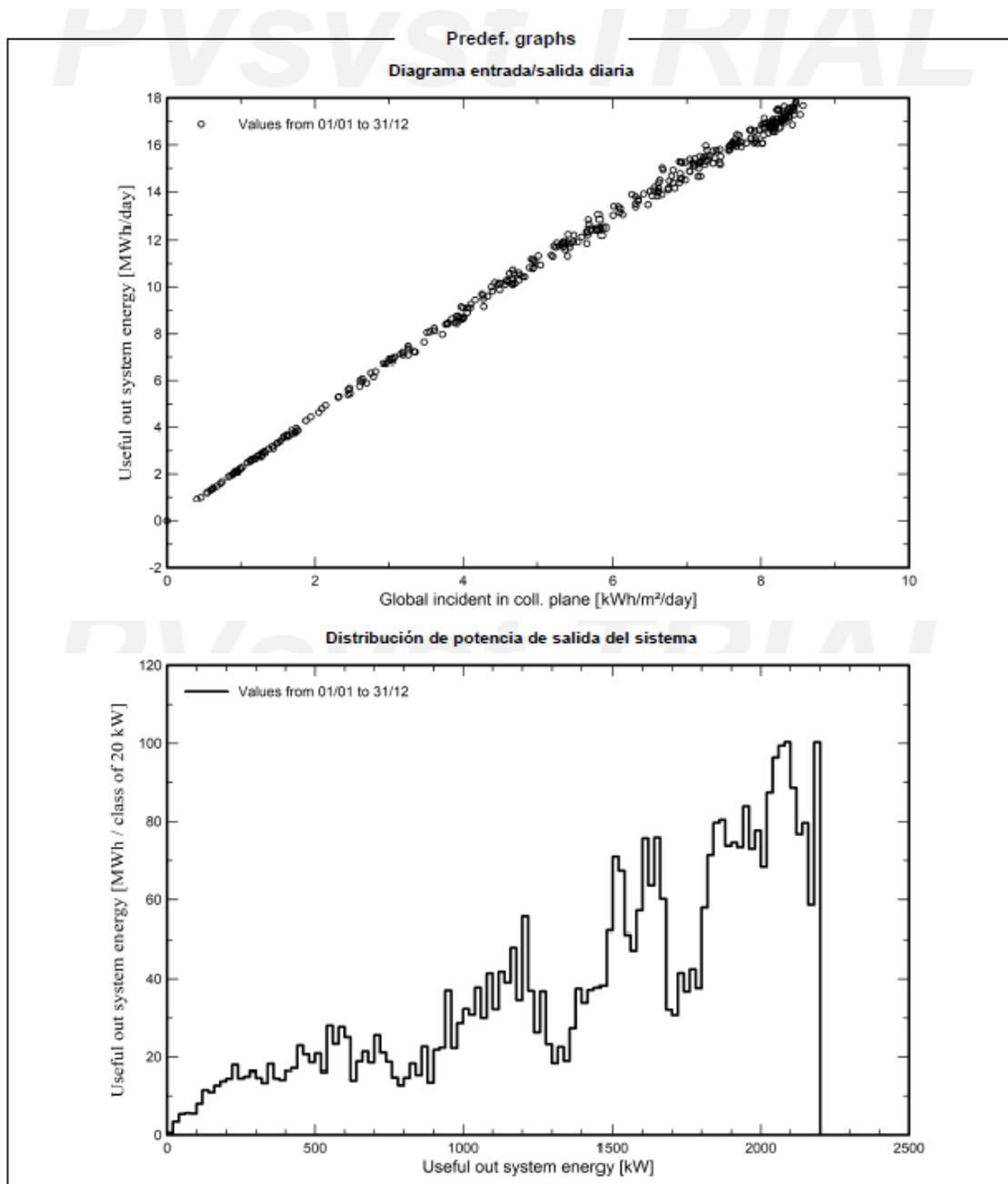


Ilustración 48– Informe de PVSYS (5).

2. CABLEADO ELÉCTRICO

Se calculan las secciones mínimas y caídas de tensión admisibles en la instalación para los elementos de corriente continua, los de baja tensión y los de alta tensión.

2.1 CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE CABLE DE CORRIENTE CONTINUA

Se dimensionan los cables que unen los paneles en serie en corriente continua formando la cadena de paneles. Cabe destacar que el fabricante recomienda una sección de 4mm^2 . Además, se utilizarán conectores especiales para módulos fotovoltaicos de rápida conexión.

Para calcular la sección mínima de cable, se tendrán en cuenta 3 criterios:

- Criterio térmico

Al tratarse de una instalación generadora de energía, la ITC-BT 40 establece que el cableado debe dimensionarse para una corriente no inferior al 125% de la intensidad máxima de funcionamiento.

Se deben aplicar unos factores de corrección en función de cómo se disponga el cableado. En la Tabla 17 se definen tres factores $f1$, $f2$ y $f3$. Para determinar el valor de los dos últimos acudirémos a las Tabla 18 y Tabla 19.

| Factores de corrección | |
|--|----------|
| Por exposición directa al sol $f1$ | 0,9 |
| Por agrupamiento de circuitos $f2$ | Tabla 18 |
| Por temperatura ambiente para cables XLPE $f3$ | Tabla 19 |

Tabla 17 - Factores de corrección del criterio térmico para cable de CC.

Una vez determinados los factores, la fórmula para el cálculo de corriente queda:

$$I_{MAX} = \frac{1,25 * I_L}{f1 * f2 * f3}$$

Donde I_L es la corriente máxima de funcionamiento de los paneles, es decir I_{MPP} .

TABLA C.52.3 UNE-HD 60364-5-52

| PUNTO | DISPOSICIÓN | NÚMERO DE CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES | | | | | | | | | | INSTALACIÓN TIPO |
|-------|--|---|------|------|------|------|------|------|------|------|--|------------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 6 | 9 | 12 | 16 | 20 | | |
| 1 | Agrupados al aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente. | 1,0 | 0,80 | 0,70 | 0,70 | 0,55 | 0,50 | 0,45 | 0,40 | 0,40 | | A a F |
| 2 | Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas. | 1,00 | 0,85 | 0,80 | 0,75 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | | C |
| 3 | Capa única fijada al techo. | 0,95 | 0,80 | 0,70 | 0,70 | 0,65 | 0,60 | 0,60 | 0,60 | 0,60 | | |
| 4 | Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales. | 1,0 | 0,90 | 0,80 | 0,75 | 0,75 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | | E y F |
| 5 | Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, soportes, bridas de amarre, etc. | 1,0 | 0,85 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | | |

Tabla 18 – Factor de corrección por agrupamiento de circuitos para cables XLPE.

TABLA 13 DE ITC-BT-07

Factor de corrección F para temperatura ambiente distinta de 40 °C (galerías subterráneas)

| TEMPERATURA MÁXIMA EN EL CONDUCTOR (α) (°C) | TEMPERATURA AMBIENTE (α) (°C) | | | | | | | | | | |
|---|-------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 | 55 | 60 |
| 90 | 1,27 | 1,22 | 1,18 | 1,14 | 1,10 | 1,05 | 1,00 | 0,95 | 0,90 | 0,84 | 0,77 |

Tabla 19 – Factor de corrección por temperatura ambiente para cables XLPE.

Una vez determinada la corriente máxima que soportará el cable I_{MAX} , la sección del cable vendrá asociado mediante tablas según el tipo de instalación, tipo de cable y tipo de aislamiento del conductor.

TABLA C.52.
Intensidades admisibles en amperios al aire (40 °C)

| MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-82 | TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES CARGADOS (2 o 3) | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|---------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------|------|---------------|---------------|-----|------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE) | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| A1 | | | PVC3 (70 °C) | PVC2 (70 °C) | | | | | XLPE3 (90 °C) | XLPE2 (90 °C) | | | | | | | | | |
| A2 | | PVC3 (70 °C) | PVC2 (70 °C) | | | | | | XLPE3 (90 °C) | XLPE2 (90 °C) | | | | | | | | | |
| B1 | | | | | PVC3 (70 °C) | PVC2 (70 °C) | | | | | | | XLPE3 (90 °C) | | | | XLPE2 (90 °C) | | |
| B2 | | | | | PVC3 (70 °C) | PVC2 (70 °C) | | | | | | | XLPE3 (90 °C) | XLPE2 (90 °C) | | | | | |
| C | | | | | | | | | PVC3 (70 °C) | | | | PVC2 (70 °C) | | | XLPE3 (90 °C) | | PVC2 (90 °C) | |
| D1/D2* | | VER SIGUIENTE TABLA | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| E | | | | | | | | | | PVC3 (70 °C) | | | | PVC2 (70 °C) | | | XLPE3 (90 °C) | XLPE2 (90 °C) | |
| F | | | | | | | | | | | | | | | PVC3 (70 °C) | | PVC2 (90 °C) | XLPE3 (90 °C) | XLPE2 (90 °C) |
| Cobre | mm² | 2 | 3 | 4 | 5a | 5b | 6a | 6b | 7a | 7b | 8a | 8b | 9a | 9b | 10a | 10b | 11 | 12 | 13 |
| | 1,5 | 11 | 11,5 | 12,5 | 13,5 | 14 | 14,5 | 15,5 | 16 | 16,5 | 17 | 17,5 | 19 | 20 | 20 | 20 | 21 | 23 | 25 |
| | 2,5 | 15 | 15,5 | 17 | 18 | 19 | 20 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 26 | 27 | 26 | 28 | 30 | 32 | 34 |
| | 4 | 20 | 20 | 22 | 24 | 25 | 26 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 34 | 36 | 36 | 38 | 40 | 44 | 46 |
| | 6 | 25 | 26 | 29 | 31 | 32 | 34 | 36 | 37 | 39 | 40 | 41 | 44 | 46 | 46 | 49 | 52 | 57 | 59 |
| | 10 | 33 | 36 | 40 | 43 | 45 | 46 | 49 | 52 | 54 | 54 | 57 | 60 | 63 | 65 | 68 | 72 | 78 | 82 |
| | 16 | 45 | 48 | 53 | 59 | 61 | 63 | 66 | 69 | 72 | 73 | 77 | 81 | 85 | 87 | 91 | 97 | 104 | 110 |
| | 25 | 59 | 63 | 69 | 77 | 80 | 82 | 86 | 87 | 91 | 95 | 100 | 103 | 108 | 110 | 115 | 122 | 135 | 146 |
| | 35 | 72 | 77 | 86 | 95 | 100 | 101 | 106 | 109 | 114 | 119 | 124 | 127 | 133 | 137 | 143 | 153 | 168 | 182 |
| | 50 | 86 | 94 | 103 | 116 | 121 | 122 | 128 | 133 | 139 | 145 | 151 | 155 | 162 | 167 | 174 | 188 | 204 | 220 |
| | 70 | 109 | 118 | 130 | 148 | 155 | 155 | 162 | 170 | 178 | 185 | 193 | 199 | 208 | 214 | 223 | 243 | 262 | 282 |
| | 95 | 131 | 143 | 156 | 180 | 188 | 187 | 196 | 207 | 216 | 224 | 234 | 241 | 252 | 259 | 271 | 298 | 320 | 343 |
| | 120 | 150 | 164 | 179 | 207 | 217 | 216 | 226 | 240 | 251 | 260 | 272 | 280 | 293 | 301 | 314 | 350 | 373 | 397 |
| | 150 | 171 | 188 | 196 | 224 | 236 | 247 | 259 | 276 | 289 | 299 | 313 | 322 | 337 | 343 | 359 | 401 | 430 | 458 |
| | 185 | 194 | 213 | 222 | 256 | 268 | 281 | 294 | 314 | 329 | 341 | 356 | 368 | 385 | 391 | 409 | 460 | 493 | 523 |
| | 240 | 227 | 249 | 258 | 299 | 315 | 330 | 345 | 368 | 385 | 401 | 419 | 435 | 455 | 468 | 489 | 545 | 583 | 617 |
| | 300 | 259 | 285 | 295 | 343 | 360 | 398 | 396 | 432 | 414 | 461 | 468 | 516 | 524 | 547 | 549 | 630 | 674 | 713 |
| Aluminio | 2,5 | 11,5 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 16,5 | 17 | 17,5 | 18 | 19 | 20 | 20 | 20 | 21 | 23 | 25 | |
| | 4 | 15 | 16 | 17 | 19 | 20 | 21 | 22 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 28 | 27 | 29 | 31 | 34 | |
| | 6 | 20 | 20 | 22 | 24 | 25 | 27 | 29 | 28 | 30 | 31 | 32 | 33 | 35 | 36 | 38 | 40 | 44 | |
| | 10 | 26 | 27 | 31 | 33 | 35 | 38 | 40 | 40 | 41 | 42 | 44 | 46 | 49 | 50 | 52 | 56 | 60 | |
| | 16 | 35 | 37 | 41 | 46 | 48 | 50 | 52 | 53 | 55 | 57 | 60 | 63 | 66 | 66 | 70 | 76 | 82 | 87 |
| | 25 | 46 | 49 | 54 | 60 | 63 | 63 | 66 | 67 | 70 | 72 | 75 | 78 | 81 | 84 | 88 | 97 | 98 | 110 |
| | 35 | | | | 74 | 78 | 78 | 81 | 83 | 87 | 89 | 93 | 97 | 101 | 104 | 109 | 114 | 122 | 136 |
| | 50 | | | | 90 | 94 | 95 | 100 | 101 | 106 | 108 | 113 | 118 | 123 | 127 | 132 | 140 | 149 | 167 |
| | 70 | | | | 115 | 121 | 121 | 127 | 130 | 136 | 139 | 145 | 151 | 158 | 162 | 170 | 180 | 192 | 215 |
| | 95 | | | | 140 | 146 | 147 | 154 | 159 | 166 | 169 | 177 | 183 | 192 | 197 | 206 | 219 | 233 | 262 |
| | 120 | | | | 161 | 169 | 171 | 179 | 184 | 192 | 196 | 205 | 213 | 222 | 228 | 239 | 254 | 273 | 306 |
| | 150 | | | | | 187 | 196 | 205 | 213 | 222 | 227 | 237 | 246 | 257 | 264 | 276 | 294 | 314 | 353 |
| 185 | | | | | 212 | 222 | 232 | 243 | 254 | 259 | 271 | 281 | 293 | 301 | 315 | 337 | 361 | 406 | |
| 240 | | | | | 248 | 261 | 273 | 287 | 300 | 306 | 320 | 332 | 347 | 355 | 372 | 399 | 427 | 482 | |
| 300 | | | | | 285 | | 313 | | 331 | | 366 | | 400 | | 429 | 462 | 494 | 558 | |

Tabla 20 – Corriente máxima admisible, según cable, tipo de instalación, aislamiento y sección.

- Criterio de la caída de tensión

Este criterio establece que la sección de cable elegida debe ser tal que asegure la caída de tensión no supera el 1,5% en todo el trayecto de continua. La caída de tensión en el cable se expresa como:

$$\Delta U = I_L * R$$

Donde I_L señala intensidad de la línea que conecta los módulos en serie IMPP y R la resistencia del cable, la cual se expresa como:

$$R = 2 * \rho * \frac{l}{S}$$

Donde ρ es la resistividad del cable a la temperatura máxima del aislamiento (90°C), para el cobre $0,022 \text{ mm}^2 \cdot \Omega / \text{m}$, l la longitud del cable y S la sección del conductor.

Esta caída de tensión se irá sumando desde la salida del panel hasta su punto final, en este caso la entrada del inversor, la cual no deberá superar el 1,5% total.

- Criterio de la intensidad de cortocircuito

Se trata de un criterio menos relevante en términos generales para el dimensionamiento FV ya que la corriente de cortocircuito es parecida a la del punto de máxima potencia. La sección mínima del conductor viene determinada por la siguiente expresión:

$$S = \frac{I_{SC} * \sqrt{t}}{k}$$

Donde I_{SC} es la corriente de cortocircuito del módulo seleccionado, t el tiempo en segundos de duración del corto (60s) y k un coeficiente que depende del conductor (para cobre y aislamiento XLPE, $k=143$).

2.1.1 Cálculo de la sección de cable de módulos en serie

- Criterio térmico

Al ser un cable que solo tendrá 2 cables, uno para el positivo y otro para el negativo, en canalización exterior:

| Factores de corrección | |
|--|------|
| Por exposición directa al sol f1 | 0,9 |
| Por agrupamiento de circuitos f2 | 0,85 |
| Por temperatura ambiente para cables XLPE f3 | 0,95 |

Tabla 21 – Factores de corrección para el cable de módulos en serie.

Aplicando la fórmula de la corriente, con I_L la corriente para el punto máximo de corriente del módulo:

$$I_{MAX} = \frac{1,25 * 13,32 \text{ A}}{0,9 * 0,85 * 0,95} = 22,91 \text{ A}$$

$$\text{Tabla} \rightarrow S = 2,5 \text{ mm}^2 \text{ (XLPE3 tipo F)}$$

- Criterio de la caída de tensión

Suponiendo una longitud máxima desde el último panel de la cadena y aplicando un 25% de coeficiente extra.

$$R = 2 * \rho * \frac{l}{S} = 2 * 0,022 \text{ mm}^2 * \Omega / \text{m} * \frac{17,87 \text{ m}}{4 \text{ mm}^2} = 0,1966 \Omega$$

$$\Delta U = I_L * R = 13,32 \text{ A} * 0,1966 \Omega = 2,61 \text{ V}$$

Lo que supone un 0,26 % de caída de tensión.

- Criterio de la intensidad de cortocircuito

$$S = \frac{I_{SC} * \sqrt{t}}{k} = \frac{14,16 A * \sqrt{60 s}}{143} = 0,76 mm^2$$

Con todo ello se opta por una sección de 4mm² como recomienda el fabricante.

2.1.2 Cálculo de la sección de cable cadena-combinador

- Criterio térmico

La agrupación de cables será como máximo de 12 cables (12 cadenas), en subterránea:

| Factores de corrección | |
|--|------|
| Por exposición directa al sol f1 | 0,9 |
| Por agrupamiento de circuitos f2 | 0,70 |
| Por temperatura ambiente para cables XLPE f3 | 0,95 |

Tabla 22 – Factores de corrección para el cable cadena-combinador.

Aplicando la fórmula de la corriente, con I_L la corriente para el punto máximo de corriente del módulo:

$$I_{MAX} = \frac{1,25 * 13,32 A}{0,9 * 0,70 * 0,95} = 27,82 A$$

$$Tabla \rightarrow S = 2,5 mm^2 (XLPE3 tipo F)$$

- Criterio de la caída de tensión

Suponiendo una longitud máxima desde el último panel de la cadena y aplicando un 25% de coeficiente extra.

| Combinador | Cadenas | Longitud (m) | R (Ω) | AU (V) | AU(%) | Total acumulado |
|------------|---------|--------------|-------|--------|-------|-----------------|
| 1 | 12 | 57,8 | 0,42 | 5,65 | 0,55% | 0,81% |
| 2 | 12 | 51,5 | 0,38 | 5,03 | 0,49% | 0,75% |
| 3 | 12 | 34,7 | 0,25 | 3,39 | 0,33% | 0,59% |
| 4 | 12 | 40,4 | 0,30 | 3,95 | 0,39% | 0,64% |
| 5 | 12 | 34,7 | 0,25 | 3,39 | 0,33% | 0,59% |
| 6 | 11 | 34,7 | 0,25 | 3,39 | 0,33% | 0,59% |
| 7 | 12 | 34,7 | 0,25 | 3,39 | 0,33% | 0,59% |
| 8 | 12 | 34,7 | 0,25 | 3,39 | 0,33% | 0,59% |
| 9 | 11 | 34,7 | 0,25 | 3,39 | 0,33% | 0,59% |
| 10 | 12 | 34,7 | 0,25 | 3,39 | 0,33% | 0,59% |
| 11 | 12 | 57,8 | 0,42 | 5,65 | 0,55% | 0,81% |
| 12 | 12 | 34,7 | 0,25 | 3,39 | 0,33% | 0,59% |

| | | | | | | |
|----|----|------|------|------|-------|-------|
| 13 | 12 | 57,8 | 0,42 | 5,65 | 0,55% | 0,81% |
| 14 | 11 | 51,9 | 0,38 | 5,07 | 0,50% | 0,76% |
| 15 | 12 | 46,4 | 0,34 | 4,53 | 0,45% | 0,70% |

Tabla 23 – Cálculo de las caídas de tensión.

- Criterio de la intensidad de cortocircuito

$$S = \frac{I_{SC} * \sqrt{t}}{k} = \frac{14,16 A * \sqrt{60 s}}{143} = 0,76 mm^2$$

Con todo ello se opta por una sección de 6mm².

2.1.3 Cálculo de la sección de cable combinador-inversor

- Criterio térmico

El cable bipolar irá por canalización subterránea:

| Factores de corrección | |
|--|------|
| Por exposición directa al sol f1 | 0,9 |
| Por agrupamiento de circuitos f2 | 0,85 |
| Por temperatura ambiente para cables XLPE f3 | 0,95 |

Tabla 24 – Factores de corrección para el cable combinador-inversor.

Aplicando la fórmula de la corriente, con I_L la corriente para el punto máximo de corriente del módulo por el número de cadenas que recoge el combinador:

$$I_{MAX} = \frac{1,25 * 13,32 A * 12}{0,9 * 0,85 * 0,95} = 274,92 A$$

$$Tabla \rightarrow S = 150 mm^2(XLPE3)$$

- Criterio de la caída de tensión

Teniendo en cuenta la caída de tensión de los tramos anteriores, y eligiendo una sección de 240 mm²:

| Combinador | Cadenas | Longitud (m) | R (Ω) | AU (V) | AU (%) | Total acumulado |
|------------|---------|--------------|-------|--------|--------|-----------------|
| 1 | 12 | 136 | 0,02 | 3,99 | 0,39% | 1,20% |
| 2 | 12 | 101 | 0,02 | 2,96 | 0,29% | 1,04% |
| 3 | 12 | 152 | 0,03 | 4,45 | 0,44% | 1,03% |
| 4 | 12 | 31 | 0,01 | 0,91 | 0,09% | 0,73% |
| 5 | 12 | 74 | 0,01 | 2,17 | 0,21% | 0,80% |
| 6 | 11 | 86 | 0,02 | 2,31 | 0,23% | 0,82% |
| 7 | 12 | 199 | 0,04 | 5,83 | 0,57% | 1,16% |

| | | | | | | |
|----|----|-----|------|------|-------|-------|
| 8 | 12 | 164 | 0,03 | 4,81 | 0,47% | 1,06% |
| 9 | 11 | 118 | 0,02 | 3,17 | 0,31% | 0,90% |
| 10 | 12 | 229 | 0,04 | 6,71 | 0,66% | 1,25% |
| 11 | 12 | 155 | 0,03 | 4,54 | 0,45% | 1,26% |
| 12 | 12 | 247 | 0,05 | 7,24 | 0,71% | 1,30% |
| 13 | 12 | 195 | 0,04 | 5,71 | 0,56% | 1,37% |
| 14 | 11 | 253 | 0,05 | 6,80 | 0,67% | 1,42% |
| 15 | 12 | 283 | 0,05 | 8,29 | 0,81% | 1,52% |

Tabla 25 – Cálculo de la caída de tensión acumulada.

Se observa que todos los tramos cumplen la condición de caída de tensión menor al 1,5%, salvo en el último tramo de mayor distancia que se considera admisible.

- Criterio de la intensidad de cortocircuito

$$S = \frac{I_{SC} * \sqrt{t}}{k} = \frac{14,16 A * 12 * \sqrt{60 s}}{143} = 9,12 mm^2$$

Con todo ello se opta por una sección de 240mm².

2.2 CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE CABLE DE BAJA TENSIÓN

Este tramo será desde las salidas del inversor hasta la entrada de las bornas de baja del transformador.

- Criterio térmico

Al igual que en corriente continua, la ITC-BT 40 establece que el cableado debe dimensionarse para una corriente no inferior al 125% de la intensidad máxima de funcionamiento.

Se deben aplicar unos factores de corrección en función de cómo vaya el cableado. En la Tabla 30 se definen tres factores f_1 , f_2 , f_3 y f_4 .

Para determinar el valor de los parámetros se supondrá que el cableado irá bajo tubo enterrado, con 3 conductores unipolares. El valor de la resistividad térmica supuesto será de 2,5 K*m/W . La temperatura ambiente de 25°C y profundidad de 0,7m. Los factores vendrá en las siguientes tablas:

TABLA B.52.15

Factores de corrección de la intensidad admisible para temperaturas ambiente del terreno diferentes de 25 °C a aplicar para cables (en conductos enterrados)

| AISLAMIENTO | TEMPERATURA AMBIENTE (°C) | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------|---------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 | 55 | 60 | 65 | 70 | 75 | 80 |
| Tipo PVC (termoplástico) | 1,16 | 1,11 | 1,05 | 1,00 | 0,94 | 0,88 | 0,81 | 0,75 | 0,66 | 0,58 | 0,47 | - | - | - | - |
| Tipo XLPE o EPR (termoestable) | 1,11 | 1,08 | 1,04 | 1,00 | 0,97 | 0,93 | 0,89 | 0,83 | 0,79 | 0,74 | 0,68 | 0,63 | 0,55 | 0,48 | 0,40 |



Tabla 26 – Factor de corrección en función de la temperatura del terreno.

TABLA B.52.16

Factores de corrección de la intensidad admisible para cables soterrados en terrenos de resistividad térmica diferente a 2,5 K·m/W

| RESISTIVIDAD TÉRMICA K·m/W | 0,5 | 0,7 | 1 | 1,5 | 2 | 2,5 | 3 |
|-------------------------------------|------|------|------|------|------|-----|------|
| Cables en conductos enterrados (D1) | 1,28 | 1,20 | 1,18 | 1,1 | 1,05 | 1 | 0,96 |
| Cables enterrados directamente (D2) | 1,88 | 1,62 | 1,5 | 1,28 | 1,12 | 1 | 0,90 |

Tabla 27 – Factor de corrección en función de la resistividad térmica del terreno.

TABLA 9 DE ITC-BT-07

Factores de corrección para diferentes profundidades de tendido (cables soterrados)

Si la profundidad a la que está enterrado el cable es distinta a 70 cm, se considerará el factor de corrección correspondiente:



| PROFUNDIDAD m | 0,40 | 0,50 | 0,60 | 0,70 | 0,80 | 0,90 | 1,00 | 1,20 |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Factor de corrección | 1,03 | 1,02 | 1,01 | 1,00 | 0,99 | 0,98 | 0,97 | 0,95 |

Tabla 28 – Factor de corrección en función de la profundidad del conductor.

TABLA C.52.3

| PUNTO | DISPOSICIÓN | NÚMERO DE CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES | | | | | | | | | | INSTALACIÓN TIPO |
|-------|--|---|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|------------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 6 | 9 | 12 | 16 | 20 | | |
| 1 | Agrupados al aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente. | 1,0 | 0,80 | 0,70 | 0,70 | 0,55 | 0,50 | 0,45 | 0,40 | 0,40 | A a F | |
| 2 | Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas. | 1,00 | 0,85 | 0,80 | 0,75 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | C | |
| 3 | Capa única fijada al techo. | 0,95 | 0,80 | 0,70 | 0,70 | 0,65 | 0,60 | 0,60 | 0,60 | 0,60 | | |
| 4 | Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales. | 1,0 | 0,90 | 0,80 | 0,75 | 0,75 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | E y F | |
| 5 | Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, soportes, bridas de amarre, etc. | 1,0 | 0,85 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | | |

Tabla 29 – Factor de corrección en función del agrupamiento de circuitos.

| Factores de corrección | |
|--------------------------------|----------|
| Por temperatura del terreno f1 | Tabla 26 |
| Por resistividad térmica f2 | Tabla 27 |
| Por profundidad del terreno f3 | Tabla 28 |
| Por agrupación de circuitos f4 | Tabla 29 |

Tabla 30 - Factores de corrección para el criterio térmico de cables de BT.

Una vez determinados los factores, la fórmula para el cálculo de corriente queda:

$$I_{MAX} = \frac{1,25 * I_L}{f1 * f2 * f3 * f4}$$

Donde I_L es la corriente es la intensidad máxima del conductor. Con el valor de I_{MAX} utilizaremos la Tabla 31, teniendo en cuenta que se empleará instalación soterrada bajo tubo (tipo D) y aislamiento XLPE3.

TABLA C.52.2 bis

| *Métodos D1/D2 | Sección mm ² | 1,5 | 2,5 | 4 | 6 | 10 | 16 | 25 | 35 | 50 | 70 | 95 | 120 | 150 | 185 | 240 | 300 |
|-----------------|-------------------------|-----|-----|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Cobre | PVC2 | 20 | 27 | 36 | 44 | 59 | 76 | 98 | 118 | 140 | 173 | 205 | 233 | 264 | 296 | 342 | 387 |
| | PVC3 | 17 | 22 | 29 | 37 | 49 | 63 | 81 | 97 | 115 | 143 | 170 | 192 | 218 | 245 | 282 | 319 |
| | XLPE2 | 24 | 32 | 42 | 53 | 70 | 91 | 116 | 140 | 166 | 204 | 241 | 275 | 311 | 348 | 402 | 455 |
| | XLPE3 | 21 | 27 | 35 | 44 | 58 | 75 | 96 | 117 | 138 | 170 | 202 | 230 | 260 | 291 | 336 | 380 |
| Aluminio | XLPE2 | - | - | - | - | - | 70 | 89 | 107 | 126 | 156 | 185 | 211 | 239 | 267 | 309 | 349 |
| | XLPE3 | - | - | - | - | - | 58 | 74 | 90 | 107 | 132 | 157 | 178 | 201 | 226 | 261 | 295 |

Tabla 31 – Corrientes máximas admisibles en función de aislamiento y sección.

- Criterio de la caída de tensión

Este criterio establece que la sección de cable elegida debe ser tal que asegure la caída de tensión no supera el 1,5% en todo el cable de corriente alterna. Así, la sección viene determinada por la expresión:

$$S = \frac{P * L * 100}{\Delta U (\%) * K * U^2}$$

Donde S es la sección mínima de cable en mm², P la potencia en W, L la longitud de cable en m, $\Delta U (\%)$ la caída de tensión admisible expresada en tanto por ciento, K la conductividad del conductor a la temperatura de servicio (para el cable XLPE3 el valor es de 45,45 m/Ω*mm²) y U la tensión nominal de la línea.

2.2.1 Cálculo de la sección de cable inversor-transformador

- Criterio térmico

| Factores de corrección | |
|--------------------------------|-----|
| Por temperatura del terreno f1 | 1 |
| Por resistividad térmica f2 | 1 |
| Por profundidad del terreno f3 | 1 |
| Por agrupación de circuitos f4 | 0,7 |

Tabla 32 – Factores de corrección para el criterio térmico del cable inversor-transformador.

$$I_{MAX} = \frac{1,25 * I_L}{f1 * f2 * f3 * f4} = \frac{1,25 * 13,32 A * 177}{1 * 1 * 1 * 0,7} = 4210,07 A > 380 A$$

Por lo tanto se emplearán:

$$Tabla \rightarrow S = 300 \text{ mm}^2 \times 12 \text{ (Imax} = 380 \times 12 = 4560 \text{ A)}$$

12 conductores de 300mm² se sección.

- Criterio de la caída de tensión

Aplicando:

$$S = \frac{P * L * 100}{\Delta U (\%) * K * U^2}$$

| Longitud | P (W) | K (m/(Ω*mm ²)) | Caída de tensión (%) | U (V) | S (mm ²) | Sección normalizada (mm ²) |
|----------|---------|----------------------------|----------------------|-------|----------------------|--|
| 10 | 2180000 | 45,45 | 1,50% | 400 | 199,85 | 240 |

Tabla 33 – Cálculos del criterio de la caída de tensión el cable inversor-transformador.

Con todo ello, se selecciona el criterio más restrictivo (criterio térmico) empleando 12 conductores de 300 mm².

2.3 CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE CABLE DE MEDIA TENSIÓN

Este tramo será las salidas de alta de las bornas del transformador hasta las celdas de media tensión. Se empleará un conductor de aluminio y aislamiento HERP (Prysmian). Acudiremos de nuevo a los criterios anteriores:

- Criterio térmico

Se calculará primero la corriente máxima permanente $I_{MAXPERM}$

$$I_{MAXPERM} = \frac{P_{INV}}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi}$$

Donde P_{INV} es la potencia nominal del inversor, U la tensión de línea y $\cos \varphi$ el factor de potencia, suponiéndolo de 0,9.

En este caso no se consideran desviaciones con respecto a las condiciones estándar por lo que no se aplicarán factores de corrección. Se empleará la Tabla 34:

| Sección nominal mm ² | Tensión nominal | | | | | |
|---------------------------------|-------------------------------|-----|------------|------------|-----|-----|
| | 105 °C 1,8/3 kV a 18/30 kV | | | | | |
| | (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | (6) |
| | Conductores de Al | | | | | |
| 16 | 92 | 80 | 82 | 76 | 78 | 72 |
| 25 | 125 | 110 | 105 | 95 | 100 | 95 |
| 35 | 150 | 135 | 125 | 115 | 120 | 110 |
| 50 | 180 | 160 | 145 | 135 | 145 | 130 |
| 70 | 225 | 200 | 180 | 170 | 170 | 160 |
| 95 | 275 | 240 | 215 | 200 | 205 | 190 |
| 120 | 320 | 280 | 245 | 230 | 235 | 215 |
| 150 | 360 | 315 | 275 | 255 | 265 | 240 |
| 185 | 415 | 360 | 315 | 290 | 295 | 275 |
| 240 | 495 | 425 | 365 | 345 | 345 | 325 |
| 300 | 565 | 485 | 410 | 390 | 390 | 365 |
| 400 | 660 | - | 470 | 450 | - | - |
| 500 | 775 | - | 540 | 515 | - | - |
| 630 | 905 | - | 615 | 590 | - | - |

Tabla 34 – Corrientes admisibles del cable en función de la sección del conductor y el tipo de instalación para MT.

