

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA



"PROYECTO TÉCNICO DE INSTALACIÓN  
FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO CONECTADA A  
RED P=108 kW<sub>p</sub> EN UNA NAVE INDUSTRIAL "

TRABAJO FIN DE GRADO

JUNIO – 2022

AUTOR: Adrián Tovar Cuenca

DIRECTOR/ES: Juan Manuel Sánchez Eugenio

JUAN  
MANUEL  
SANCHEZ  
EUGENIO

Firmado digitalmente por  
JUAN MANUEL  
SANCHEZ  
EUGENIO  
Fecha: 2023.02.02  
14:26:22 +01'00'

## ÍNDICE

MEMORIA DESCRIPTIVA .....	6
1. PREAMBULO: .....	6
2. ANTECEDENTES: .....	7
3. OBJETO DEL PROYECTO: .....	7
4. LEGISLACIÓN APLICABLE: .....	8
5. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN: .....	9
6. MODALIDAD DE AUTOCONSUMO: .....	11
7. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA: .....	12
7.1. Módulos fotovoltaicos .....	13
7.2. Inversor .....	24
7.3. Estructura .....	27
7.4. Cableado: .....	34
7.5. Protecciones .....	37
8. PERFORMANCE RATIO DE LA INSTALACIÓN (PR) .....	51
8.1. Pérdidas en los módulos fotovoltaicos por orientación e inclinación distinta a la óptima (P1) .....	52
8.2. Pérdidas en los módulos fotovoltaicos por la temperatura de las células (P2) .....	53
8.3. Pérdidas por efecto de la suciedad (P3) .....	55
8.4. Pérdidas por sombra (P4) .....	55
8.5. Pérdidas eléctricas en el cableado (P5) .....	57
8.6. Pérdidas en el inversor (P6) .....	58
ANEXO I. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA: .....	59
1. ANALISIS DE LOS CONSUMOS .....	59
2. ANALISIS DE LOS MAXÍMETROS .....	62
3. ENERGÍA GENERADA POR LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA: .....	63
4. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA: .....	64
ANEXO II: CÁLCULOS ELÉCTRICOS .....	67
1. CONEXIÓN ÓPTIMA DE STRINGS .....	67
1.1. Comportamiento del módulo fotovoltaico en función de la temperatura .....	67
1.2. Análisis de los parámetros de funcionamiento del inversor .....	72

1.3.	Conexión de los módulos fotovoltaicos al inversor .....	73
2.	CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CABLEADO: .....	74
2.1.	Criterios para el cálculo de secciones de conductores .....	74
2.2.	Fórmulas empleadas: .....	75
2.3.	Condiciones para Instalaciones generadoras de baja tensión.....	76
2.4.	Procedimiento de cálculo.....	76
2.5.	Resultados:.....	83
3.	PROTECCIONES: .....	84
3.1.	Cálculo de las protecciones.....	84
<b>ANEXO III: CÁLCULO DE LAS PERDIDAS DE LA INSTALACIÓN</b>		
FOTOVOLTAICA (PERFORMANCE RATIO (PR)) .....		93
1.	CÁLCULO DE LAS PERDIDAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	93
1.1.	Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación distinta a la óptima .....	93
1.2.	Cálculo de las pérdidas por temperatura de la célula:.....	97
2.	PÉRDIDAS EN EL CABLEADO:.....	98
ANEXO IV: ESTUDIO ECONÓMICO: .....		100
ANEXO V: FICHAS TÉCNICAS .....		107
ANEXO VI: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD:.....		108
1.	OBJETO:.....	108
2.	JUSTIFICACIÓN:.....	108
3.	ANTECEDENTES: .....	109
4.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA OBRA .....	110
4.1.	Descripción de la obra y situación:.....	110
4.2.	Suministro de agua potable.....	110
4.3.	Suministro de energía eléctrica.....	111
4.4.	Servicios higiénicos .....	111
4.5.	Asistencia sanitaria: .....	111
4.6.	Tipología y características de los materiales a utilizar.....	112
4.7.	Maquinaria a utilizar en la instalación .....	112
4.8.	Medios auxiliares:.....	112
5.	PROCESO CONSTRUCTIVO Y ORDEN DE EJECUCIÓN: .....	113

6.	PROCEDIMIENTOS, EQUIPOS Y MEDIOS.....	113
6.1.	Protecciones individuales .....	114
6.2.	Protecciones colectivas:.....	114
6.3.	Formación:.....	115
7.	IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS LABORABLES Y MEDIDAS DE SEGURIDAD ADOPTADAS.....	115
7.1.	Riesgos laborables evitables completamente .....	115
7.2.	Riesgos laborales no evitables completamente .....	115
8.	RIESGOS LABORABLES ESPECIALES: .....	116
9.	MEDIDAS DE TRABAJOS EN ALTURAS .....	117
10.	PREVISIÓN PARA TRABAJOS POSTERIORES: .....	117
11.	CONDICIONES DE SEGURIDAD EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS.....	117
	ANEXO VII: ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS .....	120
1.	INTRODUCCIÓN:.....	120
2.	AGENTES INTERVINIENTES:.....	120
2.1.	Productor de residuos .....	120
2.2.	Poseedor de residuos.....	121
2.3.	Gestor de residuos: .....	121
3.	DOCUMENTACIÓN APLICABLE .....	121
3.1.	Normativa .....	123
4.	IDENTIFICACIÓN, MEDICIÓN Y GESTIÓN DE RESIDUOS.....	123
4.1.	Identificación: .....	123
4.2.	Estimación de la cantidad de los residuos de construcción y demolición que se generarán en la obra.....	126
4.3.	Gestión de residuos.....	128
5.	VALORACIÓN DE LA GESTIÓN DE RESIDUOS.....	135
	DOCUMENTO 2: PLANOS .....	138
	DOCUMENTO 3: PLIEGO DE CONDICIONES.....	139
1.	Condiciones Generales .....	139
1.1.	Ámbito de aplicación:.....	139
1.2.	Disposiciones generales.....	139
1.3.	Organización del trabajo:.....	144

1.4.	Disposición final.....	165
2.	CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA: .....	165
2.1.	Criterios ecológicos .....	166
2.2.	Información de las hojas de datos y placas de características .....	166
2.3.	Subsistemas, componentes e interfaces de los sistemas FV de generación.....	168
2.4.	Ensayos de módulos fotovoltaicos.....	177
3.	MONTAJE DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA:.....	177
3.1.	Estudio y planificación previa .....	177
3.2.	La estructura soporte.....	179
3.3.	Ensamblado de los módulos .....	181
3.4.	Instalación de la toma de tierra y protecciones: .....	184
3.5.	Montaje del resto de componentes.....	185
4.	MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA:.....	186
4.1.	Generalidades. ....	186
4.2.	Programa de mantenimiento: .....	186
	DOCUMENTO 4: PRESUPUESTO: .....	188
1.	PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL: .....	188
2.	PRESUPUESTO GENERAL: .....	192

## **MEMORIA DESCRIPTIVA**

### 1. PREAMBULO:

Nuestra sociedad está cada vez más concienciada con los aspectos vinculados con la conservación del medio ambiente, debido a las grandes consecuencias relacionadas con el deterioro del medio por parte del ser humano. Esta consciencia ha producido que la sociedad tenga que modificar comportamientos y ha fomentado la búsqueda de alternativas que respeten al medio ambiente tanto en problemáticas existentes como en proyectos futuros.

La producción de electricidad tiene gran importancia en el cuidado de nuestro entorno. En las últimas décadas el ser humano se ha dado cuenta de que las herramientas convencionales para producir energía (centrales térmicas, de carbón de gas natural...) son dañinas para el entorno debido a la generación de gases de efecto invernadero los cuales están provocando la subida de la temperatura media de nuestro planeta en los últimos años (calentamiento global). Es por esta razón, principalmente por la que en los últimos tiempos se ha decidido apostar por una producción de energía mediante procesos que no emitan gases de efecto invernadero; tanto renovables, como son la energía hidráulica, la energía eólica y la energía solar, como no renovables como puede ser la energía de fisión nuclear y la energía de fusión nuclear, está última aún en proceso de investigación.

Además, actualmente con la entrada en vigor del RD 244/2019 se ha apostado por el autoconsumo en viviendas, así como en empresas manufactureras con grandes consumos eléctricos. En este Real Decreto se actualiza la definición y las modalidades de autoconsumo, así como la posibilidad de compensación entre el déficit y el superávit de los consumidores acogidos al autoconsumo con excedentes.

Por otra parte; la subida del precio de la electricidad en el año 2022 ha impulsado la apuesta por las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo tanto en ámbito residencial como en el laboral. Por lo general los consumidores han buscado apostar por estas soluciones para ahorrar en la factura eléctrica.

Una empresa nacional dedicada a la venta y reparación de camiones y autobuses situada en Librilla (Murcia) que trabaja con máquinas que tienen unos grandes consumos eléctricos, ha decidido realizar una instalación fotovoltaica de autoconsumo con el objetivo de producir la mayor parte de electricidad que consumen de forma limpia, además con esta decisión buscan minimizar los costes relacionados con la factura de la electricidad.

## 2. ANTECEDENTES:

Una empresa nacional dedicada a la venta y reparación de camiones y autobuses con distintas sedes en la zona de Alicante y Murcia ha decidido realizar una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red en una de sus naves industriales situada en Murcia.

El objetivo de esta instalación fotovoltaica es producir mediante energía solar la cantidad de electricidad que se consume en la nave industrial a lo largo del día, buscando el máximo ahorro en la factura eléctrica.

Para el dimensionamiento de la instalación se ha realizado un estudio de los consumos eléctricos actuales de la nave industrial, distinguiendo entre consumos en horas de sol y consumos en horas de no sol. Se ha proyectado una instalación fotovoltaica con la potencia suficiente para producir la electricidad que consume la nave industrial en las horas de sol, ya que la electricidad que produzca la instalación y no sea consumida por la nave se perderá o se verterá a red eléctrica obteniendo una compensación muy escasa en comparación con el precio actual de la electricidad.

## 3. OBJETO DEL PROYECTO:

El presente proyecto tiene como objeto establecer y justificar las condiciones técnicas que cumplirá la instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red.

Además, exponer ante los Organismos competentes que la instalación que nos ocupa reúne las condiciones y garantías mínimas exigidas por la reglamentación vigente con el

fin de obtener la autorización administrativa y la ejecución de la instalación, así como servir de base a la hora de proceder a la ejecución de dicho proyecto.

#### 4. LEGISLACIÓN APLICABLE:

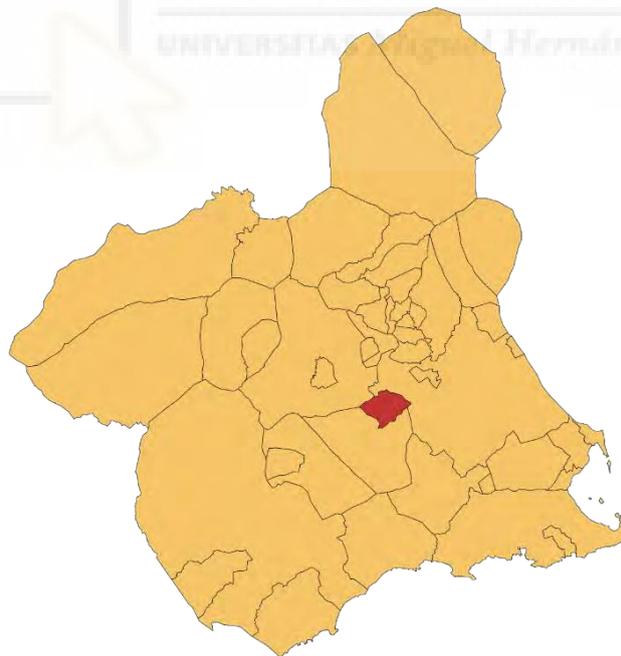
Para la realización del presente proyecto se han tenido en cuenta los siguientes reglamentos, normas y disposiciones:

- Ley 31 / 1995, de 8 de noviembre, de Prevención de riesgos laborales.
- 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.
- Real Decreto 842 / 2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja tensión.
- Real Decreto 314 / 2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la edificación.
- Real Decreto 661 / 2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110 / 2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578 / 2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661 / 2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Real Decreto 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.
- Ley 24 / 2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.
- 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.

- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 244 / 2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Decreto ley 14 / 2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación de la economía.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

## 5. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN:

La instalación se ejecutará sobre la cubierta de la nave industrial situada en la localidad de Librilla en la provincia de Murcia. A continuación, se muestra un plano de la región de Murcia donde se resalta de color rojo la localidad de Librilla.

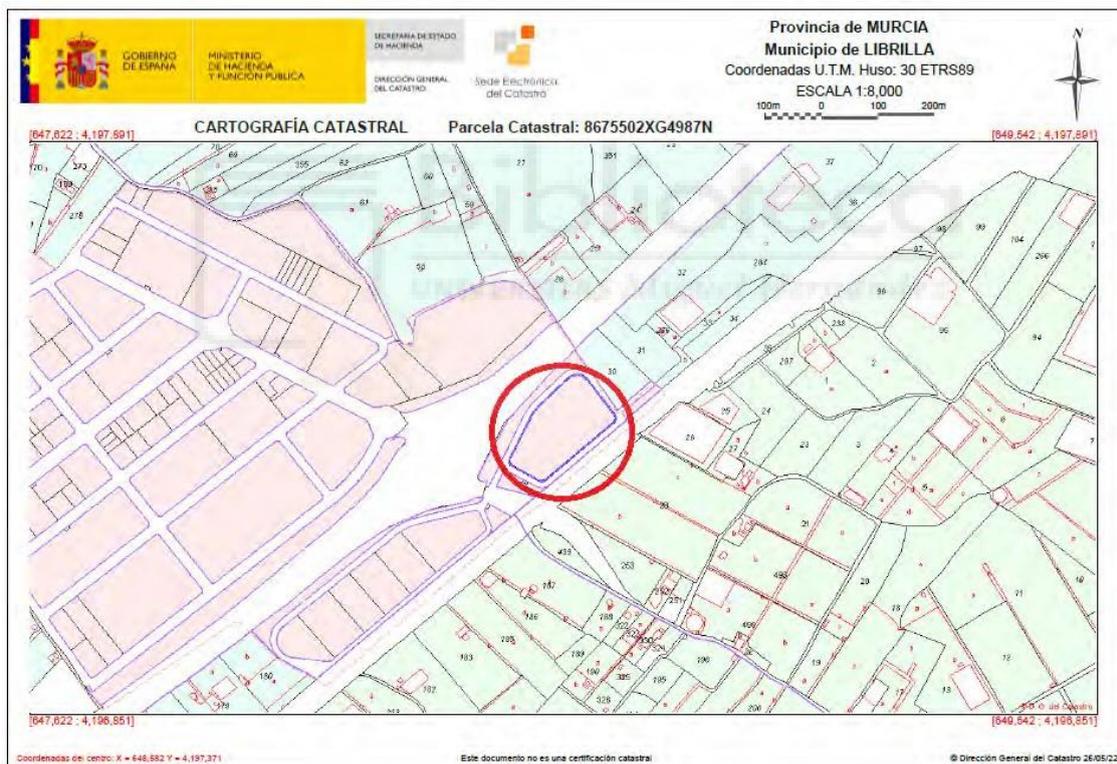


*Ilustración 1: Localidad de Librilla.*

La nave industrial está ubicada en la siguiente dirección:

- Dirección: Calle las Posadas, 2, 30892 Librilla, Murcia
- Localidad: Librilla.
- Código postal: 30892.
- Provincia: Murcia.
- Comunidad autónoma: región de Murcia.
- Referencia catastral: 8675502XG4987N0001BL.