- Criterio de la caída de tensión

Para el caso de líneas de media tensión, la caída de tensión en la línea no será superior al 5%. La expresión que se emplea en este caso es:

$$\Delta U (\%) = \frac{100}{U} * \sqrt{3} * I * L * (R * \cos \varphi + X * \sin \varphi)$$

Donde L es la longitud de la línea (expresada en km), R (Ω/km) la resistencia del conductor a la máxima temperatura de funcionamiento y X (Ω/km) la reactancia del conductor.

Los valores de R y X se obtienen de las siguientes tablas (Tabla 35 y Tabla 36):

TABLA VI
Resistencia a la frecuencia de 50 Hz (90 °C)

| Sección nominal mm ² | Resistencia máxima en c.a. y a 90 °C en Ω/km | | | |
|---------------------------------|---|--------------|-------------------|-------|
| | Cables Unipolares | | Cables Tripolares | |
| | Cu | Al | Cu | Al |
| 10 | 2.310 | - | 2.346 | - |
| 16 | 1.455 | 2.392 | 1.479 | 2.431 |
| 25 | 0.918 | 1.513 | 0.936 | 1.542 |
| 35 | 0.663 | 1.093 | 0.675 | 1.112 |
| 50 | 0.490 | 0.800 | 0.499 | 0.822 |
| 70 | 0.339 | 0.558 | 0.345 | 0.568 |
| 95 | 0.245 | 0.403 | 0.249 | 0.410 |
| 120 | 0.195 | 0.321 | 0.197 | 0.324 |
| 150 | 0.159 | 0.262 | 0.161 | 0.265 |
| 185 | 0.127 | 0.209 | 0.129 | 0.212 |
| 240 | 0.098 | 0.161 | 0.099 | 0.163 |
| 300 | 0.078 | 0.128 | - | - |
| 400 | 0.062 | 0.102 | - | - |
| 500 | 0.051 | 0.084 | - | - |

Tabla 35 - Resistencia (R) a la máxima temperatura de funcionamiento según tipo de cable y sección, para MT

TABLA VIII
Reactancia la frecuencia de 50 Hz

| Sección nominal mm ² | Reactancia X en Ω/km por fase | | | | | | |
|---|--------------------------------------|----------|---------|-----------|--------------|----------|--------------|
| | Tensión nominal del cable | | | | | | |
| | 1,8/3 kV | 3,6/6 kV | 6/10 kV | 8,7/15 kV | 12/20 kV | 15/25 kV | 18/30 kV |
| Tres cables unipolares en contacto mutuo | | | | | | | |
| 10 | 0.135 | - | - | - | - | - | - |
| 16 | 0.126 | - | - | - | - | - | - |
| 25 | 0.118 | 0.125 | 0.134 | 0.141 | - | - | - |
| 35 | 0.113 | 0.118 | 0.128 | 0.135 | 0.140 | - | - |
| 50 | 0.108 | 0.113 | 0.122 | 0.128 | 0.130 | 0.140 | 0.148 |
| 70 | 0.101 | 0.106 | 0.115 | 0.120 | 0.122 | 0.130 | 0.137 |
| 95 | 0.099 | 0.102 | 0.110 | 0.115 | 0.118 | 0.121 | 0.129 |
| 120 | 0.095 | 0.098 | 0.106 | 0.111 | 0.112 | 0.118 | 0.123 |
| 150 | 0.093 | 0.096 | 0.102 | 0.108 | 0.110 | 0.115 | 0.118 |
| 185 | 0.089 | 0.093 | 0.100 | 0.104 | 0.106 | 0.110 | 0.113 |
| 240 | 0.088 | 0.090 | 0.097 | 0.101 | 0.102 | 0.106 | 0.109 |
| 300 | 0.086 | 0.088 | 0.093 | 0.097 | 0.099 | 0.103 | 0.105 |
| 400 | 0.085 | 0.086 | 0.091 | 0.095 | 0.096 | 0.100 | 0.102 |
| 500 | 0.084 | 0.084 | 0.089 | 0.092 | 0.093 | 0.096 | 0.099 |

Tabla 36- Reactancia (X) a la máxima temperatura de funcionamiento según tipo de cable y sección, para MT.

- Criterio de la intensidad de cortocircuito

La corriente de cortocircuito I_{CC} vendrá determinada por la expresión:

$$I_{CC} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} * U}$$

Donde S_{CC} es la potencia de cortocircuito y la U la tensión de nominal de media tensión.

Una vez determinada la intensidad de cortocircuito, la sección mínima de cable S será:

$$S = \frac{I_{CC} * \sqrt{t}}{k}$$

Donde I_{CC} es la corriente de cortocircuito, t el tiempo de actuación de las protecciones (100ms) y k un coeficiente que depende del conductor ($k=94$ para el aluminio).

2.3.1 Cálculo de la sección de cable de salida del transformador

- Criterio térmico

$$I_{MAXPERM} = \frac{P_{INV}}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi} = \frac{2180000 W}{\sqrt{3} * 12000 V * 0,9} = 116,54 A$$

Tabla $\rightarrow 35 \text{ mm}^2$ ($I_{adm} = 125 A$)

- Criterio de la caída de tensión

$$\Delta U (\%) = \frac{100}{12000V} * \sqrt{3} * 116,54 A * 0,01 \text{ km} * \left(1,112 \frac{\Omega}{\text{km}} * 0,9 + 0,14 \frac{\Omega}{\text{km}} * 0,44 \right) = 0,02\%$$

- Criterio de la intensidad de cortocircuito

$$I_{CC} = \frac{500 * 10^6 W}{\sqrt{3} * 12000V} = 24,1 \text{ kA}$$

$$S = \frac{I_{CC} * \sqrt{t}}{k} = \frac{24,1 * 10^3 A * \sqrt{100 \text{ ms}}}{94} = 80,93 \text{ mm}^2$$

Se selecciona una sección de 120 mm^2 .

2.4 CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE CABLE DE LOS SERVICIOS AUXILIARES

Se estimará una potencia contratada de 3,3 kW de potencia, por lo que la corriente de línea será:

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos(\varphi)} = \frac{3.300 W}{\sqrt{3} * 400 V * \cos(1)} = 4,76 A$$

Siendo P la potencia contratada de los servicios auxiliares, U la tensión nominal de línea un factor de potencia $\cos(\varphi)$ de 1.

Al ser un conductor trifásico de, suponiéndolo sobre instalación de aire sobre rejilla metálica, a temperatura de 40°C y conductor de cobre con aislamiento XLPE.

Aplicando los criterios térmicos y de caída de tensión:

- Criterio térmico

Del mismo modo que lo aplicado previamente, se aplicarán unos factores de corrección en función del agrupamiento de cables y por exposición al sol.

| Factores de corrección | |
|------------------------------------|----------|
| Por exposición directa al sol $f1$ | 0,9 |
| Por agrupamiento de circuitos $f2$ | Tabla 18 |

Tabla 37 - Factores de corrección para el criterio térmico de los cables de servicios auxiliares.

Aplicando la expresión:

$$I_{MAX} = \frac{1,25 * I_L}{f1 * f2}$$

Donde I_L es la corriente de la línea, en este caso la corriente nominal del cable, $f1 * f2$, los factores de corrección.

Aplicando un $f2$ de 0,8 resulta:

$$I_{MAX} = \frac{1,25 * 4,76 A}{0,9 * 0,8} = 8,26 A$$

Por lo tanto, acudiendo a la Tabla 31:

Tabla → $S = 1,5 \text{ mm}^2$ ($I_Z = 21 A$) Tabla 31 – Corrientes máximas admisibles en función de asilamiento y sección

- Criterio de la caída de tensión

Cómo ya se aplicó previamente, este criterio establece que la sección de cable elegida se debe ser tal que asegure la caída de tensión no supera el 1,5 %.

En primer lugar, se calcula la resistencia del conductor mediante la expresión:

$$R = 2 * \rho * \frac{l}{S}$$

Donde ρ es la resistividad del cable a la temperatura máxima del aislamiento (90°C), para el cobre $0,022 \text{ mm}^2 * \Omega / \text{m}$, l la longitud del cable y S la sección del conductor.

Conociendo la R , la caída de tensión que se produce en el cable se expresa como:

$$\Delta U = I_L * R$$

Donde ΔU es la caída de tensión en V, I_L la intensidad del conductor y R la resistencia del cable.

Aplicando:

$$R = 2 * 0,022 \frac{\text{mm}^2 * \Omega}{\text{m}} * \frac{30 \text{ m}}{1,5 \text{ mm}^2} = 0,88 \Omega$$

$$\Delta U = 4,76 A * 0,88 \Omega = 4,19 V (1,04 \%)$$

Por lo tanto, la sección seleccionada será de 1,5 mm².

3. PROTECCIONES

3.1 PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA

La condición que suele exigirse a los fusibles de corriente continua es que su tensión nominal

V_N sea un 15% superior a la tensión en circuito abierto de la cadena:

$$V_N \geq 1,15 * V_{OC} * N$$

Siendo N el número de módulos en serie de la cadena. Además, el fusible debe cumplir la condición de que la corriente se encuentre en el rango:

$$1,5 * I_{SC} \geq I_N \geq 2 * I_{SC}$$

3.1.1 Fusible de combinadores

Se selecciona un fusible de 25 A y 1500 V

$$1500 V \geq 1388,28 V$$

$$28,32 A \geq 25 A \geq 21,24 A$$

3.1.2 Fusible de caja de conexión general

Se selecciona un fusible de 300 A y 1500 V

$$1500 V \geq 1207,2 V$$

$$339,84 A \geq 300 A \geq 254,88 A$$

3.2 PROTECCIONES DE MEDIA TENSIÓN

El transformador está protegido por las celdas de media tensión, las cuales tienen los sistemas necesarios de corte y protección.

3.3 PROTECCIONES DE SERVICIOS AUXILIARES

Habrá que contemplar la protección de los servicios auxiliares por medio de elementos frente a sobrecargas y cortocircuitos.

- Sobrecargas. SE deben cumplir las condiciones siguientes:

$$I_D \leq I_N \leq I_Z$$

$$1,6 * I_N \leq 1,45 * I_Z$$

Se selecciona un fusible de 5 A de corriente nominal, aplicando:

$$4,33 A \leq 5 A \leq 21 A$$

$$8 A \leq 30,45 A$$

Donde I_D es la intensidad de diseño de la línea, I_N la intensidad nominal de la protección e I_Z la intensidad máxima admisible por el cable.

- Cortocircuitos. Se deben cumplir estas 3 condiciones:

$$I_{CORTE} > I_{CC_{MAX}}$$

$$t_f(I_{CC_{MAX}}) < t_{COND}(I_{CC_{MAX}})$$

$$t_f(I_{CC_{MIN}}) < t_{COND}(I_{CC_{MIN}})$$

Donde $I_{CC_{MAX}}$ e $I_{CC_{MIN}}$ son las corrientes de circuito máxima y mínima, pudiéndose calcular la última a partir de la primera, de la forma:

$$I_{CC_{MIN}} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{CC_{MAX}}$$

Además, $t_f(I_{CC_{MAX}})$ es el tiempo de actuación del fusible. Que, una vez seleccionado el fusible, los tiempos de actuación vendrán de la gráfica:

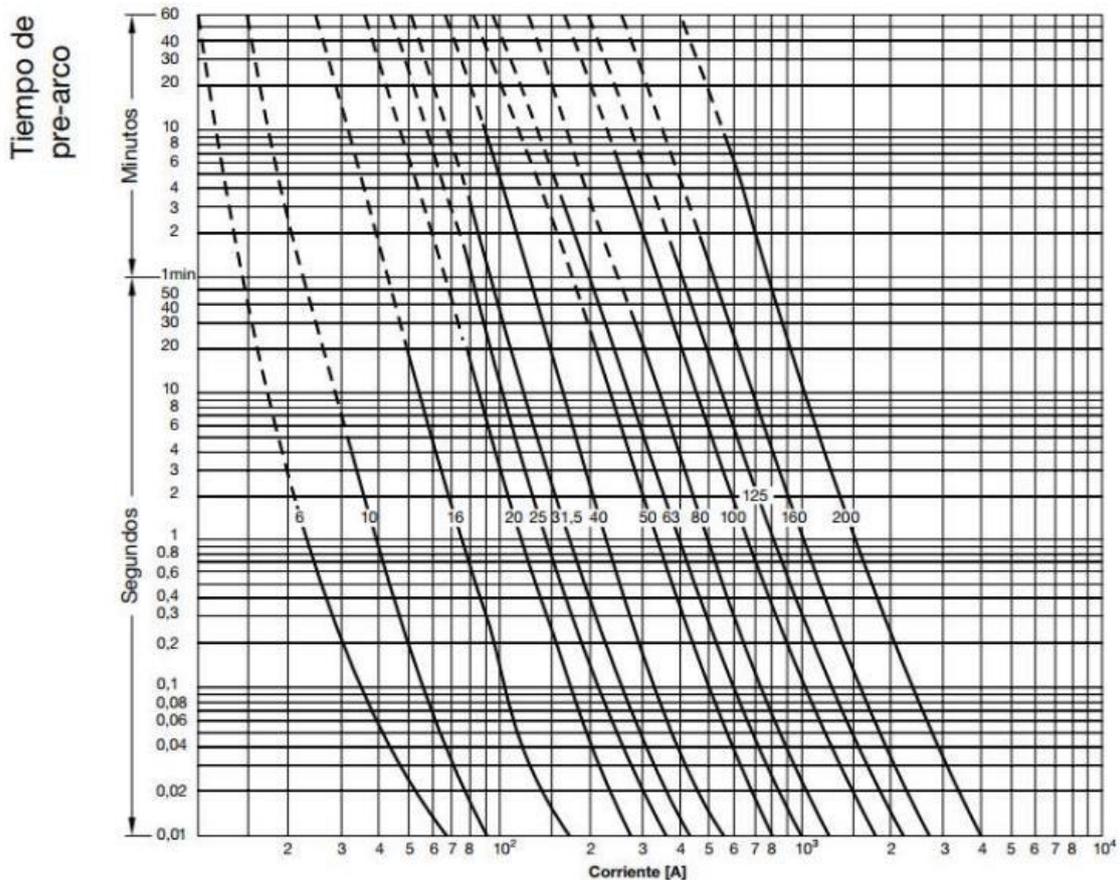


Ilustración 49 – Gráfica de tiempo de actuación de fusible en función de la corriente nominal.

4. PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra en una instalación fotovoltaica es un aspecto importante en el diseño de la planta. Se dispondrá una tierra tanto para los elementos en corriente continua (módulos, estructura, combinadores...) como para los elementos de alterna.

4.1 PUESTA A TIERRA DE ELEMENTOS DE CC

Al tratarse de una instalación sobre suelo conectada a la red, se emplearán picas enterradas a una profundidad de 0,5 m y unidad por un anillo de conductor. La normativa establece que la resistencia de puesta a tierra debe ser menor que la admisible (180 Ω). La resistencia de la pica viene dada por la expresión:

$$R_p = \frac{\rho_a}{L}$$

Donde ρ_a es la resistividad del terreno y L la longitud de la pica.

Para saber la resistividad del terreno se empleará la Tabla 38 la cual la determina en función de la naturaleza del terreno.

| Naturaleza terreno | Resistividad en Ω. m |
|--|-------------------------|
| Terrenos pantanosos | ±3 a 30 |
| Limo | 20 a 100 |
| Humus | 10 a 150 |
| Turba húmeda | 5 a 100 |
| Arcilla plástica | 50 |
| Margas y Arcillas compactas | 100 a 200 |
| Margas del Jurásico | 30 a 40 |
| Arena arcillosas | 50 a 500 |
| Arena sílice | 200 a 3000 |
| Suelo pedregoso cubierto de césped | 300 a 5000 |
| Suelo pedregoso desnudo | 1500 a 3000 |
| Calizas blandas | 100 a 300 |
| Calizas compactas | 1000 a 5000 |
| Calizas agrietadas | 500 a 1000 |
| Pizarras | 50 a 300 |
| Roca de mica y cuarzo | 800 |
| Granitos y gres procedente de alteración | 1500 a 10000 |
| Granito y gres muy alterado | 100 a 600 |

Tabla 38 – Tabla de resistividad del terreno en función de la naturaleza del mismo

Al ser un terreno rústico, con gran cantidad de arcilla y rocas, se supone una resistividad al alza de 500 Ω*m. La pica a emplear será de 1,5 m. Por lo tanto, la resistencia de la pica será:

$$R_p = \frac{\rho_a}{L} = \frac{500 \Omega * m}{1,5 m} = 333,33 \Omega$$

Al emplearse en un anillo de 4 picas, la resistencia equivalente será:

$$R_{4p} = \frac{1}{4 * \frac{1}{R_p}} = \frac{1}{4 * \frac{1}{333,33 \Omega}} = 83,33 \Omega$$

Estas picas serán unidas por un conductor, con un anillo rectangular de 500 m de perímetro, de sección de 40mm², la resistencia asociada a este anillo será:

$$R_{ANILLO} = \frac{2 * \rho_a}{L} = \frac{2 * 500 \Omega * m}{500 m} = 2 \Omega$$

Por lo tanto, la resistencia total de la malla de tierra será:

$$R_{TIERRA} = \frac{1}{\frac{1}{R_{4P}} + \frac{1}{R_{ANILLO}}} = \frac{1}{\frac{1}{83,33 \Omega} + \frac{1}{2 \Omega}} = 1,95 \Omega$$

Este valor es inferior al valor establecido por la normativa.

4.2 PUESTA A TIERRA DE ELEMENTOS DE CA

Se emplearán picas enterradas a una profundidad de 0,5 m y unidad por un anillo de conductor rodeando la caseta de potencia. Esto supone un anillo rectangular de conductor de perímetro de 30 m y 4 picas de 1,5 m. La normativa establece que la resistencia de puesta a tierra debe ser menor que la admisible (180 Ω). La resistencia de la pica viene dada por la expresión:

$$R_p = \frac{\rho_a}{L}$$

Donde ρ_a es la resistividad del terreno y L la longitud de la pica.

Para saber la resistividad del terreno se empleará la Tabla 38 la cual la determina en función de la naturaleza del terreno.

De la misma manera que en la tierra de continua, al ser un terreno rústico, con gran cantidad de arcilla y rocas, se supone una resistividad al alza de 500 $\Omega * m$. La pica a emplear será de 1,5 m. Por lo tanto, la resistencia de la pica será:

$$R_p = \frac{\rho_a}{L} = \frac{500 \Omega * m}{1,5 m} = 333,33 \Omega$$

Al emplearse en un anillo de 4 picas, la resistencia equivalente será:

$$R_{4P} = \frac{1}{4 * \frac{1}{R_p}} = \frac{1}{4 * \frac{1}{333,33 \Omega}} = 83,33 \Omega$$

Estas picas serán unidas por un conductor, con un anillo rectangular de 30 m de perímetro, de sección de 40mm², la resistencia asociada a este anillo será:

$$R_{ANILLO} = \frac{2 * \rho_a}{L} = \frac{2 * 500 \Omega * m}{30 m} = 33,33 \Omega$$

Por lo tanto, la resistencia total de la malla de tierra será:

$$R_{TIERRA} = \frac{1}{\frac{1}{R_{4P}} + \frac{1}{R_{ANILLO}}} = \frac{1}{\frac{1}{83,33 \Omega} + \frac{1}{33,33 \Omega}} = 23,81 \Omega$$

Este valor es inferior al valor establecido por la normativa.

5. CANALIZACIONES

Los conductores tanto fijos en superficie como subterráneos irán por canalización siguiendo el REBT ITC-BT-21.

- Tubos en superficie fija

Se emplearán en la unión de los módulos de cada cadena. El tubo se apoyará sobre Rejiband (bandejas de rejilla) siguiendo las estructuras de fijación.

En función del número de conductores y la sección, se define el diámetro de tubo:

| Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²) | Diámetro exterior de los tubos (mm) | | | | |
|--|-------------------------------------|----|----|----|----|
| | Número de conductores | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1,5 | 12 | 12 | 16 | 16 | 16 |
| 2,5 | 12 | 12 | 16 | 16 | 20 |
| 4 | 12 | 16 | 20 | 20 | 20 |
| 6 | 12 | 16 | 20 | 20 | 25 |
| 10 | 16 | 20 | 25 | 32 | 32 |
| 16 | 16 | 25 | 32 | 32 | 32 |
| 25 | 20 | 32 | 32 | 40 | 40 |
| 35 | 25 | 32 | 40 | 40 | 50 |
| 50 | 25 | 40 | 50 | 50 | 50 |
| 70 | 32 | 40 | 50 | 63 | 63 |
| 95 | 32 | 50 | 63 | 63 | 75 |
| 120 | 40 | 50 | 63 | 75 | 75 |
| 150 | 40 | 63 | 75 | 75 | -- |
| 185 | 50 | 63 | 75 | -- | -- |
| 240 | 50 | 75 | -- | -- | -- |

Tabla 39 – Diámetro exterior de los tubos aéreos en función de la sección de los conductores.

Se selecciona un tubo de 15mm de diámetro exterior.

- Tubos en canalizaciones enterradas

El conductor irá enterrado desde las cadenas hasta el combinador y desde el combinador hasta la caseta de potencia. En todos casos la profundidad de la zanja será de 0,7m.

En función del número de conductores y la sección, se define el diámetro de tubo:

| Diámetros exteriores de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables 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 | - |

Tabla 40 – Diámetro exterior de tubos en canalizaciones enterradas en función de la sección del conductor

- Cadena-combinador. 50 mm de diámetro.
- Cable combinador. 240 mm de diámetro.

ANEXO II: PLANOS

1. ÍNDICE DE PLANOS

1.1 EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA

1.2 VISTA EN PLANTA DE LA INSTALACIÓN

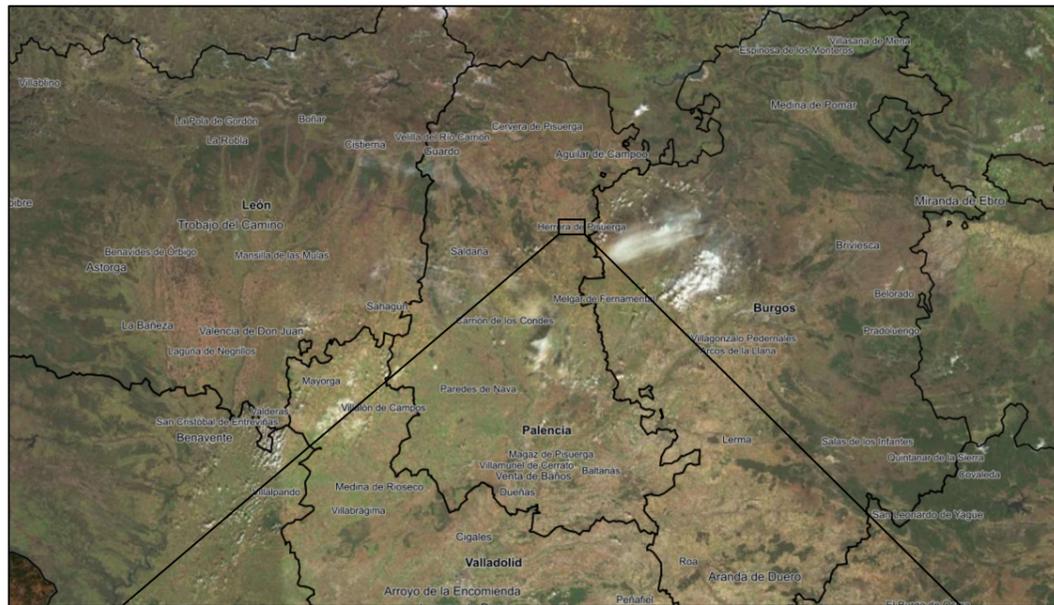
1.3 ESTRUCTURA DE LOS MÓDULOS

1.4 CASETA DE POTENCIA

1.5 ESQUEMA UNIFILAR DE LAS CADENAS DE MÓDULOS

1.6 ESQUEMA UNIFILAR GENERAL DE LA PLANTA

E 1:2.000.000



E 50.000



Datos del emplazamiento

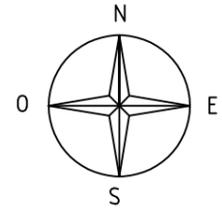
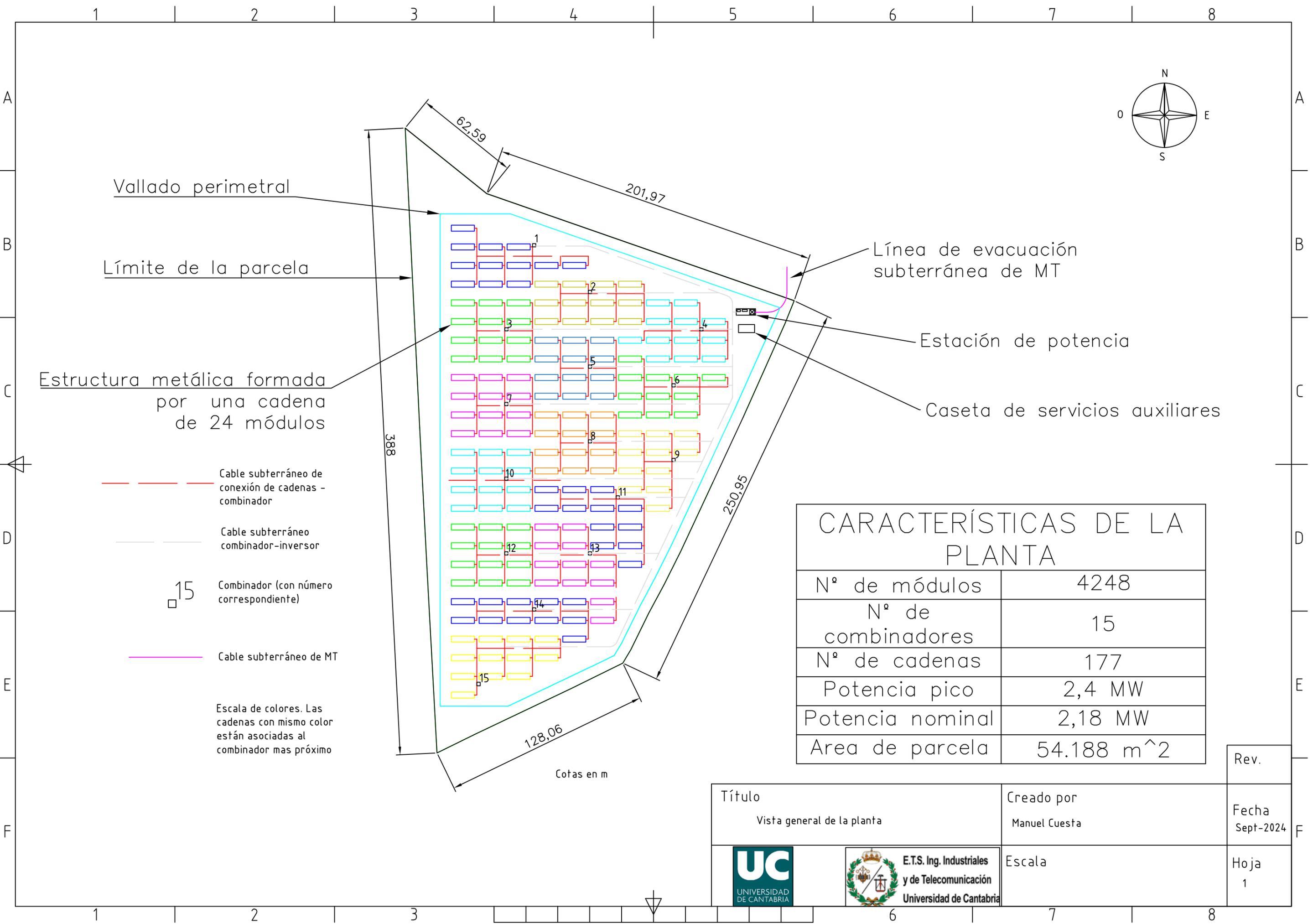
| | |
|--------------------|------------------|
| País | España |
| Comunidad autónoma | Castilla y León |
| Municipio | Páramo de Bohedo |
| Coordenada X | 385776,3000 |
| Coordenada Y | 4717630,0500 |

Coordenadas en ETRS89-UTM

E 10.000



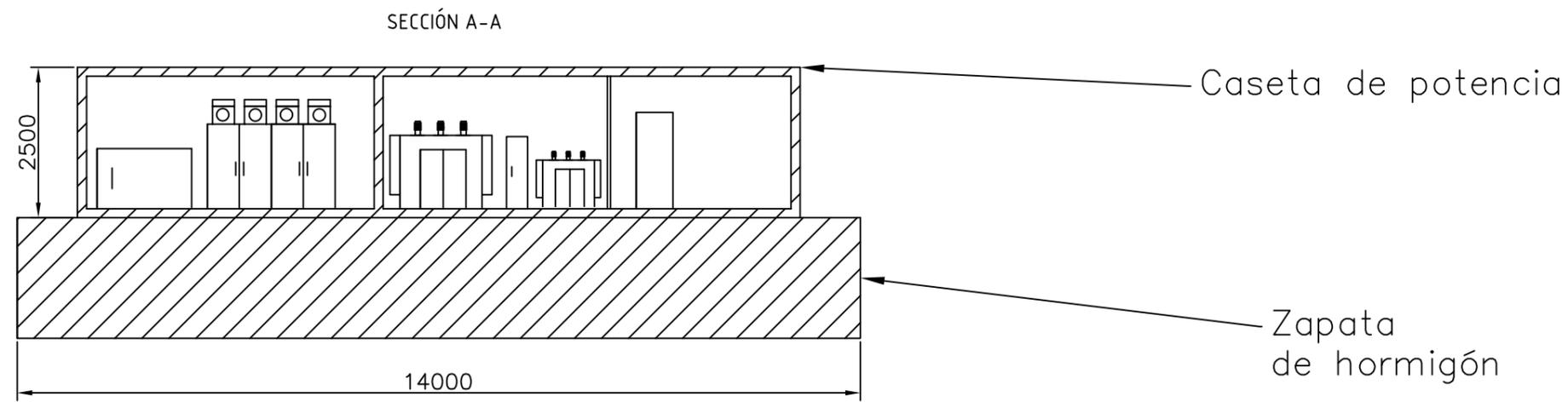
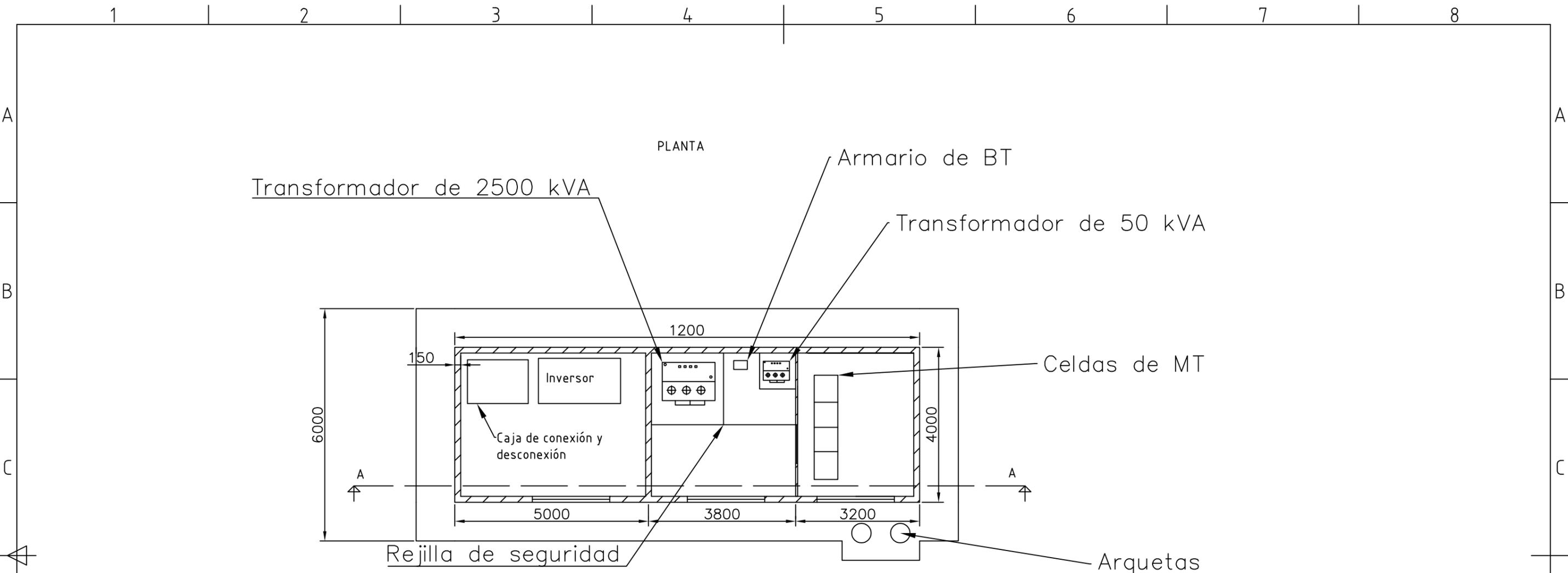
| | | |
|--|---|--------------------|
| Título Emplazamiento de la planta | Creado por Manuel Cuesta | Rev. |
|  UNIVERSIDAD DE CANTABRIA |  | Fecha Sept-2024 |
| Escala | | Hoja 1 |