A continuación, se muestra un plano de la situación de la nave extraído de la cartografía catastral:



*Ilustración 2 Situación de la nave industrial donde se realizará la instalación.*

Las coordenadas de la nave donde se ejecutará la instalación son las siguientes:

- Coordenadas geográficas:
  - Latitud: 37°54'42.5"N.

- Longitud: 1°18'35.1"W
- Coordenadas U.T.M. Huso 30 ETRS89:
  - X: 647,382
  - Y: 4,196,721

## 6. MODALIDAD DE AUTOCONSUMO:

La instalación fotovoltaica conectada a red del presente proyecto está recogida en la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación según el artículo 4 del RD 244 / 2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica se clasifican las modalidades de autoconsumo.

*“1. Se establece la siguiente clasificación de modalidades de autoconsumo:*

*a) Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades se deberá instalar un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que será el sujeto consumidor.*

*b) Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.b) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo podrán, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que serán el sujeto consumidor y el productor.*

*2. La modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes, se divide en:*

*a) Modalidad con excedentes acogida a compensación: Pertenece a esta modalidad, aquellos casos de suministro con autoconsumo con excedentes en los que voluntariamente el consumidor y el productor opten por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes. Esta opción solo será posible en aquellos casos en los que se cumpla con todas las condiciones que seguidamente se recogen:*

*i. La fuente de energía primaria sea de origen renovable.*

*ii. La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.*

*iii. Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 del presente real decreto.*

*iv. El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del presente real decreto.*

*v. La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.”*

## **7. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA:**

La instalación fotovoltaica objeto de este proyecto convierte la energía que proporciona el sol, a través de la radiación solar en energía eléctrica alterna a 400 V que será inyectada directamente a la instalación eléctrica interior de baja tensión del establecimiento industrial.

Los módulos fotovoltaicos son los elementos encargados de transformar la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica, irán instalados en la cubierta de la nave industrial mediante estructura fija inclinada.

La electricidad generada por los módulos fotovoltaicos será en corriente continua; esta corriente se convertirá en corriente alterna mediante el inversor que inyectará la energía eléctrica producida por la instalación solar a la red interior del establecimiento industrial.

En la instalación se incluirán todas las protecciones necesarias para evitar cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

Los materiales situados en la intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65 y los materiales de interior IP20.

La instalación fotovoltaica objeto de este proyecto consta de 240 módulos fotovoltaicos de la marca Jinko Solar modelo JKM450M-6TL4-V de 450 Wp de potencia. Estos módulos se agruparán en 10 strings de 24 módulos fotovoltaicos en serie que funcionarán como 10 pequeños campos fotovoltaicos. Cada uno de estos 10 strings se conectará al

inversor SUN2000-100KTL-M1 aprovechando los 10 seguidores de máxima potencia, este inversor cuenta con una potencia máxima de salida de 100 kW.

A continuación, se muestra una tabla que recoge los elementos principales de la instalación fotovoltaica.

Elemento	Marca	Modelo	Unidades
Modulo fotovoltaico	Jinko Solar	JKM450M-6TL4	240
Inversor	Huawei	SUN2000-100KTL-M1	1
Estructura inclinada	Bultmeier	Kit fotovoltaico	-
Fusibles	Weidmuller	gPV	20
Protector contra sobre tensiones transitorias	Ciprotec	PSM3-40/1500 PV IR	10
Interruptor automático magnetotérmico con diferencial integrado	Legrand	DPX <sup>3</sup> 160	1

*Tabla 1: Resumen de componentes principales de la instalación fotovoltaica.*

### 7.1. Módulos fotovoltaicos:

Los módulos fotovoltaicos están compuestos por las denominadas células fotovoltaicas formadas por material semiconductor, este material es el que permite a las células fotovoltaicas funcionar mediante el conocido como efecto fotovoltaico.

Las células fotovoltaicas están formadas por silicio. En la parte superior de la célula el silicio se combina con fósforo formando el dopaje tipo N con electrones libres. En la parte inferior de la célula el silicio se combina con boro formando la región tipo P que tendrá huecos libres. En el centro de la célula existirá la denominada región de agotamiento sin huecos ni electrones libres y con un campo eléctrico debido a la diferencia de potencial.

Cuando la luz incide sobre la región N de la célula fotovoltaica penetra y llega hasta la región de agotamiento donde se generarán electrones y huecos libres, el campo eléctrico en la región de agotamiento impulsará los electrones y los huecos fuera de ella aumentando la diferencia de potencial entre la región N y la región P y con ello la corriente eléctrica.

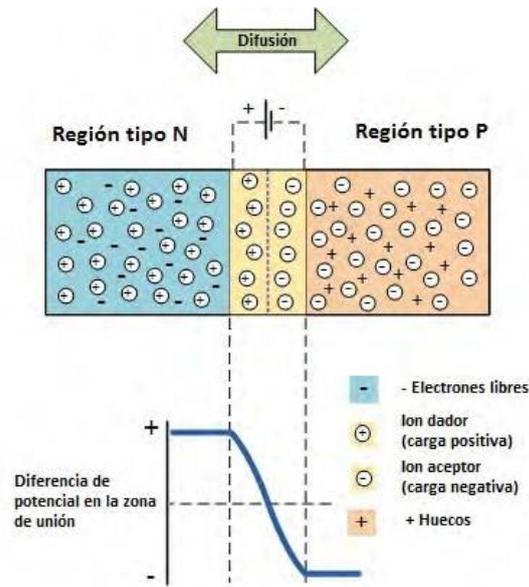
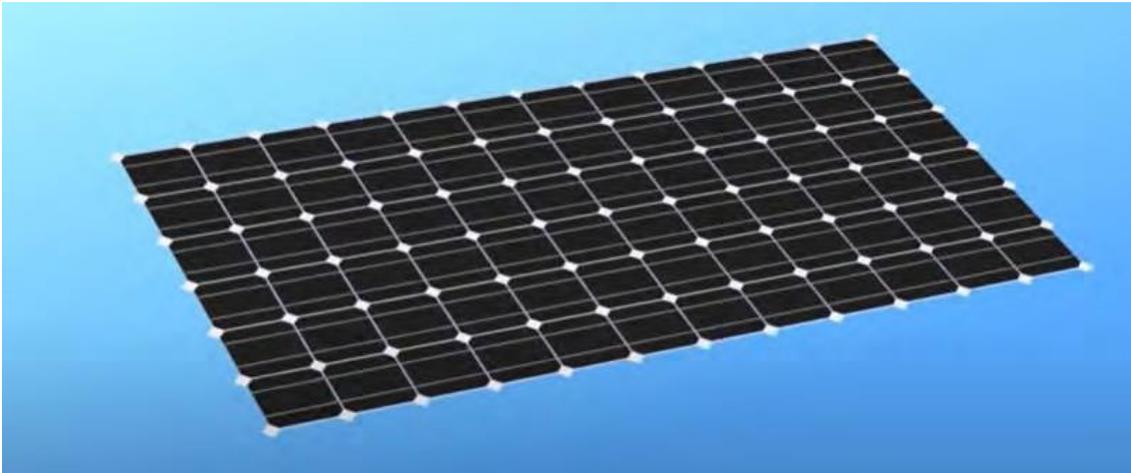


Ilustración 3: Efecto fotovoltaico.

Las células fotovoltaicas están conectadas entre ellas en serie y en paralelo formando el panel fotovoltaico, esta combinación de células en serie y paralelo aumenta los valores de voltaje y tensión a un rango utilizable,



Ilustración 4: Conexión en serie células fotovoltaicas



*Ilustración 5: Conexión en serie y paralelo de las células fotovoltaicas.*

Estas conexiones entre celdas se unirán a través de un elemento llamado bus que sale por la parte posterior del módulo a una caja de derivación estanca IP65 provista de tapa de registro a través de la cual se accederá a los bornes y a los diodos de derivación.

Los módulos se unirán en serie a través de los conectores MC4 incorporados en los mismos. Las series se conectarán directamente a las entradas MPPT (Maximum Power Point Tracking) del inversor.

A continuación, se describen las partes de un módulo fotovoltaico:

- **Cubierta exterior de cara al sol:** Es de vidrio, debe facilitar al máximo la transmisión de la radiación solar, debe tener buena resistencia mecánica y alta transmisividad.
- **Encapsulante:** Normalmente lo compone una lámina de EVA (Etil-vinil-acetato), es transparente, tiene un buen índice de refracción, similar al del vidrio protector para no alterar las condiciones de la radiación incidente.
- **Protección posterior:** Debe dar rigidez y una gran protección frente a los agentes atmosféricos, Usualmente se emplean laminas formadas por distintas capas de materiales, de diferentes características como el TEDLAR.
- **Marco metálico:** Suele ser de aluminio, asegura rigidez y estanqueidad al conjunto.

- **Cableado y bornes de conexión:** estarán protegidos de la intemperie mediante cajas estancas.
- **Diodos de protección:** Protegerán el panel contra sobrecargas u otras alteraciones de funcionamiento.

#### 7.1.1. Tipos de tecnología en los módulos fotovoltaicas:

##### 7.1.1.1. Módulos fotovoltaicos con células PERC:

En las células fotovoltaicas PERC (Passivated Emitter Rear Cell) se coloca un material dieléctrico pasivo entre la capa de aluminio y la capa base de silicio, con esto se consigue que los electrones de la luz infrarroja no penetren hasta la capa de aluminio, sino que sean reflejados y permitan generar corriente entre la capa base y la emisora.

Este aprovechamiento de la luz infrarroja le proporciona a la célula PERC una mayor sensibilidad ante longitudes de onda larga. Este tipo de longitudes de onda están más presentes cuando el sol incide con cierta inclinación, es decir, durante las primeras y últimas horas del día o durante los días nublados con radiación baja.

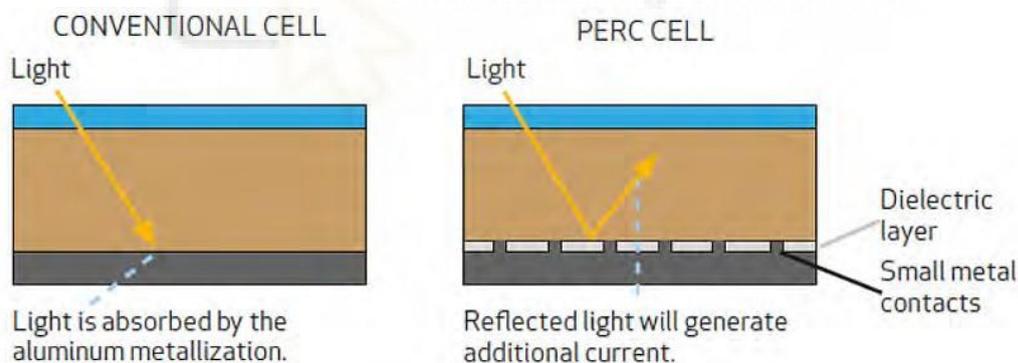


Ilustración 6: Tecnología PERC

##### 7.1.1.2. Módulos de half cell:

Esta innovación consiste en el uso de células solares cortadas por la mitad, situando la caja de conexiones en el centro del panel solar. Así, a diferencia de los módulos solares convencionales, el panel solar queda cortado en 2 mitades, con el 50% de capacidad cada una.

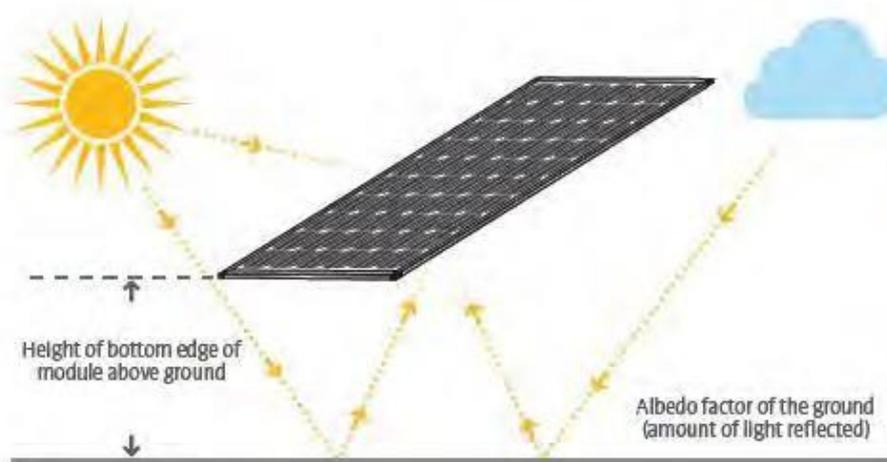
Las placas solares half cell dividen el flujo de la corriente en dos partes unidas en serie. Esto reduce la resistencia interna de las placas (menores pérdidas de corriente al ser transportada por las pistas conductoras) y asegura una producción continua cuando la placa está parcialmente sombreada ya que los sombreados parciales de una mitad del panel no afectarán al total del panel.

#### 7.1.1.3. Módulos de células bifaciales:

Las células bifaciales están diseñadas de forma que puedan aprovechar tanto la luz solar directa como la difusa (luz solar que llega al panel después de rebotar en alguna superficie) en las superficies delantera y trasera para producir energía.

Emplean un diseño de superficie frontal muy similar a los que se utilizan en células solares estándar, la diferencia más importante es la estructura de la superficie trasera. Se elimina el aluminio reflectante por una rejilla de dedo para permitir el paso de la luz solar a través de la parte de atrás del módulo.

El material de silicio que utilizan en las células bifaciales es de una calidad mucho mayor, lo que hace posible que las cargas fotogeneradas en la superficie trasera contribuyan a la producción de energía a medida que viajan hacia la superficie frontal. El diseño también hace necesario el uso de materiales transparentes en ambos lados del módulo.



*Ilustración 7: Representación funcionamiento módulo fotovoltaico bifacial.*

### 7.1.2. Parámetros del módulo fotovoltaico:

Los parámetros han sido medidos previamente en un laboratorio por el fabricante y serán indicados en dos tipos de condiciones:

- Ensayo a condiciones estándar (STC): este ensayo se realizará con una irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ , con una temperatura de la célula de  $25^\circ\text{C}$  y una masa de aire de 1,5.
- Ensayo a temperatura de operación nominal de la célula (NOCT): este ensayo consiste en medir que temperatura alcanza la célula con una irradiancia de  $800 \text{ W/m}^2$ , temperatura ambiente de  $20^\circ\text{C}$ , masa de aire de 1,5 y velocidad del viento de 1 m/s.

A continuación, se exponen los principales parámetros del módulo fotovoltaico:

- **Voltaje en circuito abierto ( $V_{oc}$ ):** Este será el voltaje que entregará el módulo fotovoltaico cuando esta desconectado.
- **Intensidad en cortocircuito ( $I_{sc}$ ):** Será la corriente que circule por el panel cuando está en cortocircuito; esto es cuando unimos el cable positivo del panel con el negativo.
- **Voltaje a máxima potencia ( $V_{mp}$ )** Este será el voltaje que generará la placa solar cuando esté funcionando en el punto de máxima potencia, es decir, a su máximo rendimiento. El valor  $V_{mp}$  irá en paralelo con el  $I_{mp}$ , ya que los dos ascenderán o bajarán según la cantidad de radiación solar que reciba el panel fotovoltaico.
- **Intensidad a máxima potencia ( $I_{mp}$ ):** Esta será la intensidad con la que el panel encontrará el funcionamiento de máxima potencia, es decir a máximo rendimiento.
- **Potencia máxima ( $P_{max}$ ):** La potencia máxima del panel se dará cuando el panel esté funcionando en el voltaje a máxima potencia ( $V_{mp}$ ) y en la intensidad a máxima potencia ( $I_{mp}$ ).

- **Temperatura de operación nominal de la célula (NOCT):** Esta es la temperatura de la célula que se obtiene a partir de realizar un ensayo con una irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 20°C, masa de aire de 1,5 y velocidad del viento de 1 m/s. Este parámetro nos permitirá conocer la temperatura real de la célula en cualquier situación mediante la expresión:

$$TT_{cc} = \frac{GG}{800}(NNNNNNTT - 20) + TT_{aa}$$

Además, cabe destacar otros parámetros calculados por el fabricante para ayudarnos a calcular las pérdidas que tendrá el panel por el cambio de temperatura de la célula.

- **Coefficiente de temperatura para Pmax:** es el coeficiente con el que cambia la Pmax en función de la temperatura de la célula.
- **Coefficiente de temperatura para Voc:** es el coeficiente con el que cambia la Voc en función de la temperatura de la célula.
- **Coefficiente de temperatura para Isc:** es el coeficiente con el que cambia la Isc en función de la temperatura de la célula.

### 7.1.3. Módulos fotovoltaicos seleccionados:

En la instalación fotovoltaica objeto del presente proyecto se han seleccionado los módulos fotovoltaicos de la marca Jinko Solar concretamente el modelo JKM450M-6TL4-V en base a su relación calidad precio.

El modelo JKM450M-6TL4-V de la marca Jinko Solar se trata de un módulo fotovoltaico monocristalino con una tecnología de half cell que ayudará a incrementar la eficiencia del módulo. Además, se ha utilizado la tecnología MBB que disminuye la distancia entre barras colectoras y línea de rejilla para el aumento de potencia.

Este módulo solar sufre una degradación de un 2 % de producción en su primer año en funcionamiento, posteriormente sufrirá una degradación lineal de 0,55% al año. A los 25 años de funcionamiento, el módulo fotovoltaico, producirá un 84,8% de su producción inicial.

A continuación, se muestra una gráfica proporcionada por el fabricante en la que se puede apreciar la degradación del módulo fotovoltaico a lo largo de su vida útil:

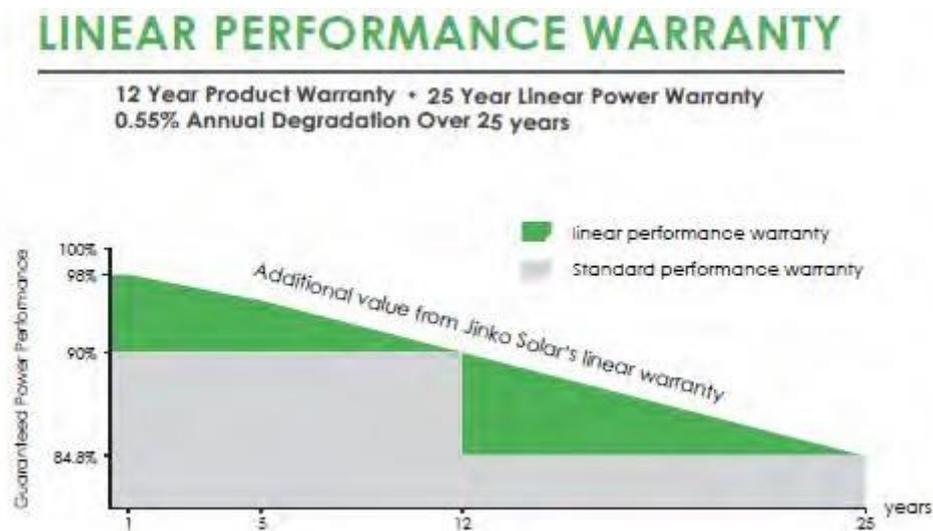


Ilustración 8: Degradación del módulo fotovoltaico.

En cuanto a especificaciones mecánicas, el fabricante nos asegura que el módulo fotovoltaico soportará 5400 Pa de carga de nieve y 2400 Pa carga de viento.

A continuación se muestra una tabla con las características mecánicas y otra con las características eléctricas del módulo fotovoltaico:

Características mecánicas	
Tipo de célula	Célula tipo P Monocristalina
Número de células	120 (2x60) dos ramas de 60 células en serie
Dimensiones	1868x1134x30mm
Masa	24,2 kg
Vidrio frontal	3,2 mm, Vidrio templado con bajo contenido de hierro, alta transmisión y revestimiento antirreflectante
Cuadro	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP68
Cables de salida	1 x 4 mm <sup>2</sup>

Tabla 2: Características mecánicas del módulo fotovoltaico

Características eléctricas JKM450M-6TL4-V		
	STC*	NOCT**
Potencia máxima (Pmax)	450 W <sub>p</sub>	335 W <sub>p</sub>
Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmp)	34,17 V	31,86 V

Corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{mp}$ )	13,17 A	10,51 A
Voltaaje a circuito abierto ( $V_{oc}$ )	41,27 V	38,95 V
Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ )	13,95 A	11,19 A
Eficiencia del módulo	21,24 %	
Temperatura de operación	[-40°C; 85°C]	
Tolerancia de potencia	[0;+3%]	
Coefficiente de temperatura de $P_{max}$	-0,35%/°C	
Coefficiente de temperatura de $V_{oc}$	-0,28%/°C	
Coefficiente de temperatura de $I_{sc}$	0,048%/°C	
Temperatura nominal de operación de la célula (NOCT)	45±2°C	

Tabla 3: Características eléctricas del módulo fotovoltaico

\*STC: Valores obtenidos mediante el ensayo a condiciones estándar (STC): este ensayo se realizará con una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>, con una temperatura de la célula de 25°C y una masa de aire de 1,5.

\*\*NOCT: Valores obtenidos mediante el ensayo a temperatura de operación nominal de la célula (NOCT): este ensayo consiste en medir que temperatura alcanza la célula con una irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 20°C, masa de aire de 1,5 y velocidad del viento de 1 m/s.

A continuación se muestra una gráfica proporcionada por el fabricante donde se puede apreciar la dependencia de los distintos parámetros con la temperatura de la célula:

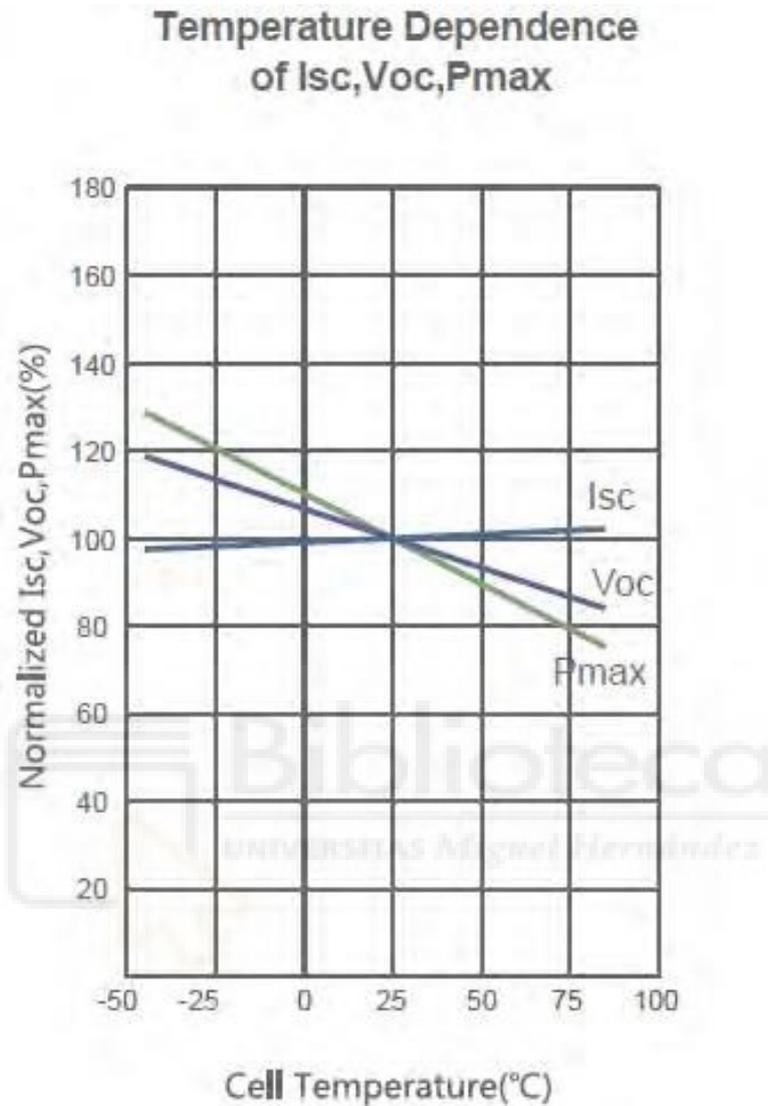


Ilustración 9: Gráfica de dependencia de los parámetros con la temperatura de la célula

Por último, se muestran unos planos proporcionados por el fabricante que muestran las medidas del módulo solar:

**Engineering Drawings**

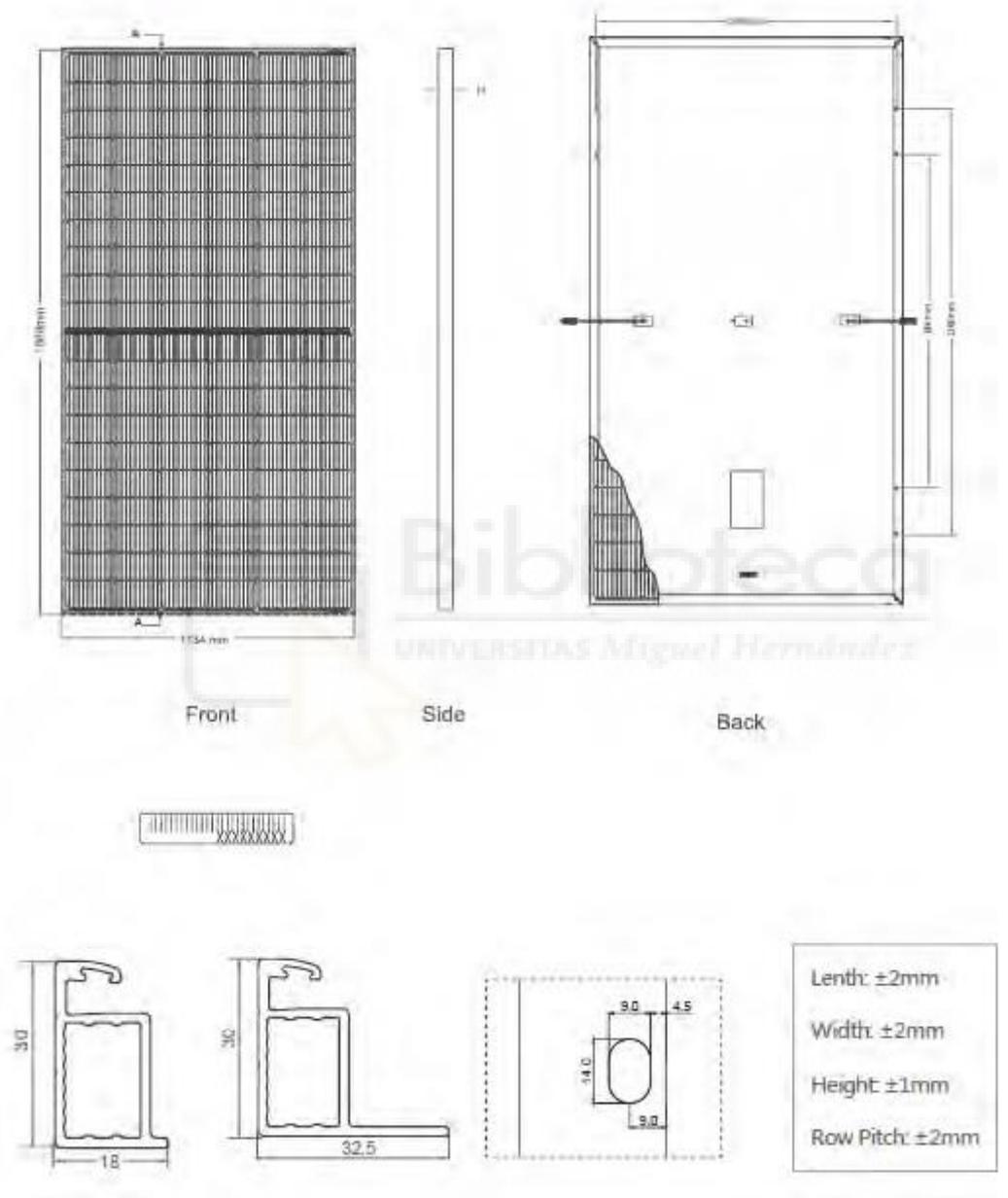


Ilustración 10: Planos del módulo solar JKM450M-6TLAV

La fábrica donde se producen los módulos fotovoltaicos seleccionados cumple con las siguientes certificaciones: ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018.

Además, el módulo fotovoltaico seleccionado cumple con las siguientes certificaciones de producto: IEC61215 y IEC61730.

En el Anexo V: Fichas técnicas, se adjunta la ficha técnica del módulo fotovoltaico empleado en la instalación.

## 7.2. Inversor:

El inversor es un dispositivo electrónico de potencia cuya función básica es transformar la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna apta para la conexión a la red eléctrica, además de ajustarla en frecuencia y en tensión eficaz.

El inversor ha de producir una corriente alterna con un tipo de onda sinusoidal pura que tiene que ser capaz de evitar armónicos en la línea más allá de los límites establecidos por el pliego de condiciones técnicas de Red Eléctrica. Por otra parte, este tipo de inversor se sincroniza con la frecuencia de la red para que la instalación fotovoltaica y la red trabajen en fase.

Al mismo tiempo, es el elemento encargado del seguimiento del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico maximizando de esta forma la producción de energía, sean cuales sean las condiciones meteorológicas.

El inversor opera automáticamente y controla el arranque y parada del mismo. Incorpora un sistema avanzado de seguimiento de la potencia máxima (MPPT) para maximizar la energía obtenida de los paneles fotovoltaicos.

### 7.2.1. Inversor seleccionado:

Para la instalación fotovoltaica objeto de este proyecto se ha decidido instalar un inversor de la marca Huawei modelo SUN2000-100KTL-M1.

Se trata de un inversor de 100 kW de salida nominal con 10 seguidores de máxima potencia, una eficiencia máxima de 98,8% a 480V de salida, gestión de nivel de cadena, diagnóstico inteligente de curvas Intensidad-Voltaje, protección contra rayos para corriente alterna y continua y protección IP66.

El inversor se situará en la cubierta de la nave industrial.