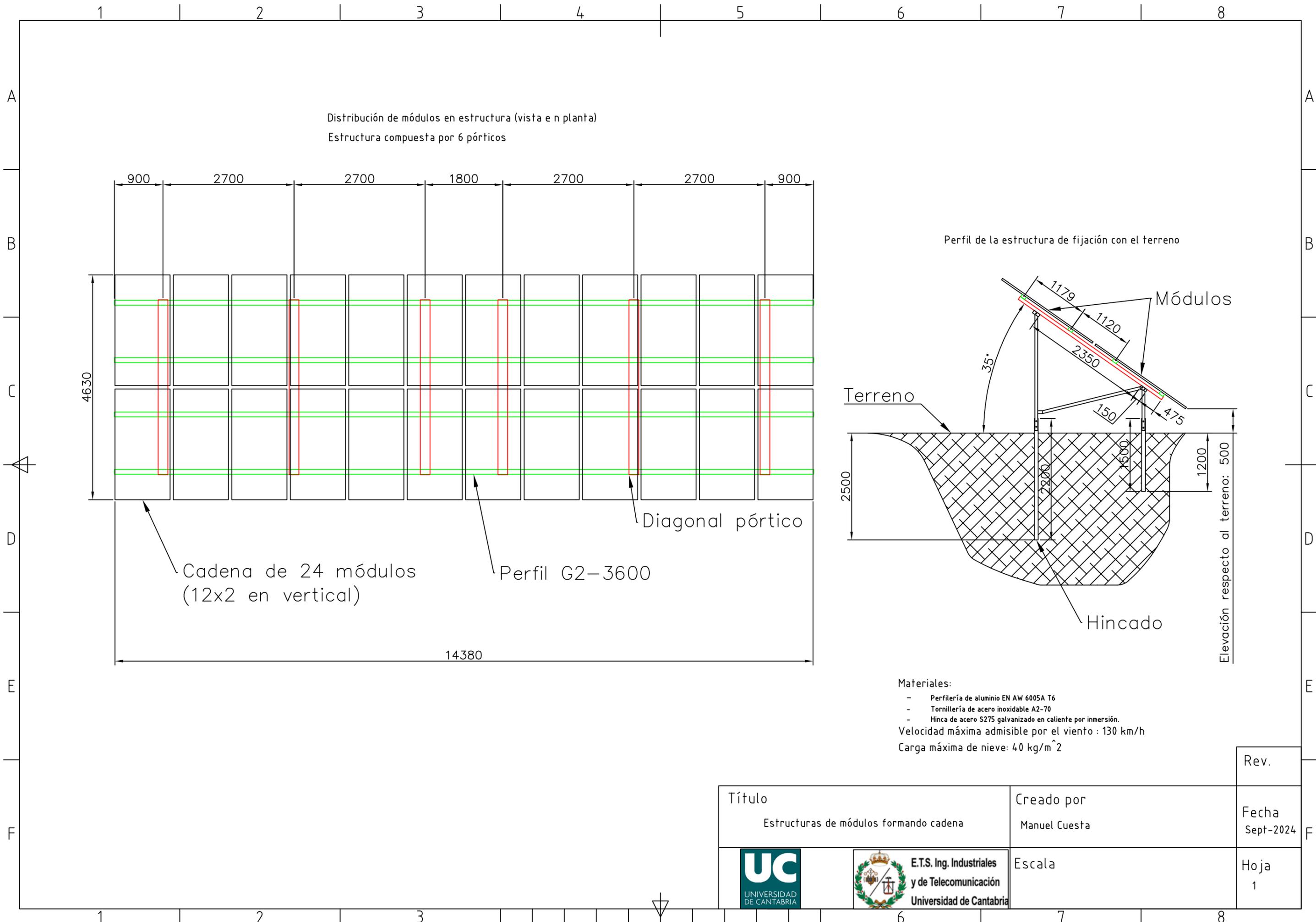
| CARACTERÍSTICAS DE LA PLANTA | |
|------------------------------|-----------------------|
| Nº de módulos | 4248 |
| Nº de combinadores | 15 |
| Nº de cadenas | 177 |
| Potencia pico | 2,4 MW |
| Potencia nominal | 2,18 MW |
| Area de parcela | 54.188 m ² |

| | | |
|----------------------------|---------------|------|
| Título | Creado por | Rev. |
| Vista general de la planta | Manuel Cuesta | |
| Fecha | Escala | Hoja |
| Sept-2024 | | 1 |



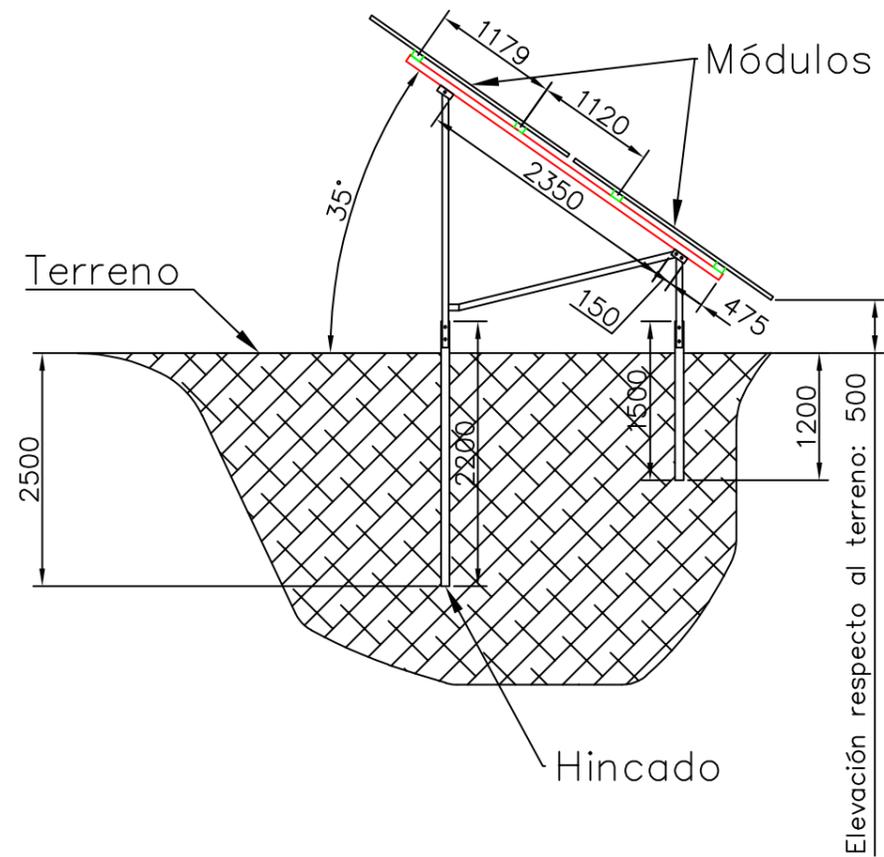
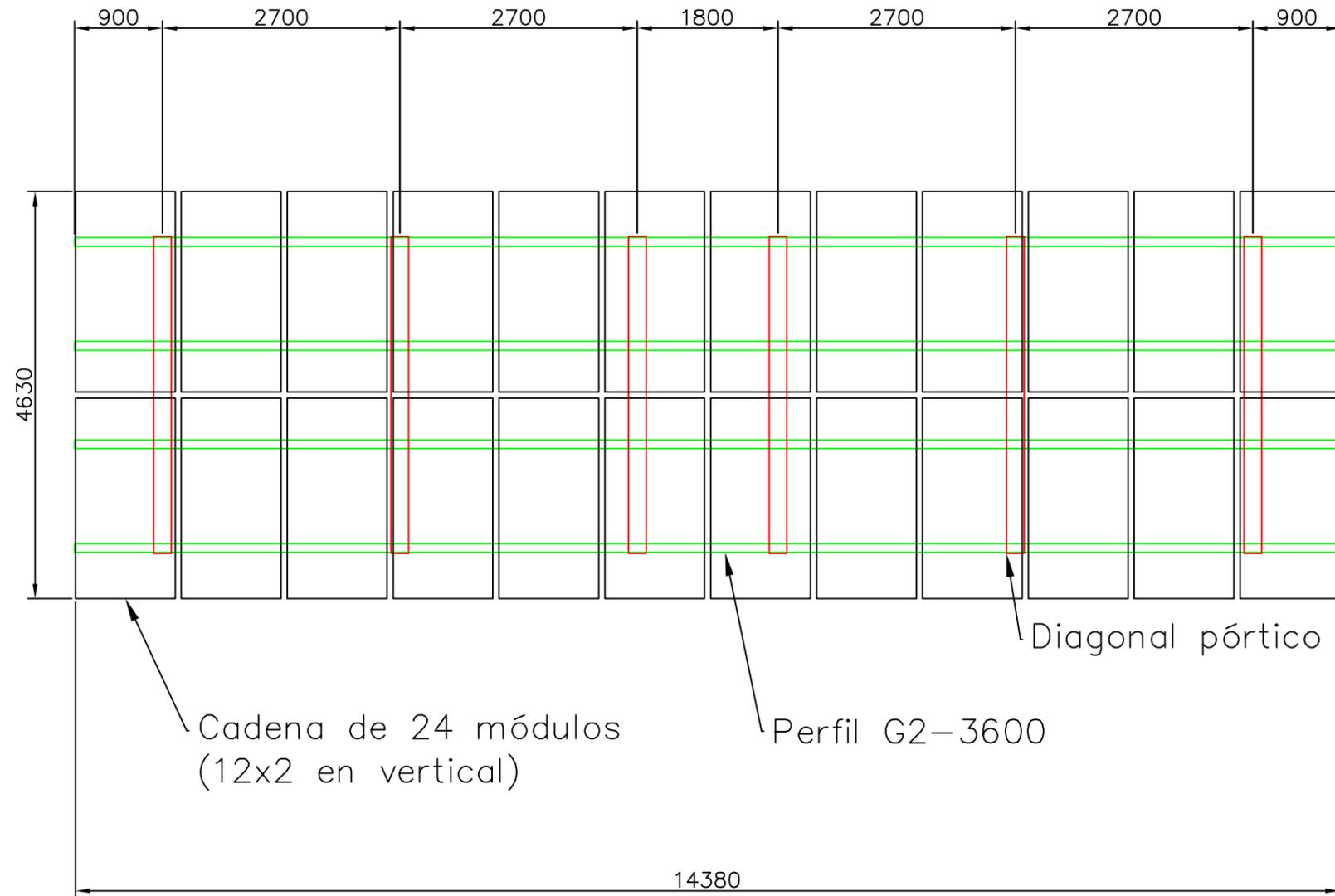


| | | |
|---|---|-----------|
| Título | | Rev. |
| Caseta de potencia | | |
| Creado por | | Fecha |
| Manuel Cuesta | | Sept-2024 |
|  UNIVERSIDAD DE CANTABRIA |  E.T.S. Ing. Industriales y de Telecomunicación Universidad de Cantabria | Hoja |
| | | Escala |
| E 1:100 | | 1 |



Distribución de módulos en estructura (vista e n planta)
 Estructura compuesta por 6 pórticos

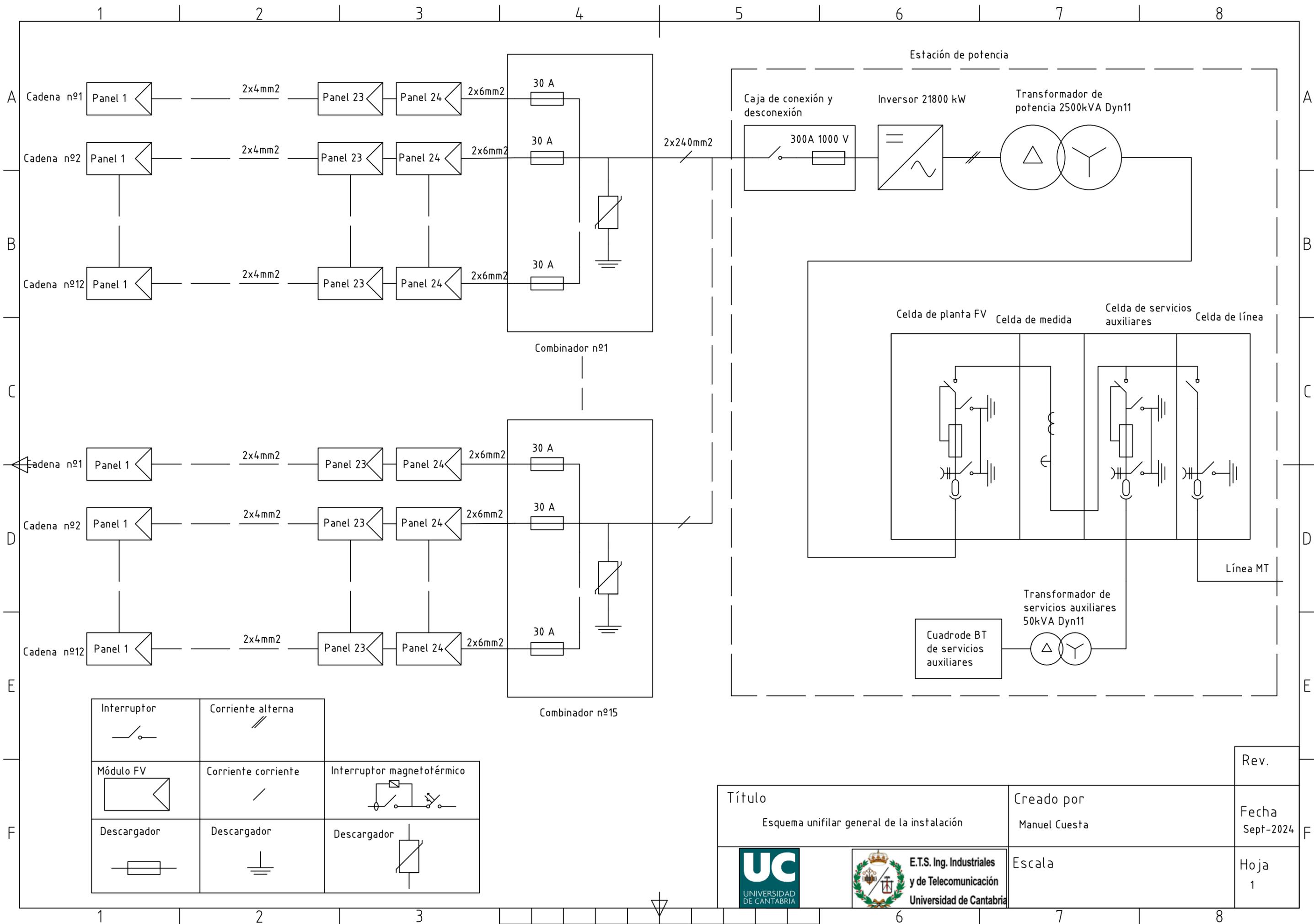
Perfil de la estructura de fijación con el terreno

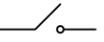
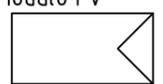
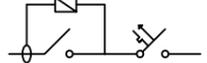
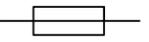
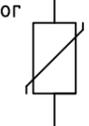


- Materiales:
- Perfilaría de aluminio EN AW 6005A T6
 - Tornillería de acero inoxidable A2-70
 - Hincas de acero S275 galvanizado en caliente por inmersión.
- Velocidad máxima admisible por el viento : 130 km/h
 Carga máxima de nieve: 40 kg/m²

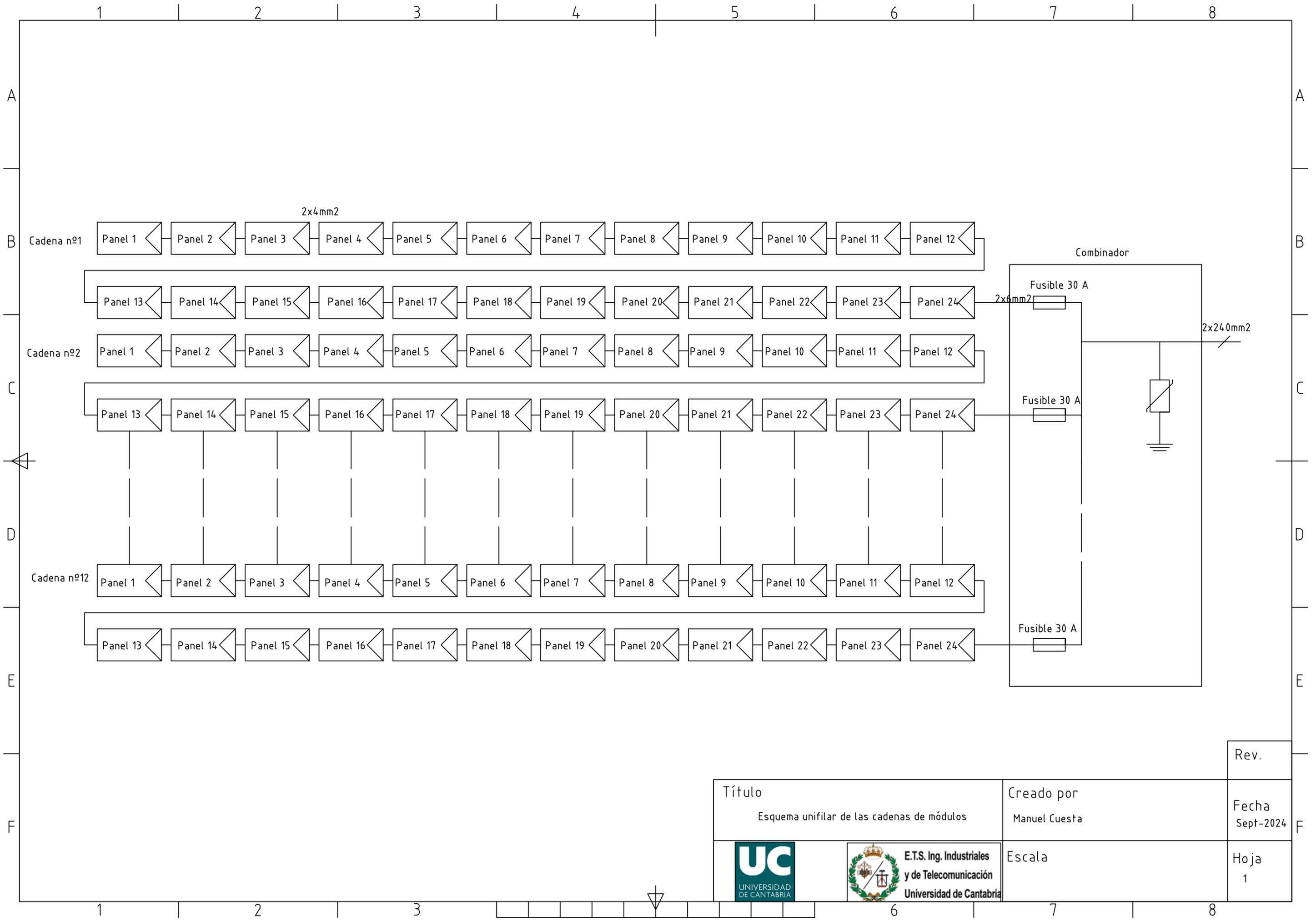
| | | |
|--|---------------|-----------|
| Título | Creado por | Rev. |
| Estructuras de módulos formando cadena | Manuel Cuesta | |
| | Escala | Fecha |
| | | Sept-2024 |
| | | Hoja |
| | | 1 |





| | | |
|--|--|---|
| Interrupor  | Corriente alterna  | |
| Módulo FV  | Corriente corriente  | Interrupor magnetotérmico  |
| Descargador  | Descargador  | Descargador  |

| | | | |
|--|--|-----------------------------|-----------|
| Título Esquema unifilar general de la instalación | | Creado por Manuel Cuesta | Rev. |
| Escala | | Fecha Sept-2024 | |
|  UNIVERSIDAD DE CANTABRIA |  E.T.S. Ing. Industriales y de Telecomunicación Universidad de Cantabria | | Hoja 1 |



| | | |
|--|--|-----------|
| Título | | Rev. |
| Esquema unifilar de las cadenas de módulos | | Fecha |
| Creado por | | Sept-2024 |
| Manuel Cuesta | | Hoja |
| Escala | | 1 |



ANEXO III: MEDICIONES

1. MEDICIONES

| ITEM | CANTIDAD | UNIDAD | DESCRIPCIÓN | PRECIO UNITARIO | PRECIO TOTAL |
|-------|----------|--------|--|-----------------|--------------|
| 1.0 | | | ACTUCIONES PREVIAS | | 9.340,00 € |
| | | | Partida dedicada a la limpieza y desbroce de la parcela. Incluye mano de obra, transporte de materiales y maquinaria. Además, la gestión de residuo, vegetación y tierras. | | |
| 1.1 | 1 | P/A | | 4340,00 | 4.340,00 € |
| | | | Partida dedicada a la creación y adecuación de los accesos a la parcela. Incluye construcción de caminos de acceso para vehículos y maquinaria, la señalización y seguridad. | | |
| 1.2 | 1 | P/A | | 5000,00 | 5.000,00 € |
| 2.0 | | | CAMPO FOTOVOLTAICO | | 941.874,89 € |
| 2.1 | | | OBRA CIVIL | | 45.625,38 € |
| | | | Partida dedicada al nivelado y preparación del terreno para asegurar una horizontalidad adecuada para la instalación. Incluye movimiento de tierras, nivelación y compactación con maquinaria, medición y verificación de niveles. | | |
| 2.1.1 | 54118 | m^2 | | 0,20 | 10.823,60 € |
| | | | Partida dedicada al replanteo de la planta para la ubicación de estructuras, canalizaciones, vallado perimetral y ubicación de caseta de potencia. Incluye empleo de herramientas topográficas. | | |
| 2.1.2 | 1 | P/A | | 4200,00 | 4.200,00 € |
| | | | Partida dedicada a la excavación y colocación de tubo de las canalizaciones de cableado. Incluye la excavación de la zanja, los tubos protectores, el relleno y la compactación. Las zanjas tendrán una profundidad de 0,7 m. 9616,5 m de estructuras-combinador. 2423 m de combinador-caseta de potencia. | | |
| 2.1.3 | 12039,5 | ml. | | 2,45 | 29.496,78 € |
| | | | Partida dedicada a la excavación de las mallas de tierras de la planta solar. Incluye excavación, y relleno. | | |
| | 500 | ml. | | 2,21 | 1.105,00 € |
| 2.2 | | | MONTAJE | | 743.498,52 € |

| | | | | |
|-------|-------------|--|--------|---------------------|
| 2.2.2 | 177 | Partida dedicada al suministro y montaje de estructuras de la marca SUNFER con capacidad de 24 módulos en 2 filas de 12 en posición vertical con una orientación sur y grado de 35° de inclinación. Incluye suministro y transporte del material, hincado de las patas con su correspondiente maquinaria, y montaje mecánico de las estructuras. | 690,00 | 122.130,00 € |
| 2.2.3 | 4248 Ud. | Partida dedicada al suministro y montaje de paneles Longi modelo LR5-72HPH-565M de 565 Wp de potencia sobre estructura metálica. Incluso accesorios de montaje y conexionado. Incluye transporte, suministro, acopio, montaje y pruebas. | 144,34 | 613.156,32 € |
| 2.2.4 | 15 | Partida al suministro e instalación de los combinadores o StrigBox de la marca Ingecon modelo de 12 entradas. Incluye transporte, suministro y montaje en estructuras metálicas. | 210,00 | 3.150,00 € |
| | 2531,1 ml. | Partida para la instalación de Rejiband en estructura metálica. Incluye suministro y montaje. | 2,00 | 5.062,20 € |
| 2.3 | | CABLEADO | | 149.404,79 € |
| 2.3.1 | 6327,75 ml. | Partida de suministro e instalación de cable de conexión de módulos. Sobre Rejiband, conexionado de módulos hasta caja de registro. Cable de 4mm ² . Incluye suministro e instalación. | 0,63 | 3.986,48 € |
| 2.3.2 | 19233 ml. | Partida dedicada al suministro e instalación de cable de cadena de módulos hasta el combinador. Sobre tubo enterrado. Desde la salida de la caja de registro de la estructura hasta el combinador. Cable de 6 mm ² . Incluye suministro e instalación. | 1,03 | 19.809,99 € |
| 2.3.3 | 4846 ml. | Partida de suministro e instalación del cable desde el combinador hasta la entrada del inversor. Bajo tubo enterrado. Cable de 240 mm ² . Incluye suministro e instalación. | 25,92 | 125.608,32 € |
| 2.5 | | Protecciones | | 1.846,20 € |

| | | | | |
|-------|---------|--|----------|--------------|
| | | Partida dedicada al suministro e instalación de los fusibles en las cajas de los combinadores. Incluso los descargadores de tensión de 1000V. Fusibles de 225 A y 1000 V, incluso portafusibles. Incluye suministro y montaje. | | |
| 2.5.1 | 180 Ud. | | 8,34 | 1.501,20 € |
| 2.5.2 | 15 Ud. | Partida al suministro e instalación de interruptor automático en combinador, Interruptor bipolar de 200A 1000V. Incluye suministro y montaje. | 23,00 | 345,00 € |
| 2.6 | | TIERRAS | | 1.500,00 € |
| 2.6.1 | 1 P/A | Partida dedicada a la puesta a tierra de los elementos de continua. Incluye la excavación de la zanja y relleno con maquinaria. Incluso el suministro de material para la puesta a tierra: 4 picas y 500 ml. de cable desnudo de 40 mm ² . | 1500,00 | 1.500,00 € |
| 3.0 | | ESTACION DE POTENCIA | | 434.400,00 € |
| 3.1 | | OBRA CIVIL | | 39.700,00 € |
| 3.1.1 | 1 P/A | Partida dedicada al replanteo de la ubicación de la caseta de potencia. Incluye empleo de herramientas topográficas. | 1800,00 | 1.800,00 € |
| 3.1.2 | 120 m3 | Partida dedicada a la cimentación de la cimentación de la caseta de caseta. Incluye la excavación y hormigón de limpieza en la base. Hormigón armado (HA) de dimensiones 12000x5000x200 mm. Hormigón HA-30-B. Mallazo electrosoldado. ME 20x20. Incluye preparación del terreno y realización de zanja para su vertido. Incluye material, mano de obra, medios auxiliares. | 10,00 | 1.200,00 € |
| 3.1.3 | 1 P/A | Partida dedicada a la construcción de caseta. Incluye la construcción de caseta y su cerramiento, las arquetas de conexión. Caseta de hormigón prefabricado con rejillas metálicas y puestas metálicas. | 35200,00 | 35.200,00 € |
| 3.1.4 | 1 P/A | Partida dedicada a la excavación de las mallas de tierras de la caseta. Incluye excavación, y relleno. 30 m en anillo y 4 picas de cobre. | 1500,00 | 1.500,00 € |
| 3.2 | | EQUIPOS | | 393.200,00 € |

| | | | | |
|-------|---------|--|----------|-------------|
| 3.2.1 | 1 Ud. | Partida dedicada al suministro e instalación del inversor SIANCON PV2180. Incluye montaje y control de funcionamiento. Incluso elementos de control y medición. | 85000,00 | 85.000,00 € |
| 3.2.2 | 1 Ud. | Partida dedicada al suministro y montaje del transformador de aceite de MT de 2000kVA. | 90000,00 | 90.000,00 € |
| 3.2.3 | 180 Ud. | Partida de suministro y montaje de la caja de protección que llega desde la continua. Incluye fusible e interruptor automático. Armario con 15 entradas, 30 fusibles, contador de 200 A e interruptor automático. | 15,00 | 2.700,00 € |
| 3.2.4 | 4 Ud. | Partida dedicada a las celdas de protección MT. 4 Celdas con interruptor en SF6. 1 celda interruptor-seccionador de evacuación a línea. 1 celda con fusibles de protección. 1 celda de alimentación al transformador de servicios auxiliares. 1 celda hacia el transformador de la planta. | 20000,00 | 80.000,00 € |
| 3.2.5 | 240 ml. | Partida de suministro y montaje del cable de BT. Bajo tierra. Consta de 8 conductores de 300m ² . Incluye cajas de empalme y bornas. | 400,00 | 96.000,00 € |
| 3.2.6 | 15 ml. | Cable MT. 110 mm ² | 300,00 | 4.500,00 € |
| 3.2.7 | 1 Ud. | Partida de suministro e instalación del transformador para servicios auxiliares de 50kVA. | 35000,00 | 35.000,00 € |
| 2.6 | | TIERRAS | | 1.500,00 € |
| 2.6.1 | 1 P/A | Partida dedicada a la puesta a tierra de los elementos de alterna. Incluye la excavación de la zanja y relleno con maquinaria. Incluso el suministro de material para la puesta a tierra: 4 picas y 30 ml. de cable desnudo de 40 mm ² . | 1500,00 | 1.500,00 € |
| 4.0 | | OTROS | | 38.738,46 € |
| 4.1 | 988 ml. | Partida dedicada al montaje del vallado perimetral | 8,99 | 8.882,12 € |
| 4.2 | 1 Ud. | Suministro y montaje de la caseta auxiliar. | 2500,00 | 2.500,00 € |
| 4.3 | 1 P/A | Suministro y montaje de equipos auxiliares. Ordenador. Instrumentos de medida. | 3500,00 | 3.500,00 € |
| 4.4 | 1 Ud. | Estudio del previo del suelo para el hincado de las picas. | 6000,00 | 6.000,00 € |

| | | | | |
|-----|-------|--|---------|------------|
| 4.5 | 1 P/A | Partida dedicada a los costes asociados a seguridad y salud | 5000,00 | 5.000,00 € |
| 4.6 | 1 P/A | Partida dedicada a la gestión de residuos | 4350,00 | 4.350,00 € |
| 4.7 | 8 Ud. | Suministro y montaje del alumbrado por focos Led de la planta. | 495,00 | 3.960,00 € |
| 4.8 | 1 Ud. | Suministro y montaje de una estación meteorológica | 4546,34 | 4.546,34 € |
| 4.9 | 1 P/A | Gestión de residuos | 5000,00 | 5.000,00 € |

ANEXO IV: PRESUPUESTO

1. PRESUPUESTO

El presupuesto general de ejecución de la instalación queda:

| Presupuesto de ejecución | | |
|---------------------------------|----------------------|--------------------------------|
| 1 | ACTUCIONES PREVIAS | 9.340,00 € |
| 2 | CAMPO FOTOVOLTAICO | 941.874,89 € |
| 3 | ESTACION DE POTENCIA | 434.400,00 € |
| 4 | OTROS | 38.738,46 € |
| | | Subtotal 1.424.353,35 € |
| | BENEFICIO INDUSTRIAL | 6,00% 85.461,20 € |
| | IVA | 21,00% 299.114,20 € |
| | | TOTAL 1.808.928,75 € |

El presupuesto de ejecución del proyecto asciende al **millón ochocientos ocho mil novecientos veintiocho euros con setenta y cinco céntimos (1.808.928,75 €)**.