A continuación, se muestra una tabla con las especificaciones técnicas del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1:

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS SUN2000-100KTL-M1	
<b>Eficiencia</b>	
Máxima eficiencia	98,8% @480 V, 98,6% @380V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98,6% @480 V, 98,4% @380V / 400 V
<b>Entrada</b>	
Tensión máxima de entrada	1.100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT	[200V; 1.000 V]
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac / 600 V @400 Vac / 570 V @380 Vac
Cantidad de MPPTs	10
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2
<b>Salida</b>	
Potencia activa	100 kW
Máxima Potencia aparente de CA	110 kVA
Máxima Potencia activa de CA (cos $\phi=1$ )	110 kW
Tensión nominal de salida	480 V / 400 V / 380 V, 3W + (N) + PE)
Frecuencia nominal de red de CA	120,3 A @480 V / 144,4 A @400 V / 152 A @380 V
Intensidad nominal de salida	137,7 A @480 V / 160,4 A @400 V / 168,8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	<3%
<b>Protecciones</b>	
Dispositivo de conexión del lado de entrada	Si
Protección anti-isla	Si
Protección contra sobreintensidad de CA	Si
Protección contra polaridad inversa CC	Si
Monitorización a nivel de string	Si
Descargador de sobretensiones de CC	Tipo II
Descargador de sobretensiones de CA	Tipo II
Detección de resistencia de aislamiento de CC	Si
Monitorización de corriente residual	Si
<b>Comunicación</b>	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Si
USB	Si
Monitorización de Bus (MBUS)	Si (transformador de aislamiento requerido)

Datos generales	
Dimensiones	1035 x 700 x 365 mm
Peso	90 kg
Rango de temperatura de operación	[-25 °C; 60°C]
Enfriamiento	Enfriamiento de aire inteligente
Máxima altitud de operación	4000 m
Humedad de operación relativa	[0 ; 100%]
Conector de CC	Staubli MC4
Conector de CA	Terminal PG impermeable + conector OT / DT
Grado de Protección	IP66
Topología	Sin transformador
Consumo de electricidad durante la noche	<3,5 W
Cumplimiento de estándares	
Seguridad	EN-62109-1 / -2, IEC 62109-1 / -2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Estandarés de conexión a red eléctrica	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10 / 11

Tabla 4: Especificaciones técnicas del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1

A continuación, se muestra el Diagrama de circuito del inversor proporcionado por el fabricante:

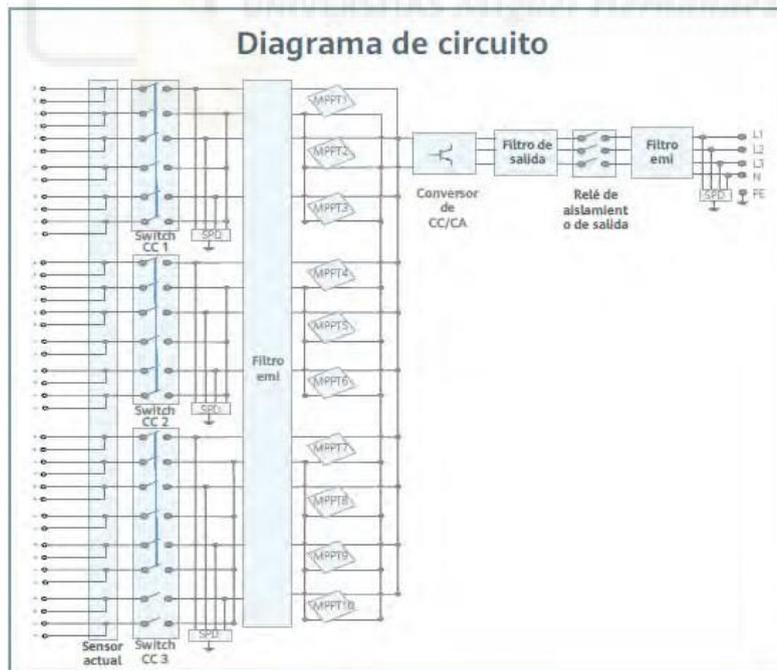


Ilustración 11: Diagrama de circuito del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1

Por último, se muestra una gráfica proporcionada por el fabricante donde se puede apreciar la curva de eficiencia del inversor en función de la carga y Voltaje:

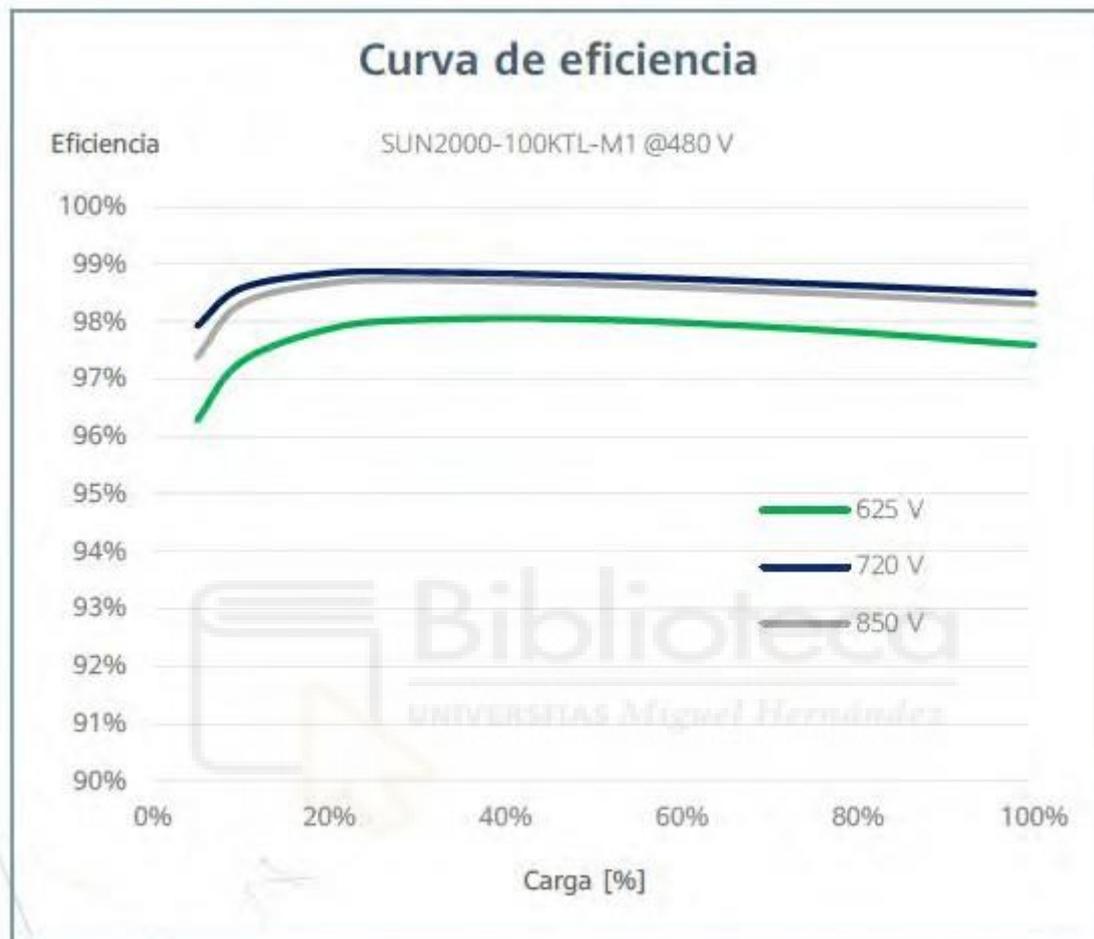


Ilustración 12: Curva de eficiencia del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1

### 7.3. Estructura:

Los módulos fotovoltaicos se instalarán en la cubierta en filas de 10 módulos mediante estructura fija inclinada 35°. Esta estructura irá anclada a las correas de la cubierta de la nave industrial mediante unos soportes que se unirán con tornillos autorroscantes de punta reducida, se utilizará un elemento de unión entre el bastidor de la estructura inclinada y la fijación a la cubierta. El bastidor se montará con una inclinación de 35°, posteriormente se utilizará un perfil de aluminio para unir los distintos bastidores. Los módulos

fotovoltaicos se unirán a estos perfiles mediante unas grapas universales destinadas para este uso.

Se emplearán elementos de kit fotovoltaico del fabricante Bultmeier. El material de fabricación de todos los componentes del kit es aleación de aluminio 6005 T6 que se caracteriza por su ligereza y elevada resistencia a la corrosión, siendo idónea para instalaciones solares fotovoltaicas.

En los siguientes apartados se describen los distintos componentes que formarán la estructura inclinada que se empleará para la instalación de los paneles solares en la cubierta.

#### 7.3.1. Soporte S3 para cubiertas en chapa y panel grecadas:

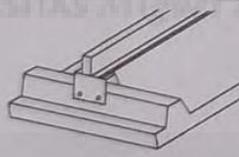
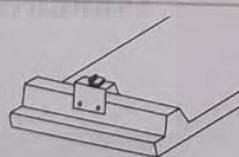
Este soporte está diseñado para atornillarse a grecas de chapa metálica, incorpora un soporte de caucho de polietileno propileno dieno monómero (EPDM) que evita las filtraciones, así como las vibraciones transmitidas a la cubierta, además esta lamina de EPDM evita la posible corrosión galvánica.

Su atornillado se realiza con tornillos autorroscantes de punta reducida, que evitan que la unión se debilite.

Se utilizarán 2 soportes S3 por cada bastidor para su unión a la cubierta de la nave, por tanto, se utilizarán 20 soportes S3 por cada fila de 10 paneles fotovoltaicos.



Ilustración 13: Soporte S3

		ALINEADA	PUNTUAL
Resistencia mecánica	(kg)	400	150
Distancia máx. entre soporte	(m)	3	1,5
Instalación	(-)		

NOTA: el soporte puede resistir la carga indicada, pero habrá que tener en cuenta la capacidad de la chapa sobre la que se instala.

Ilustración 14: Tabla de características soporte S3

### 7.3.2. Soporte P32 para bastidor:

Este soporte se utilizará para la unión entre el bastidor y el soporte S3. Se unirá al soporte mediante tornillos autorroscantes M6 de acero inoxidable.

Se utilizará un soporte P32 trasero de 35 mm y un soporte P32 delantero de 39 mm por cada bastidor. Por tanto, serán necesarios 10 soportes P32 traseros y 10 soportes P32 delantero por cada fila de 10 paneles fotovoltaicos.



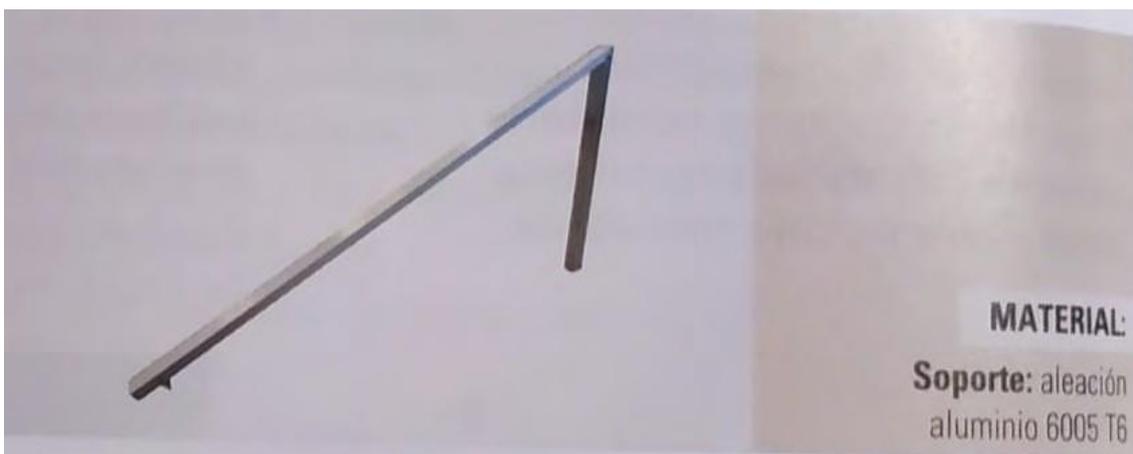
*Ilustración 15: Soporte P32 para batidor*

### 7.3.3. Bastidor para paneles fotovoltaicos:

Se trata de un bastidor compuesto por un conjunto de elementos de alta resistencia de aleación de aluminio 6005 T6, se utilizará para la sustentación de perfiles y paneles solares y será el elemento que de la inclinación necesaria a la estructura.

El bastidor cuenta con los orificios premecanizados para facilitar el ensamblaje con el resto de las piezas de la estructura. Todos los elementos del bastidor se conexionan entre si mediante tornillería M6 de acero inoxidable.

Se utilizará un bastidor por cada panel fotovoltaico.



*Ilustración 16: Bastidor para estructura inclinada.*

#### 7.3.4. Perfil P26 para paneles fotovoltaicos.

Este perfil de alta resistencia será el encargado de sustentar los paneles fotovoltaicos. Se unirá al bastidor mediante tornillos autorroscantes M6 de acero inoxidable. Las líneas de perforado vienen indicadas, facilitando el montaje y mejorando el acabado estético. El perfil cuenta en su parte superior interna con una zona de nervio especial de fijación que le confiere una resistencia extra a la tornillería autotaladrante.

Este perfil tiene una longitud de 2,2 m y se utilizarán unos 10 perfiles por cada fila de 10 paneles fotovoltaicos. Se situarán 5 perfiles en la parte inferior del panel y otros 5 en la parte superior del panel-



Ilustración 17: Perfil P26

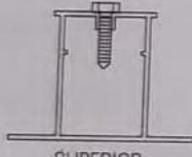
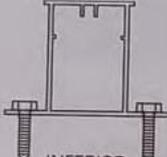
Resistencia mecánica	(kg)	1.000
Distancia máx entre Apoyos	(m)	3
Distancia máx de Voladizo	(m)	0,5
Instalación		 

Ilustración 18: Tabla de características Perfil P26

7.3.5. Conector P26 para unión de perfiles P26:

Este elemento será el encargado de unir los perfiles P26 de 2,2 m, garantiza la continuidad del perfil cuando se necesitan grandes longitudes. Se fija al perfil con cuatro tornillos autorroscantes mediante las líneas de guiado de la instalación.

Se utilizarán 10 conectores P26 por cada fila de 10 módulos fotovoltaicos.



Ilustración 19: Conector P26

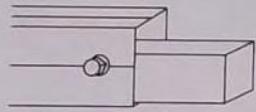
Resistencia mecánica	(kg)	1.200
Tornillos para montaje de la unión	(ud)	4
Instalación		

Ilustración 20: Tabla características conector P26

7.3.6. Grapa G6 intermedia para panel fotovoltaico:

Esta grapa está especialmente diseñada para el anclaje de los paneles fotovoltaicos con un espesor de entre 35mm y 40 mm, se utilizará en la unión de los paneles intermedios.

El atornillado de módulos se realizará mediante tornillería M6 de acero inoxidable al perfil P26. Su específico diseño impide el deslizamiento del módulo fotovoltaico.

Se utilizarán 18 grapas G6 intermedias por cada fila de 10 módulos fotovoltaicos.

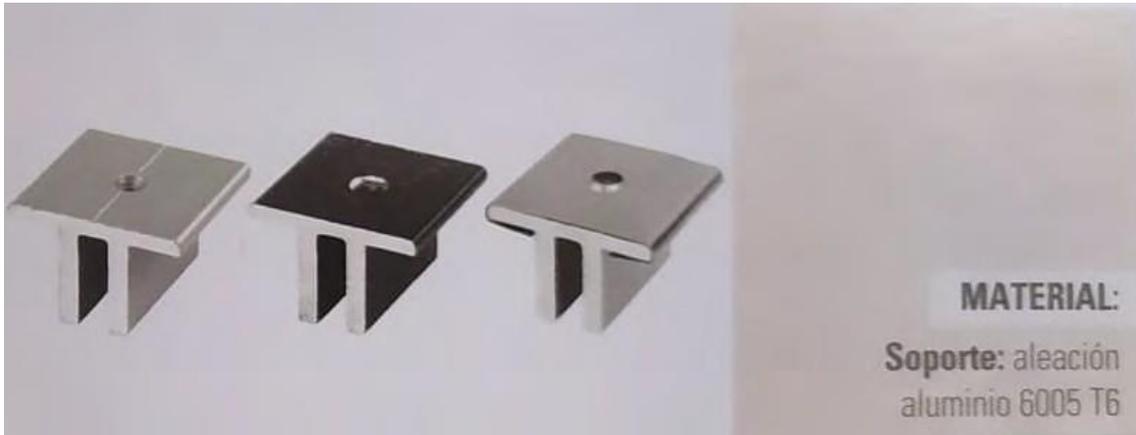


Ilustración 21: Grapa G6 intermedia

Resistencia mecánica	(kg)	800 (tornillo M6)
Grapas recomendadas por módulo	(ud)	4
Instalación		

Ilustración 22: Tabla de características grapa G6 intermedia

### 7.3.7. Grapa G10 final para panel fotovoltaico:

Esta grapa esta especialmente diseñada para el anclaje de los paneles fotovoltaicos con un espesor de entre 35mm y 40 mm, se utilizará para la unión del panel final al perfil P26, el atornillado se realizará mediante tornillería M6 de acero inoxidable. Su diseño impide el deslizamiento del módulo fotovoltaico.

Se utilizarán 4 grapas G10 finales por cada fila de 10 paneles fotovoltaicos.



Ilustración 23: Grapa final G10

Resistencia mecánica	(kg)	800 (tornillo M6)
Grapas recomendadas por módulo	(ud)	4
Instalación		

NOTA: la grapa G10 resiste la carga indicada siempre y cuando esté instalada sobre perfiles con desarrollo de métrica de Bultmeier.

Ilustración 24: Tabla de características grapa final G10

#### 7.4. Cableado:

Toda la energía que discurre por la instalación solar fotovoltaica, desde los módulos hasta el punto de conexión esta generada por energía solar. La electricidad producida por los módulos fotovoltaicos se transportará mediante conductores hasta el inversor, posteriormente se transportará desde el inversor al cuadro general de la nave industrial donde se realizará el punto de conexión también mediante conductores.

Estos conductores discurrirán por la cubierta y cerramientos laterales de la nave industrial bajo canalizaciones de tubo corrugado exterior o instalación interior.

Los tubos corrugados de la cubierta discurrirán sobre bandeja de rejilla de acero o BASOR BPE. Se fijarán a la cubierta o a los cerramientos laterales de la nave por medio de bridas, abrazaderas, taco-brida que no dañen las cubiertas.

Para el cálculo de la sección de los conductores se ha seguido la instrucción ITC-BT-40 del Reglamento electrotécnico de baja tensión. Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución Pública o a la instalación interior no será superior al 1,5 % para la intensidad nominal.

Además, se ha recurrido al procedimiento de cálculo expuesto en REBT ITC-BT-19 para el cálculo de la caída de tensión de los conductores, así como el cálculo de la intensidad máxima admisible del cableado seleccionado en función de la sección, aislamiento y el método de instalación.

Para el cableado de corriente continua en el tramo que va desde los strings de módulos fotovoltaicos hasta el inversor se empleará cable solar H1Z2Z2-K de sección  $4 \text{ mm}^2$  este es un conductor de cobre electrolítico estañado y con aislamiento de PVC libre de halógenos. Se instalará mediante el método F cables unipolares en contacto mutuo sobre bandejas perforadas o rejillas según lo expuesto en la ITC-BT-19 del Reglamento electrotécnico de baja tensión.

Para el cableado de corriente alterna que va desde el inversor hasta el punto de conexión situado en el cuadro general de la nave industrial se utilizarán conductores de cobre del tipo RZ1-K (AS) de sección  $95 \text{ mm}^2$  libre de halógenos y con aislamiento de XLPE. Se instalará mediante el método B2 cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra según lo expuesto en la ITC-BT-19 del Reglamento electrotécnico de baja tensión.

A continuación, se muestra una imagen del tubo corrugado de exterior y la bandeja de rejilla de acero por los que discurrirán los cables:



*Ilustración 25: Bandeja de rejilla de acero interflex HR*



*Ilustración 26: Bandeja de rejilla de acero BASOR BPE*



*Ilustración 27: Tubo corrugado exterior.*

El procedimiento de cálculo de la sección mínima se expone en el Anexo 2: Cálculos eléctricos.

La ficha técnica de los cables se expone en el Anexo V: Fichas técnicas.

## 7.5. Protecciones:

### 7.5.1. Tipos de protecciones:

#### 7.5.1.1. Protección contra sobrecargas:

El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo caso garantizada por el dispositivo de protección utilizado.

El dispositivo de protección utilizado podrá estar constituido por:

- Un interruptor automático de corte omipolar con curva térmica de corte.
- Cortacircuitos fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas.

Las características de funcionamiento de un dispositivo que protege contra sobrecargas deben satisfacer las dos condiciones siguientes:

- $I_{bb} \leq I_{nn} \leq I_{zz}$
- $I_2 \leq 1,45 \cdot I_{zz}$

Siendo:

- $I_{bb}$  → Corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas.
- $I_{zz}$  → Corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado (ITC-BT19 y UNE-HD 60.364-5-52).
- $I_{nn}$  → Corriente asignada del dispositivo de protección.
- $I_2$  → Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo ( $t_c$  es el tiempo convencional según norma).

El valor de  $I_{l2}$  se indica en la norma de producto o se puede leer en las instrucciones o especificaciones del fabricante:

- $I_{l2} = 1,45 \cdot I_{nn}$  para interruptores según UNE EN 60898 o UNE EN 61009, de uso doméstico o análogo.
- $I_{l2} = 1,30 \cdot I_{nn}$  para interruptores según UNE EN 60947-2

En caso de fusibles, la característica equivalente a la  $I_{l2}$  es la denominada  $I_{ff}$  (intensidad de funcionamiento) que para los fusibles tipo gG toma los siguientes valores:

- $I_{ff} = 1,60 \cdot I_{nn}$     ssss     $I_{nn} \geq 16 \text{ AA}$
- $I_{ff} = 1,90 \cdot I_{nn}$     ssss     $4 \text{ AA} < I_{nn} < 16 \text{ AA}$
- $I_{ff} = 1,60 \cdot I_{nn}$     ssss     $I_{nn} \leq 4 \text{ AA}$

Los fusibles se clasifican según su curva de fusión, mediante dos letras:

- Primera letra: Indica la zona de corrientes previstas donde el poder de corte está garantizado.
- Segunda letra: Indica la categoría de empleo en función del tipo de receptor a proteger.

FUSIBLES – CLASES DE CURVAS DE FUSIÓN		
1º Letra	g	Cartucho fusible limitador de la corriente que es capaz de interrumpir todas las corrientes desde su intensidad asignada ( $I_{nn}$ ) hasta su poder de corte asignado. Cortan intensidades de sobrecarga y de cortocircuito.
	a	Cartucho fusible limitador de la corriente que es capaz de interrumpir las corrientes comprendidas entre el valor mínimo indicado en sus características tiempo -corriente ( $kk_2 \cdot I_{nn}$ ) y su poder de corte asignado. Cortan solo intensidades de cortocircuito
2º Letra	G	Cartuchos fusibles para uso general.
	M	Cartuchos fusibles para protección de motores.
	Tr	Cartuchos fusibles para protección de transformadores.
	B	Cartuchos fusibles para protección de líneas de gran longitud
	R	Cartuchos fusibles para la protección de semiconductores.
D	Cartuchos fusibles con tiempo de actuación retardado.	

Tabla 5: Calsificación de los fusibles.

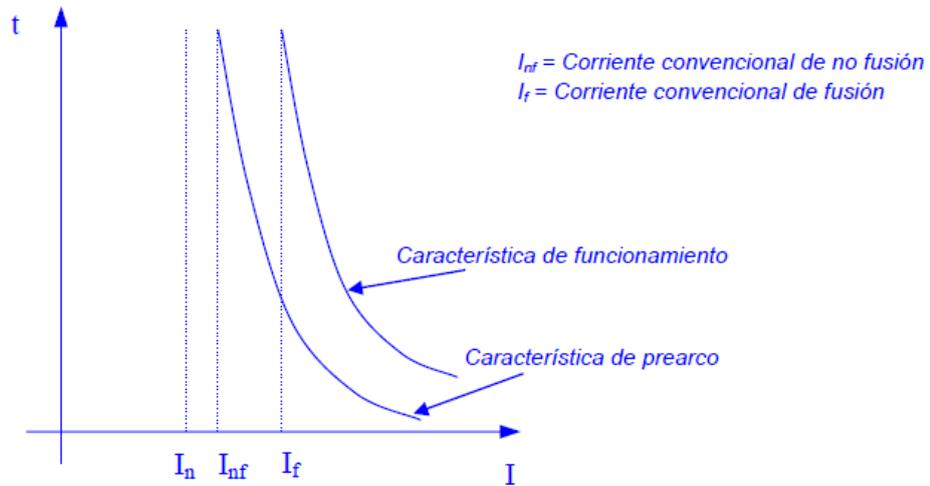


Ilustración 28: Características tiempo- corriente de un cartucho fusible tipo g

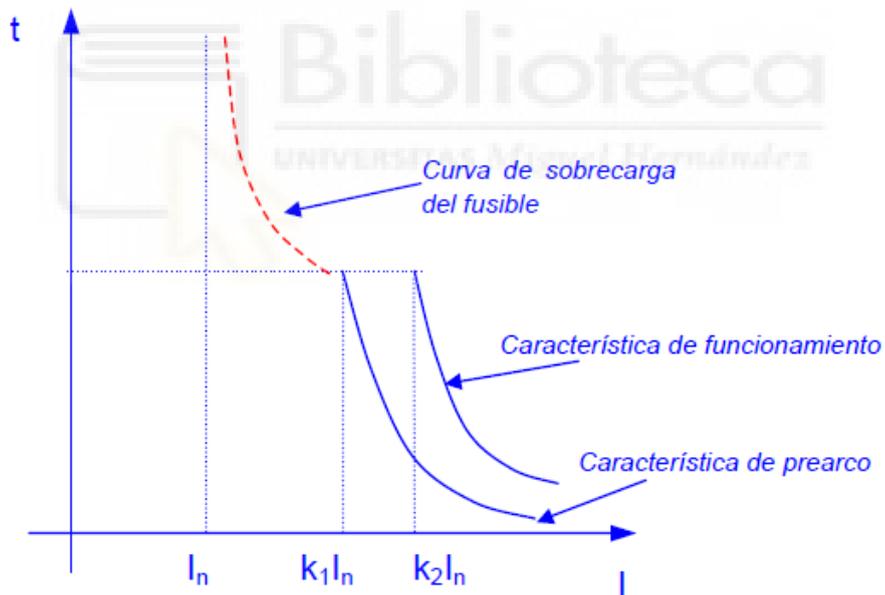


Ilustración 29: Características tiempo-corriente de un cartucho fusible tipo A

7.5.1.2. Protección contra cortocircuitos:

En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su conexión, Se admite, no obstante, que cuando se

trate de circuitos derivados de uno principal disponga de protección contra sobrecargas, mientras que un solo dispositivo general pueda asegurar la protección contra cortocircuitos para todos los circuitos derivados.

Se admiten como dispositivos contra cortocircuitos los siguientes:

- Fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas.
- Interruptores automáticos con sistema de corte omnipolar.

Características generales de los interruptores automáticos (IA):

- Para IA modulares fabricados según UNE EN 60898 (magnetotérmicos):

$$I_{ccm} > I_{ccc}$$

Siendo:

- $I_{ccm}$  → Poder de corte asignado, mínimo de del IGA 4.500 A.
- $I_{ccc}$  → Intensidad de cortocircuito máxima prevista.
- Para IA de caja de moldeada y de bastidor metálico fabricados según UNE EN 60947-2; se aplicará una de las condiciones siguientes:

$$I_{ccc} > I_{ccc}$$

$$I_{ccc} > I_{ccc}$$

Siendo:

- $I_{ccc}$  → Poder de corte último asignado, mínimo del IGA de 4.500 A.
- $I_{ccc}$  → Poder de corte de servicio.; mínimo del IGA de 4.500 A.
- $I_{ccc}$  → Intensidad de cortocircuito máxima prevista.

El funcionamiento de los Interruptores automáticos se define mediante una curva con los siguientes tramos:

- Disparo por sobrecarga: característica térmica de tiempo inverso o de tiempo dependiente.
- Disparo por cortocircuito: sin retardo intencionado, caracterizados por la corriente de disparo instantáneo  $I_{mm}$ , también denominados de característica magnética o de tiempo independiente.

En instalaciones domésticas y análogas (IA modulares o magnetotérmicos) se definen tres clases de disparo magnético ( $I_{mm}$ ) según el múltiplo de la corriente asignada ( $I_n$ ), cuyos valores normalizados son:

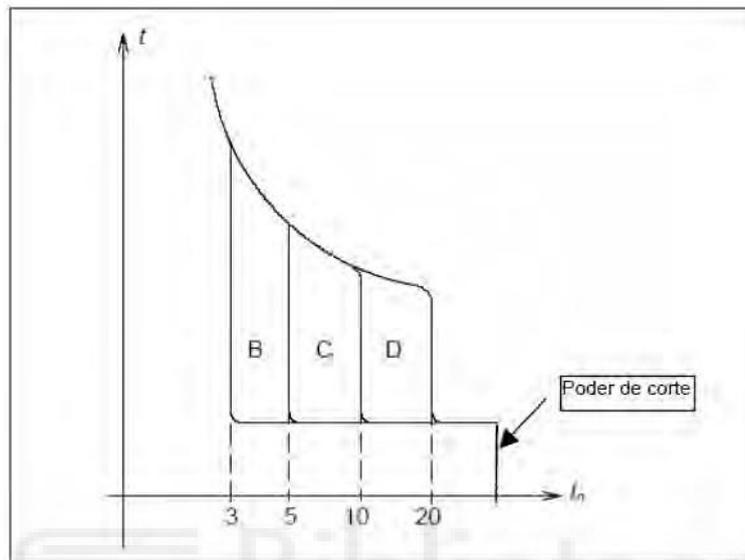


Ilustración 30: Tipos de disparo magnético de IA modulares

- Curva B: Protección de circuitos en los que no se producen transitorios. Protección de generadores, cables de gran longitud...

$$I_{mm} = (3 \text{ aa } 5) \cdot I_n$$

- Curva C: Circuitos con carga mixta y en instalaciones de usos domésticos o análogos.

$$I_{mm} = (5 \text{ aa } 10) \cdot I_n$$

- Curva D: Cuando se prevén transitorios, por ejemplo, en el arranque de motores.

$$I_{mm} = (10 \text{ aa } 20) \cdot I_n$$

### 7.5.1.3. Protección frente a sobretensiones:

Las instrucción técnica ITC-BT-23 del reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT) trata de la protección de las instalaciones eléctricas interiores (Según el artículo 16.1 del

REBT, instalación interior es: "cualquier instalación receptora aunque toda ella o una de sus partes este situada a la intemperie") contra las sobretensiones transitorias que se transmiten por las redes de distribución y que se originan fundamentalmente, como consecuencia de descargas atmosféricas, conmutaciones de redes y defectos en las mismas.

Las causas más frecuentes de aparición de sobretensiones transitorias de origen atmosférico son:

- La caída de un rayo sobre la línea de distribución o en sus proximidades.
- El funcionamiento de un sistema de protección contra descargas atmosféricas (pararrayos, puntas Franklin, jaulas de Faraday) situado en el propio edificio o en sus proximidades.
- La incidencia directa de una descarga atmosférica en el propio edificio, tanto mas probable cuanto más alto sea éste, o en sus proximidades.

A estos efectos se considera proximidad una distancia de aproximadamente 50 m.

#### Categorías de sobretensiones:

- Categoría I: Se aplica a los equipos muy sensibles a las sobretensiones y que están destinados a ser conectados a la instalación eléctrica fija. En este caso, las medidas de protección se toman fuera de los equipos a proteger, ya sea en la instalación fija o entre la instalación fija y los equipos, con objeto de limitar las sobretensiones a un nivel específico. Ejemplo: ordenadores, equipos electrónicos muy sensibles, etc.
- Categoría II Se aplica a los equipos destinados a conectarse a una instalación eléctrica fija. Ejemplo: electrodomésticos, herramientas portátiles y otros equipos similares.
- Categoría III Se aplica a los equipos y materiales que forman parte de la instalación eléctrica fija y a otros equipos para los cuales se requiere un alto nivel de fiabilidad. Ejemplo: armarios de distribución, embarrados, aparata (interruptores, seccionadores, tomas de corriente...),

canalizaciones y sus accesorios (cables, caja de derivación...), motores con conexión eléctrica fija (ascensores, máquinas industriales...), etc.