ANEXO V: HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

2. ESTRUCTURA

3. COMBINADOR

4. INVERSOR

5. TRANSFORMADOR

6. CONDUCTORES

Hi-MO 5_m

(G2)

LR5-72HPH 545~565M

- Based on M10 wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer
 - Integrated Segmented Ribbons
 - 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability



12-year Warranty for Materials and Processing



25-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGI



21.9%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

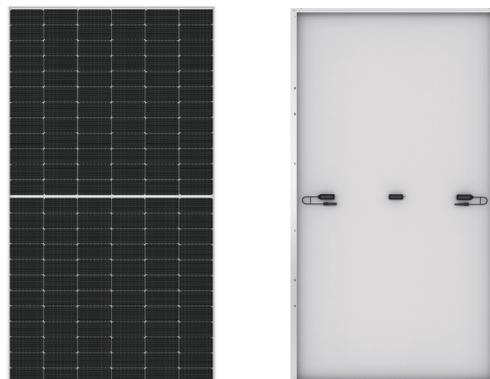
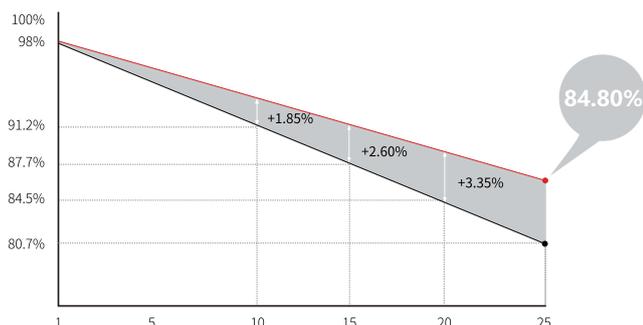
<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.55%
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION

HALF-CELL
Lower operating temperature

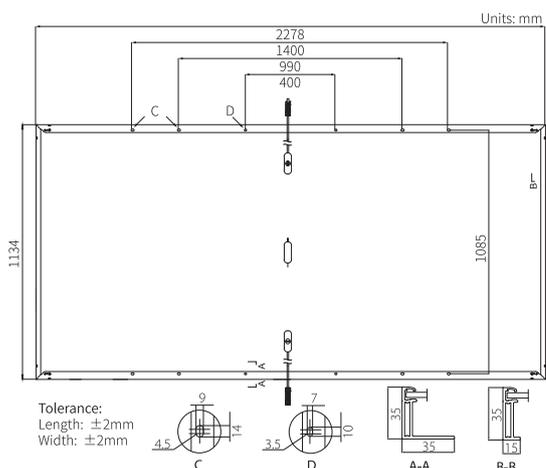
Additional Value

25-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

| | |
|------------------|---|
| Cell Orientation | 144 (6×24) |
| Junction Box | IP68, three diodes |
| Output Cable | 4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized |
| Glass | Single glass, 3.2mm coated tempered glass |
| Frame | Anodized aluminum alloy frame |
| Weight | 27.5kg |
| Dimension | 2278×1134×35mm |
| Packaging | 31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC |



Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for Pmax: ±3%

| Module Type | LR5-72HPH-545M | | LR5-72HPH-550M | | LR5-72HPH-555M | | LR5-72HPH-560M | | LR5-72HPH-565M | |
|----------------------------------|----------------|-------|----------------|-------|----------------|-------|----------------|-------|----------------|-------|
| | STC | NOCT |
| Maximum Power (Pmax/W) | 545 | 407.4 | 550 | 411.1 | 555 | 414.8 | 560 | 418.6 | 565 | 422.3 |
| Open Circuit Voltage (Voc/V) | 49.65 | 46.68 | 49.80 | 46.82 | 49.95 | 46.97 | 50.10 | 47.11 | 50.30 | 47.29 |
| Short Circuit Current (Isc/A) | 13.92 | 11.25 | 13.98 | 11.31 | 14.04 | 11.35 | 14.10 | 11.40 | 14.16 | 11.45 |
| Voltage at Maximum Power (Vmp/V) | 41.80 | 38.83 | 41.95 | 38.97 | 42.10 | 39.11 | 42.25 | 39.25 | 42.42 | 39.40 |
| Current at Maximum Power (Imp/A) | 13.04 | 10.49 | 13.12 | 10.56 | 13.19 | 10.61 | 13.26 | 10.67 | 13.32 | 10.72 |
| Module Efficiency(%) | 21.1 | | 21.3 | | 21.5 | | 21.7 | | 21.9 | |

Operating Parameters

| | |
|------------------------------------|-------------------------------|
| Operational Temperature | -40°C ~ +85°C |
| Power Output Tolerance | 0 ~ 3% |
| Maximum System Voltage | DC1500V (IEC/UL) |
| Maximum Series Fuse Rating | 25A |
| Nominal Operating Cell Temperature | 45±2°C |
| Protection Class | Class II |
| Fire Rating | UL type 1 or 2 IEC Class C |

Mechanical Loading

| | |
|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Front Side Maximum Static Loading | 5400Pa |
| Rear Side Maximum Static Loading | 2400Pa |
| Hailstone Test | 25mm Hailstone at the speed of 23m/s |

Temperature Ratings (STC)

| | |
|---------------------------------|------------|
| Temperature Coefficient of Isc | +0.050%/°C |
| Temperature Coefficient of Voc | -0.265%/°C |
| Temperature Coefficient of Pmax | -0.340%/°C |

Ficha técnica

Soporte inclinado para terreno para 2 filas de módulos. Hincado

35V



Perfil G2

- Soporte inclinado de 2 filas de módulos para terreno.
- Anclaje hincado.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Inclinación estándar 30°.
- Inclinaciones disponibles bajo pedido: 5°-10°-15°-20°-25°-35°
- Altura libre en punto más desfavorable 500 mm.
- Válido para espesores de módulos de 28 hasta 40 mm.
- Kits disponibles de 4 hasta 12 módulos.
- Hincas incluidas solo en los kits.

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)

Materiales: Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70
Hinca de acero S275 galvanizado en caliente por inmersión.

Comprobar el buen estado y la capacidad portante del terreno antes de cualquier instalación.

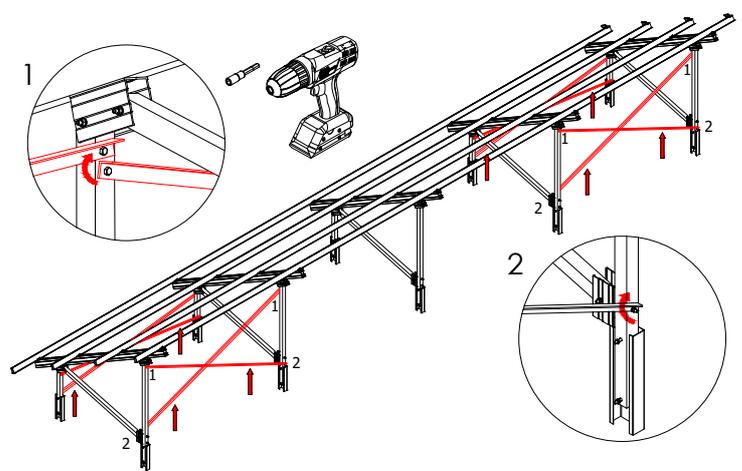
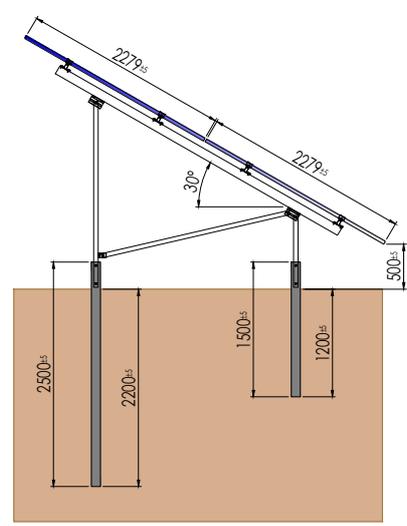
Se recomienda realizar un estudio geotécnico del terreno o ensayo de pull-out



Para módulos de hasta **2279x1150 - Sistema Kit**

2279x1150

Carga de nieve:
40 kg/m²



Par de apriete:

| | |
|-------------------------|-------|
| Tornillo Presor | 7 Nm |
| Tornillo M8 Hexagonal | 20 Nm |
| Tornillo M10 Hexagonal | 40 Nm |
| Tornillo M6.3 Hexagonal | 10 Nm |

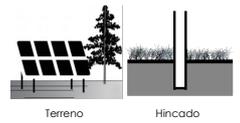
Herramientas necesarias:



Seguridad:



Marcado ES19/86524 CE



Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Velocidades de viento

Soporte inclinado para terreno para 2 filas de módulos. Hincado

35V
Sistema kit



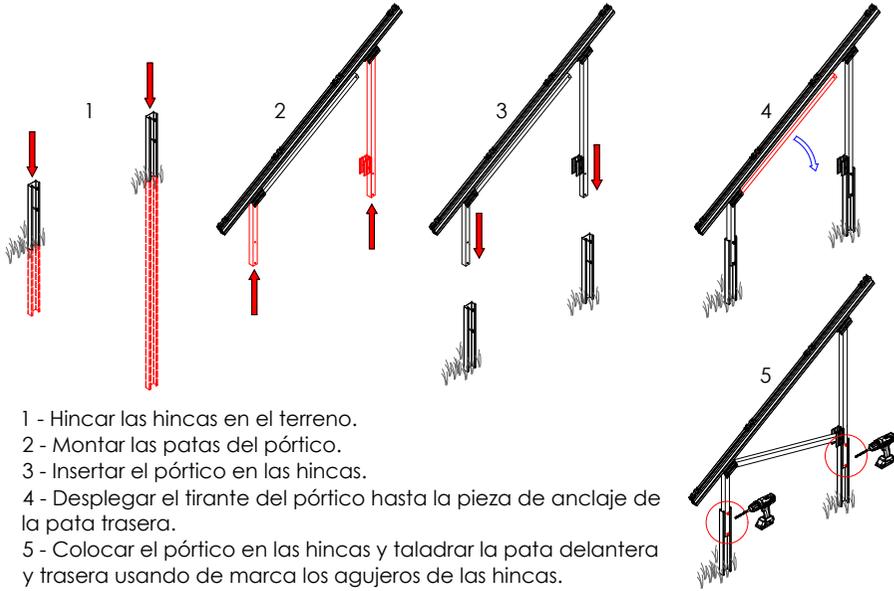
- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCODIGO 3 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ACERO" EUROCODIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

| ☁️ Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento | | | | | | |
|---|-----|-----|-----|-----|-----|--------------------------|
| Tamaño del módulo  | 4 | 6 | 8 | 10 | 12 | nº de módulos |
| 2279x1150 | 150 | 150 | 110 | 150 | 130 | Velocidad de viento km/h |

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

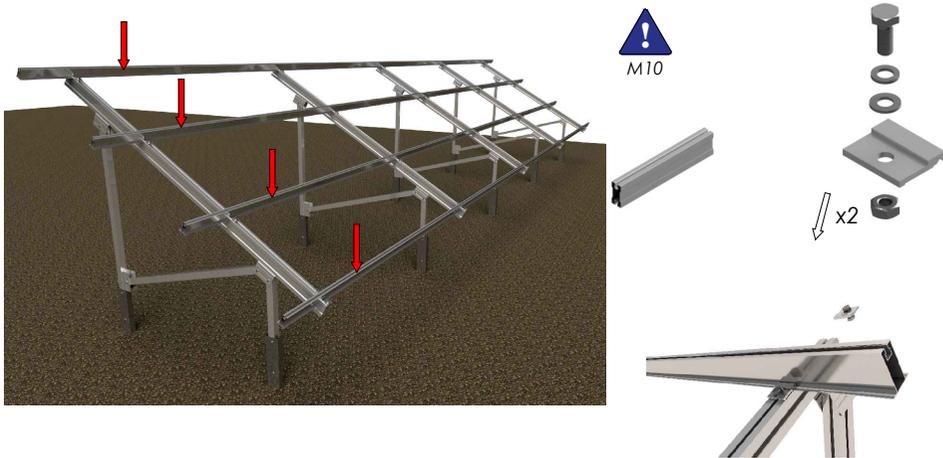
- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados y utilizar el lastre indicado por el fabricante para cada situación.

Montaje pórticos y anclaje al suelo

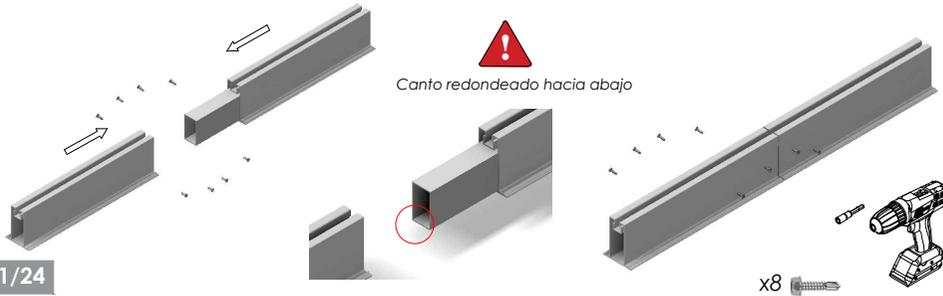


- 1 - Hincar las hincas en el terreno.
- 2 - Montar las patas del pórtico.
- 3 - Insertar el pórtico en las hincas.
- 4 - Desplegar el tirante del pórtico hasta la pieza de anclaje de la pata trasera.
- 5 - Colocar el pórtico en las hincas y taladrar la pata delantera y trasera usando de marca los agujeros de las hincas.

Montaje del perfil guía sobre el pórtico



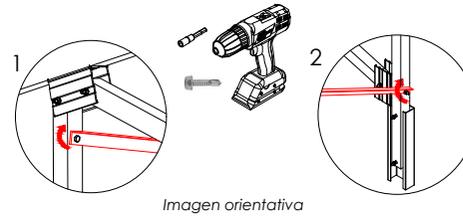
Unir los perfiles con las piezas UG2



Soporte inclinado para terreno.
2 filas de módulos-Hincado. Vertical.

35V
SUNFER

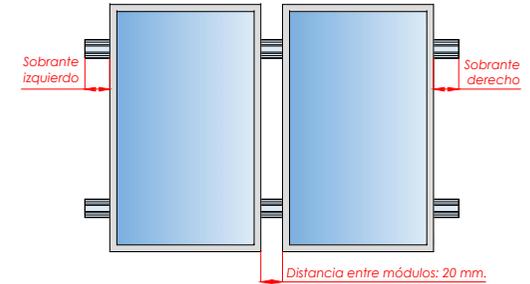
Fijar arriostramientos con autorroscantes



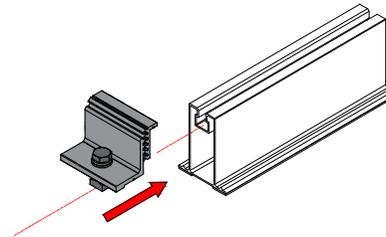
Ubicar los módulos sobre los perfiles

Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte, dejando la misma distancia de sobrante en los extremos.

Dejar una separación entre módulos de 20 mm para poner el presor central que fijará los módulos al perfil.



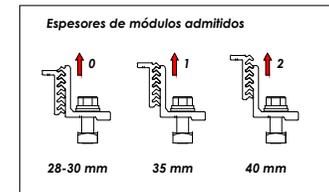
Fijación de los presores



Presor lateral

Válido para medidas de espesor de módulo de 28 mm a 40 mm.

- 1) Alinear presor con el perfil
- 2) Introducir en la ranura
- 3) roscar el tornillo.

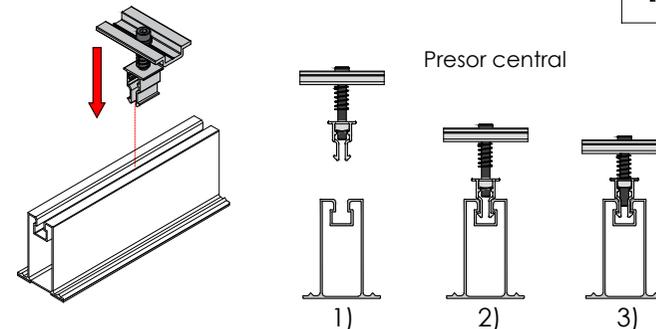


Tamaño máx.
2279x1150



Marcado
ES19/86524 CE

Presor central



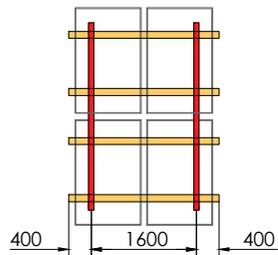
- 1) Alinear presor con el perfil
- 2) bajar hasta hacer clic
- 3) roscar el tornillo.

PLANO DE MONTAJE

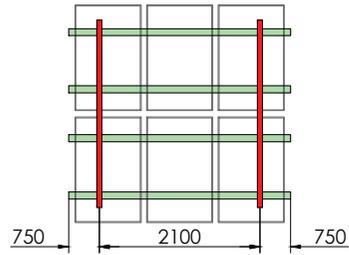


Nota:
 - Comprobar el buen estado del terreno y la capacidad portante del mismo.
 - Se recomienda realizar un estudio geotécnico del terreno o ensayo de pull-out.

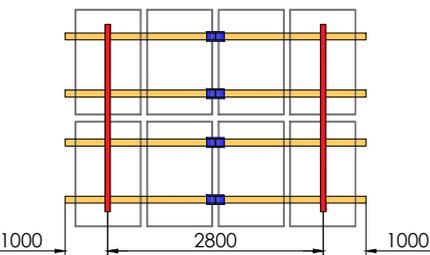
4



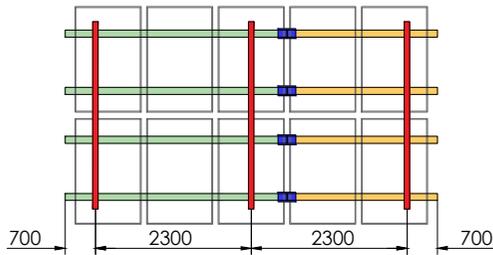
6



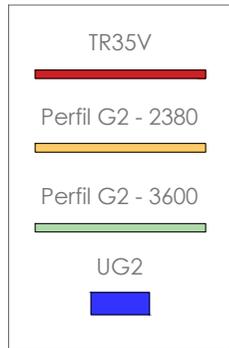
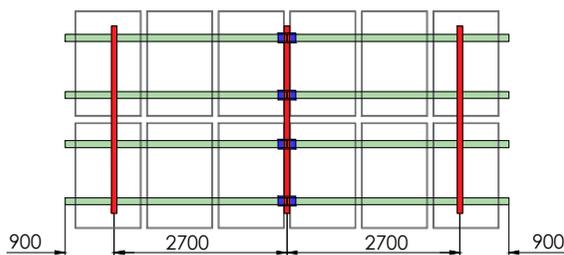
8



10



12

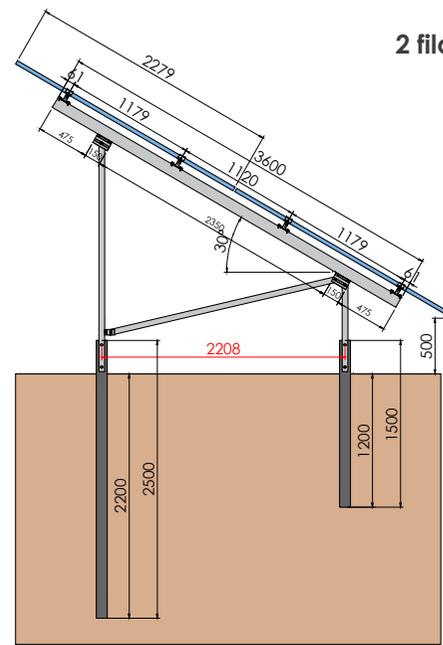


Par de apriete:

| | |
|-------------------------|-------|
| Tornillo Presor | 7 Nm |
| Tornillo M8 Hexagonal | 20 Nm |
| Tornillo M10 Hexagonal | 40 Nm |
| Tornillo M6.3 Hexagonal | 10 Nm |

**Soporte inclinado para terreno.
 2 filas de módulos-Hincado.Vertical.**

35V
 SUNFER



| | TR35V | Hinca del. | Hinca tras. | S10 | S11 | S09 | UG2 | G2 - 2380 | G2 - 3600 |
|-------|-------|------------|-------------|-----|-----|-----|-----|-----------|-----------|
| 35V4 | 2 | 2 | 2 | 8 | 4 | 4 | - | 4 | - |
| 35V6 | 2 | 2 | 2 | 8 | 8 | 4 | - | - | 4 |
| 35V8 | 2 | 2 | 2 | 8 | 12 | 4 | 4 | 8 | - |
| 35V10 | 3 | 3 | 3 | 8 | 16 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| 35V12 | 3 | 3 | 3 | 8 | 20 | 4 | 4 | - | 8 |

CARACTERÍSTICAS DEL MONTAJE

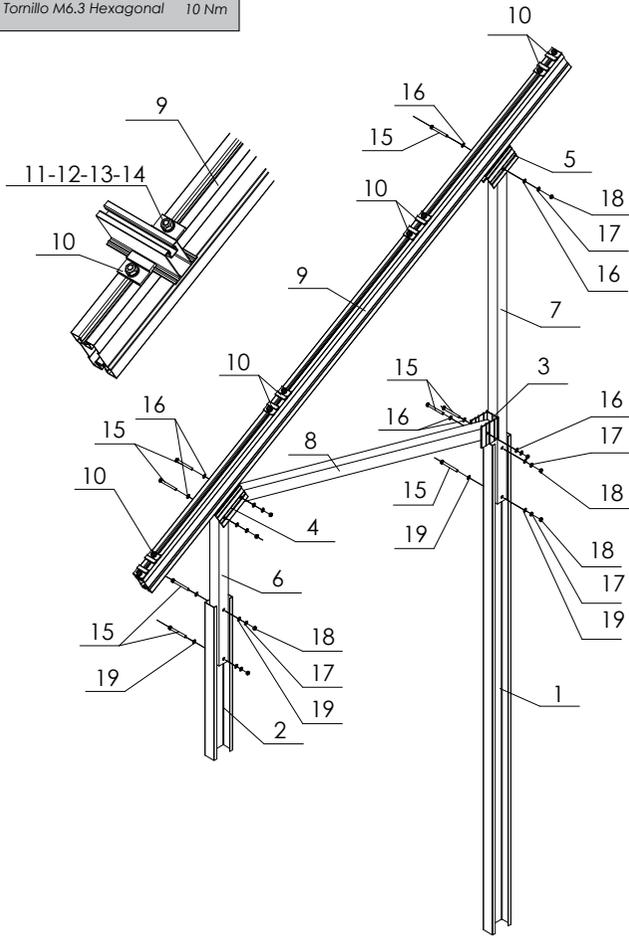


Marcado ES19/86524 CE

Nota:
 - Comprobar el buen estado del terreno y la capacidad portante del mismo.
 - Se recomienda realizar un estudio geotécnico del terreno o ensayo de pull-out.

Par de apriete:

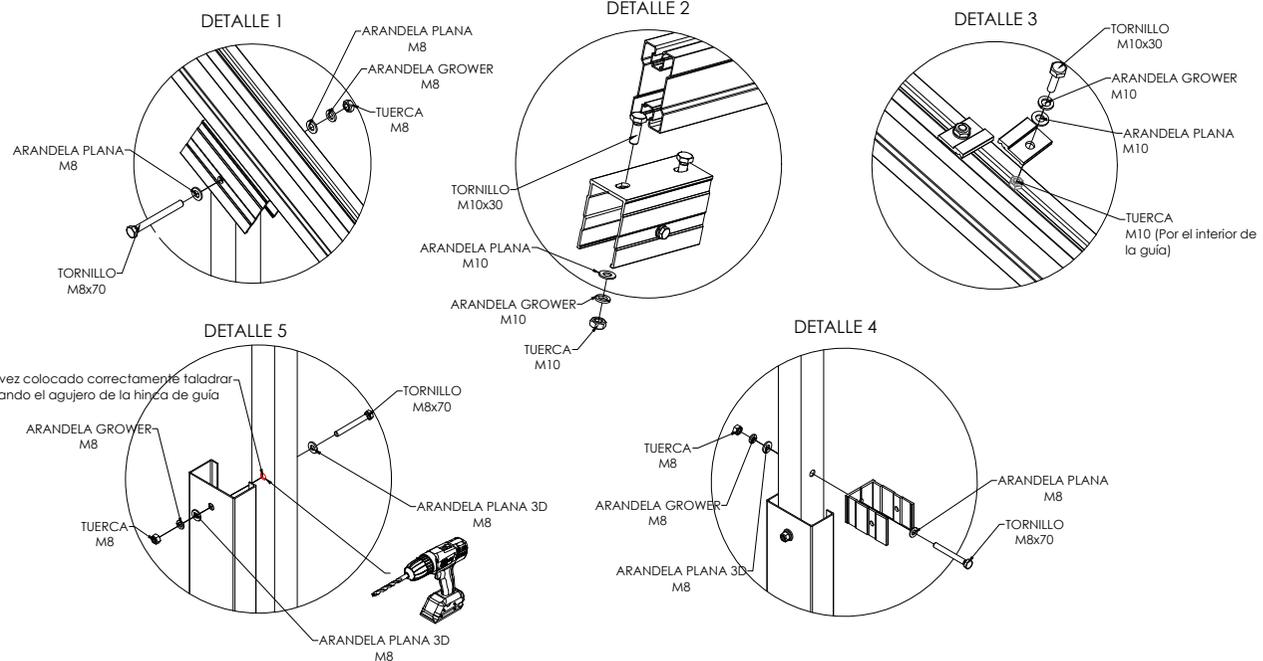
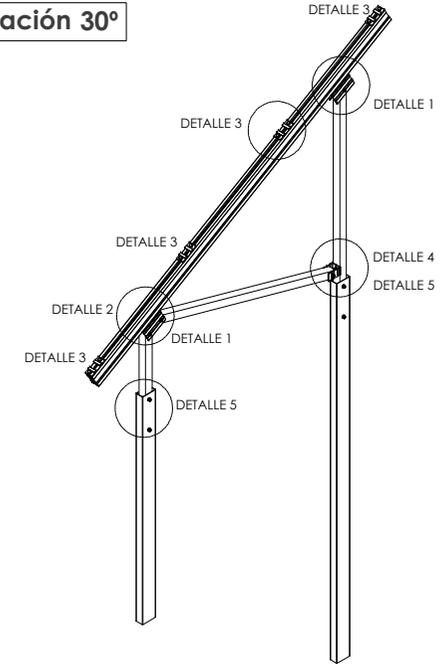
| | |
|-------------------------|-------|
| Tornillo Presor | 7 Nm |
| Tornillo M8 Hexagonal | 20 Nm |
| Tornillo M10 Hexagonal | 40 Nm |
| Tornillo M6,3 Hexagonal | 10 Nm |



Nº piezas por triángulo

| | | | | |
|--------------------|---------|--------------------------------|--------------|----------|
| 19 | | Arandela 3D M8 (detalle 4 y 5) | - | 9 |
| 18 | | Tuerca M8 | - | 9 |
| 17 | | Grower M8 | - | 9 |
| 16 | | Arandela M8 | - | 9 |
| 15 | | Tornillo M8L70 | 80 | 9 |
| 14 | | Tuerca M10 | - | 12 |
| 13 | | Grower M10 | - | 12 |
| 12 | | Arandela M10 | - | 12 |
| 11 | | Tornillo M10L30 | 30 | 12 |
| 10 | | Unión guía-viga | 50 | 8 |
| 9 | | Viga | 3600 | 1 |
| 8 | | Diagonal Pórtico | 2134 | 1 |
| 7 | | Pata trasera | 2074 | 1 |
| 6 | | Pata delantera | 799 | 1 |
| 5 | | Fijación pata trasera-viga | 150 | 1 |
| 4 | | Fijación pata delantera-viga | 150 | 1 |
| 3 | | Unión puntal -pata trasera | 50 | 1 |
| 2 | | Hinca delantera | 1500 | 1 |
| 1 | | Hinca trasera | 2500 | 1 |
| Número de pórticos | | | | 1 |
| Elemento | Detalle | Descripción | Longitud mm. | unidades |

Inclinación 30°



DESPIECE DEL PÓRTICO



Marcado ES19/86524 CE

3/3

SIMPLE AND SAFE CONNECTION OF PHOTOVOLTAIC STRINGS, 1500 V

12 / 16 / 18 / 20 / 24 / 32

The new INGECON® SUN StringBox is a cost-effective PV string combiner box series designed for central inverter-based PV systems. The INGECON® SUN StringBox features efficient input and output DC wiring with fully rated DC disconnect switches for safe maintenance.

When used in combination with INGECON® SUN series central inverters, the INGECON® SUN StringBox outputs can be monitored by means of the optional DC input groups monitoring kit available for B and C series.

A complete range of equipment for all types of projects

Available in models ranging from 12 to 32 inputs and 1,500 V max. DC voltage, the INGECON® SUN StringBox provide the maximum flexibility and expandability in system design. The compact and rugged IP65 enclosure is designed for installation in outdoor environments, such as roof-mounted systems and large-scale solar farms.

Maximum protection

The INGECON® SUN StringBox is a passive combiner box equipped with touch-safe DC fuse holders, DC fuses, lightning induced DC surge arresters and load disconnect switch.

PROTECTIONS

- Up to 32 pairs of DC fuses.
- Available fuses: 10A, 12A, 15A, 16A, 20A, 25A, 30A, 32A (15A standard).
- Lightning induced DC surge arresters, type 2.
- Manual DC isolating switch.

OPTIONAL ACCESSORIES

- Lightning induced DC surge arresters, type 1+2.
- Pole mounting kit.
- PV connectors.

MAIN FEATURES

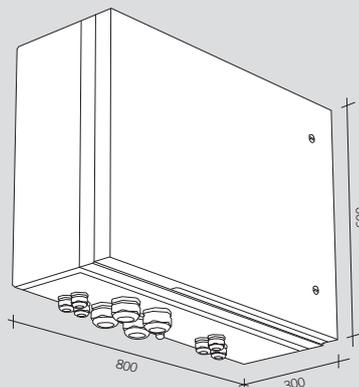
- Built to minimize system costs by providing the maximum flexibility.
- Available in 12, 16, 18, 20, 24, 32 inputs configurations.
- Rated for 1,500 Vdc maximum voltage
- Simplifies input and output wiring.
- Capability to connect up to 2 DC output cables per polarity (only for 12 and 16 inputs).
- IP65 protection rating.
- Maximum protection to corrosion and pollution thanks to the isolating polyester enclosure reinforced with fiberglass.



| | 1,500 V | | | |
|--|---|------------------------|------------------------|------------------------|
| | StringBox 12 | StringBox 12B | StringBox 16 | StringBox 16B |
| Input | | | | |
| Maximum number of input strings | 12 / 24 ⁽¹⁾ | 12 / 24 ⁽¹⁾ | 16 / 32 ⁽¹⁾ | 16 / 32 ⁽¹⁾ |
| Maximum current per input (A) | 12 / 24 | 12 / 24 | 12 / 24 | 12 / 24 |
| Number of protection fuses | 12 | 24 | 16 | 32 |
| Type of fuses | gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA | | | |
| Available fuses | 10 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A (15 A / 30 A standard) | | | |
| Maximum DC voltage | 1,500 Vdc | | | |
| Cable inlet | M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland) | | | |
| Inlet connections | Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm ² | | | |
| Output | | | | |
| Rated total current (A) ⁽²⁾ | 144 / 288 | 144 / 288 | 192 / 384 | 192 / 384 |
| Cable outlet | Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm) | | | |
| Outlet connections | Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm ² per pole | | | |
| DC switch disconnect rating (A) | 315 / 400 | 315 / 400 | 315 / 400 | 315 / 400 |
| SPD | | | | |
| Type | Type 1 (optional: Type 1+2) | | | |
| Grounding connection | M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm ²) | | | |
| General Information | | | | |
| Enclosure type | Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass) | | | |
| Protection rating | IP65 | | | |
| Impact strength | IK10 | | | |
| Operating temperature range | -20 °C to +55 °C | | | |
| Relative humidity (non-condensing) | 0 to 95% | | | |
| Maximum altitude ⁽³⁾ | 2,000 m a.s.l. | | | |
| DC switch handle | Internal, lockable in open position | | | |
| Consumption (W) | 0 W | | | |
| Size (mm) | 800 x 600 x 300 (W x H x D) | | | |
| Weight (kg) | 35 | 36 | 36 | 38 |
| Marking | CE | | | |
| Electrical installations | IEC 60364-7-712 | | | |
| LV Switchgear standards | IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033 | | | |
| Electric shock protection | Class II equipment | | | |

Notes: ⁽¹⁾ With external over-molding in line fuses and branch connectors ⁽²⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55°C
⁽³⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)

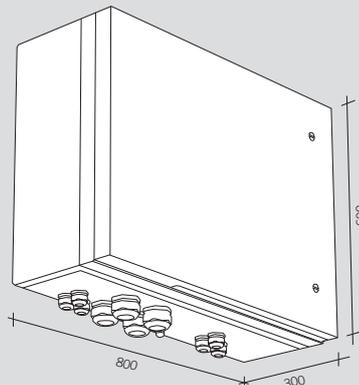


- 12**
35 kg.
- 12B / 16**
36 kg.
- 16B**
38 kg.

| | 1,500 V | | | |
|--|---|-------------------|------------------------------|-------------------|
| | StringBox 18 | StringBox 18B | StringBox 20 | StringBox 20B |
| Input | | | | |
| Maximum number of input strings | 18 ⁽¹⁾ | 18 ⁽¹⁾ | 20 ⁽¹⁾ | 20 ⁽¹⁾ |
| Maximum current per input (A) | 12 | 12 | 12 | 12 |
| Number of protection fuses | 18 | 36 | 20 | 40 |
| Type of fuses | gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA | | | |
| Available fuses | 10 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A (15 A / 30 A standard) | | | |
| Maximum DC voltage | 1,500 Vdc | | | |
| Cable inlet | M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland) | | | |
| Inlet connections | Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm ² | | | |
| Output | | | | |
| Rated total current (A) ⁽¹⁾ | 216 | 216 | 240 | 240 |
| Cable outlet | Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm) | | | |
| Outlet connections | Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm ² per pole | | | |
| DC switch disconnect rating (A) | 400 | 400 | 400 | 400 |
| SPD | | | | |
| Type | Type 1 (optional: Type 1+2) | | | |
| Grounding connection | M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm ²) | | | |
| General Information | | | | |
| Enclosure type | Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass) | | | |
| Protection rating | IP65 | | | |
| Impact strength | IK10 | | | |
| Operating temperature range | -20 °C to +55 °C | | | |
| Relative humidity (non-condensing) | 0 to 95% | | | |
| Maximum altitude ⁽²⁾ | 2,000 m a.s.l. | | | |
| DC switch handle | Internal, lockable in open position | | | |
| Consumption (W) | 0 W | | | |
| Size (mm) | 800 x 600 x 300 (W x H x D) | | 1000 x 750 x 320 (W x H x D) | |
| Weight (kg) | 37 | 39 | 38 | 42 |
| Marking | CE | | | |
| Electrical installations | IEC 60364-7-712 | | | |
| LV Switchgear standards | IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033 | | | |
| Electric shock protection | Class II equipment | | | |

Notes: ⁽¹⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C ⁽²⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)

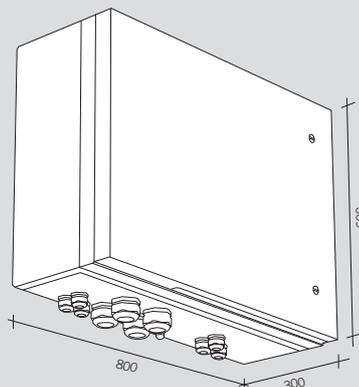


- 18**
37 kg.
- 18B**
39 kg.
- 20**
38 kg.
- 20B**
42 kg.

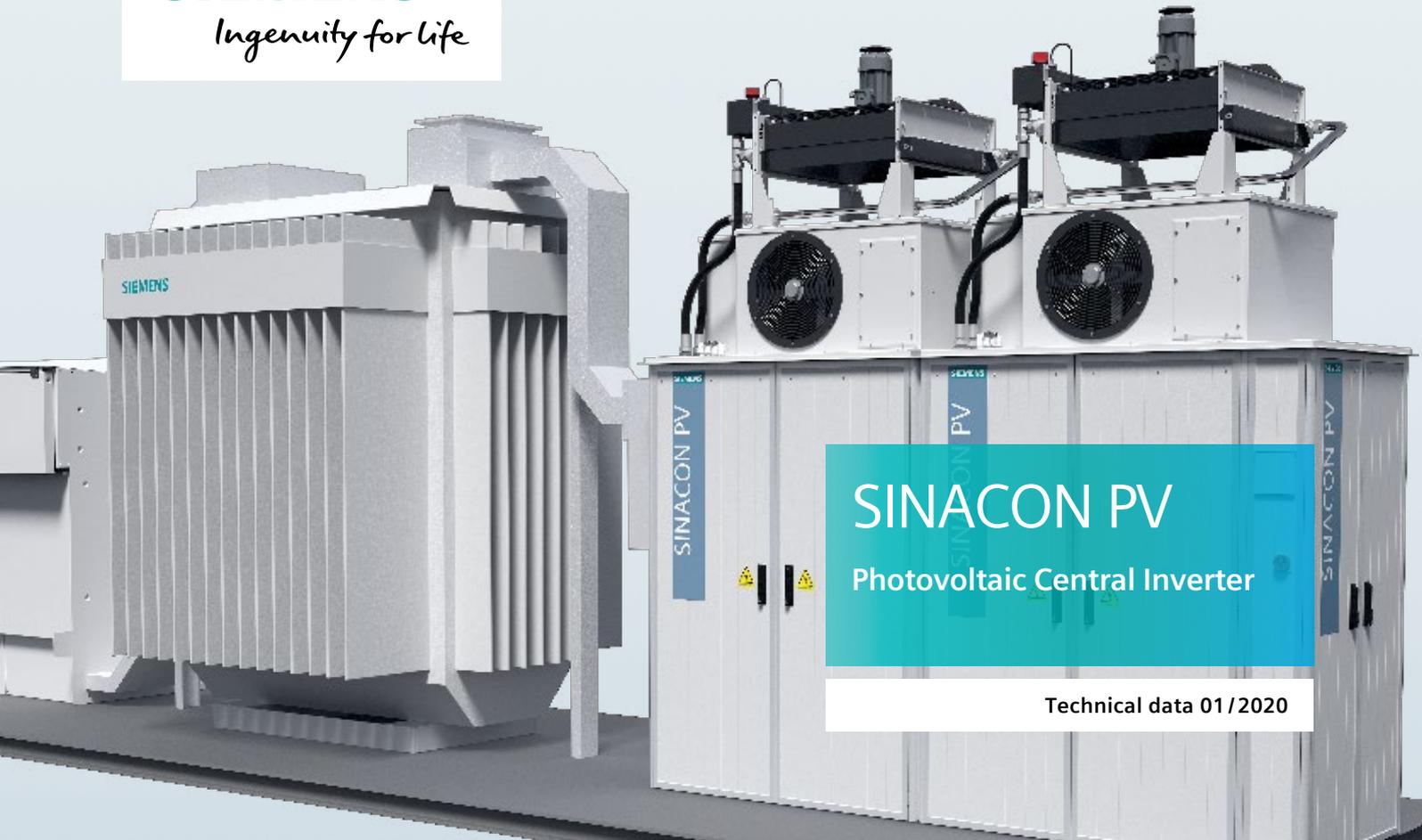
| | 1,500 V | | | |
|--|---|------------------------------|--------------|------------------------------|
| | StringBox 24 | StringBox 24B | StringBox 32 | StringBox 32B |
| Input | | | | |
| Maximum number of input strings | 24 | 24 | 32 | 32 |
| Maximum current per input (A) | 12 | 12 | 12 | 12 |
| Number of protection fuses | 24 | 48 | 32 | 64 |
| Type of fuses | gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA | | | |
| Available fuses | 10 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A (15 A / 30 A standard) | | | |
| Maximum DC voltage | 1,500 Vdc | | | |
| Cable inlet | M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland) | | | |
| Inlet connections | Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm ² | | | |
| Output | | | | |
| Rated total current (A) ⁽¹⁾ | 288 | 288 | 384 | 384 |
| Cable outlet | Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm) | | | |
| Outlet connections | Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm ² per pole | | | |
| DC switch disconnect rating (A) | 400 | 400 | 400 | 400 |
| SPD | | | | |
| Type | Type 1 (optional: Type 1+2) | | | |
| Grounding connection | M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm ²) | | | |
| General Information | | | | |
| Enclosure type | Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass) | | | |
| Protection rating | IP65 | | | |
| Impact strength | IK10 | | | |
| Operating temperature range | -20 °C to +55 °C | | | |
| Relative humidity (non-condensing) | 0 to 95% | | | |
| Maximum altitude ⁽¹⁾ | 2,000 m a.s.l. | | | |
| DC switch handle | Internal, lockable in open position | | | |
| Consumption (W) | 0 W | | | |
| Size (mm) | 800 x 600 x 300 (W x H x D) | 1000 x 750 x 320 (W x H x D) | | 1250 x 750 x 320 (W x H x D) |
| Weight (kg) | 37 | 46 | 44 | 55 |
| Marking | CE | | | |
| Electrical installations | IEC 60364-7-712 | | | |
| LV Switchgear standards | IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033 | | | |
| Electric shock protection | Class II equipment | | | |

Notes: ⁽¹⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C ⁽²⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)

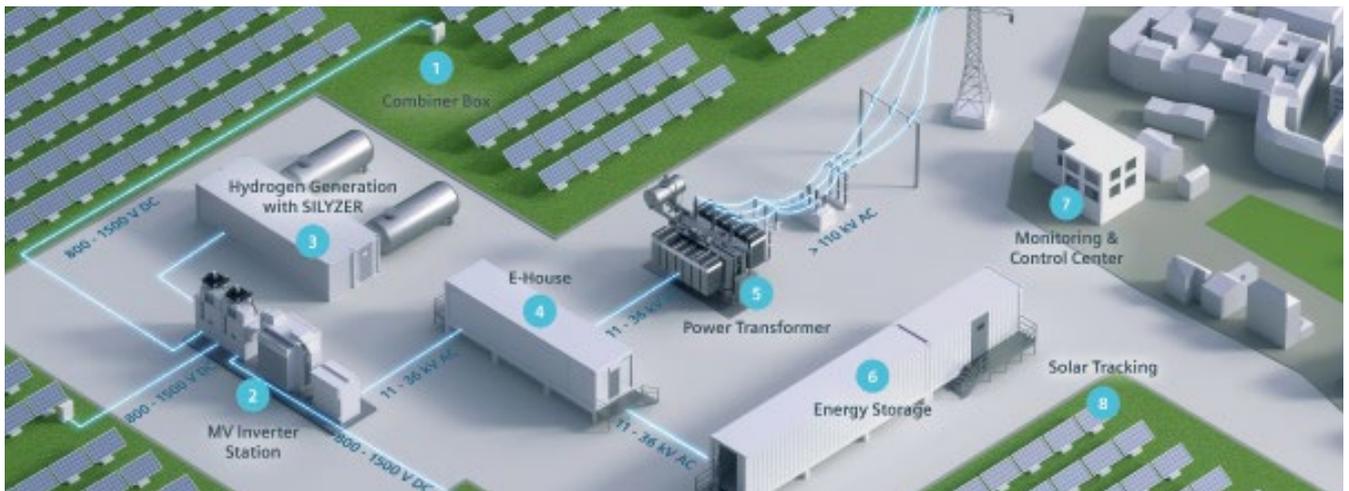


- 24**
37 kg.
- 24B**
46 kg.
- 32**
44 kg.
- 32B**
55 kg.



The SINACON PV inverter is used in medium and large utility-scale photovoltaic power plants to achieve high efficiency. It is equipped with 3-level IGBT modules for input voltages of up to DC 1,500 V to maximize energy efficiency. The integrated DC and AC distribution makes the SINACON PV inverter cost efficient. Standardized interfaces for easy plug and play reduce engineering hours.

- Designed for harsh environments
- IP65 without humidity limits
- Liquid cooling (-40°C...+60°C possible)
- Late power derating over 40°C
- Extreme high quality standards



The SINACON PV inverter is part of the MV-Inverter Station with the transformer and RMU (Ring Main Unit) in the eBoP solution (electrical Balance of Plant).

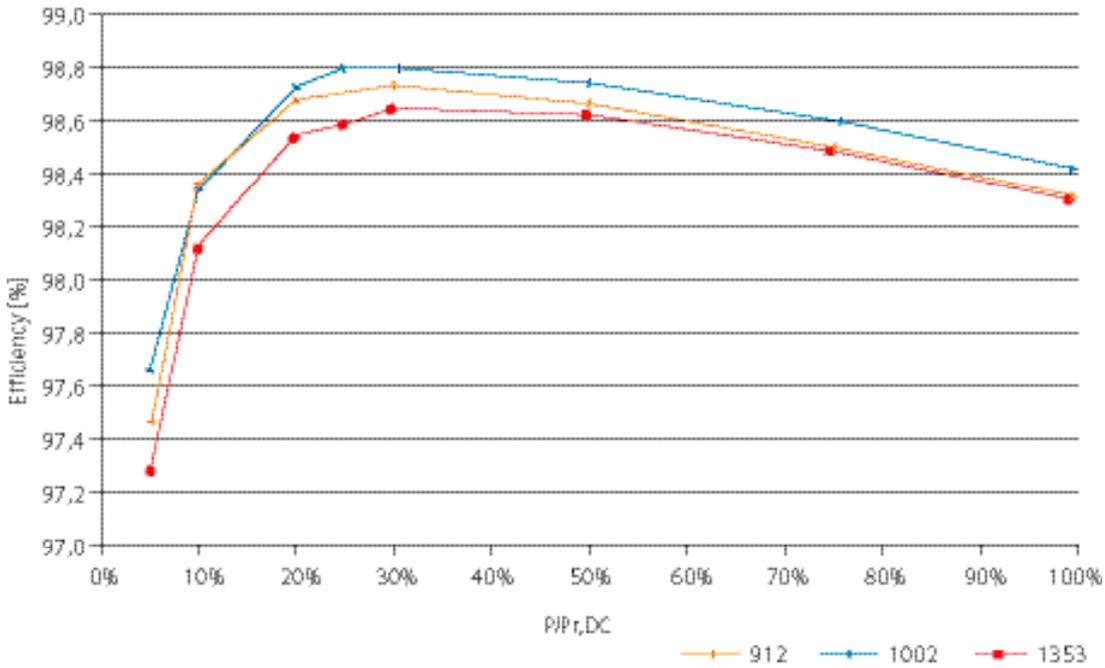
| Storage, transportation and operation | | | | |
|---|--|--|--------------------------|-------------------|
| Temperature | -40 °C ... +60 °C | | | |
| Relative humidity | 0% ... 100% | | | |
| Maximum altitude of installation site without derating | < 1,500 m above MSL | | | |
| Cooling | | | | |
| Cooling method | Forced cooling by means of fans and liquid cooling | | | |
| Applicable standards and conformity | | | | |
| BDEW (Germany) | BDEW Guideline, FGW TG3, TG4 and TG8 | | | |
| IEC 61683 (efficiency) | IEC 61683: 1999 | | | |
| IEC 62116 (anti islanding) | IEC 62116: 2014 (at 50 Hz) | | | |
| EMC Emission | IEC 61000-6-4: 2007 + A1: 2011 | | | |
| EMC Immunity | IEC 61000-6-2: 2005 | | | |
| Electrical Safety | IEC 62109-1: 2010, IEC 62109-2: 2011, IP65 according to IEC 60529: 1989 | | | |
| Degree of protection: IP65 (cabinet only) | IEC 60529 | | | |
| General data | | | | |
| Control strategy | MPPT | | | |
| Efficiency (PV 5000) | (97.6 98.5 98.9 98.9 99.0 98.9 98.8 98.7)% | For (5 10 20 25 30 50 75 100)% power at 1,006 V _{DC} without self-consumption for cooling | | |
| EU and CEC efficiency | 98.8% | Without internal consumption | | |
| Infeed starts from | 260 W ... 2,500 W | Depending on cooling | | |
| Standby loss | 80 W ... 150 W | – | | |
| Max. self-consumption for cooling | 5,000 W | Without cabinet heating | | |
| Mechanical data | | | | |
| Mounting position | Vertical | – | | |
| Type of mounting | Floor mounting | – | | |
| |  |  | | |
| Number of Power Units | 1 | 2 | 3 | 4 |
| SINACON PV series | PV1000 ... PV1250 | PV2000 ... PV2500 | PV3000 ... PV3750 | PV4000 ... PV5000 |
| Dimensions (without pallet, with heat exchanger); (W x H x D) | 2,120 x 3,760 x 1,170 mm | | 3,690 x 3,760 x 1,170 mm | |
| Weight ¹⁾ | < 1,600 kg | < 2,200 kg | < 3,300 kg | < 3,900 kg |
| Color | RAL 7035 | | | |
| Input data (DC) | | | | |
| Independent inputs | 1 ... 2 | Depending on configuration | | |
| Nominal voltage | min. MPP voltage | – | | |
| DC voltage (max. MPP) | 1,500 V | Depending on application | | |
| DC voltage (min. MPP) | 802 V / 882 V (AC 550 V) 838 V / 922 V (AC 575 V) 875 V / 962 V (AC 600 V) 919 V / 1,010 V (AC 630 V) 962 V / 1,058 V (AC 660 V) 1,006 V / 1,107 V (AC 690 V) | For 100 % / 110 % nominal grid voltage | | |
| DC current (max.) | 1 ... 4 x 1,200 A | – | | |
| Short-circuit current (max.) | 6,4 kA / 7 kA | 250 A / 315 A DC fuses | | |
| Nominal power | 1 ... 4 x 1,016 kW 1 ... 4 x 1,062 kW 1 ... 4 x 1,108 kW 1 ... 4 x 1,159 kW 1 ... 4 x 1,209 kW 1 ... 4 x 1,270 kW | – | | |
| Capacitance to ground (max.) | 2,000 µF | Per IT system | | |

¹⁾ The weight refers to a complete system without extra options.

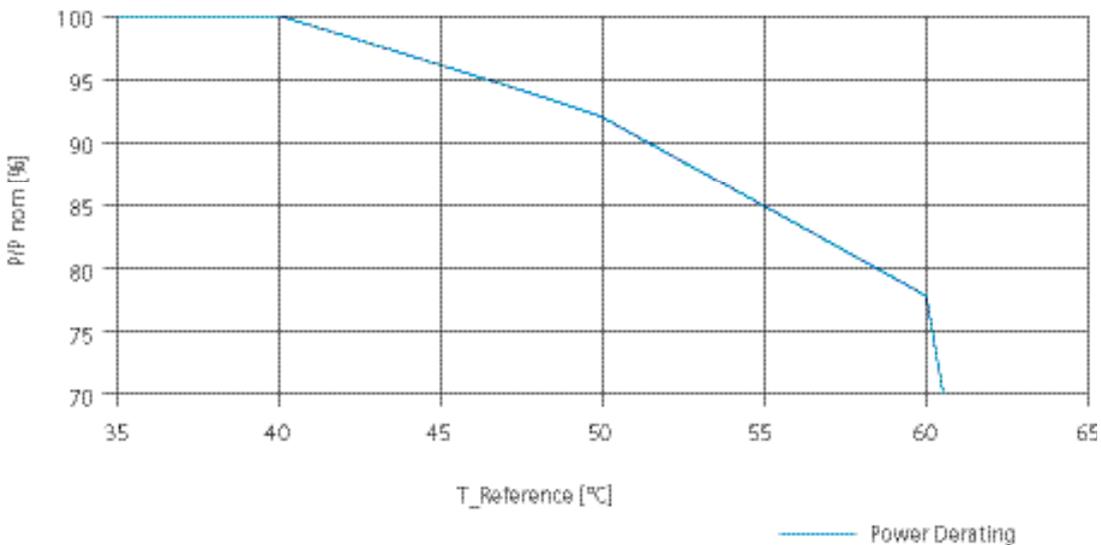
Output data (AC)

| | | |
|---|--|--|
| Apparent power (max.) and nominal power | PV1000 ... PV4000 kVA (AC 550 V) PV1045 ... PV4180 kVA (AC 575 V) PV1090 ... PV4360 kVA (AC 600 V) PV1140 ... PV4560 kVA (AC 630 V) PV1200 ... PV4800 kVA (AC 660 V) PV1250 ... PV5000 kVA (AC 690 V) | With nominal grid voltage, $\cos \phi = 1$ |
| Number of independent systems | 1 ... 2 | – |
| Grid voltage | 550 ... 690 V ($\pm 10\%$ at $U_n(AC)$) | – |
| Nominal frequency | 50 Hz / 60 Hz ($\pm 10\%$) | – |
| Output current (max.) | 1 ... 4 x 1,050 A | – |
| Short-circuit current (max.) | 50 kA | – |
| Power factor $\cos \phi$ | – | Adjustable to local requirements |
| Harmonic distortion | < 3% | – |

Measured values²⁾ without internal consumption for AC 600 V (PV4360)



Derating



²⁾ Measured by Fraunhofer ISE

Order information – The order number consists of several digits depending on the configuration.

| Description | 1. | 2. | 3. | 4. | 5. | 6. | 7. | - | 8. | 9. | 10. | 11. | 12. | - | 13. | 14. | 15. | 16. |
|--|----|----|----|----|----|----|----|---|----|----|-----|-----|-----|---|-----|-----|-----|-----|
| SINACON PV inverter for medium voltage supply | 6 | S | P | 1 | | | | | | | | | | | | | | |
| Number of power units | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| • 1 power unit | | | | | 1 | | | | | | | | | | | | | |
| • 2 power units | | | | | 2 | | | | | | | | | | | | | |
| • 3 power units | | | | | 3 | | | | | | | | | | | | | |
| • 4 power units | | | | | 4 | | | | | | | | | | | | | |
| Input connections (per power unit on plus and minus) | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| • 7 x M10 bolt and nut | | | | | | 0 | | | | | | | | | | | | |
| Initial current measurement at DC input | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| • Each + input measured | | | | | | | 1 | | | | | | | | | | | |
| Minimum operating ambient temperature | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| • Up to -10°C | | | | | | | | 0 | | | | | | | | | | |
| • Up to -25°C, with cabinet heating | | | | | | | | 1 | | | | | | | | | | |
| • Up to -40°C, with cabinet heating and insulation | | | | | | | | 2 | | | | | | | | | | |
| Applied standards | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| • IEC with external AC connection | | | | | | | | | E | | | | | | | | | |
| • UL with external AC connection | | | | | | | | | U | | | | | | | | | |
| Network-/optical fiber switch connection | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| • Singlemode unmanaged | | | | | | | | | | S | | | | | | | | |
| • Multimode unmanaged | | | | | | | | | | M | | | | | | | | |
| • RJ45 | | | | | | | | | | R | | | | | | | | |
| Seismic design | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| • Without seismic design | | | | | | | | | | | 0 | | | | | | | |
| • With seismic design | | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| Frequency | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| • 50 Hz | | | | | | | | | | | | 5 | | | | | | |
| • 60 Hz | | | | | | | | | | | | 6 | | | | | | |
| Inverter output AC voltage | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| • 550 V (PV1000 ... PV4000) | | | | | | | | | | | | | | | | 4 | | |
| • 575 V (PV1045 ... PV4180) | | | | | | | | | | | | | | | | 5 | | |
| • 600 V (PV1090 ... PV4360) | | | | | | | | | | | | | | | | 6 | | |
| • 630 V (PV1140 ... PV4560) | | | | | | | | | | | | | | | | 7 | | |
| • 660 V (PV1200 ... PV4800) | | | | | | | | | | | | | | | | 8 | | |
| • 690 V (PV1250 ... PV5000) | | | | | | | | | | | | | | | | 9 | | |
| Grounding/Insulation monitoring | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| • Insulation monitoring internal | | | | | | | | | | | | | | | | | I | |
| • Negative-pole grounding without isolation monitoring | | | | | | | | | | | | | | | | | N | |
| Inverter options | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| • None | | | | | | | | | | | | | | | | | | N |
| • AC precharge | | | | | | | | | | | | | | | | | | A |
| Additional internal transformer | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| • 63 A fuse | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2 |
| • Transformer with 8 kVA, AC 400 V | | | | | | | | | | | | | | | | | | 3 |
| • none | | | | | | | | | | | | | | | | | | 9 |
| Example: | 6 | S | P | 1 | 4 | 0 | 1 | - | 0 | E | S | 0 | 5 | - | 6 | N | N | 3 |

**Published by
Siemens AG**

Smart Infrastructure
Distribution Systems
Mozartstrasse 31c
91052 Erlangen, Germany

Article No. SIDS-B10020-00-7600
HL 19125033 WS 01200.0
© Siemens 2020

For the U.S. published by
Siemens Industry Inc.

100 Technology Drive
Alpharetta, GA 30005
United States

Subject to changes and errors. The information given in this document only contains general descriptions and/or performance features which may not always specifically reflect those described, or which may undergo modification in the course of further development of the products. The requested performance features are binding only when they are expressly agreed upon in the concluded contract

Siltrim

Compact and fire resistant transformer up to 3.3 MVA - 36 kV

PM10222



Siltrim meets or exceeds major international standard requirements.

Customer Benefits

- Long life cycle
- Compact
- Fire resistant, explosion-proof
- Designed for high harmonic environments and overload conditions
- Low heat dissipation
- Optional vibration pads for additional resistance
- Near-zero maintenance, recyclable

Schneider Electric has designed a very compact distribution transformer answering your technical requirements and adapted to fit into reduced spaces such as wind towers and offshore oil & gas platforms.

Compact transformer Siltrim: excellent compromise

Guided by constant feedback from our customers, Schneider Electric engineers have developed an innovative, high advanced technical solution, Siltrim.

Siltrim's patented design allows it to remain cool despite its extremely compact size. Siltrim is specifically built for our customers' complex mechanical and electrical environments and can be installed in the harshest environmental locations

Siltrim, for extra power without extra heat

Wherever extra power from an ultra-compact transformer is needed, Siltrim is the answer.

It has been tested for an extremely high over-voltage level and is equipped with a pressure-relief device as an added safety measure against explosion. The Siltrim transformer is ideally suited for installation in wind turbines towers, compact substations, as well as onshore and offshore platforms.

Extremely compact, it fits into small spaces yet remains cool. It offers lower winding hotspot temperatures resulting in a longer working life with high availability and proven reliability.

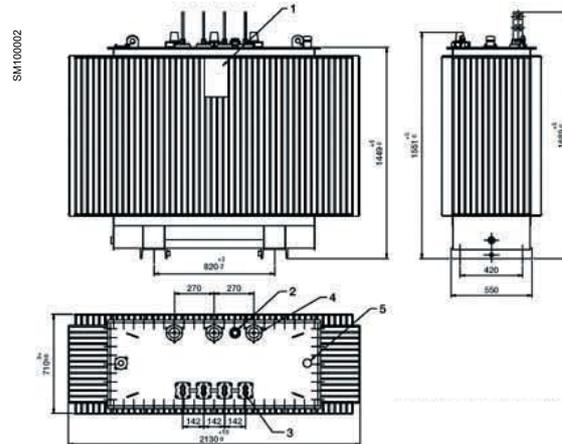
PM10223



PM10224



PM102225



Siltrim's high performance level (higher efficiency, low temperature rise, fire resistance) combined with its compactness is obtained by using an excellent fire resistant and heat dissipating dielectric liquid. Siltrim can handle high harmonics, environmental and overload conditions.

- Siltrim 1600 kVA 20/0,69 kV
- 1 Rating plate
 - 2 Tap changer
 - 3 LV connecting lugs
 - 4 HV plug-in bushings
 - 5 Pressure relief device

Technical characteristics

| | | | | | | | | | |
|-------------------------------|-----|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Rated power | kVA | 1,600 | 1,800 | 2,000 | 2,300 | 2,500 | 2,800 | 2,300 | 2,500 |
| Rated Voltage LV / HV | V | 690 / 20,000 | 690 / 20,000 | 690 / 20,000 | 690 / 20,000 | 690 / 20,000 | 690 / 20,000 | 400 / 20,000 | 400 / 20,000 |
| Tappings on HV | % | ±2.5±5 | ±2.5±5 | ±2.5±5 | ±2.5±5 | ±2.5±5 | ±2.5±5 | +4x2.5 | +4x2.5 |
| Vector group | | Dyn |
| No load losses | W | 1,700 | 2,000 | 2,200 | 2,400 | 2,650 | 3,200 | 3,400 | 3,400 |
| Load losses at 120°C | W | 16,000 | 16,500 | 18,000 | 19,000 | 19,500 | 20,500 | 17,500 | 17,500 |
| Impedance at 120°C | % | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| Top oil temperature rise | K | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 |
| Mean winding temperature rise | K | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |

Dimensions & weight

| | | | | | | | | | |
|--------------|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Length | mm | 2,130 | 2,200 | 2,230 | 2,300 | 2,350 | 2,400 | 2,392 | 2,375 |
| Width | mm | 710 | 770 | 770 | 770 | 810 | 810 | 770 | 770 |
| Height | mm | 1,680 | 1,720 | 1,900 | 1,950 | 2,080 | 2,200 | 2,125 | 2,130 |
| Total weight | kg | 3,600 | 3,940 | 4,500 | 4,900 | 5,500 | 6,200 | 6,070 | 6,070 |

© 2011 Schneider Electric. All rights reserved.

Cables para instalaciones de energía solar fotovoltaica

Por una energía limpia



General Cable



A brand of

Prysmian
Group

Bienvenidos al portafolio de productos y servicios más amplio del mercado

En General Cable, una marca comercial de Prysmian Group, contamos con una dilatada experiencia en el mercado gracias a nuestra **amplia cartera de clientes** que operan en todos los segmentos del mercado energético y las telecomunicaciones, desde la construcción e infraestructura, industrial, aplicaciones especializadas hasta la transmisión de datos. Aumentamos el valor de los productos y de las tecnologías que desarrollamos. El resultado es un **completo portafolio de productos y servicios totalmente único**, que junto a nuestra vocación de **servicio y cercanía** nos convierte en un aliado sólido e indispensable para los clientes que se esfuerzan cada día por competir y crecer.

General Cable



Símbolos



No propagación de la llama
UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2



Resistencia al fuego
UNE-EN 50200
IEC 60331-1



Protección mecánica contra roedores



No propagación de incendio
UNE-EN 50399
UNE-EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24



Flexibilidad aumentada



Servicios duros



Baja emisión de calor
UNE-EN 50399



Sectorflex® conductor sectorial flexible



Estanco/sumergible



Baja emisión de humos
UNE-EN 50399



Protección frente a las interferencias
electromagnéticas



Instalaciones solares fotovoltaicas



Baja opacidad de humos
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2



Resistencia a los aceites minerales



Temperatura máxima del conductor: +70 °C



Reducido desprendimiento
de gotas/partículas inflamadas
UNE-EN 50399



Resistencia a la intemperie



Temperatura máxima del conductor: +90 °C



Libre de halógenos
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2
UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1



Resistencia a las radiaciones UV



Fácil pelado de los cables



Reducida emisión de gases tóxicos
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2



Resistencia a muy baja temperatura (°C)



Excelente deslizamiento



Baja emisión de gases corrosivos
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2



Resistencia mecánica



Resistente al agua



Obtención longitudinal

Guía de instalación de cables fotovoltaicos

1 Conexión entre módulos fotovoltaicos



exZellent^{class} SOLAR H1Z2Z2-K
 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.)
 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Secciones habituales de 4,6 y 10 mm²



2 Instalación BT DC entre módulos y cajas combinadoras (SCBs)



exZellent^{class} SOLAR H1Z2Z2-K
 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.)
 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Secciones habituales de 4,6 y 10 mm²



3 Instalación BT DC entre cajas combinadoras (SCBs) y los inversores



HARMOHNY^{class} XZ1 AL (S)
 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx.)
 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Secciones habituales desde 1x16 hasta 1x300 mm²



4 Instalación BT AC entre inversores y transformadores



HARMOHNY^{class} XZ1 AL (S)
 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx.)
 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Secciones habituales desde 1x16 hasta 1x300 mm²



5 Cables para el circuito de evacuación (MT/AT)



VULPREN^{class} HEPRZ1 AL
 12/20 kV - 18/30 kV
 Cables de MT hasta 30 kV
 Cables de AT desde 45 kV hasta 400 kV
 Cable con armadura bajo pedido



HERSATENE^{class} RH5Z1-OL AL
 12/20 kV - 18/30 kV
 Cables de MT hasta 30 kV
 Cables de AT desde 45 kV hasta 400 kV
 Cable con armadura bajo pedido



6 Red de comunicaciones



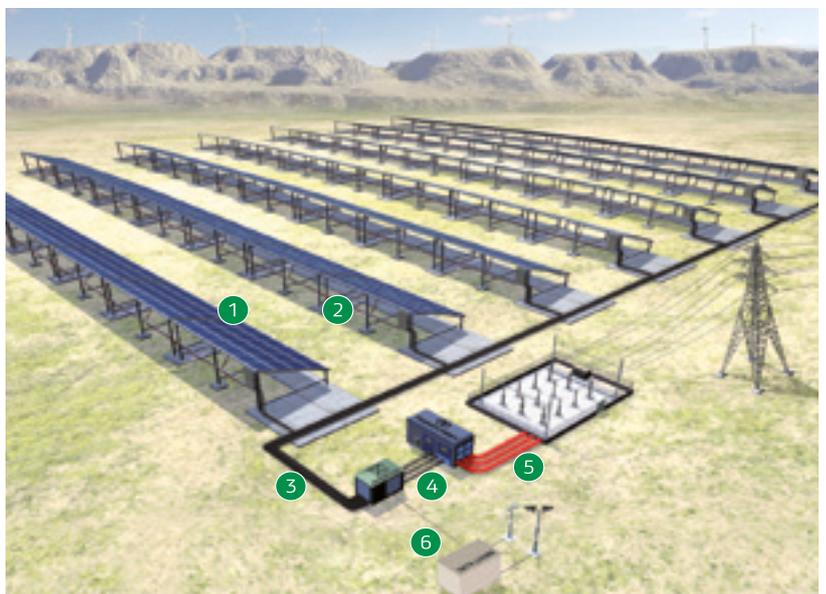
ICS IE UC900 SS23 Cat.7 PE
 IE S/FTP 4P Exterior | Outdoor



ICS IE ToughCat.7 Armoured
 S/FTP Exterior armado | Outdoor armoured



E08a UC FIBRE Outdoor Central Tube Cable
 A-DQ(ZN)B2Y - FO Exterior | Outdoor armoured



Índice

| Cable |  | Designación | Clase CPR | Pág. |
|--|---|-------------|----------------------------|------|
| EXZHELLENT® Class SOLAR | | H1Z2Z2-K | E _{ca} | 6 |
| EXZHELLENT® COMPACT 1000 V (AS) * | ● | RZ1-K (AS) | C _{ca} -s1b,d1,a1 | 9 |
| HARMOHNY® ALL GROUND | ● | XZ1 (S) AL | E _{ca} | 14 |
| HARMOHNY® CLASS | | XZ1 (S) AL | E _{ca} | 16 |
| VULPREN® CLASS | | HEPRZ1 AL | F _{ca} | 22 |
| HERSATENE® Class | | RH5Z1-OL AL | F _{ca} | 25 |

* Todos los cables de este catálogo son de aplicación en grandes plantas de generación fotovoltaica, los dos primeros cables de este índice son además para instalaciones de autoconsumo.

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)



class
exzhellent SOLAR

NORMAS

CONSTRUCCIÓN

UNE-EN 50618
IEC 62930

REACCIÓN AL FUEGO*

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
UNE-EN 50525-1; IEC 62821-1 anexo B
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000163
Clase E_{ca}

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Cobre estañado, clase 5
según UNE-EN 60228.

2. AISLAMIENTO

Compuesto libre de halógenos reticulado.

3. CUBIERTA EXTERIOR

Compuesto libre de halógenos reticulado.
Colores rojo o negro.

APLICACIONES

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas (grandes plantas, edificios, industrias, naves agrícolas, para uso fijo o móvil con seguidores...).