- Categoría IV Se aplica a los equipos y materiales que se conectan en el origen o muy próximos al origen de la instalación, aguas arriba del cuadro de distribución. Ejemplo: contadores de energía, aparatos de telemedida, equipos principales de protección contra sobreintensidades, etc.

Tabla 1

Tensión nominal de la instalación		Tensión soportada a impulsos 1,2/50 (kv)			
Sistemas trifásicos	Sistemas monofásicos	Categoría IV	Categoría III	Categoría II	Categoría I
230/400	230	6	4	2,5	1,5
400/690	–	8	6	4	2,5
1000	–				

El Cálculo para el dimensionamiento de un dispositivo de sobretensiones se realiza mediante la siguiente condición:

$$UU_{ddddcc} \geq UU_{ppppmmaapp}$$

Siendo:

- $UU_{ddddcc}$  → tensión nominal del descargador en régimen permanente.
- $UU_{ppppmmaapp}$  → Tensión máxima del string.

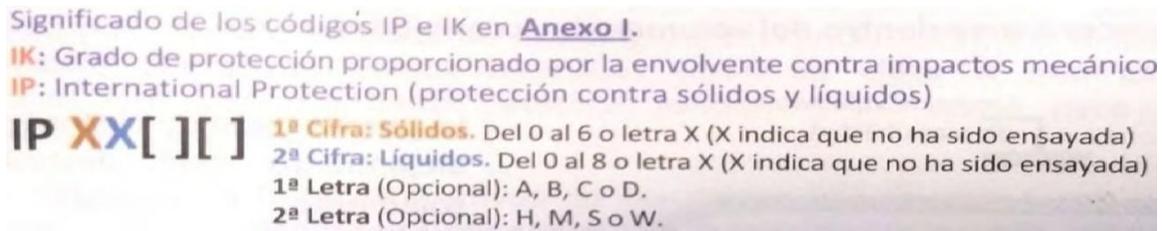
#### 7.5.1.4. Protección contra contactos directos:

Esta protección consiste en tomar las medidas destinadas a proteger las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos.

Los medios a utilizar vienen expuestos en la norma UNE-HD 60.364-4-41, que son habitualmente:

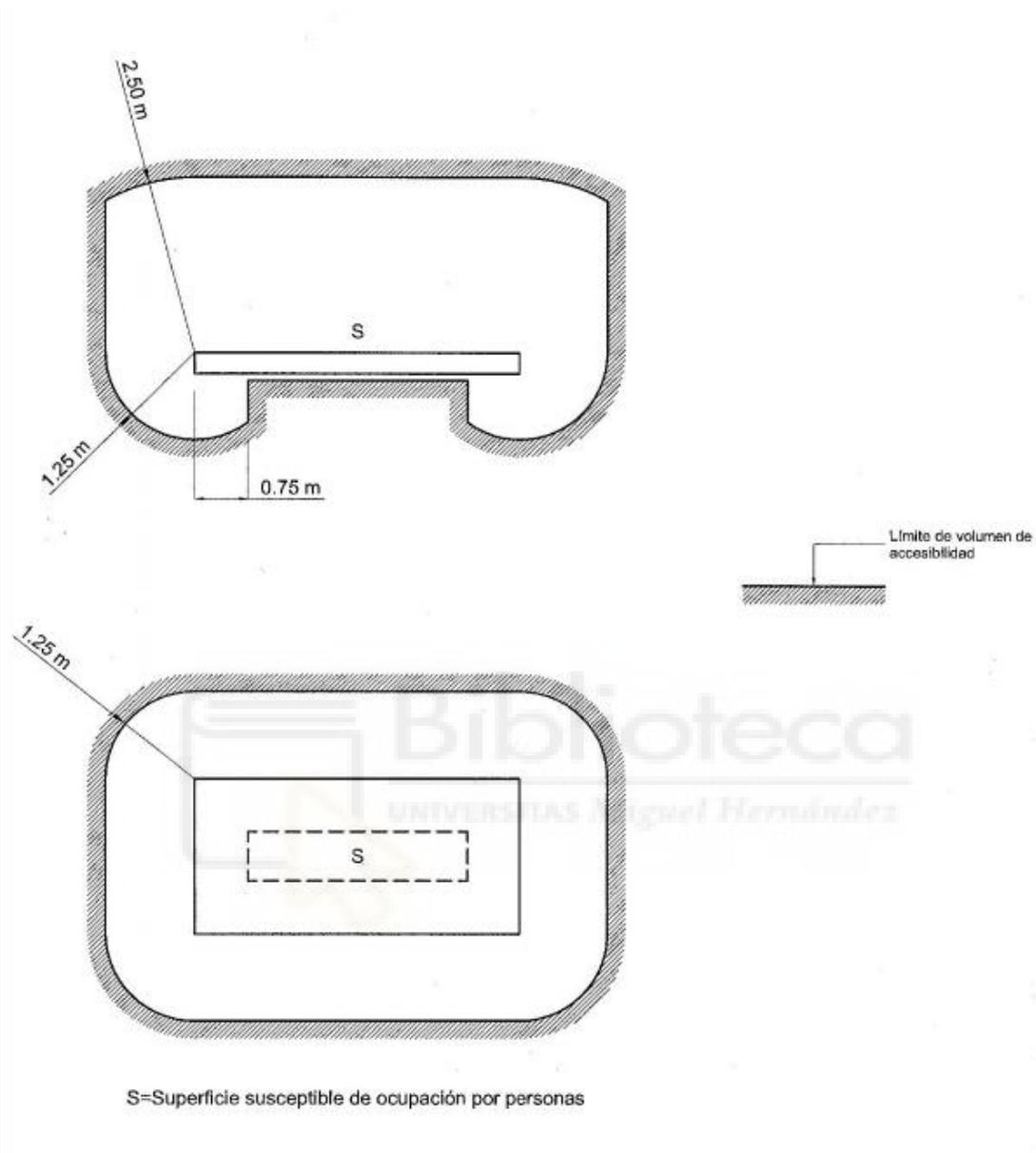
- Protección por aislamiento de las partes activas; las partes activas deberán estar recubiertas de un aislamiento que no pueda ser eliminado más que destruyéndolo.

- Protección por medio de barreras o envolventes; las partes activas deben estar situadas en el interior de las envolventes o detrás de las barreras que posean, como mínimo el grado de protección IPXXB, según UNE 20324.



*Ilustración 31: Significado de los códigos IP*

- Protección por medio de obstáculos; los obstáculos están destinados a impedir los contactos fortuitos con las partes activas, pero no los contactos voluntarios por una tentativa deliberada de salvar el obstáculo. Esta medida no garantiza una protección completa y su aplicación se limita, en la práctica, a los locales de servicio eléctrico solo accesibles al personal autorizado.
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento; la puesta fuera de alcance por alejamiento está destinada solamente a impedir los contactos fortuitos con las partes activas. El volumen de accesibilidad de las personas se define como el situado alrededor de los emplazamientos en los que puede permanecer o circular personas, y cuyos límites no pueden ser alcanzados por una mano sin medios auxiliares. Por convenio este volumen está limitado conforme a la figura 1, entendiendo que la altura que limita el volumen es de 2,5 m.



*Ilustración 32: Volumen de accesibilidad*

- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial-residual; esta medida de protección está destinada solamente a complementar otras medidas de protección contra los contactos directos. La utilización de tales dispositivos no constituye por si mismo una medida de protección completa y requiere el empleo de las medidas de protección nombradas anteriormente.

#### 7.5.1.5. Protección contra los contactos indirectos:

Esta protección se consigue mediante la aplicación de algunas de las medidas siguientes:

- Protección por corte automático de la alimentación.
- Protección por empleo de equipos de clase II o por aislamiento equivalente.
- Protección en los locales o emplazamientos no conductores.
- Protección mediante conexiones equipotenciales locales no conectadas a tierra.
- Protección por separación eléctrica.

El sistema que se utilizará en nuestra instalación es el de protección por corte automático de nuestra instalación.

El corte automático de la alimentación después de la aparición de un fallo está destinado a impedir que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda dar como resultado un riesgo.

Para ello debe existir una adecuada coordinación entre el esquema de conexiones a tierra de la instalación utilizado de entre los descritos en la ITC-BT-08 y las características de los dispositivos de protección.

El corte automático de la alimentación esta prescrito cuando puede producirse un efecto peligroso entre las personas o animales. La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna y 24V para instalaciones de alumbrado público.

En el caso de nuestra instalación se utilizará un esquema de conexión a tierra TT en el que todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra. Si varios dispositivos de protección van montados en serie, esta prescripción se aplica por separado a las masas protegidas por cada dispositivo.

El punto neutro de cada generador debe ponerse a tierra.

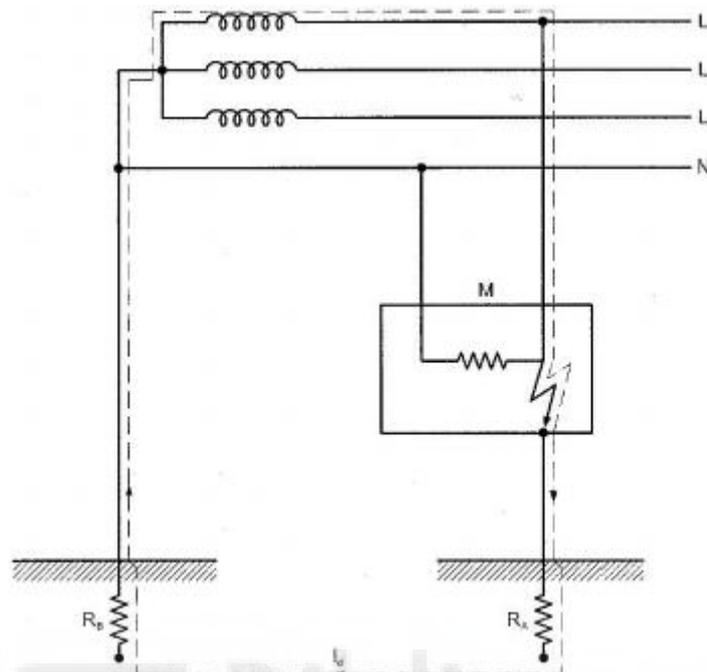


Ilustración 33: Esquema TT

Se cumplirá la siguiente condición:

$$RR_{AA} \cdot I_{aa} \leq UU$$

Siendo:

- $RR_{AA} \rightarrow$  la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.
- $I_{aa} \rightarrow$  La corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial-residual es la corriente diferencial residual asignada,
- $UU \rightarrow$  es la tensión de contacto límite convencional (50V)

#### 7.5.2. Cuadro de protecciones en la parte de corriente continua:

El cuadro de protecciones que se situará en la parte de corriente continua aguas arriba del inversor estará compuesto por:

- Fusibles del tipo gPV de 15 A dimensiones 10 x 38 mm con tensiones máxima de 1.500V y poder de corte de hasta 30 kA que será el encargado de proteger contra cortocircuitos y sobretensiones a cada uno de los strings de los paneles fotovoltaicos. Cada uno de los strings tendrá dos fusibles uno en el negativo y otro en el positivo.
- Protector contra sobretensiones transitorias de la marca cirpotec, modelo PSM3-40-1500-PV (tipo 2), se instalará uno por cada string de módulos fotovoltaicos, será el encargado de proteger frente sobretensiones transitorias.

En definitiva, el cuadro de protecciones de corriente continua será el encargado de proteger cada uno de los string y módulos fotovoltaicos.

En el Anexo II: Cálculos eléctricos apartado 3. Cálculo de protecciones se detalla el procedimiento para el dimensionamiento de las protecciones de corriente continua.



*Ilustración 34: Fusible gPV 10x38 15 A 30 kA*



*Ilustración 35: Base portafusibles.*



*Ilustración 36: Protector contra sobretensiones transitorias 40 kA*

Todas las protecciones de corriente continua se dispondrán en un armario IP65 cerca del inversor.

### 7.5.3. Cuadro de protecciones e la parte de corriente alterna:

El cuadro de protecciones de corriente alterna se situará aguas abajo del inversor y será el encargado de proteger la línea de salida del inversor hasta el punto de conexión de la instalación en el cuadro principal de la nave industrial.

La protección se situará en un cuadro de protección en el mismo cuadro general de la nave industrial justo antes del punto de conexión en el interruptor general automático de la nave industrial.

Se utilizará un interruptor automático magnetotérmico con diferencial de la marca legrand el modelo MCCB DPX<sup>3</sup> 160 con Intensidad nominal 160 A de 4 polos y Intensidad de corte IC=25 kA (400V).

Además, este interruptor automático llevará integrado un diferencial electrónico ajustable con pantalla LCD; tendrá sensibilidad ajustable entre 30 mA, 300mA, 1 A y 3 A y un disparo ajustable, 0 s, 0,3 s, 1 s, 3 s (0 s solo con sensibilidad 30 mA). Cumplen la norma UNE-EN 60947-2.

Este interruptor automático magnetotérmico ha sido calculado en el Anexo II Cálculos eléctricos, apartado 3 Cálculo de protecciones.



*Ilustración 37: Interruptor automático magnetotérmico con diferencial Legrand MCCB DPX3 160*

#### 7.5.4. Protección contra contactos indirectos:

En el caso de la instalación fotovoltaica objeto del presente proyecto se utilizarán dos medios:

- Protección por aislamiento de las partes activas: Las partes activas estarán recubiertas de un aislamiento que no podrá ser eliminado. En la instalación fotovoltaica todos los conductores estarán previstos con dicho aislamiento. Los cables de corriente continua tendrán un aislamiento de PVC mientras que el cable de corriente alterna tendrá un aislamiento de XLPE.
- Protección por medio de barreras o envolventes: Las partes activas deben estar situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras que posean como mínimo el grado de protección IP correspondiente, esto vendrá recogido en la norma UNE 20324. En el caso de la instalación fotovoltaica todos los elementos que posean corrientes activas tendrán un grado de protección mínimo IP.
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual: Esta medida está destinada a complementar otras medidas de protección contra los contactos directos. Para ello se empleará el dispositivo de corriente diferencial residual expuesto en el anterior apartado. Se trata de un interruptor magnetotérmico con diferencial integrado y sensibilidad regulable 30 mA, 300 mA, 1A o 3A

En la siguiente tabla se muestran los grados de protección de los principales componentes de la instalación:

Grados de protección IP	
Módulos fotovoltaicos	IP68
Cuadro de protección DC	IP65
Inversor	IP66
Cuadro de protección AC	IP30

Tabla 6: Grado de protección IP de los elementos principales de la instalación

## 8. PERFORMANCE RATIO DE LA INSTALACIÓN (PR):

El Performance ratio o rendimiento energético de la instalación mide la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo. Las pérdidas del sistema que se estimarán son todas las que causan que la potencia que se entregue a la red sea menor que la potencia producida por los módulos fotovoltaicos.

A continuación, se muestra una tabla que recoge todas las pérdidas consideradas en función del mes del año y por último recoge el performance ratio (PR)

Mes	P1	P2	P3	P4	P5	P6	PR
Enero	7,7%	9%	3%	0%	8%	1,6%	71%
Febrero	7,7%	10%	3%	0%	8%	1,6%	70%
Marzo	7,7%	12%	3%	0%	8%	1,6%	68%
Abril	7,7%	11%	3%	0%	8%	1,6%	69%
Mayo	7,7%	11%	3%	0%	8%	1,6%	69%
Junio	7,7%	12%	3%	0%	8%	1,6%	68%
Julio	7,7%	14%	3%	0%	8%	1,6%	66%
Agosto	7,7%	14%	3%	0%	8%	1,6%	66%
Septiembre	7,7%	12%	3%	0%	8%	1,6%	68%
Octubre	7,7%	12%	3%	0%	8%	1,6%	68%
Noviembre	7,7%	10%	3%	0%	8%	1,6%	70%
Diciembre	7,7%	8%	3%	0%	8%	1,6%	72%
Promedio anual	7,7%	11%	3%	0%	8%	1,6%	69%

Tabla 7: Performance ratio de la instalación fotovoltaica

En los siguientes apartados se expondrán las distintas pérdidas que se han considerado en la instalación objeto de este proyecto. En el Anexo III se expone el proceso de cálculo de cada una de las pérdidas consideradas

### 8.1. Pérdidas en los módulos fotovoltaicos por orientación e inclinación distinta a la óptima (P1).

Estas pérdidas se han calculado según el Procedimiento expuesto en el Anexo II del Pliego de condiciones técnicas de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red del IDEA.

Estas pérdidas no podrán superar el 20% ya que en nuestro caso nos encontramos con que la colocación de los paneles es paralela a la envolvente del edificio, es decir superposición arquitectónica.

Los módulos de nuestra instalación fotovoltaica tendrán un ángulo azimut de  $+45^\circ$  y un ángulo de inclinación de  $35^\circ$ .

Para calcular las pérdidas por orientación e inclinación en primer lugar se utilizará la siguiente figura que nos ayudará a representar los ángulos definidos anteriormente.

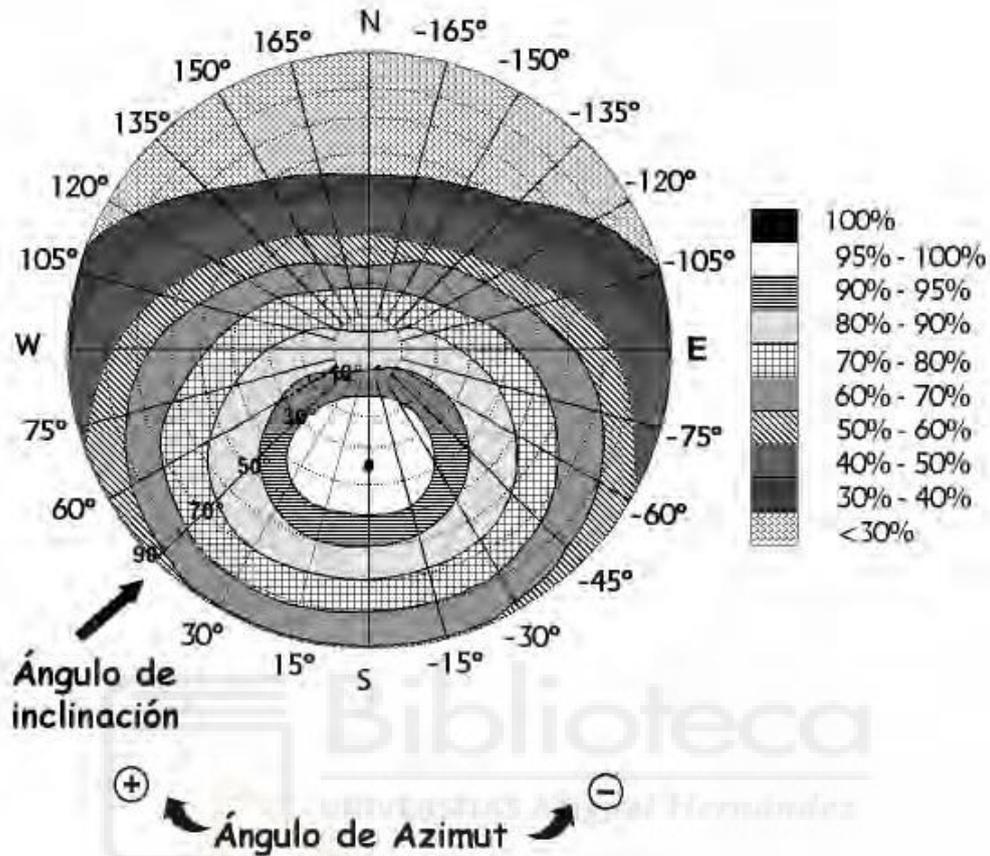


Fig. 3

Ilustración 38: Figura para el cálculo de pérdidas por orientación e inclinación

Después emplearemos una serie de fórmulas para convertir el valor obtenido en la anterior figura (solo válida para latitud 41°) a la latitud de nuestra instalación fotovoltaica.

Las pérdidas por orientación e inclinación supondrán un 7,7%

## 8.2. Pérdidas en los módulos fotovoltaicos por la temperatura de las células (P2).

La temperatura de la célula fotovoltaica afectará en la potencia del módulo fotovoltaico. En la siguiente gráfica proporcionada por el fabricante se puede observar la variación de la potencia del módulo fotovoltaico en función de la temperatura.

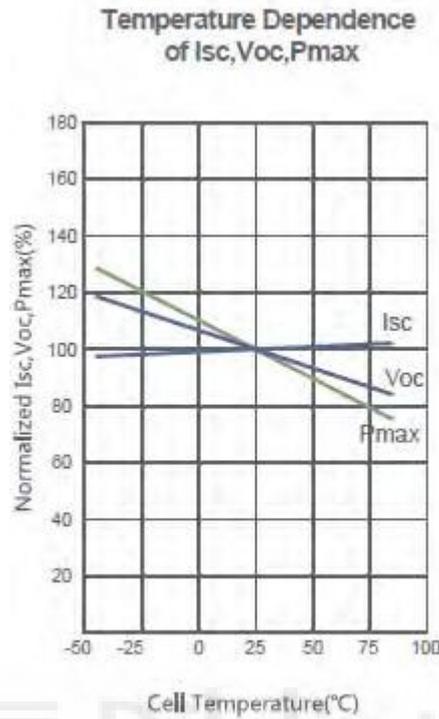


Ilustración 39: Grafica de la dependencia de la temperatura de la célula con la variación de los parametros del módulo fotovoltaico.

Podemos observar como la potencia del módulo fotovoltaico disminuirá en función del aumento de la temperatura de la célula.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos en el Anexo III para el coeficiente de potencia, el cual refleja la disminución de la potencia en función de la temperatura de la célula:

Mes	$T_{amb,app}$ (°C)	$G_{m,app}^{WW}$ $\frac{W}{m^2}$	$T_{c,app}$ (°C)	CP (%)	Perdidas por TC
Enero	18,68	993,59	49,73	91%	9%
Febrero	23,38	938,36	52,70	90%	10%
Marzo	26,5	1044,1	59,13	88%	12%
Abril	22,8	1031,61	55,04	89%	11%
Mayo	29,03	910,07	57,47	89%	11%
Junio	32,51	897,34	60,55	88%	12%
Julio	36,42	899,5	64,53	86%	14%
Agosto	37,41	854,95	64,13	86%	14%

Septiembre	31,28	883,2	58,88	88%	12%
Octubre	29,82	920,21	58,58	88%	12%
Noviembre	25,2	880,82	52,73	90%	10%
Diciembre	20,26	846,6	46,72	92%	8%
Promedio anual	27,77	925,03	56,68	89%	11%

### 8.3. Pérdidas por efecto de la suciedad (P3).

El polvo, la nieve u otros fenómenos interfieren en la captación de la irradiancia por parte del módulo fotovoltaico. La suciedad en los módulos fotovoltaicos hará que se reduzca la producción solar. Estimaremos unas pérdidas anuales de un 3% por efecto de la suciedad.

### 8.4. Pérdidas por sombra (P4):

La nave industrial donde se realizará la instalación fotovoltaica no presenta edificaciones cercanas que puedan generar sombras en la instalación, por lo que supondremos nulas dichas pérdidas.

Por otro lado, para evitar las posibles sombras que se puedan generar entre filas de módulos es muy importante el cálculo de la distancia entre filas de módulos fotovoltaicos y la distancia de las filas de módulos fotovoltaicos y los muretes de la cubierta de la nave industrial. Para ello se empleará el procedimiento expuesto en el apartado 5 del Anexo III del pliego de condiciones técnicas de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

La distancia medida en horizontal entre filas de módulos y una fila y un obstáculo se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia se calculará según la siguiente fórmula:

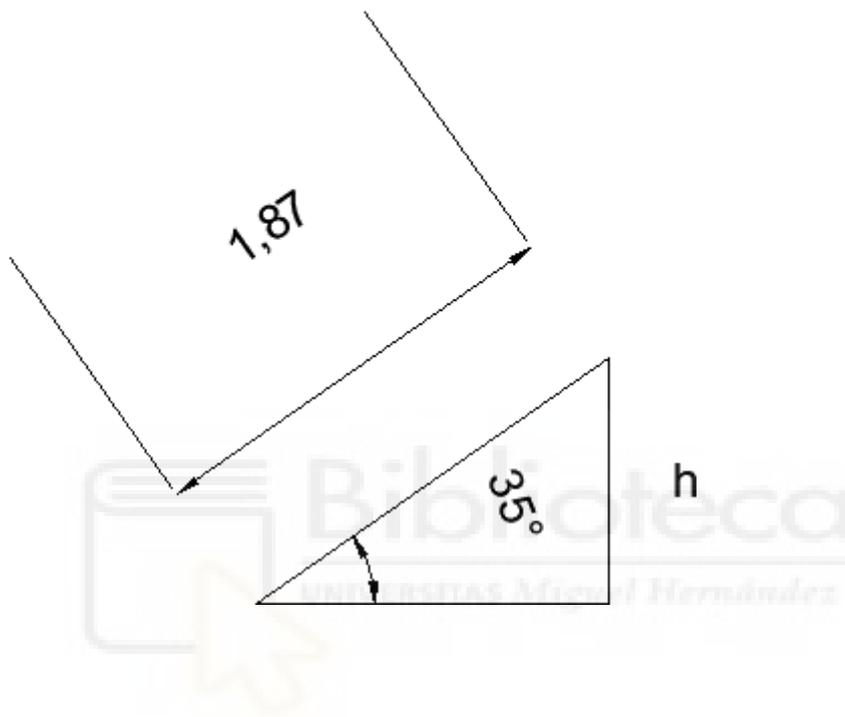
$$dd = h \cdot k = h \cdot \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Siendo:

- $d \rightarrow$  distancia entre filas u obstáculos.
- $h \rightarrow$  altura de la fila u obstáculo.
- Latitud=37, 91°.

Cálculo de la altura del módulo fotovoltaico:

Teniendo en cuenta que la disposición del módulo fotovoltaico será vertical y que el módulo fotovoltaico tiene una longitud de 1,868 m y una inclinación de 35° podemos calcular la altura del módulo fotovoltaico:



$$\sin 35^\circ = \frac{h}{1,87}; h = 1,1 \text{ m}$$

Por otro lado, la altura de los muretes de la cubierta será de h=1,2 m

A continuación, se expone una tabla donde se indica la distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaico y entre el murete y una fila de módulos fotovoltaicos:

	h	k	d
Entre fila y fila	1,1 m	2,35	2,6 m
Entre murete y fila	1,2 m	2,35	2,8 m

Tabla 8: Distancia mínima entre filas de módulos y entre murete y fila.

Se dejará una distancia entre filas de módulos fotovoltaicos de 4,21 m y una distancia entre el murete de la cubierta y la fila de módulos fotovoltaicos de 2,8 m por lo que no habrá pérdidas por sombras

### 8.5. Pérdidas eléctricas en el cableado (P5):

Se considerarán las pérdidas eléctricas tanto en el cableado que va desde los módulos fotovoltaicos al inversor como el que va desde el inversor al punto de conexión de la instalación fotovoltaica.

En la siguiente tabla se muestran las pérdidas eléctricas en cada uno de los conductores considerados.

Tramo	Intensidad máxima (A)	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Resistencia ( $\Omega$ )	Potencia máxima (W)	Pérdidas cableado (W)	Pérdidas cableado (%)
String 1	13,85	81,12	4	0,461	10800	88,4	0,819%
String 2	13,85	74	4	0,420	10800	80,6	0,747%
String 3	13,85	63,74	4	0,362	10800	69,4	0,643%
String 4	13,85	57,3	4	0,326	10800	62,4	0,578%
String 5	13,85	69,5	4	0,395	10800	75,7	0,701%
String 6	13,85	61,5	4	0,349	10800	67,0	0,621%
String 7	13,85	81	4	0,460	10800	88,2	0,817%
String 8	13,85	78,3	4	0,445	10800	85,3	0,790%
String 9	13,85	89,3	4	0,507	10800	97,3	0,901%
String 10	13,85	100,7	4	0,572	10800	109,75	1,016%
Inversor - punto de conexión	160,4	50	95	0,012	100000	307,75	0,308%

La suma total de las pérdidas en el cableado puede suponer hasta un 7,942%

### 8.6. Pérdidas en el inversor (P6):

Según la ficha característica del inversor que utilizaremos en la instalación fotovoltaica, de la marca Huawei modulo SUN2000-100KTL-M1. El inversor tendrá una eficiencia a 400 V de 98,4 % por lo que podemos suponer unas pérdidas del 1,6%.



## **ANEXO I. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN**

### **FOTOVOLTAICA:**

En este Anexo se estudiarán los consumos eléctricos mensuales de la nave industrial objeto del presente proyecto. Se distinguirá entre los consumos eléctricos en horas de sol y los consumos eléctricos totales. Posteriormente, se dimensionará la potencia necesaria para que la instalación solar fotovoltaica sea capaz de cubrir la demanda de la nave industrial en horas de sol.

#### **1. ANALISIS DE LOS CONSUMOS:**

Para realizar el análisis de los consumos eléctricos hemos tenido acceso a las facturas eléctricas del último año.

La nave industrial tiene una tarifa eléctrica 3.0 TD; esta tarifa se caracteriza por lo siguiente:

- Tensión menor de 1 kV
- Potencia contratada  $> 15$  kW en al menos 1 de los periodos
- Seis términos de potencia, con potencias crecientes,  $P_{n+1} \geq P_n$
- Seis términos de energía
- Excesos de potencia: sí aplica, dependiendo de la potencia máxima contratada se aplicará un método u otro
- Reactiva: penalizaciones por excesos de reactiva inductiva, pero no de reactiva capacitiva, como hasta ahora.

El objetivo de la instalación fotovoltaica será obtener el máximo ahorro en los términos de energía de la factura.

En la siguiente tabla se muestran los distintos periodos de energía de la tarifa 3.0 TD en función de las franjas horarias, del mes y de las horas de sol.

Horas	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Enero	P6	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2							
Febrero	P6	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2							
Marzo	P6	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P3	P3							
Abril	P6	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5	P5							
Mayo	P6	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5	P5							
Junio	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4	P4							
Julio	P6	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2							
Agosto	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4	P4							
Septiembre	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4	P4							
Octubre	P6	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5	P5							
Noviembre	P6	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P3	P3							
Diciembre	P6	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2							

Tabla 9: Distribución de periodos durante el día en función de los meses del año para la tarifa 3.0TD

La instalación fotovoltaica únicamente será capaz de producir energía durante el día. Por esta razón a la hora de dimensionar la potencia de la instalación fotovoltaica debemos tener en cuenta la demanda de la nave en las horas de sol (esto son los periodos de energía que se sitúan en las casillas amarillas en cada uno de los meses).

En la siguiente tabla se muestran los consumos totales de la nave industrial en cada uno de los meses del año en los periodos que corresponden a cada uno de los meses; estos consumos se han podido obtener gracias a las facturas del cliente.