Puede ser instalado en bandejas, conductos y equipos.

A emplear en el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo o entre paneles solares y string combiner boxes en grandes plantas de generación fotovoltaica.

Temperatura máxima del conductor:
+90 °C (120 °C durante 20000 horas).

Temperatura mínima de trabajo: -40 °C.

CERTIFICACIONES



L C I E



* En azul ensayos de fuego válidos en la UE.



DESCÁRGATE LA DOP
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>

N° DoP 000163

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

class
exZhelent SOLAR



1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

ENSAYOS ADICIONALES

| | |
|--|--|
| Vida estimada | 25 años |
| Certificación | Bureau Veritas LCIE |
| Servicios móviles | SI |
| Doble aislamiento (clase II) | SI |
| Tª máxima de conductor | 90 °C (120 °C, 20000 h) |
| Adecuado para sistemas anti-PID | Tensión máxima eficaz: 1200 V (> 906 V) / Tensión máxima de pico: 1697 V (> 1468 V) |
| Máxima tensión de tracción | 50 N/mm ² durante el tendido / 15 N/mm ² en operación (instalado) |
| Resistencia al ozono | IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; UNE-EN 50618; Tab.2 según UNE-EN 50396 tipo de prueba B |
| Resistencia a los rayos uv | IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo E |
| Protección contra el agua | AD8 (sumersión) |
| Resistencia a ácidos y bases | IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según EC 60811-404; UNE-EN 60811-404) |
| Prueba de contracción | IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab 2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2 %) |
| Resistencia al calor húmedo | IEC 62930 Tab.2 y UNE-EN 50618 Tab. 21000 h a 90 °C y 85 % de humedad para IEC 60068-2-78, UNE-EN- 60068-2-78 |
| Resistencia de aislamiento a largo plazo | IEC 62821-2 ; UNE-EN 50395-9 (240 h/85 °C agua/ 1,8 kVdc) |
| Respetuoso con el medioambiente | Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea |
| Ensayo de penetración dinámica | IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D |
| Doblado a baja temperatura | Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y UNE-EN 50618 Tab.2 según UNE-EN 60811-1-4 y UNE-EN 60811-504 y -505 |
| Resistencia al impacto en frío | Resistencia al impacto a -40 °C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506 |
| Durabilidad del marcado | IEC 62930; UNE-EN 50396 |

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

class
exZhelent SOLAR



1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

| Número de conductores x sección (mm ²) | Diámetro máximo del conductor (mm) (1) | Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm) | Radio mínimo de curvatura dinámico (mm) | Radio mínimo de curvatura estático (mm) | Peso kg/km (1) | Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km) | Intensidad máxima admisible al aire A (2) | Intensidad máxima admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3) | Caida de tensión V/(A·km) (2) |
|---|---|--|--|--|-------------------|---|--|--|----------------------------------|
| 1x1,5 | 1,8 | 5,4 | 22 | 16 | 33 | 13,7 | 24 | 30 | 27,4 |
| 1x2,5 | 2,4 | 5,9 | 24 | 18 | 45 | 8,21 | 34 | 41 | 16,42 |
| 1x4 | 3 | 6,6 | 26 | 20 | 61 | 5,09 | 46 | 55 | 10,18 |
| 1x6 | 3,9 | 7,4 | 30 | 22 | 80 | 3,39 | 59 | 70 | 6,78 |
| 1x10 | 5,1 | 8,8 | 35 | 26 | 124 | 1,95 | 82 | 98 | 3,90 |
| 1x16 | 6,3 | 10,1 | 40 | 30 | 186 | 1,24 | 110 | 132 | 2,48 |
| 1x25 | 7,8 | 12,5 | 63 | 50 | 286 | 0,795 | 140 | 176 | 1,59 |
| 1x35 | 9,2 | 14 | 70 | 56 | 390 | 0,565 | 182 | 218 | 1,13 |
| 1x50 | 11 | 16,3 | 82 | 65 | 542 | 0,393 | 220 | 276 | 0,786 |
| 1x70 | 13,1 | 18,7 | 94 | 75 | 742 | 0,277 | 282 | 347 | 0,554 |
| 1x95 | 15,1 | 20,8 | 125 | 83 | 953 | 0,210 | 343 | 416 | 0,42 |
| 1x120 | 17 | 22,8 | 137 | 91 | 1206 | 0,164 | 397 | 488 | 0,328 |
| 1x150 | 19 | 25,5 | 153 | 102 | 1500 | 0,132 | 458 | 566 | 0,264 |
| 1x185 | 21 | 28,5 | 171 | 114 | 1843 | 0,108 | 523 | 644 | 0,216 |
| 1x240 | 24 | 32,1 | 193 | 128 | 2394 | 0,0817 | 617 | 775 | 0,1634 |

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C).

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,85.

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima del conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



exZhellent COMPACT

NORMAS

CONSTRUCCIÓN

IEC 60502-1
UNE 21123-4

REACCIÓN AL FUEGO*

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
UNE-EN 50399
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2
UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1
UNE-EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24

CLASIFICACIÓN CPR

EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

DOP 000040
Clase C_{ca}-s1b,d1,a1

EXZHELLENT® Class SECTORFLEX

DOP 000135
Clase C_{ca}-s1b,d1,a1

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Cobre, clase 5 según UNE-EN 60228.
Sectorial para secciones de 50 mm²
y superiores (solución Sectorflex®).

2. AISLAMIENTO

Poliétileno reticulado,
tipo XLPE según IEC 60502-1.
Identificación por color.

3. CUBIERTA EXTERIOR

Polioléfina termoplástica libre de
halógenos, tipo ST8 según IEC 60502-1.

APLICACIONES

Locales de pública concurrencia,
instalaciones de enlace, locales con riesgo
a incendio o explosión e instalaciones
en falsos techos o suelos elevados en
industrias. Y en general para instalaciones
en las que el riesgo de incendio no sea
despreciable.

Temperatura máxima del conductor: +90 °C.
Temperatura mínima de trabajo: -25 °C.

CERTIFICACIONES



* En azul ensayos de fuego válidos en la UE.



DESCÁRGATE LA DOP
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>

N° DoP 000040
000135

EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV

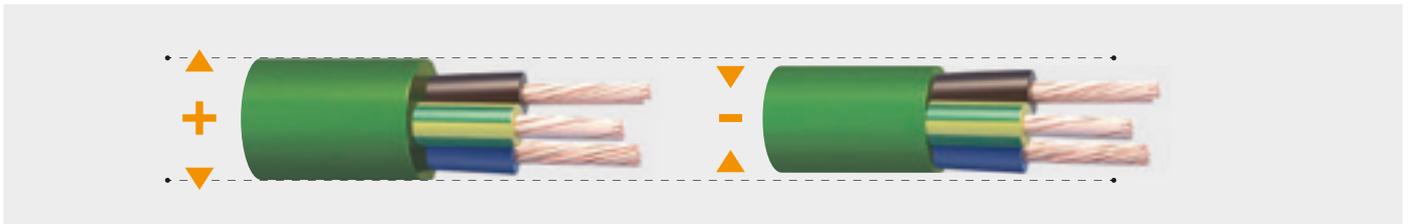


exZhellent COMPACT

PRESTACIONES ADICIONALES:

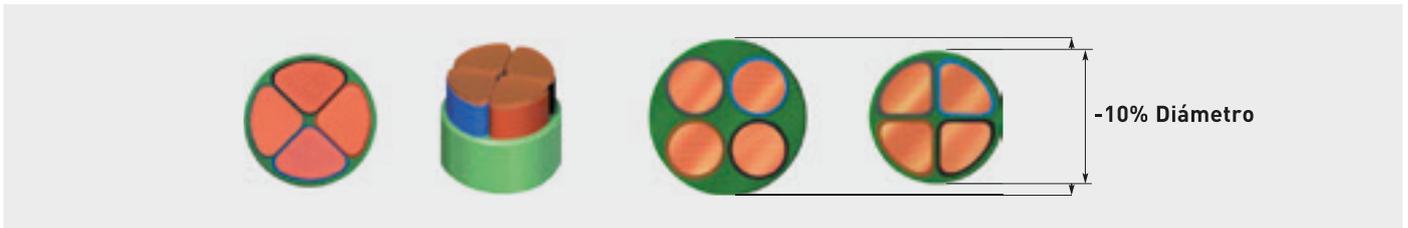
Exzhellent® Compact 1000 V (AS)

Cable con conductores circulares según formaciones indicadas en tablas. 10 % más ligero y 7 % más compacto. Mayor manejabilidad, más ecológico. Sin desprendimiento de gotas incandescentes en caso de incendio.



Exzhellent® Compact Sectorflex 1000 V (AS)

Cables con conductor sectorial para formaciones desde 2 hasta 4 conductores y secciones desde 50 mm². 11 % más ligero y 10 % más compacto. Más manejable y ecológico.



EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



C_{ca}-s1b,d1,a1

exzhellent COMPACT

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

| Número de conductores x sección (mm ²) | Diámetro nominal exterior (mm) (1) | Peso nominal (kg/km) (1) | Radio mínimo de curvatura (mm) | Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km) | Intensidad máxima admisible en bandeja (40° C) (2) A | Intensidad máxima admisible bajo tubo o canal protectora (40° C) (3) A | Intensidad admisible enterrado (4) A | Caída de tensión V/(A·km) | |
|---|---------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|---|---|---|---|------------------------------|------------|
| | | | | | | | | cos φ= 1 | cos φ= 0,8 |
| 1x1,5 * | 6,6 | 61 | 27 | 13,3 | 21 | 18 | 21 | 26,5 | 21,36 |
| 1x2,5 * | 7,0 | 74 | 29 | 7,98 | 30 | 25 | 27 | 15,92 | 12,88 |
| 1x4 * | 8,0 | 99 | 32 | 4,95 | 40 | 35 | 35 | 9,96 | 8,1 |
| 1x6 * | 8,5 | 125 | 34 | 3,3 | 52 | 44 | 44 | 6,74 | 5,51 |
| 1x10 * | 9,5 | 170 | 38 | 1,91 | 72 | 60 | 58 | 4 | 3,31 |
| 1x16 * | 10,1 | 220 | 41 | 1,21 | 97 | 80 | 75 | 2,51 | 2,12 |
| 1x25 * | 11,7 | 315 | 47 | 0,78 | 123 | 106 | 96 | 1,59 | 1,37 |
| 1x35 * | 12,8 | 410 | 52 | 0,55 | 154 | 131 | 117 | 1,15 | 1,01 |
| 1x50 * | 14,3 | 550 | 58 | 0,38 | 195 | 159 | 138 | 0,85 | 0,77 |
| 1x70 * | 16,4 | 750 | 66 | 0,27 | 244 | 202 | 170 | 0,59 | 0,56 |
| 1x95 * | 17,8 | 945 | 72 | 0,20 | 298 | 245 | 202 | 0,42 | 0,43 |
| 1x120 * | 19,8 | 1190 | 80 | 0,16 | 349 | 284 | 230 | 0,34 | 0,36 |
| 1x150 * | 21,8 | 1470 | 88 | 0,12 | 404 | 311 | 260 | 0,27 | 0,31 |
| 1x185 * | 23,7 | 1770 | 95 | 0,10 | 464 | 349 | 291 | 0,22 | 0,26 |
| 1x240 * | 25,7 | 2245 | 130 | 0,08 | 552 | 409 | 336 | 0,17 | 0,22 |
| 1x300 * | 29,5 | 2805 | 150 | 0,06 | 640 | 468 | 380 | 0,14 | 0,19 |
| 2x1,5 * | 8,9 | 120 | 36 | 13,3 | 24 | 20 | 24 | 30,98 | 24,92 |
| 2x2,5 * | 9,8 | 150 | 40 | 7,98 | 33 | 27 | 32 | 18,66 | 15,07 |
| 2x4 * | 10,8 | 200 | 44 | 4,95 | 45 | 36 | 42 | 11,68 | 9,46 |
| 2x6 * | 11,7 | 250 | 47 | 3,3 | 57 | 46 | 53 | 7,90 | 6,42 |
| 2x10 * | 13,6 | 365 | 55 | 1,91 | 78 | 63 | 70 | 4,67 | 3,84 |
| 2x16 * | 15,6 | 515 | 63 | 1,21 | 105 | 82 | 91 | 2,94 | 2,45 |
| 2x25 * | 18,7 | 725 | 75 | 0,78 | 136 | 108 | 116 | 1,86 | 1,59 |
| 2x35 * | 21,2 | 970 | 85 | 0,55 | 168 | 133 | 140 | 1,34 | 1,16 |
| 2x50 ** | 25,0 | 1410 | 100 | 0,38 | 205 | 159 | 166 | 0,99 | 0,88 |

*Versión Exzhellent® Compact 1000 V (AS).

Reducido diámetro y peso. Más ecológico.

**Versión Exzhellent® Sectorflex 1000 V (AS).

Con conductores sectoriales, más compacto, ligero y ecológico.

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja perforada o rejilla a la sombra (40 °C, temperatura estándar en España).

Tabla B.52.12:

Instalación tipo F (1x trifásica).

Instalación tipo E (2x, 3G monofásica).

Instalación tipo E (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación a la sombra bajo tubo en montaje superficial o empotrado en pared de mampostería. O bajo canal protectora en montaje superficial o suspendida.

Temperatura ambiente máxima: 40 °C (temperatura estándar en España).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B1 (1x trifásica).

Tabla B.52.3. Instalación tipo B2 (2x, 3G monofásica).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B2 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

Para temperatura ambiente de 30 °C multiplicar las intensidades por 1,1. (Aplicable a (2) y (3)).

Para acción solar directa sobre la canalización multiplicar las intensidades por 0,85. (Aplicable a (2) y (3)).

(4) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W y temperatura de 25° C (estándar en España).

Tabla B.52.2.bis:

→XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) →1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) →2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



exzhellent COMPACT

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

| Número de conductores x sección (mm²) | Diámetro nominal exterior (mm) (1) | Peso nominal (kg/km) (1) | Radio mínimo de curvatura (mm) | Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km) | Intensidad máxima admisible en bandeja (40° C) A (2) | Intensidad máxima admisible bajo tubo o canal protectora (40° C) A (3) | Intensidad admisible enterrado A (4) | Caída de tensión V/(A·km) | |
|--|---------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|---|---|---|---|------------------------------|------------|
| | | | | | | | | cos Φ= 1 | cos Φ= 0,8 |
| 3G1,5* | 9,4 | 135 | 38 | 13,3 | 24 | 20 | 24 | 30,98 | 24,92 |
| 3G2,5* | 10,3 | 175 | 42 | 7,98 | 33 | 27 | 32 | 18,66 | 15,07 |
| 3G4* | 11,4 | 235 | 46 | 4,95 | 45 | 36 | 42 | 11,68 | 9,46 |
| 3G6* | 12,4 | 300 | 50 | 3,3 | 57 | 46 | 53 | 7,90 | 6,42 |
| 3G10* | 14,5 | 450 | 58 | 1,91 | 78 | 63 | 70 | 4,67 | 3,84 |
| 3G16* | 16,6 | 645 | 67 | 1,21 | 105 | 82 | 91 | 2,94 | 2,45 |
| 3x25* | 20,0 | 925 | 80 | 0,78 | 116 | 96 | 96 | 1,62 | 1,38 |
| 3x35* | 22,6 | 1250 | 91 | 0,55 | 144 | 116 | 117 | 1,17 | 1,01 |
| 3x50** | 26,7 | 1810 | 135 | 0,38 | 175 | 140 | 138 | 0,86 | 0,77 |
| 3x70** | 31,4 | 2520 | 160 | 0,27 | 224 | 177 | 170 | 0,6 | 0,56 |
| 3x95** | 35,0 | 3245 | 175 | 0,20 | 271 | 212 | 202 | 0,43 | 0,42 |
| 3x120** | 39,6 | 4135 | 200 | 0,16 | 315 | 244 | 230 | 0,34 | 0,35 |
| 3x150** | 43,9 | 5135 | 220 | 0,12 | 363 | 273 | 260 | 0,28 | 0,3 |
| 3x185** | 48,2 | 6225 | 245 | 0,10 | 415 | 309 | 291 | 0,22 | 0,26 |
| 3x240** | 54,9 | 8175 | 330 | 0,08 | 490 | 362 | 336 | 0,17 | 0,21 |
| 3x300** | 63,1 | 10320 | 380 | 0,06 | 565 | 414 | 380 | 0,14 | 0,18 |
| 3x25/16* | 22,2 | 1135 | 89 | 0,780/1,21 | 116 | 95 | 96 | 1,62 | 1,38 |
| 3x35/16* | 24,7 | 1470 | 99 | 0,554/1,21 | 144 | 116 | 117 | 1,17 | 1,01 |
| 3x50/25* | 29,4 | 2150 | 150 | 0,386/0,780 | 175 | 140 | 138 | 0,86 | 0,77 |
| 3x70/35* | 34,6 | 3000 | 175 | 0,272/0,554 | 224 | 177 | 170 | 0,6 | 0,56 |
| 3x95/50* | 38,5 | 3880 | 195 | 0,206/0,386 | 271 | 212 | 202 | 0,43 | 0,42 |
| 3x120/70* | 44,0 | 5015 | 220 | 0,161/0,272 | 315 | 244 | 230 | 0,34 | 0,35 |
| 3x150/70* | 48,3 | 6075 | 245 | 0,129/0,272 | 363 | 273 | 260 | 0,28 | 0,3 |
| 3x185/95* | 53,0 | 7410 | 320 | 0,106/0,206 | 415 | 309 | 291 | 0,22 | 0,26 |
| 3x240/120* | 60,4 | 9695 | 365 | 0,0801/0,161 | 490 | 362 | 336 | 0,17 | 0,21 |
| 3x300/150* | 69,4 | 12285 | 420 | 0,0641/0,129 | 565 | 414 | 380 | 0,14 | 0,18 |

*Versión Exzhellent® Compact 1000 V (AS).

Reducido diámetro y peso. Más ecológico.

**Versión Exzhellent® Sectorflex 1000 V (AS).

Con conductores sectoriales, más compacto, ligero y ecológico.

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja perforada o rejilla a la sombra

(40 °C, temperatura estándar en España).

Tabla B.52.12:

Instalación tipo F (1x trifásica).

Instalación tipo E (2x, 3G monofásica).

Instalación tipo E (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación a la sombra bajo tubo en montaje superficial o empotrado en pared de mampostería. O bajo canal protectora en montaje superficial o suspendida.

Temperatura ambiente máxima: 40 °C (temperatura estándar en España).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B1 (1x trifásica).

Tabla B.52.3. Instalación tipo B2 (2x, 3G monofásica).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B2 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

Para temperatura ambiente de 30 °C multiplicar las intensidades por 1,1. (Aplicable a (2) y (3)).

Para acción solar directa sobre la canalización multiplicar las intensidades por 0,85. (Aplicable a (2) y (3)).

(4) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W y temperatura de 25° C (estándar en España).

Tabla B.52.2.bis:

→XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) →1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) →2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



C_{ca}-s1b,d1,a1

exZhellent COMPACT

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

| Número de conductores x sección (mm ²) | Diámetro nominal exterior (mm) (1) | Peso nominal (kg/km) (1) | Radio mínimo de curvatura (mm) | Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km) | Intensidad máxima admisible en bandeja (40° C) A (2) | Intensidad máxima admisible bajo tubo o canal protectora (40° C) A (3) | Intensidad admisible enterrado A (4) | Caída de tensión V/(A·km) | |
|---|---------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|---|---|---|---|---------------------------|-------------|
| | | | | | | | | cos φ = 1 | cos φ = 0,8 |
| 4G1,5* | 10,3 | 165 | 42 | 13,3 | 21 | 178 | 21 | 26,94 | 21,67 |
| 4G2,5* | 11,3 | 210 | 46 | 7,98 | 29 | 24 | 27 | 16,23 | 13,1 |
| 4G4* | 12,6 | 285 | 51 | 4,95 | 38 | 32 | 35 | 10,16 | 8,23 |
| 4G6* | 13,7 | 370 | 55 | 3,3 | 49 | 40 | 44 | 6,87 | 5,59 |
| 4G10* | 16,0 | 560 | 65 | 1,91 | 68 | 53 | 58 | 4,06 | 3,34 |
| 4G16* | 18,4 | 810 | 74 | 1,21 | 91 | 73 | 75 | 2,56 | 2,13 |
| 4x25* | 22,3 | 1185 | 90 | 0,78 | 116 | 95 | 96 | 1,62 | 1,38 |
| 4x35* | 25,0 | 1585 | 130 | 0,55 | 144 | 116 | 117 | 1,17 | 1,01 |
| 4x50** | 29,7 | 2300 | 150 | 0,38 | 175 | 140 | 138 | 0,86 | 0,77 |
| 4x70** | 35,0 | 3210 | 175 | 0,27 | 224 | 177 | 170 | 0,6 | 0,56 |
| 4x95** | 38,9 | 4140 | 195 | 0,20 | 271 | 212 | 202 | 0,43 | 0,42 |
| 4x120** | 44,3 | 5290 | 225 | 0,16 | 315 | 244 | 230 | 0,34 | 0,35 |
| 4x150** | 48,8 | 6545 | 245 | 0,12 | 363 | 273 | 260 | 0,28 | 0,3 |
| 4x185** | 53,8 | 7965 | 325 | 0,10 | 415 | 309 | 291 | 0,22 | 0,26 |
| 4x240** | 61,3 | 10455 | 370 | 0,08 | 490 | 362 | 336 | 0,17 | 0,21 |
| 4x300** | 70,4 | 13175 | 425 | 0,06 | 565 | 414 | - | - | - |
| 5G1,5* | 12,0 | 220 | 48 | 13,3 | 21 | 18 | 21 | 26,94 | 21,67 |
| 5G2,5* | 12,3 | 255 | 50 | 7,98 | 29 | 24 | 27 | 16,23 | 13,1 |
| 5G4* | 13,8 | 345 | 55 | 4,95 | 38 | 32 | 35 | 10,16 | 8,23 |
| 5G6* | 15,0 | 450 | 61 | 3,3 | 49 | 40 | 44 | 6,87 | 5,59 |
| 5G10* | 17,6 | 685 | 71 | 1,91 | 68 | 53 | 58 | 4,06 | 3,34 |
| 5G16* | 20,4 | 995 | 82 | 1,21 | 91 | 73 | 75 | 2,56 | 2,13 |
| 5G25* | 24,7 | 1455 | 99 | 0,78 | 116 | 96 | 96 | 1,62 | 1,38 |
| 5G35* | 27,7 | 1960 | 140 | 0,55 | 144 | 116 | 117 | 1,17 | 1,01 |
| 5G50* | 33,1 | 2860 | 170 | 0,38 | 175 | 140 | 138 | - | - |

*Versión Exzhellent® Compact 1000 V (AS).

Reducido diámetro y peso. Más ecológico.

**Versión Exzhellent® Sectorflex 1000 V (AS).

Con conductores sectoriales, más compacto, ligero y ecológico.

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja perforada o rejilla a la sombra (40 °C, temperatura estándar en España).

Tabla B.52.12:

Instalación tipo F (1x trifásica).

Instalación tipo E (2x, 3G monofásica).

Instalación tipo E (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación a la sombra bajo tubo en montaje superficial o empotrado en pared de mampostería. O bajo canal protectora en montaje superficial o suspendida.

Temperatura ambiente máxima: 40 °C (temperatura estándar en España).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B1 (1x trifásica).

Tabla B.52.3. Instalación tipo B2 (2x, 3G monofásica).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B2 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

Para temperatura ambiente de 30 °C multiplicar las intensidades por 1,1. (Aplicable a (2) y (3)).

Para acción solar directa sobre la canalización multiplicar las intensidades por 0,85. (Aplicable a (2) y (3)).

(4) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W y temperatura de 25° C (estándar en España).

Tabla B.52.2.bis:

→XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) →1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) →2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

HARMOHNY® ALL GROUND®

XZ1 (S) Al - Libre de halógenos

0,6/1 kV



E_{ca}



NORMAS

CONSTRUCCIÓN

UNE-HD 603-5X-1

REACCIÓN AL FUEGO*

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2

UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1

UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2

UNE-EN 61034-2; IEC EN 61034-2

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000013

Clase E_{ca}

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Aluminio, clase 2 según UNE-EN 60228.

2. AISLAMIENTO

Poliétileno reticulado (XLPE).

3. CUBIERTA EXTERIOR

Polioléfina termoplástica libre de halógenos.

Acanalada con **muy elevada resistencia mecánica**.

APLICACIONES

Cable de energía de baja tensión especialmente diseñado para instalaciones directamente enterradas **sin necesidad de lecho de arena y sin seleccionar material para su soterramiento**.

El diseño de All Ground® ofrece una excelente resistencia a los impactos mecánicos y a la abrasión.

Apto para instalación en sistemas fotovoltaicos cuya tensión entre conductores o entre conductor y tierra no supere los 1800 Vdc.

Incluidos sistemas en isla (IT).

Temperatura máxima del conductor: +90 °C.
Temperatura mínima de trabajo: -25 °C.

CARACTERÍSTICAS ESPECIALES

- **Máxima resistencia mecánica (ensayos impacto y abrasión): NF C 33226**
- Ensayo de tensión durante 5 min: (EN 50618): 6,5 kVac o 15 kVdc.
- Presencia de agua: AD7 (inmersión).
- Ensayo de abrasión: HD 603-1 Tabla 4C DMO 1.
- Resistencia los rayos UVA: UNE HD 605 S2, EN 50618.
- Resistencia al ozono: EN 50618.
- Disponible también en 1,8/3 kV.



* En azul ensayos de fuego válidos en la UE.



DESCÁRGATE LA DOP

(declaración de prestaciones)

<https://es.prysmiangroup.com/dop>

N° DoP 000013



HARMOHNY® ALL GROUND®

XZ1 (S) Al - Libre de halógenos

0,6/1 kV



E_{ca}



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

| Número de conductores x sección (mm ²) | Diámetro conductor* (mm) | Espesor de aislam.* (mm) | Diámetro nom. aislam. (mm) | Diámetro exterior* (mm) | Radio mínimo de curvatura (mm) | | Peso aprox. (kg/km) | Intensidad máxima de corriente al aire (1) | | Intensidad máxima de corriente directamente enterrado (2) | | | Intensidad máxima de corriente bajo tubo y enterrado (3) | | Resistencia del cond. (Ω./km) | Máxima caída de tensión dc V/(A·km) |
|--|--------------------------|--------------------------|----------------------------|-------------------------|--------------------------------|---------------------|---------------------|--|--------------|---|--------------|--------------|--|--------------|-------------------------------|-------------------------------------|
| | | | | | Durante el tendido | Posición final fija | | 2 Cables (A) | 3 Cables (A) | 1 Cable (A) | 2 Cables (A) | 3 Cables (A) | 2 Cables (A) | 3 Cables (A) | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1x70 | 10,0 | 1,1 | 11,9 | 20,7 | 311 | 155 | 455 | 237 | 206 | 312 | 170 | 144 | 158 | 130 | 0,443 | 0,886 |
| 1x95 | 11,2 | 1,1 | 13,8 | 22,3 | 335 | 167 | 555 | 289 | 253 | 375 | 204 | 172 | 186 | 154 | 0,320 | 0,640 |
| 1x120 | 12,6 | 1,2 | 15,3 | 24,0 | 360 | 180 | 660 | 337 | 296 | 428 | 233 | 197 | 211 | 174 | 0,253 | 0,506 |
| 1x150 | 13,85 | 1,4 | 17 | 25,8 | 387 | 194 | 765 | 389 | 343 | 480 | 261 | 220 | 238 | 197 | 0,206 | 0,412 |
| 1x185 | 16,0 | 1,6 | 19,4 | 27,7 | 416 | 208 | 920 | 447 | 395 | 544 | 296 | 250 | 267 | 220 | 0,164 | 0,328 |
| 1x240 | 18,0 | 1,7 | 22,1 | 30,5 | 458 | 229 | 1.115 | 530 | 471 | 630 | 343 | 290 | 307 | 253 | 0,125 | 0,250 |
| 1x300 | 20,0 | 1,8 | 24,3 | 32,8 | 492 | 246 | 1.335 | 613 | 547 | 713 | 386 | 326 | 346 | 286 | 0,100 | 0,200 |

■ Instalación al aire
 ■ Directamente enterrada
 ■ Enterrada bajo tubo

* Valores sujetos a tolerancias de fabricación .

(1) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto al aire a temperatura ambiente de 30 °C. Instalación tipo F, tabla B.52.13 de UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52 .

(2) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W.

Según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D2.

(3) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1.

HARMOHNY® Class

XZ1 (S) Al - Libre de halógenos

0,6/1 kV



class
HARMOHNY

NORMAS

CONSTRUCCIÓN

UNE-HD 603-5X-1

REACCIÓN AL FUEGO*

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2

UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1

UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2

UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000013

Clase E_{ca}

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Aluminio, clase 2 según UNE-EN 60228.

2. AISLAMIENTO

Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3.

3. CUBIERTA EXTERIOR

Poliolefina termoplástica (DM01), según UNE-HD 603-5 libre de halógenos.

APLICACIONES

Cables de distribución de energía de baja tensión especialmente concebido para instalaciones interiores, exteriores, entubadas y/o directamente enterradas. Resistencia a la intemperie, al desgarro y a la abrasión. Resistencia a la entrada de agua por adherencia de la cubierta al aislamiento. Temperatura máxima del conductor: +90 °C. Temperatura mínima de trabajo: -40°C (fijo protegido).

* En azul ensayos de fuego válidos en la UE.

CARACTERÍSTICAS ESPECIALES

- Máximo esfuerzo de tracción: 30 N/mm².
- Resistencia a la abrasión:
Masa aplicada: 18 kg.
Nº de desplazamientos: 8.
- Carga mínima de rotura (cubierta): 12,5 N/mm².
- Alargamiento mínimo hasta la rotura (cubierta): 300%.
- Resistencia al desgarro (cubierta): 9 N/mm² (UNE HD 605-1).
- Tensión asignada ac: U₀/U = 0,6/1 kV.
- Tensión asignada en dc: 1,5/1,5 kVdc.
- Tensión máxima en ac-dc: 1,2/1,2 kVac 1,8/1,8 kVdc; UNE-EN 50618, IEC 60502-1.
- Adecuado para sistemas anti-PID:
Tensión máxima eficaz de 1200 V (>906) y Tensión máxima de pico 1697 V (>1468V).
- Ensayo de tensión durante 5 min (EN 50618): 6,5 kVac-15 kVdc.
- Ensayo de tensión durante 5 min. (UNE-HD 603-5X): 3,5 kV.
- Posibilidad intermitente parcial o total de estar cubierto en agua: AD7 (inmersión).
- Ensayo de abrasión:
Según UNE-HD 603-1 Tabla 4C DM0 1.
- Resistencia UV: UNE HD 605 S2.
- Resistencia UV: UNE-EN 50618.
- Resistencia al ozono: UNE-EN 50618.
- Resistencia de aislamiento a 90 °C conductor: 1012 Ω·cm.
- Constante de resistencia aislamiento K_i: 3,67 MΩ·cm.
- Resistencia a la penetración de la humedad por la unión entre aislamiento y cubierta (UNE-EN 60811-1-3).
- Menor impacto ambiental por la eliminación de estabilizantes con plomo y plastificantes.



DESCÁRGATE LA DOP

(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>

Nº DoP 000013

CERTIFICACIONES



General Cable

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

| Número de conductores x sección (mm ²) | Diámetro conductor* (mm) | Espesor de aislam.* (mm) | Diá nom. aislam. (mm) | Diámetro exterior* (mm) | Radio mínimo de curvatura (posición final) (mm) | Peso aprox. (kg/km) | Intensidad máxima de corriente al aire | | Intensidad máxima de corriente directamente enterrado | | | Intensidad máxima de corriente bajo tubo y enterrado | | Resistencia del cond. (Ω/km) | Máx. caída de tensión dc (90°C) (V (A.km)) |
|--|--------------------------|--------------------------|-----------------------|-------------------------|---|---------------------|--|--------------|---|--------------|--------------|--|--------------|------------------------------|--|
| | | | | | | | (1) | | (2) | | | (3) | | | |
| | | | | | | | 2 Cables (A) | 3 Cables (A) | 1 Cable (A) | 2 Cables (A) | 3 Cables (A) | 2 Cables (A) | 3 Cables (A) | | |
| 1x16 | 4,65 | 0,7 | 6,1 | 8,3 | 41,5 | 85 | 95 | 76 | 140 | 76 | 64 | 71 | 59 | 1,910 | 3,82 |
| 1x25 | 5,85 | 0,9 | 7,7 | 9,9 | 49,5 | 124 | 121 | 103 | 180 | 98 | 82 | 90 | 75 | 1,200 | 2,40 |
| 1x35 | 6,75 | 0,9 | 8,6 | 10,8 | 54 | 153 | 150 | 129 | 215 | 117 | 98 | 108 | 90 | 0,868 | 1,736 |
| 1x50 | 8,0 | 1 | 10,1 | 12,5 | 62,5 | 200 | 184 | 159 | 255 | 139 | 117 | 128 | 106 | 0,641 | 1,282 |
| 1x70 | 10,0 | 1,1 | 11,9 | 14,5 | 72,5 | 265 | 237 | 206 | 312 | 170 | 144 | 158 | 130 | 0,443 | 0,886 |
| 1x95 | 11,2 | 1,1 | 13,8 | 15,8 | 79 | 340 | 289 | 253 | 375 | 204 | 172 | 186 | 154 | 0,320 | 0,640 |
| 1x120 | 12,6 | 1,2 | 15,3 | 17,4 | 87 | 420 | 337 | 296 | 428 | 233 | 197 | 211 | 174 | 0,253 | 0,506 |
| 1x150 | 13,85 | 1,4 | 17 | 19,3 | 96,5 | 515 | 389 | 343 | 480 | 261 | 220 | 238 | 197 | 0,206 | 0,412 |
| 1x185 | 16,0 | 1,6 | 19,4 | 21,4 | 107 | 645 | 447 | 395 | 544 | 296 | 250 | 267 | 220 | 0,164 | 0,328 |
| 1x240 | 18,0 | 1,7 | 22,1 | 24,2 | 121 | 825 | 530 | 471 | 630 | 343 | 290 | 307 | 253 | 0,125 | 0,250 |
| 1x300 | 20,0 | 1,8 | 24,3 | 26,7 | 133,5 | 1.035 | 613 | 547 | 713 | 386 | 326 | 346 | 286 | 0,100 | 0,200 |
| 1x400 | 22,6 | 2,0 | 27,0 | 30,0 | 150 | 1.345 | 740 | 663 | 814 | 448 | 370 | 415 | 350 | 0,0778 | 0,156 |
| 1x500 | 26,0 | 2,2 | 30,4 | 33,6 | 252 | 1.660 | 856 | 770 | 931 | 510 | 420 | 470 | 400 | 0,0605 | 0,121 |
| 1x630 | 30,0 | 2,4 | 34,8 | 38,6 | 290 | 2.160 | 996 | 899 | 1.076 | 590 | 480 | 545 | 460 | 0,0469 | 0,094 |

■ Instalación al aire
 ■ Directamente enterrada
 ■ Enterrada bajo tubo

* Valores sujetos a tolerancias de fabricación.

(1) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto al aire a temperatura ambiente de 30 °C Instalación tipo F, tabla B.52.13 de UNE-HD 60364-5-52 y IEC 60364-5-52.

(2) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W. Según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D2.

(3) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1.

Secciones superiores a 300 mm², intensidades de corriente calculadas según IEC 60287.

HARMOHNY® ALL GROUND®

HARMOHNY® Class

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS CABLES HARMOHNY ALL GROUND Y HARMOHNY CLASS:

Tensiones máximas admisibles

Según se recoge en las características técnicas los cables HARMOHNY Class y HARMOHNY All Ground XZ1 (S) Al soportan las siguientes tensiones máximas:

| Tensión máxima permanente permitida | | | |
|-------------------------------------|---------------------|--------------------|---------------------|
| Corriente alterna | | Corriente continua | |
| Conductor/tierra | Conductor/conductor | Conductor/tierra | Conductor/conductor |
| 1,2 | 1,2 | 1,8 | 1,8 |

La tensión asignada es 0,6/1kV. Su aislamiento cumple las especificaciones de IEC 60502-1. En el punto 4.1. de dicha norma encontramos la siguiente tabla:

| Tensión más elevada del sistema (Um) kV | Tensión asignada (Uo) kV | |
|---|--------------------------|-------------|
| | Categorías A y B | Categoría C |
| 1,2 | 0,6 | 0,6 |
| 3,6 | 1,8 | 3,6* |

* Esta categoría está cubierta por los cables 3,6/6 (7,2) kV según norma IEC 60502-2

Podemos ver que, para el caso de cables de 0,6/1kV de acuerdo con esta norma, los valores asignados de tensión Uo/U (Um) [0,6/1 (1,2) kV] son correctos tanto entre conductores como entre conductor y tierra (ver que para categorías A, B o C se admite Uo = 0,6 kV).

Las redes de categoría C pueden funcionar, en caso de defecto, con un conductor a tierra por tiempo prolongado, de ahí que se exija normalmente un nivel de tensión superior al cable. Ver por ejemplo caso de sistemas de hasta 3,6 kV en tabla se exige Uo = 3,6 kV para categoría C, mientras que para A y B se permite Uo = 1,8 kV. Pero en el caso de sistemas de hasta 1,2 kV Uo es 0,6 para redes de categoría A, B o C.

Los HARMOHNY Class y HARMOHNY All Ground XZ1 (S) Al soportan además los exigentes ensayos de tensión reflejados en la norma EN 50618 de cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos (5 minutos a 6,5 kVac y 15 kVdc).

Intensidades de corriente de cortocircuito

El valor límite de corriente de cortocircuito para un conductor aislado se obtiene según la siguiente fórmula deducible de UNE 21192 (IEC 60949):

$$\frac{I}{S} = \frac{K}{\sqrt{t}} \text{ [A/mm}^2\text{]}$$

I: intensidad de cortocircuito [A]
 K = 94 (conductor de aluminio y aislamiento de XLPE) [A·s^{1/2}/mm²]
 S: sección del conductor [mm²]
 t: duración del cortocircuito [s] (tiempos de duración entre 0,1 y 5 segundos)

Con la fórmula, podemos obtener valores de la densidad de cortocircuito I/S para diferentes valores de duración del mismo y para aplicar a cada caso sólo es necesario multiplicar el valor de tabla por la sección de conductor.

| Duración del cortocircuito (s) | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 1 | 1,5 | 2 | 2,5 | 3 |
|--|-----|-----|-----|-----|----|-----|----|-----|----|
| Densidad de corriente (A/mm ²) | 297 | 210 | 172 | 133 | 94 | 77 | 66 | 59 | 54 |

HARMOHNY® ALL GROUND®

HARMOHNY® Class

Factores de corrección

Cuando en nuestros cálculos de líneas nos encontramos condiciones distintas a las de referencia es necesario aplicar coeficientes de corrección.

La norma de referencia UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52) contempla las siguientes condiciones estándar:

- Instalaciones al aire:
Temperatura ambiente: 30 °C
- Instalaciones enterradas:
Temperatura del terreno: 20 °C
Resistividad térmica del terreno: 2,5 K·m/W
Profundidad de soterramiento: 0,7 m

Si las condiciones del circuito que estudiamos son distintas es necesario aplicar coeficientes de corrección.

Para instalaciones al aire, el factor de corrección por temperatura ambiente se obtiene de la tabla B.52.14 de UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52):

| Temperatura ambiente al aire (°C) | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 | 55 | 60 | 65 | 70 | 75 | 80 |
|-----------------------------------|------|------|------|------|----|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|------|
| Factor de corrección | 1,15 | 1,12 | 1,08 | 1,04 | 1 | 0,96 | 0,91 | 0,87 | 0,82 | 0,76 | 0,71 | 0,65 | 0,58 | 0,5 | 0,41 |

En la tabla B.52.15 de la citada norma tenemos los valores para diferentes temperaturas del terreno para el caso de tendidos enterrados ya sean directamente o bajo tubo:

| Temperatura del terreno (°C) | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 | 55 | 60 | 65 | 70 |
|------------------------------|------|------|----|------|------|------|------|-----|------|------|------|-----|------|
| Factor de corrección | 1,07 | 1,04 | 1 | 0,96 | 0,93 | 0,89 | 0,85 | 0,8 | 0,76 | 0,71 | 0,65 | 0,6 | 0,53 |

Y en la tabla B.52.16 figuran los factores de corrección para diferentes valores de resistividad térmica del terreno, dependiente estos de si los cables van enterrados en conductos o directamente:

| Resistividad térmica (K·m/W) | 0,5 | 0,7 | 1 | 1,5 | 2 | 2,5 | 3 |
|-------------------------------------|------|------|------|------|------|-----|------|
| Cables en conductos enterrados (D1) | 1,28 | 1,2 | 1,18 | 1,1 | 1,05 | 1 | 0,96 |
| Cables enterrados directamente (D2) | 1,88 | 1,62 | 1,5 | 1,28 | 1,12 | 1 | 0,9 |

HARMOHNY® ALL GROUND®

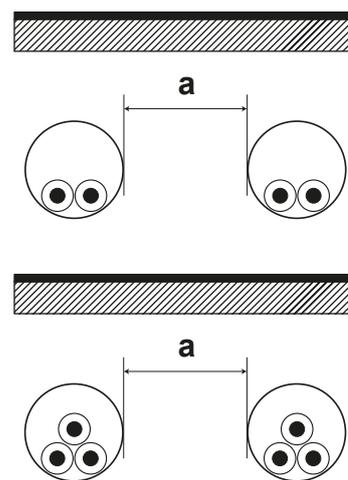
HARMOHNY® Class

La norma no contempla factores de corrección para diferentes profundidades de enterramiento.

En caso de influencia térmica de otros circuitos cercanos, se debe considerar en los cálculos coeficiente de corrección por agrupamiento. Existen muchas tablas en la UNE-HD 60364-5-52 que recogen gran parte de las posibilidades de agrupamientos.

Si los cables son instalados bajo tubo enterrado (sistema de referencia D1) la tabla B.52.19 nos da los coeficientes de corrección por agrupamiento:

| Número de circuitos bajo tubo y enterrados (D1) | Distancia entre tubos (a) | | | |
|---|---------------------------|--------|-------|-------|
| | Nula (a=0) | 0,25 m | 0,5 m | 1,0 m |
| 2 | 0,85 | 0,90 | 0,95 | 0,95 |
| 3 | 0,75 | 0,85 | 0,90 | 0,95 |
| 4 | 0,70 | 0,80 | 0,85 | 0,90 |
| 5 | 0,65 | 0,80 | 0,85 | 0,90 |
| 6 | 0,60 | 0,80 | 0,80 | 0,90 |
| 7 | 0,57 | 0,76 | 0,80 | 0,88 |
| 8 | 0,54 | 0,74 | 0,78 | 0,88 |
| 9 | 0,52 | 0,73 | 0,77 | 0,87 |
| 10 | 0,49 | 0,72 | 0,76 | 0,86 |
| 11 | 0,47 | 0,70 | 0,75 | 0,86 |
| 12 | 0,45 | 0,69 | 0,74 | 0,85 |
| 13 | 0,44 | 0,68 | 0,73 | 0,85 |
| 14 | 0,42 | 0,68 | 0,72 | 0,84 |
| 15 | 0,41 | 0,67 | 0,72 | 0,84 |
| 16 | 0,39 | 0,66 | 0,71 | 0,83 |
| 17 | 0,38 | 0,65 | 0,70 | 0,83 |
| 18 | 0,37 | 0,65 | 0,70 | 0,83 |
| 19 | 0,35 | 0,64 | 0,69 | 0,82 |
| 20 | 0,34 | 0,63 | 0,68 | 0,82 |

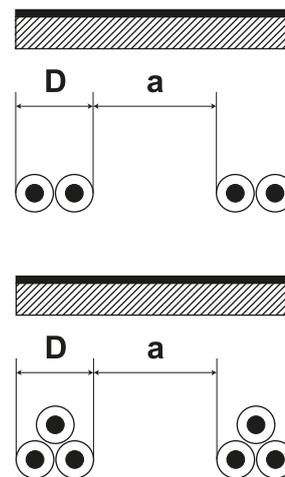


HARMOHNY® ALL GROUND®

HARMOHNY® Class

Para el caso de agrupamiento de circuitos de cable soterrados directamente (sistema de referencia D2) que se recogen en la tabla B.52.18:

| Número de circuitos directamente enterrados (D2) | Distancia entre tubos (a) | | | | |
|--|---------------------------|------------------|---------|--------|-------|
| | Nula (a=0) | D (= Φ circuito) | 0,125 m | 0,25 m | 0,5 m |
| 2 | 0,75 | 0,80 | 0,85 | 0,90 | 0,90 |
| 3 | 0,65 | 0,70 | 0,75 | 0,80 | 0,85 |
| 4 | 0,60 | 0,60 | 0,70 | 0,75 | 0,80 |
| 5 | 0,55 | 0,55 | 0,65 | 0,70 | 0,80 |
| 6 | 0,50 | 0,55 | 0,60 | 0,70 | 0,80 |
| 7 | 0,45 | 0,51 | 0,59 | 0,67 | 0,76 |
| 8 | 0,43 | 0,48 | 0,57 | 0,65 | 0,75 |
| 9 | 0,41 | 0,46 | 0,55 | 0,63 | 0,74 |
| 12 | 0,36 | 0,42 | 0,51 | 0,59 | 0,71 |
| 16 | 0,32 | 0,38 | 0,47 | 0,56 | 0,68 |
| 20 | 0,29 | 0,35 | 0,44 | 0,53 | 0,66 |

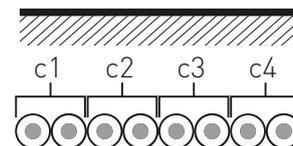


Ejemplo de cálculo y utilización de tablas

Calcular la sección, caída de tensión y cortocircuito máximo en 0,1 segundo para un circuito de corriente continua (c1) de 320 A que une una "string combiner box" de un parque fotovoltaico con un inversor y está enterrado directamente (sin tubo) y con otros tres circuitos similares en contacto (c2, c3 y c4).

Datos:

Cable Harmohny All Ground®
 Longitud: 286 m
 Temperatura del terreno: 25 °C
 Tensión: 774 V



• **Sección por intensidad admisible** (siguiendo los códigos de colores de las tablas encontramos los valores fácil)

Coefficiente de corrección por agrupamiento (4 circuitos en contacto): 0,60 (tabla B.52.18)

Coefficiente de corrección por temperatura del terreno (25 °C): 0,96 (tabla B.52.15)

De forma sencilla si dividimos el valor de la intensidad de corriente por los coeficientes de corrección obtenemos un valor de intensidad para obtener en la tabla inicial la sección del conductor a emplear*:

$$320 \text{ A} / (0,60 \times 0,96) = 556 \text{ A} > \text{sección } 1 \times 630 \text{ mm}^2$$

*El cable Harmohny All Ground® llega en tablas hasta 300 mm² pero se puede fabricar hasta 630 mm² y tiene las mismas intensidades admisibles que el Harmohny Class®.

Otra forma igualmente válida es tomar el valor de intensidad de tablas y multiplicarla por los coeficientes de corrección hasta obtener un valor de intensidad superior al necesario:

$$590 \text{ A} \times 0,60 \times 0,96 = 340 \text{ A} < 320 \text{ A} \text{ (vale la sección de } 630 \text{ mm}^2)$$

Siempre será necesario poder intercalar una protección entre la intensidad máxima de funcionamiento del circuito (320 A) y la máxima admisible del cable en ese circuito (340 A), de no ser posible hay que incrementar la sección. O calcular de inicio con la intensidad nominal de la protección.

VULPREN® Class

HEPRZ1 AL

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV



class
VULPREN

NORMAS

CONSTRUCCIÓN

IBERDROLA NI 56.43.01
UNE-HD 620-9E

REACCIÓN AL FUEGO

UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2
NF C 20-453

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000014
Clase **F_{ca}**

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Aluminio de clase 2 según UNE-EN 60228.

2. PANTALLA SOBRE CONDUCTOR

Semiconductor extruido.

3. AISLAMIENTO

Etileno-propileno de alto módulo
105 °C (HEPR).

4. PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO

Semiconductor extruido separable en frío.

5. PANTALLA METÁLICA

Hilos de cobre con cinta.

6. CUBIERTA EXTERNA

Poliolefina tipo DMZ1.
Se puede fabricar con clase E_{ca}
bajo demanda (cubierta DMZ2).
Color rojo.

APLICACIONES

Puede instalarse al aire, en bandejas
o enterrado directamente o bajo tubo.

Cubierta resistente
a la abrasión y al desgarro.

Fácil deslizamiento.

Libre de halógenos.

Resistencia a los rayos UVA
(HD 605 S3 y UNE 211605).

Temperatura máxima del conductor: 105°C.
Temperatura ambiente mínima de servicio:
-25 °C.

CERTIFICACIONES



NORMALIZADO POR

IBERDROLA



Resistencia a las radiaciones UV
UNE 211605



DESCÁRGATE LA DOP
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>

N° DoP 000014

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

12/20 (24) kV

| Sección conductor Al / pantalla Cu (mm ²) | Diámetro nominal sobre aislamiento (1) (mm) | Diámetro nominal exterior (1) (mm) | Peso (1) (kg/km) | Radio mínimo de curvatura (1) (mm) | Intensidad máx. admisible al aire (2) (A) | Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A) | Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A) | Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω/km) | Resistencia en corriente alterna a 105 °C (Ω/km) | Reactancia a 50 Hz (Ω/km) | Capacidad (μF/km) |
|--|--|---------------------------------------|---------------------|---------------------------------------|--|---|--|---|---|------------------------------|----------------------|
| 1X50/16 * | 18,0 | 26,2 | 790 | 393 | 180 | 145 | 135 | 0,641 | 0,847 | 0,134 | 0,216 |
| 1X95/16 | 20,8 | 29,0 | 980 | 435 | 275 | 215 | 200 | 0,320 | 0,430 | 0,119 | 0,281 |
| 1X150/16 * | 23,5 | 32,0 | 1205 | 480 | 360 | 275 | 255 | 0,206 | 0,277 | 0,112 | 0,329 |
| 1X240/16 * | 27,6 | 36,1 | 1570 | 542 | 495 | 365 | 345 | 0,125 | 0,168 | 0,103 | 0,402 |
| 1X400/16 * | 32,8 | 41,4 | 2115 | 621 | 660 | 470 | 450 | 0,0778 | 0,105 | 0,097 | 0,480 |
| 1X500/16 | 36,2 | 44,5 | 2625 | 668 | 775 | 540 | 515 | 0,0605 | 0,089 | 0,093 | 0,558 |
| 1X630/16 * | 40,8 | 49,4 | 3075 | 741 | 905 | 615 | 590 | 0,0469 | 0,066 | 0,091 | 0,602 |

18/30 (36) kV

| Sección conductor Al / pantalla Cu (mm ²) | Diámetro nominal sobre aislamiento (1) (mm) | Diámetro nominal exterior (1) (mm) | Peso (1) (kg/km) | Radio mínimo de curvatura (1) (mm) | Intensidad máx. admisible al aire (2) (A) | Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A) | Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A) | Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω/km) | Resistencia en corriente alterna a 105 °C (Ω/km) | Reactancia a 50 Hz (Ω/km) | Capacidad (μF/km) |
|--|--|---------------------------------------|---------------------|---------------------------------------|--|---|--|---|---|------------------------------|----------------------|
| 1X50/16 * | 25,0 | 33,0 | 1205 | 495 | 180 | 145 | 135 | 0,641 | 0,847 | 0,155 | 0,147 |
| 1X95/16 | 25,6 | 33,9 | 1323 | 509 | 275 | 215 | 200 | 0,320 | 0,430 | 0,128 | 0,202 |
| 1X150/25 * | 27,2 | 36,6 | 1520 | 549 | 360 | 275 | 255 | 0,206 | 0,277 | 0,120 | 0,247 |
| 1X240/25 * | 31,4 | 40,6 | 1905 | 609 | 495 | 365 | 345 | 0,125 | 0,168 | 0,110 | 0,299 |
| 1X400/25 * | 36,4 | 45,7 | 2480 | 686 | 660 | 470 | 450 | 0,0778 | 0,105 | 0,103 | 0,360 |
| 1X500/25 | 40,0 | 49,4 | 3000 | 741 | 775 | 540 | 515 | 0,0605 | 0,089 | 0,099 | 0,400 |
| 1X630/25* | 44,7 | 54,1 | 3525 | 812 | 905 | 615 | 590 | 0,0469 | 0,066 | 0,096 | 0,446 |

*Secciones normalizadas por Iberdrola.

(1) Valores sujetos a variación en función de las tolerancias dimensionales.

(2) Intensidades máximas admisibles de acuerdo con UNE 211435 Tabla A.3.2. e ITC-LAT 06 del RLAT. Tres conductores dispuestos en trébol, al aire a 40 °C (a la sombra). Enterrados a 25 °C, 1 m de profundidad y 1,5 K·m/W.

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

A continuación figuran los valores homopolares de resistencia reactancia y capacidad, útiles para cálculo de sistemas trifásicos desequilibrados.

En las tablas anteriores figuran los valores de secuencia directa e inversa, que son coincidentes entre sí.

12/20 (24) kV

| Sección conductor Al / pantalla Cu (mm ²) | Resistencia homopolar Ro (Ω/km) | Reactancia homopolar Xo (Ω/km) | Capacidad homopolar Co (μF/km) |
|---|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| 1X50/16 * | 1,484 | 0,517 | 0,216 |
| 1X95/16 | 1,159 | 0,506 | 0,281 |
| 1X150/16 * | 1,041 | 0,501 | 0,329 |
| 1X240/16 * | 0,955 | 0,496 | 0,402 |
| 1X400/16 * | 0,902 | 0,494 | 0,480 |
| 1X500/16 | 0,882 | 0,493 | 0,538 |
| 1X630/16 * | 0,864 | 0,492 | 0,602 |

18/30 (36) kV

| Sección conductor Al / pantalla Cu (mm ²) | Resistencia homopolar Ro (Ω/km) | Reactancia homopolar Xo (Ω/km) | Capacidad homopolar Co (μF/km) |
|---|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| 1X50/16 * | 1,475 | 0,54 | 0,147 |
| 1X95/16 | 1,153 | 0,521 | 0,202 |
| 1X150/25 * | 0,822 | 0,278 | 0,247 |
| 1X240/25 * | 0,740 | 0,271 | 0,299 |
| 1X400/25 * | 0,691 | 0,267 | 0,360 |
| 1X500/25 | 0,672 | 0,265 | 0,400 |
| 1X630/25 * | 0,658 | 0,264 | 0,446 |

*Secciones normalizadas por Iberdrola.

Todos los valores, salvo las capacidades que son independientes de la colocación, se han obtenido considerando cables al tresbolillo en contacto y pantallas conectadas entre sí y a tierra en ambos extremos.

Valores homopolares 

HERSATENE® Class

RH5Z1-OL AL

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV



class
HERSATENE

NORMAS

CONSTRUCCIÓN

ENDESA GSC001
DND001
UNE 211620

REACCIÓN AL FUEGO

UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2
UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2
NF C 20-453

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000018
Clase **F_{ca}**

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Aluminio clase 2 según UNE-EN 60228.

2. PANTALLA SOBRE CONDUCTOR

Semiconductor extruido separable en frío.

3. AISLAMIENTO

Polietileno reticulado (XLPE).

4. PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO

Semiconductor extruido.

5. PROTECCIÓN CONTRA EL AGUA

Obturación longitudinal con cinta hinchante.

6. PANTALLA METÁLICA

Cinta de aluminio.

7. CUBIERTA EXTERNA

Polioléfina tipo DMZ1.
Color rojo.

APLICACIONES

Puede instalarse al aire, en bandejas o enterrado directamente o bajo tubo.

Cubierta resistente a la abrasión y al desgarro.

Fácil deslizamiento.

Libre de halógenos con pantalla metálica obturada longitudinalmente.

Resistencia a los rayos UVA (HD 605 S3 y UNE 211605).

Temperatura máxima del conductor: 90°C.
Temperatura ambiente mínima de servicio: -25°C.

CERTIFICACIONES



NORMALIZADO POR

GRUPO ENDESA



DESCÁRGATE LA DOP
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>

N° DoP 000018

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

12/20 (24) kV

| Sección conductor Al | Diametro nominal sobre aislamiento (1) | Diametro nominal exterior (1) | Peso (1) | Radio mínimo de curvatura (1) | Intensidad máx. admisible al aire (2) | Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) | Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) | Resistencia en corriente continua a 20 °C | Resistencia en corriente alterna a 90 °C | Reactancia a 50 Hz | Capacidad |
|----------------------|--|-------------------------------|----------|-------------------------------|---------------------------------------|--|---|---|--|--------------------|-----------|
| (mm ²) | (mm) | (mm) | (kg/km) | (mm) | (A) | (A) | (A) | (Ω/km) | (Ω/km) | (Ω/km) | (μF/km) |
| 1X95 * | 21,2 | 29,0 | 885 | 435 | 255 | 205 | 190 | 0,320 | 0,403 | 0,119 | 0,251 |
| 1X150 * | 23,9 | 31,6 | 1090 | 474 | 335 | 260 | 245 | 0,206 | 0,262 | 0,111 | 0,294 |
| 1X240 * | 28,0 | 35,6 | 1460 | 534 | 455 | 345 | 320 | 0,125 | 0,161 | 0,102 | 0,358 |
| 1X400 * | 33,0 | 40,7 | 1985 | 611 | 610 | 445 | 415 | 0,0778 | 0,102 | 0,096 | 0,436 |
| 1X500 | 36,7 | 44,6 | 2470 | 669 | 715 | 505 | 480 | 0,0605 | 0,084 | 0,093 | 0,494 |
| 1X630 * | 40,8 | 48,4 | 2930 | 726 | 830 | 575 | 545 | 0,0469 | 0,0636 | 0,090 | 0,557 |

18/30 (36) kV

| Sección conductor Al | Diametro nominal sobre aislamiento (1) | Diametro nominal exterior (1) | Peso (1) | Radio mínimo de curvatura (1) | Intensidad máx. admisible al aire (2) | Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) | Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) | Resistencia en corriente continua a 20 °C | Resistencia en corriente alterna a 90 °C | Reactancia a 50 Hz | Capacidad |
|----------------------|--|-------------------------------|----------|-------------------------------|---------------------------------------|--|---|---|--|--------------------|-----------|
| (mm ²) | (mm) | (mm) | (kg/km) | (mm) | (A) | (A) | (A) | (Ω/km) | (Ω/km) | (Ω/km) | (μF/km) |
| 1X95 * | 25,6 | 33,3 | 1105 | 500 | 255 | 205 | 190 | 0,320 | 0,403 | 0,128 | 0,187 |
| 1X150 * | 28,3 | 36,0 | 1330 | 540 | 335 | 260 | 245 | 0,206 | 0,262 | 0,119 | 0,216 |
| 1X240 * | 32,4 | 40,0 | 1720 | 600 | 455 | 345 | 320 | 0,125 | 0,161 | 0,109 | 0,260 |
| 1X400 * | 37,4 | 45,1 | 1285 | 677 | 610 | 445 | 415 | 0,0778 | 0,102 | 0,102 | 0,313 |
| 1X500 | 41,1 | 49,0 | 2790 | 735 | 715 | 505 | 480 | 0,0605 | 0,084 | 0,099 | 0,329 |
| 1X630 * | 45,4 | 53,3 | 3310 | 800 | 830 | 575 | 545 | 0,0469 | 0,0636 | 0,095 | 0,396 |

*Secciones normalizadas por las compañías de grupo Endesa.

(1) Valores sujetos a variación en función de las tolerancias dimensionales.

(2) Intensidades máximas admisibles de acuerdo con UNE 211435 Tabla A.3.2. e ITC-LAT 06 del RLAT. Tres conductores dispuestos en trébol, al aire a 40 °C (a la sombra). Enterrados a 25 °C, 1 m de profundidad y 1,5 K·m/W.

HERSATENE® Class

RH5Z1-OL AL

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV



class
HERSATENE

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

A continuación figuran los valores homopolares de resistencia reactancia y capacidad, útiles para cálculo de sistemas trifásicos desequilibrados.

En las tablas anteriores figuran los valores de secuencia directa e inversa, que son coincidentes entre sí.

12/20 (24) kV

| Sección conductor Al (mm ²) | Resistencia homopolar R ₀ (Ω/km) | Reactancia homopolar X ₀ (Ω/km) | Capacidad homopolar C ₀ (μF/km) |
|---|---|--|--|
| 1X95 * | 1,128 | 0,466 | 0,251 |
| 1X150 * | 0,985 | 0,428 | 0,294 |
| 1X240 * | 0,832 | 0,344 | 0,358 |
| 1X400 * | 0,720 | 0,284 | 0,436 |
| 1X500 | 0,651 | 0,241 | 0,494 |
| 1X630* | 0,604 | 0,216 | 0,557 |

18/30 (36) kV

| Sección conductor Al (mm ²) | Resistencia homopolar R ₀ (Ω/km) | Reactancia homopolar X ₀ (Ω/km) | Capacidad homopolar C ₀ (μF/km) |
|---|---|--|--|
| 1X95 * | 1,050 | 0,391 | 0,187 |
| 1X150 * | 0,890 | 0,341 | 0,216 |
| 1X240 * | 0,768 | 0,297 | 0,260 |
| 1X400 * | 0,650 | 0,237 | 0,313 |
| 1X500 | 0,618 | 0,225 | 0,329 |
| 1X630* | 0,561 | 0,195 | 0,396 |

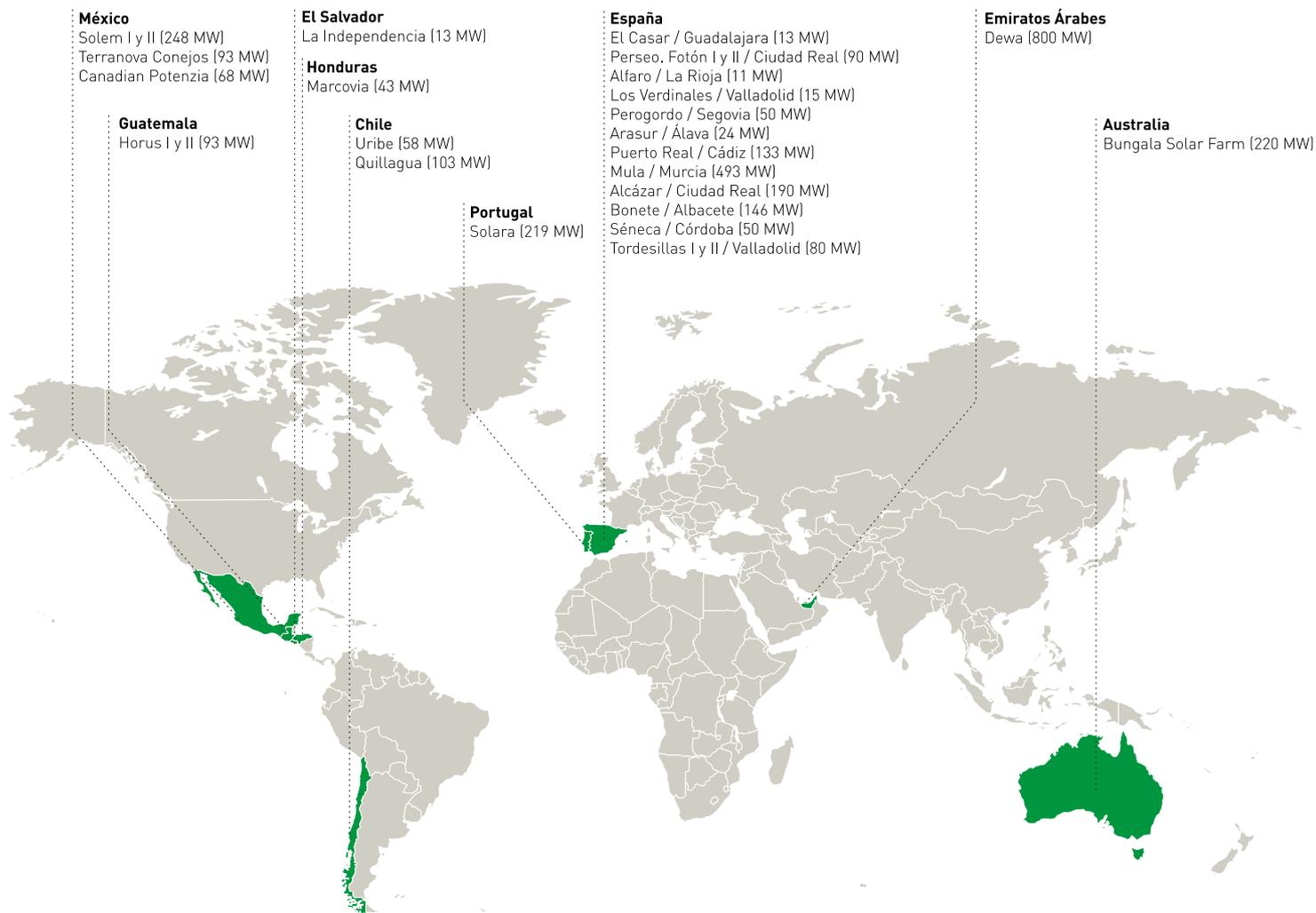
*Secciones normalizadas por las compañías de grupo Endesa.

Todos los valores, salvo las capacidades que son independientes de la colocación, se han obtenido considerando cables al tresbolillo en contacto y pantallas conectadas entre sí y a tierra en ambos extremos.

General Cable



Proyectos recientes



Publicación de Grupo General Cable Sistemas, S.L.
Edición: octubre 2023.

Reservados todos los derechos.

No se permite la reproducción total o parcial de esta obra, ni su incorporación a un sistema informático, ni su transmisión en cualquier forma o por cualquier medio (electrónico, mecánico, fotocopia, grabación u otros) sin autorización previa y por escrito de los titulares del copyright. La infracción de dichos derechos puede constituir un delito contra la propiedad intelectual.

Grupo General Cable Sistemas, S.L. se reserva el derecho de modificar en cualquier momento, sin compromiso alguno y sin previo aviso, las especificaciones y otros datos técnicos de este catálogo.

Impreso en España.



NUEVO TELÉFONO DE ATENCIÓN

93 271 31 40

servicio.clientes@generalcable.es

Visita nuestra web:



DOCUMENTO III: PLIEGO DE CONDICIONES

1. CONDICIONES GENERALES

1.1 DISPOSICIONES GENERALES

- **Ámbito de aplicación**

El presente Pliego de condiciones tiene como objetivo regular las etapas de ejecución de las obras que conforman el proyecto, definiendo los niveles técnicos y de calidad requeridos. Además, especifica las responsabilidades que corresponden a los actores intervinientes, así como las relaciones y obligaciones entre todas las partes involucradas para garantizar el cumplimiento del contrato.

- **Documentos de del contrato**

El contrato incluye los siguientes documentos:

- La memoria y sus anexos, los planos, mediciones y presupuesto general.
- El Presente pliego de condiciones.

1.2 DISPOSICIONES FACULTATIVAS

- **Definición de las funciones de los agentes intervinientes del proyecto**

Las funciones del promotor, el proyectista, el director de obra, el director facultativo, el coordinador de seguridad y salud y los laboratorios de calidad están indicadas en el RD 1627/1997.

1.3 SEGURIDAD CIVIL DE LOS AGENTES INTERVINIENTES

- **Daños materiales**

Todas las personas físicas o jurídicas involucradas en la instalación deben responder por los daños materiales que puedan ocurrir en la planta.

- **Responsabilidad civil**

Una vez se acepta la dirección de obra se asumen las responsabilidades del acto, o por el contrario de omisiones, de personal propio o personal del que se tiene que responder.

1.4 DISPOSICIONES DE LOS MATERIALES Y TRABAJOS

- **Accesos**

Los accesos a obra serán vigilados por el constructor siendo responsable de quien entra a obra. Se realizará un control de accesos de personal a obra para la comprobación de que el trabajador tenga todos los papeles en regla.

- **Orden de los tajos**

Los trabajos serán coordinados entre la contrata y la dirección facultativa.

- **Velocidad de ejecución de los trabajos y plazos**
-

EL inicio de la obra se marca en el posterior pliego de condiciones particulares, realizando los trabajos parciales a partir de esta fecha. El contratista se encargará de avisar al director facultativo con anterioridad la fecha de inicio de las obras. Los plazos aproximados de la obra serán:

| Mes | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | |
|------------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|---|
| 1- Preparacion del terreno | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2- Obra civil | | | | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | | | | | | | | | | | | | |
| 3 - Montaje Electro-mecánico | | | | | | | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | | | | | | |
| 4-Pruebas | | | | | | | | | | | | | | | | | | ■ | ■ | ■ | | | | | |
| 5- Puesta en marcha | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ■ | ■ |

Ilustración 50 - Planificación temporal del proyecto

1.5 RECEPCIÓN DE OBRA

La recepción de la obra se realizará tras finalizar la construcción, la contrata entregará la obra al promotor, quien la acepta. Este acto puede abarcar toda la obra o fases completas acordadas por ambas partes. La recepción se registra en un acta firmada por Constructor y Promotor, que incluye detalles como la fecha final, el coste, las garantías exigidas, y el certificado final de la obra. Si el Promotor considera que la obra no está terminada o no cumple con las condiciones, puede rechazar la recepción, lo cual se documentará, estableciéndose un nuevo plazo. La recepción debe realizarse en un plazo de 30 días tras la notificación de finalización; si no se rechaza por escrito en ese tiempo, se considera aceptada implícitamente.

2. CONDICIONES COMERCIALES

2.1 PRECIOS UNITARIOS

Para calcular los precios de las unidades de obra, se suman los costes directos, indirectos, los gastos generales y el beneficio industrial.

Los costes directos incluyen mano de obra, materiales, equipos de seguridad, gastos de maquinaria y personal.

Los costes indirectos abarcan gastos de oficina en la obra, personal técnico y administrativo, e imprevistos.

Los gastos generales, que incluyen financieros, por ofertas perdidas y tasas, se calculan como un porcentaje de los costes directos e indirectos.

2.2 ABONO DE TASAS Y PAGOS

El abono de los trabajos realizados se realizará una vez certificada la obra, mediante un baremo por unidad de obra pactada previamente. Las certificaciones de obra se realizarán por un técnico, en la que compara el tiempo ocupado por el trabajo y la medición del contratista.

El abono de los trabajos los realizará el promotor dentro de los plazos establecidos mediante abono transferencia en cuenta.

2.3 PENALIZACIONES E INDEMNIZACIONES

En el caso de retraso e imprevistos en la ejecución de una parte de la obra, se llevará a cabo una indemnización del tanto por mil del coste de la obra por semana de retraso. En el caso contrario que la demora sea por parte del promotor, el proyectista tendrá derecho a recibir un abono de compensación por perjuicios.

El contratista tendrá la obligación de, una vez finalizada la obra, dejar todo el lugar de la obra limpia y libre de materiales y maquinaria. Existirá una garantía por daños materiales ocasionados por la construcción a otros elementos.

3. CONDICIONES TÉCNICAS

3.1 OBRA CIVIL

- Materiales

Los materiales empleados en obra deberán tener la certificación de calidad requerida y cumplir con la normativa.

- Orden y limpieza

Las instalaciones se deberán mantener con un orden y limpieza, al igual que los alrededores de dominio público (carreteras, accesos, canales, etc). Las obras se realizarán por partes para no obstaculizar el trabajo de otros intervinientes de obra.

3.2 MONTAJE ELÉCTRICO

- Aspectos generales

Los principales materiales de la obra serán proporcionados por el promotor, salvo en casos en los que se especifique en los que el contratista es el encargado de suministrarlos. Todos los equipos instalados habrán pasado estándares de calidad necesarios y cumplirán con la normativa. En el caso de que el contratista proporcione material, este deberá ser detallado para su validación.

- Cableado, tubos

Todos los cables cumplirán las normas UNE y serán identificados una vez instalados para su mejor trazabilidad. Las conexiones y empalmes se realizarán mediante elementos de presión (terminales, *ampacts*, manguitos) y mediante aislándolos mediante fundas termo-retráctiles. Los tubos cumplirán las normativas específicas.

- Cajas de registro, combinadores, cuadros eléctricos

Todas las cajas deberán tener protección contra agentes externos (IP54) y cumpliendo las normas UNE de fabricación. Los elementos que conformen el interior de las cajas serán los detallados en el proyecto.

- Puesta a tierra

La puesta a tierra seguirá lo detallado en el proyecto. En el caso de haber exceso de humedad en el terreno, se dispondrán de tubos protectores al conductor desnudo.

- Instalaciones de MT

Las celdas de MT empleadas será metálicas, modulares y prefabricadas, con seccionamiento mediante gas SF6 (contra arco eléctrico).

- Protecciones y maniobras

Los elementos a instalar cumplirán con las normativas de calidad necesarias y estarán dimensionados de tal forma que proteja a las instalaciones y a las personas.

3.3 ENSAYOS

Una vez finalizada la obra, se realizarán pruebas y ensayos a los distintos equipos (cables, módulos, inversores, transformador, equipos de maniobras, equipos auxiliares, de medida...), el contratista subcontratará una empresa certificada para los ensayos. Una vez realizado el ensayo, se emitirá un informe con los resultados obtenidos a la dirección facultativa para la verificación.

3.4 PUESTA EN MARCHA

Se realizará una solicitud a REE para el conexionado a la red. Para ello se deberán cumplir una serie de requisitos.

DOCUMENTO IV: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

1. INTRODUCCIÓN

La instalación de la planta fotovoltaica conlleva una serie de riesgos para la seguridad y salud de los trabajadores involucrados en su construcción y mantenimiento. Se seguirán las medidas del artículo 4 del RD 1627/1997 en la que obliga a realizar un estudio de seguridad y salud (en adelante ESS) básico en obras de construcción.

2. OBJETIVOS

Los objetivos del ESS son la identificación proactiva de riesgos, la implementación de medidas preventivas y la capacitación adecuada para minimizar los riesgos y promover un ambiente de trabajo seguro y productivo para todos los agentes involucrados en el proyecto.

Se seguirá la normativa reglamentaria en la que se establecen en el RD 1627/1997 de Prevención de Riesgos Laborales

El estudio básico aplica a todas las fases de obra civil y montaje, así como de mantenimiento y puesta en servicio de la instalación.

3. IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

3.1 OBRA CIVIL

Este apartado envuelve las actividades que se realizarán para la ejecución de obra civil:

3.1.1 Movimiento de tierras

Riesgos asociados a dicha actividad:

- Caídas a distinto nivel
- Derrumbamiento
- Sobreesfuerzos
- Caídas de objetos manipulados
- Exposición a ruido
- Atropellos y golpes
- Vuelco de maquinaria

3.1.2 Cimentación

Riesgos asociados a dicha actividad:

- Caídas a distinto nivel
 - Sobreesfuerzos
 - Caídas de objetos manipulado
 - Golpes
-

- Proyección de partículas

3.2 MONTAJE

En este apartado se indican las actividades a realizar para el montaje de paneles solares, inversor, cableado, estructuras...

3.2.1 Manipulación de cargas

Riesgos asociados a dicha actividad:

- Caídas a mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Choques contra objetos
- Sobreesfuerzos

3.2.2 Izado de cargas

Riesgos asociados a dicha actividad:

- Choque con objetos en suspensión
- Caída de objetos
- Sobreesfuerzos

3.2.3 Transporte de material

Riesgos asociados a dicha actividad:

- Caída de objetos
- Vuelco de máquinas
- Atropellos

3.2.4 Soldadura

Riesgos asociados a dicha actividad:

- Caídas a mismo nivel
- Exposición a radiación
- Contacto térmico
- Proyección de partículas
- Contacto eléctrico indirecto

3.2.5 Trabajos próximos a elementos en tensión

Riesgos asociados a dicha actividad:

- Caídas a mismo nivel
- Contacto eléctrico directo
- Contacto eléctrico indirecto
- Incendio

3.2.6 Trabajos con elementos en tensión

Riesgos asociados a dicha actividad:

- Caídas a mismo nivel
- Contacto eléctrico directo
- Incendio

3.2.7 Trabajos en alturas

Riesgos asociados a dicha actividad:

- Caída a distinto nivel
- Caída de objetos y herramientas

3.3 MANTENIMIENTO

Este apartado envuelve las actividades que se realizarán para la ejecución del mantenimiento. Riesgos asociados a dicha actividad:

- Exposición a radiación solar
- Contacto eléctrico directo
- Contacto eléctrico indirecto
- Caída a mismo nivel
- Proyección de partículas

4. MEDIDAS PREVENTIVAS

| | | RIESGO ASOCIADO A ACTIVIDAD | MEDIDA PREVENTIVA |
|-------------------|-----------------------|-----------------------------|--|
| Obra civil | Movimiento de tierras | Caídas a distinto nivel | Toda obra estará convenientemente señalizada y delimitada para evitar la entrada de obreros y gente externa a la obra. En el caso de superar los 2m de altura, se emplearán barandillas. Se empleará siempre un calzado adecuado con buen agarre en la suela y siempre pisando en zonas estables. Se comprobará al inicio del tajo el estado de EPIs y sistemas de amarre. |
| | | Derrumbamiento | Se realizará una inspección previa a trabajos para buscar grietas o posibles desprendimientos en el terreno. Se colocará un vallado de seguridad que delimite el trabajo de excavación cuando supere los 2m de profundidad. Se señalará debidamente en perímetro de las zanjas. En el caso de existir posibilidad de derrumbamiento, se optará por la entibación de la excavación. No se permitirá el trabajo al nivel de las entibaciones, sin haber apuntalado debidamente la estructura para reforzarla. Se tendrá especial precaución en las excavaciones después de un período de fuertes lluvias. Queda prohibido el acopio de |

| | | |
|-------------|-------------------------------|--|
| | | tierras o grabas en los bordes de una excavación, dejando un mínimo de 2m de seguridad. |
| | Sobreesfuerzos | Siempre manipular cargas manualmente según los procedimientos de seguridad. A la hora de alzar una carga, será necesario acercarse a ella para mantener el centro de gravedad de la carga en la vertical del operario. A la hora de levantar una carga del suelo, en primer lugar, se pondrá la espalda recta, se emplearán los músculos de los brazos y piernas para levantar la carga. |
| | Caídas de objetos manipulados | Las cargas se asegurarán bien con los elementos de amarrado. Se comprobará el buen estado de los elementos de elevación y dispositivos auxiliares. Se prohíbe el tránsito de personas debajo de la carga suspendida, realizando un perímetro cuando la carga es abultada y grande. |
| | Exposición a ruido | Se debe utilizar protección auditiva en caso de emplear maquinas con altos niveles de ruido. |
| | Atropellos y golpes | La circulación se realizará por los caminos de obra señalizados, respetando el límite de velocidad y sin realizar maniobras bruscas. Los vehículos solo serán empleados por personal autorizado y cualificado. El conductor deberá limpiarse las botas en caso de tener barro en la suela para evitar deslizamientos con los pedales. |
| | Vuelco de maquinaria | El vehículo será manejado solo por personal autorizado y cualificado. Se evitarán giros bruscos. No se colocará carga que sobresalga demasiado el vehículo. Se evitará caminos en mal estado o húmedos. En el caso de parar en una pendiente, se emplearán calces. Los elementos de elevación estarán en regla y con el corriente mantenimiento. Nunca ir a una velocidad elevada. |
| Cimentación | Caídas a distinto nivel | Toda obra estará convenientemente señalizada y delimitada para evitar la entrada de obreros y gente externa a la obra. En el caso de superar los 2m de altura, se emplearán barandillas. Se empleará siempre un calzado adecuado con buen agarre en la suela y siempre pisando en zonas |

| | | | |
|----------------|------------------------|-------------------------------|---|
| | | | estables. Se comprobará al inicio del tajo el estado de EPIs y sistemas de amarre. |
| | | Sobreesfuerzos | Siempre manipular cargas manualmente según los procedimientos de seguridad. A la hora de alzar una carga, será necesario acercarse a ella para mantener el centro de gravedad de la carga en la vertical del operario. A la hora de levantar una carga del suelo, en primer lugar, se pondrá la espalda recta, se emplearán los músculos de los brazos y piernas para levantar la carga. |
| | | Caídas de objetos manipulados | Las cargas se asegurarán bien con los elementos de amarrado. Se comprobará el buen estado de los elementos de elevación y dispositivos auxiliares. Se prohíbe el tránsito de personas debajo de la carga suspendida, realizando un perímetro cuando la carga es abultada y grande. |
| | | Choques contra objetos | Será obligatorio el uso de casco para evitar golpes en la cabeza. El operario siempre irá atento al tajo que esté realizando o si se está desplazando siempre mirará al frente, siendo consciente de los peligros alrededor. |
| | | Proyección de partículas | Se emplearán los EPIs necesarios para evitar el contacto de las partículas con el cuerpo. Será fundamental el uso de gafas para evitar la proyección de partículas con los ojos. Se podrá usar mascarillas en ambientes tóxicos o con mucho polvo. Estas medidas afectan al operario y a los ayudantes que estén en la proximidad. La zona de trabajo estará bien delimitada. En el caso de máquinas de corte, seguir las instrucciones del fabricante. |
| Montaje | Manipulación de cargas | Caídas a mismo nivel | El tajo a realizar estará bien iluminado y delimitado, pudiendo implementar focos de luz para aumentar la visibilidad. El suelo de la zona de trabajo se mantendrá limpio y ordenado para evitar resbalones y tropiezos. Se evitará la conglomeración de personas en espacios confinados. |
| | | Caídas a distinto nivel | Toda obra estará convenientemente señalizada y delimitada para evitar la entrada de obreros y gente externa a la obra. En el caso de superar los 2m de altura, se emplearán barandillas. Se empleará siempre un calzado adecuado con buen |

| | | | |
|--|-----------------|----------------------------------|--|
| | | | agarre en la suela y siempre pisando en zonas estables. Se comprobará al inicio del tajo el estado de EPIs y sistemas de amarre. |
| | | Choques contra objetos | Será obligatorio el uso de casco para evitar golpes en la cabeza. El operario siempre irá atento al tajo que esté realizando o si se está desplazando siempre mirará al frente, siendo consciente de los peligros alrededor. |
| | | Sobreesfuerzos | Siempre manipular cargas manualmente según los procedimientos de seguridad. A la hora de alzar una carga, será necesario acercarse a ella para mantener el centro de gravedad de la carga en la vertical del operario. A la hora de levantar una carga del suelo, en primer lugar, se pondrá la espalda recta, se emplearán los músculos de los brazos y piernas para levantar la carga. |
| | Izado de cargas | Choque con objetos en suspensión | Los objetos suspendidos estarán suspendidos con accesorios y elementos de elevación suficientemente resistentes, ateniéndose a las recomendaciones del fabricante. Las cargas grandes serán guiadas desde suelo con una cuerda auxiliar para evitar giros de la carga. |
| | | Caída de objetos | Los elementos de elevación (cuerdas, eslingas, cadenas, cables, ganchos, grilletes, argollas...) deberán estar en buenas condiciones y en regla de utilización. Se emplearán los elementos que soporten la carga a levantar. Se tendrá en cuenta factores atmosféricos y se elegirán los accesorios en consecuencia, siguiendo las indicaciones del fabricante en cuanto a erosión, corrosión, abrasión... |
| | | Sobreesfuerzos | Siempre manipular cargas manualmente según los procedimientos de seguridad. A la hora de alzar una carga, será necesario acercarse a ella para mantener el centro de gravedad de la carga en la vertical del operario. A la hora de levantar una carga del suelo, en primer lugar, se pondrá la espalda recta, se emplearán los músculos de los brazos y piernas para levantar la carga. |
| | Transporte | Caída de objetos | Los elementos de elevación (cuerdas, eslingas, cadenas, cables, ganchos, grilletes, argollas...) deberán estar en buenas condiciones y en regla de utilización. Se emplearán los elementos que soporten la carga a levantar. Se tendrá en cuenta |

| | | |
|--|-----------|---|
| | | factores atmosféricos y se elegirán los accesorios en consecuencia, siguiendo las indicaciones del fabricante en cuanto a erosión, corrosión, abrasión... |
| | | Vuelco de maquinaria El vehículo será manejado solo por personal autorizado y cualificado. Se evitarán giros bruscos. No se colocará carga que sobresalga demasiado el vehículo. Se evitará caminos en mal estado o húmedos. En el caso de parar en una pendiente, se emplearán calces. Los elementos de elevación estarán en regla y con el corriente mantenimiento. Nunca ir a una velocidad elevada. |
| | | Atropellos y golpes La circulación se realizará por los caminos de obra señalizados, respetando el límite de velocidad y sin realizar maniobras bruscas. Los vehículos solo serán empleados por personal autorizado y cualificado. El conductor deberá limpiarse las botas en caso de tener barro en la suela para evitar deslizamientos con los pedales. |
| | Soldadura | Caída de objetos Los elementos de elevación (cuerdas, eslingas, cadenas, cables, ganchos, grilletes, argollas...) deberán estar en buenas condiciones y en regla de utilización. Se emplearán los elementos que soporten la carga a levantar. Se tendrá en cuenta factores atmosféricos y se elegirán los accesorios en consecuencia, siguiendo las indicaciones del fabricante en cuanto a erosión, corrosión, abrasión... |
| | | Exposición a radiación Se deben emplear pantallas o mascararas para soldadura. La zona de trabajo estará bien tapada y delimitada. |
| | | Contacto térmico Se emplearán guantes especiales para calor. En el caso de haber elementos calientes, la zona deberá estar suficientemente indicada y delimitada. |
| | | Proyección de partículas Se emplearán los EPIs necesarios para evitar el contacto de las partículas con el cuerpo. Sera fundamental el uso de gafas para evitar la proyección de partículas con los ojos. Se podrá usar mascarillas en ambientes tóxicos o con mucho polvo. Estas medidas afectan al operario y a los ayudantes que estén en la proximidad. La zona de trabajo estará bien delimitada. En el caso de máquinas de corte, seguir las instrucciones del fabricante. |

| | | |
|--|------------------------------|---|
| Trabajos próximos a elementos en tensión | Contacto eléctrico indirecto | El jefe de trabajo (cualificado) será el encargado de informar los riegos en la obra y de garantizar las medidas de seguridad cuando se está próximo a elementos en tensión como líneas eléctricas... Se mantendrá una distancia de seguridad a elementos en tensión en función de la tensión nominal. Se delimitará la zona de peligro con vallado y señalización. |
| | Caídas a mismo nivel | El tajo a realizar estará bien iluminado y delimitado, pudiendo implementar focos de luz para aumentar la visibilidad. El suelo de la zona de trabajo se mantendrá limpio y ordenado para evitar resbalones y tropiezos. Se evitará la conglomeración de personas en espacios confinados. |
| | Contacto eléctrico directo | En soldadura, los cables deberán ser revisados y la pinza de conexión a masa estará en buen estado. En trabajos en tensión, solo realizará trabajos el trabajo autorizando por la empresa y que esté cualificado. En todo trabajo se mantendrán las 5 reglas de oro para trabajos en tensión. En elementos en ausencia de tensión será necesario colocar tierras en la zona de trabajo. Será obligatorio los EPIs como guantes aislantes y elementos de protección como pértigas, alfombras aislantes, pantallas... |
| | Contacto eléctrico indirecto | El jefe de trabajo (cualificado) será el encargado de informar los riegos en la obra y de garantizar las medidas de seguridad cuando se está próximo a elementos en tensión como líneas eléctricas... Se mantendrá una distancia de seguridad a elementos en tensión en función de la tensión nominal. Se delimitará la zona de peligro con vallado y señalización. |
| | Incendio | Los trabajos en tensión se realizarán una vez asegurado no haber riesgo de incendio. Los vehículos portaran sistemas anti-fuego como extintores. Se mantendrán las zonas de trabajo sin serrín ni polvos ignífugos. Los trabajadores estarán cualificados e informados para actuar en caso de posible incendio. En caso de trabajar en proximidad de bosques será necesario portar un sistema antiincendios compuesto de un tanque de agua y una bomba con maguera. |

| | | | |
|--|-----------------------------------|----------------------------------|---|
| | Trabajos con elementos en tensión | Caídas a mismo nivel | El tajo a realizar estará bien iluminado y delimitado, pudiendo implementar focos de luz para aumentar la visibilidad. El suelo de la zona de trabajo se mantendrá limpio y ordenado para evitar resbalones y tropiezos. Se evitará la conglomeración de personas en espacios confinados. |
| | | Contacto eléctrico directo | En soldadura, los cables deberán ser revisados y la pinza de conexión a masa estará en buen estado. En trabajos en tensión, solo realizará trabajos el trabajo autorizando por la empresa y que esté cualificado. En todo trabajo se mantendrán las 5 reglas de oro para trabajos en tensión. En elementos en ausencia de tensión será necesario colocar tierras en la zona de trabajo. Será obligatorio los EPIs como guantes aislantes y elementos de protección como pértigas, alfombras aislantes, pantallas... |
| | | Incendio | Los trabajos en tensión se realizarán una vez asegurado no haber riesgo de incendio. Los vehículos portaran sistemas anti-fuego como extintores. Se mantendrán las zonas de trabajo sin serrín ni polvos ignífugos. Los trabajadores estarán cualificados e informados para actuar en caso de posible incendio. En caso de trabajar en proximidad de bosques será necesario portar un sistema antiincendios compuesto de un tanque de agua y una bomba con manguera. |
| | Trabajos en alturas | Caídas a distinto nivel | Toda obra estará convenientemente señalizada y delimitada para evitar la entrada de obreros y gente externa a la obra. En el caso de superar los 2m de altura, se emplearán barandillas. Se empleará siempre un calzado adecuado con buen agarre en la suela y siempre pisando en zonas estables. Se comprobará al inicio del tajo el estado de EPIs y sistemas de amarre. |
| | | Caídas de objetos y herramientas | Será obligatorio el uso de casco para cualquier persona dentro de la obra. Se realizará una comprobación de los elementos de fijación de las herramientas utilizadas, empleando elementos que impidan la caída de la herramienta. El empleo de bolsas resistentes ancladas al arnés para portar pequeñas piezas y herramientas. |

| | | | |
|----------------------|---------------|------------------------------|---|
| Mantenimiento | Mantenimiento | Exposición a radiación solar | Si el trabajo se realiza durante muchas horas al sol, será convenientes los descansos en zonas frescas y buena hidratación. Se emplearán gorras o similar para evitar el impacto directo del sol durante muchas horas en la cabeza. Se podrán emplear gafas de sol adecuadas, siempre recomendando trabajar de espaldas al sol para evitar destellos. |
| | | Contacto eléctrico directo | En soldadura, los cables deberán ser revisados y la pinza de conexión a masa estará en buen estado. En trabajos en tensión, solo realizará trabajos el trabajo autorizando por la empresa y que esté cualificado. En todo trabajo se mantendrán las 5 reglas de oro para trabajos en tensión. En elementos en ausencia de tensión será necesario colocar tierras en la zona de trabajo. Será obligatorio los EPIs como guantes aislantes y elementos de protección como pértigas, alfombras aislantes, pantallas... |
| | | Contacto eléctrico indirecto | El jefe de trabajo (cualificado) será el encargado de informar los riegos en la obra y de garantizar las medidas de seguridad cuando se está próximo a elementos en tensión como líneas eléctricas... Se mantendrá una distancia de seguridad a elementos en tensión en función de la tensión nominal. Se delimitará la zona de peligro con vallado y señalización. |
| | | Caídas a mismo nivel | El tajo a realizar estará bien iluminado y delimitado, pudiendo implementar focos de luz para aumentar la visibilidad. El suelo de la zona de trabajo se mantendrá limpio y ordenado para evitar resbalones y tropiezos. Se evitará la conglomeración de personas en espacios confinados. |
| | | Proyección de partículas | Se emplearán los EPIs necesarios para evitar el contacto de las partículas con el cuerpo. Sera fundamental el uso de gafas para evitar la proyección de partículas con los ojos. Se podrá usar mascarillas en ambientes tóxicos o con mucho polvo. Estas medidas afectan al operario y a los ayudantes que estén en la proximidad. La zona de trabajo estará bien delimitada. En el caso de máquinas de corte, seguir las instrucciones del fabricante. |

5. PARTIDA DE PRESUPUESTO PARA LA SEGURIDAD

| Medida | Cantidad | Descripción | Precio unitario | Precio total |
|------------------------------|----------|--|-----------------|-------------------|
| Protección individual | | | | |
| Ud. | 1 | Casco | 35,00 € | 35,00 € |
| Ud. | 1 | Gafas | 15,00 € | 15,00 € |
| Ud. | 1 | Protector auditivo | 4,00 € | 4,00 € |
| Ud. | 1 | Guantes aislantes | 10,00 € | 10,00 € |
| Ud. | 1 | Botas de seguridad | 75,00 € | 75,00 € |
| Ud. | 1 | Pantalones de trabajo reflectante | 30,00 € | 30,00 € |
| Ud. | 1 | Mono de trabajo reflectante | 30,00 € | 30,00 € |
| Ud. | 1 | Arnés para altura | 130,00 € | 130,00 € |
| Ud. | 1 | Reconocimiento medico | 200,00 € | 200,00 € |
| | | TOTAL | | 529,00 € |
| Protección colectiva | | | | |
| Ud. | 20 | Vallado | 50,00 € | 1.000,00 € |
| Ud. | 1 | Señalización (señales, conos, cintas...) | 300,00 € | 300,00 € |
| Ud. | 2 | Teléfono para obra | 300,00 € | 600,00 € |
| Ud. | 3 | Extintor de incendios | 100,00 € | 300,00 € |
| Ud. | 1 | Botiquín con material sanitario | 150,00 € | 150,00 € |
| Ud. | 1 | Higiene y bienestar | 1.000,00 € | 1.000,00 € |
| Ud. | 1 | Formación | 1.000,00 € | 1.000,00 € |
| | | TOTAL | | 4.350,00 € |

DOCUMENTO V: IMPACTO AMBIENTAL

1. IMPACTO AMBIENTAL DURANTE LA CONSTRUCCIÓN

El empleo de grandes extensiones de terreno cultivable es uno de los principales impactos, lo que implica que la transformación del entorno, y la imposibilidad de cultivar las tierras.

El impacto en el suelo será lo mínimo posible ya que se evitará el empleo de zapatas en hormigón en las estructuras.

La fabricación de paneles solares y la producción de los demás sistemas aportarán a la emisión de CO₂. Durante la ejecución del proyecto se emplearán maquinaria y vehículos para el transporte de los materiales y la mano de obra con la consiguiente huella de carbono.

2. IMPACTO AMBIENTAL DURANTE LA OPERACIÓN

Durante la operación, los vallados perimetrales afectarán a la biodiversidad del entorno creando barreras para la fauna y las estructuras afectarán a la avifauna.

El mantenimiento de los paneles solares implicará el empleo de aguas que requerirán grandes volúmenes, recurso en caso en zonas áridas como castilla.

El reflejo de los módulos producirá un excesivo calor en los alrededores de la zona pudiendo afectar a las fincas colindantes de cultivos.

3. IMPACTOS AMBIENTALES POSITIVOS

La razón fundamental de una planta fotovoltaica sea la reducción de emisiones en la generación de energía eléctrica, lo que contribuirá a mitigar el cambio climático en gran escala.

Además, en el proyecto se apuesta por el menor impacto posible sobre el terreno, por lo que se emplea la tecnología de hincado de perfiles para formar las estructuras, de esta manera se evita el emplear hormigón en el terreno y en el futuro que se deseé dismantelar la instalación, el impacto en el terreno será mínimo.

DOCUMENTO VI: GESTIÓN DE RESIDUOS

1. INTRODUCCIÓN

Un proyecto de estas dimensiones generará un gran volumen de residuo durante su ejecución. El RD 105/2008 es el real decreto que regula la producción y gestión de residuos en la construcción, el cual se incluye la cantidad de residuos generados en las obras de ejecución, las medidas para reciclarlos y separarlos, las medidas de prevención para la reducción de estos.

Se deberá hacer un inventario de los residuos dañinos para el medio que se generen en trascurso de la obra. Se realizará una documentación de la gestión que se va realizar con el residuo generado.

Se define residuo según el RD 105/2008 como "Cualquier sustancia u objeto que, cumpliendo la definición de residuo de acuerdo con el artículo 3.a) de la Ley 10/1998, de 21 de abril, de Residuos, se genere en una obra de construcción o demolición.", "Cualquier sustancia u objeto del cual su poseedor se desprenda o tenga la intención o la obligación de desprenderse."

2. DESCRIPCIÓN DE LOS RESIDUOS GENERADOS

El volumen de residuos se estimará según la extensión de la planta, en este caso de 54.118 m². Estos residuos tienen asignado un código (LER) numérico de seis dígitos, que ayuda gestionar adecuadamente los residuos según su origen y características.

El Código LER (Lista Europea de Residuos), conocido también como Código CER (Código Europeo de Residuos), es un sistema de clasificación que se utiliza para identificar los diferentes tipos de residuos en Europa.

| Residuos generados | | | |
|-------------------------------------|---|----------------|---------------------------|
| Código LER | Descripción del residuo | Toneladas (Tn) | Volumen (m ³) |
| Procedentes de la obra civil | | | |
| 17 05 04 | Áridos, tierras y rocas | 20 | 25 |
| 17 01 07 | Mezclas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos que no contienen sustancias peligrosas | 5 | 7,5 |
| Procedentes de la ejecución de obra | | | |
| 17 02 01 | Madera | 5,4 | 3,24 |
| 17 02 02 | Vidrio | 0,5 | 1,25 |
| 17 04 01 | Cobre, bronce, latón | 1 | 9 |
| 17 04 02 | Aluminio | 5 | 40 |
| 17 04 05 | Hierro y acero | 4 | 12 |
| 17 02 03 | Plástico | 2 | 4 |

| | | | |
|--------------|----------------|---------------|-----------------------------|
| 15 01 01 | Papel y cartón | 0,8 | 0,4 |
| 20 03 01 | Residuo urbano | 3 | 1,5 |
| TOTAL | | 41,3 T | 100,65 m³ |

3. ZONAS DE COLOCACIÓN DE RESIDUOS

Se delimitarán zonas y se dispondrán contenedores de obra donde se depositarán los residuos, clasificados por tipo (de tipo urbano, plásticos, cartón, palets, chatarra, electrónica...) para su posterior gestión de la empresa encargada de la recogida de los mismos.

4. PRESUPUESTO DE LA GESTIÓN DE RESIDUOS

En el pliego de condiciones se indicará las condiciones para el almacenamiento, tratamiento, separación, reciclaje y manipulación de los residuos. El presupuesto se tendrá en cuenta en una partida de destinada a la gestión de residuos en el proyecto.

DOCUMENTO VII: BIBLIOGRAFÍA

1. BIBLIOGRAFÍA

Bueno, Revisora técnica: Benilde. 2021. *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión*. s.l. : Marcombo. SL, 2021.

Efecto fotoeléctrico. *Wikipedia*. [En línea] https://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_fotoel%C3%A9ctrico.

García, Francisco Javier Balbás. 2019. *Sistema energético español. Coste de la energía eléctrica y posibles escenarios*. 2019.

Longi Solar. [En línea] <https://www.longi.com/es/>.

MIRAPEIX SERRANO, J. M. 2022. *Energía Solar Fotovoltaica: Fundamentos*. 2022.

OMIE. *Precio horario del mercado*. [En línea] <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>.

Prysmian. [En línea] <https://es.prysmian.com/>.

Red Eléctrica Española. [En línea] <https://www.ree.es/es>.