Mes	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	P4 (kWh)	P5 (kWh)	P6 (kWh)
Enero	11242	7770	-	-	-	10189
Febrero	8588	7237	-	-	-	4677
Marzo	-	8669	7438	-	-	5022
Abril	-	-	-	7782	5678	5006
Mayo	-	-	-	6499	4804	4174
Junio	-	-	6522	5068	-	5161
Julio	8249	7272	-	-	-	8138
Agosto	-	-	8520	7667	-	8721
Septiembre	-	-	7551	6328	-	6183
Octubre	-	-	-	6656	5187	7002
Noviembre	-	9978	6859	-	-	8351
Diciembre	9943	6754	-	-	-	9360

Tabla 10: Consumos totales de la nave industrial

Para el análisis de los consumos de la nave en las horas de sol, se ha determinado el porcentaje de los periodos de energía de cada mes que se encuentra en las horas de sol. Estos porcentajes se pueden observar en la siguiente tabla:

Mes	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Enero	56%	57%	-	-	-	0%
Febrero	67%	71%	-	-	-	0%
Marzo	-	67%	71%	-	-	0%
Abril	-	-	-	89%	71%	0%
Mayo	-	-	-	89%	71%	13%
Junio	-	-	100%	71%	-	13%
Julio	100%	71%	-	-	-	13%
Agosto	-	-	89%	71%	0%	0%
Septiembre	-	-	78%	71%	0%	0%
Octubre	-	-	-	78%	71%	0%
Noviembre	-	56%	71%	-	-	0%
Diciembre	56%	57%	-	-	-	0%

Tabla 11: Porcentaje en horas de sol de cada uno de los periodos

A partir de este porcentaje determinamos el consumo en horas de sol de cada uno de los periodos:

Mes	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	P4 (kWh)	P5 (kWh)	P6 (kWh)
Enero	6.246	4.440	-	-	-	0
Febrero	5.725	5.170	-	-	-	0
Marzo	-	5.779	5.313	-	-	0
Abril	-	-	-	6.917	4.056	0
Mayo	-	-	-	5.777	3.431	522
Junio	-	-	6.522	3.620	-	645
Julio	8.249	5.194	-	-	-	1.017
Agosto	-	-	7.573	5.476	-	0
Septiembre	-	-	5.873	4.520	-	0
Octubre	-	-	-	5.177	3.705	0
Noviembre	-	5.543	4.899	-	-	0
Diciembre	5.524	3.859	-	-	-	0

Tabla 12: Consumo en horas de sol de la nave industrial

Por tanto, esta será la demanda de energía de la nave industrial que buscaremos cubrir mediante energía solar a partir de la instalación fotovoltaica.

En la siguiente tabla se recoge los consumos mensuales en comparación con los consumos en horas de sol mensuales

Mes	Consumo en horas de (kWh)	Consumo total (kWh)
Enero	10.686	29.201
Febrero	10.895	20.502
Marzo	11.092	21.129
Abril	10.973	18.466
Mayo	9.730	15.477
Junio	10.787	16.751
Julio	14.461	23.659
Agosto	13.050	24.908
Septiembre	10.393	20.062
Octubre	8.882	18.845
Noviembre	10.443	25.188
Diciembre	9.383	26.057
Suma	130.774	260.245
Porcentaje de consumo en horas de sol	50,25%	

Tabla 13: Consumo en horas de sol vs Consumo total

Tras este análisis podemos llegar a la conclusión de que solo se podrá aportar con energía solar un 50,25% del consumo de la nave, ya que el consumo restante es en horas en las que no hay sol.

## 2. ANÁLISIS DE LOS MAXÍMETROS.

El maxímetro es un instrumento de medida que se encarga de hacer una medida de la potencia eléctrica consumida en intervalos de 15 minutos. Todos aquellos usuarios con una potencia eléctrica contratada superior a 15 kW contarán con este aparato de medida. La distribuidora eléctrica aplicará una penalización a los usuarios que rebasen el término de potencia contratado.

Para el proyecto que nos ocupa, un análisis de los maxímetros de la nave industrial nos permitirá conocer cuál es la demanda de potencia eléctrica de esta por periodos. Esto nos ayudará a dimensionar la instalación solar fotovoltaica, ya que la potencia de la

instalación en ningún caso deberá ser superior a la demanda en los periodos de las horas de sol de la nave.

En la siguiente tabla se muestran los máxímetros de la nave en función de los periodos y de los meses.

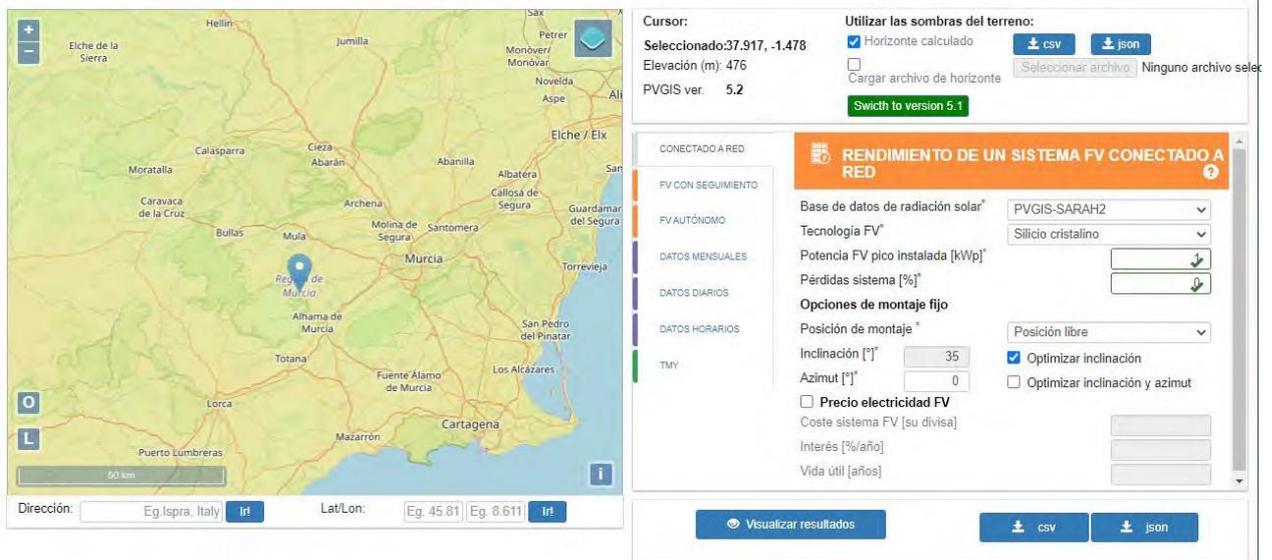
Mes	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	P4 (kW)	P5 (kW)	P6 (kW)
Enero	112,70	131,36	56,59	56,52	75,22	60,60
Febrero	102,12	114,16	35,13	30,50	43,92	32,88
Marzo	100,01	103,61	33,68	20,19	31,86	36,56
Abril	78,98	88,75	27,25	18,27	46,99	28,03
Mayo	0,00	0,00	78,10	71,90	0,00	25,41
Junio	95,34	94,38	0,00	0,00	0,00	44,93
Julio	0,00	0,00	94,12	100,16	0,00	74,64
Agosto	0,00	0,00	98,46	112,49	0,00	35,14
Septiembre	0,00	0,00	0,00	85,92	98,55	42,25
Octubre	0,00	115,07	89,83	0,00	0,00	73,88
Noviembre	106,84	90,00	0,00	0,00	0,00	39,17
Diciembre	122,89	105,95	0	0	0	51,55
Promedio	99,87	105,58	60,82	58,64	54,91	44,5

Tabla 14: Máxímetros de la nave industrial

### 3. ENERGÍA GENERADA POR LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA:

Para el cálculo de la energía generada por la instalación fotovoltaica hemos recurrido al software PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

En este software a partir de algunos datos de entrada nos generaran un documento con diferentes datos de la instalación.



Para el análisis que nos ocupa hemos introducido los siguientes datos:

- Situación de la instalación: Murcia
- Tecnología FV: Silicio cristalino
- Potencia FV pico instalada: 1 kWp
- Perdidas del sistema: 0%
- Optimizar inclinación

El objetivo de obtener estos datos es que a partir de la energía que genera 1 kWp y teniendo en cuenta la energía demandada por la nave industrial determinaremos cual será la potencia óptima para la instalación.

#### 4. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA:

A partir de los datos expuestos en el presente anexo y con ayuda de hojas de cálculo, se ha generado una serie de tablas y gráficas con el objetivo de dimensionar la potencia óptima para la instalación fotovoltaica de la nave.

Esta potencia óptima se ha determinado en 108 kWp estimando la producción que se recoge en la gráfica y tabla siguientes, esta producción supondrá hasta un 53 % de los consumos totales de la nave industrial.

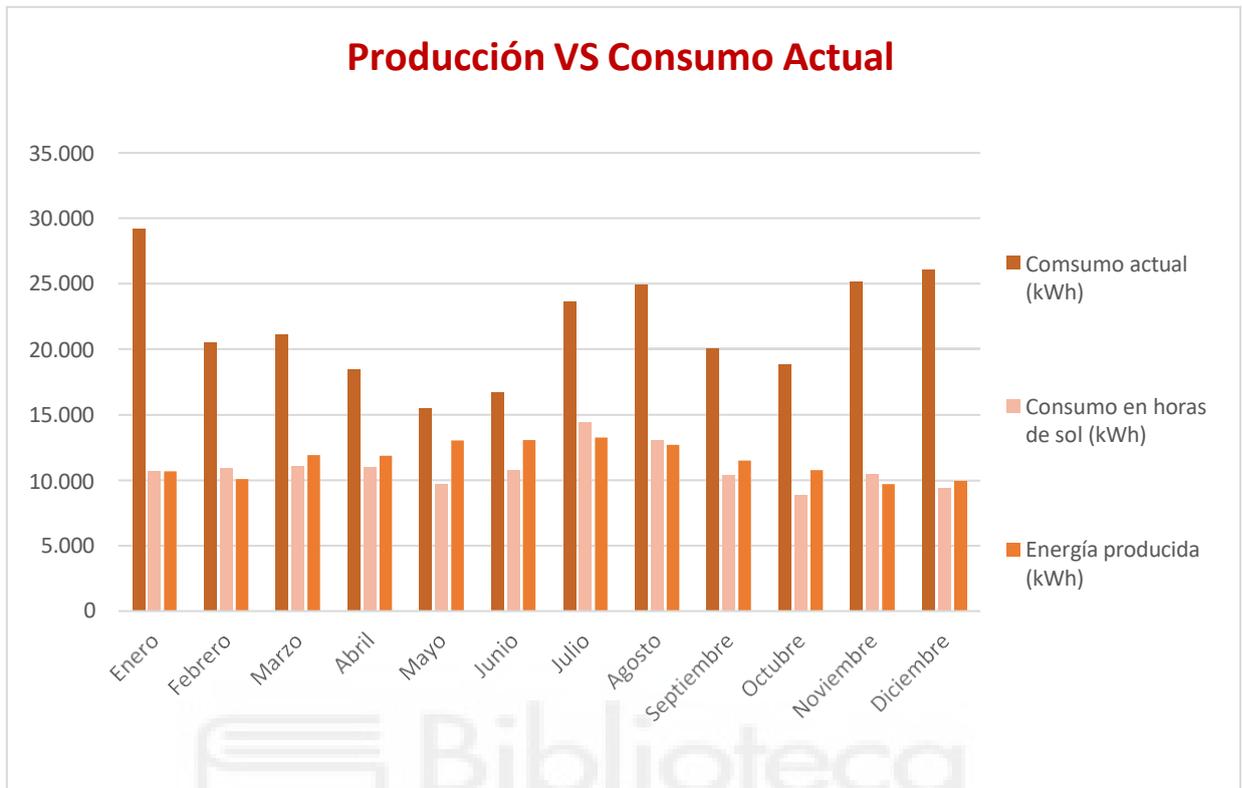


Ilustración 40: Grafica de producción de la instalación fotovoltaica frente a consumos de la nave industrial.

MES	ENERGÍA GENERADA	PERDIDAS DE LA INSTALACIÓN	PRODUCCIÓN (kWh)	CONSUMO TOTAL (kWh)	
ENERO	139,7	71%	10.679	29.201	
FEBRERO	133,74	70%	10.079	20.502	
MARZO	162,85	68%	11.921	21.129	
ABRIL	159,79	69%	11.870	18.466	
MAYO	175,57	69%	13.042	15.477	
JUNIO	178,32	68%	13.054	16.751	
JULIO	186,43	66%	13.245	23.659	
AGOSTO	178,58	66%	12.687	24.908	
SEPTIEMBRE	156,95	68%	11.490	20.062	
OCTUBRE	147,03	68%	10.763	18.845	
NOVIEMBRE	128,7	70%	9.699	25.188	
DICIEMBRE	128,08	72%	9.929	26.057	
<b>TOTAL ANUAL</b>			<b>138.460</b>	<b>260.245</b>	<b>53%</b>

Las pérdidas de la instalación se calculan en el Anexo III: Cálculo de las pérdidas del sistema, se dividen en:

- Pérdidas en los módulos fotovoltaicos, estas pérdidas dependerán de la temperatura de la célula, se calculan en el Anexo III.
- Pérdidas en el inversor; estas pérdidas se asumen en un 1,6% ya que la eficiencia del inversor según la ficha técnica del fabricante será de 98,4% para una tensión de salida de 400 V.
- Pérdidas en el cableado, estas pérdidas se calcularán en el Anexo III siendo 7,9%.
- Pérdidas por suciedad, se supondrán en un 3%.
- Pérdidas por inclinación y orientación, estas pérdidas se calcularán en el Anexo III y supondrán un 7,7%



## **ANEXO II: CÁLCULOS ELÉCTRICOS:**

### **1. CONEXIÓN ÓPTIMA DE STRINGS:**

El dimensionamiento del número de paneles y la conexión entre ellos en serie o paralelo se calculará a partir de los siguientes parámetros:

- Máxima y mínima tensión del módulo fotovoltaico; para el cálculo de la tensión máxima y mínima se tendrá en cuenta el coeficiente de variación del voltaje con la temperatura.
- Máxima y mínima intensidad del módulo fotovoltaico; para el cálculo de la intensidad máxima y mínima se tendrá en cuenta el coeficiente de variación de la intensidad con la temperatura.
- Voltaje máximo de entrada del inversor; este parámetro limitará el número máximo de paneles en serie que se pueden conectar por string.
- Intensidad máxima de entrada del inversor; este parámetro determinará el número de ramas en paralelo que se pueden conectar por string.

#### **1.1. Comportamiento del módulo fotovoltaico en función de la temperatura:**

En la ficha técnica del módulo fotovoltaico el fabricante nos proporciona una serie de coeficientes de variación de los parámetros del módulo con la variación de la temperatura; los coeficientes son los siguientes:

Coficiente de variación de Pmax con la temperatura de la célula	-0,35%/°C
Coficiente de variación de Voc con la temperatura de la célula	-0,28%/°C
Coficiente de variación de Isc con la temperatura de la célula	+0,048%/°C

Además, el fabricante nos proporciona una gráfica para observar esta variación con la temperatura:

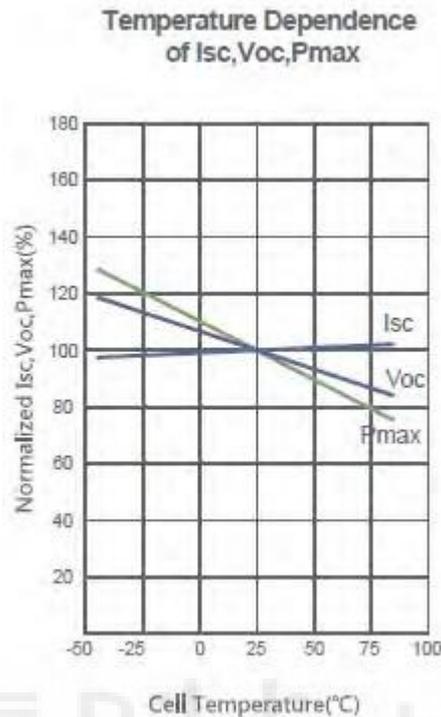


Ilustración 41: Comportamiento del módulo fotovoltaico frente a la variación de la temperatura de la célula.

En esta gráfica podemos observar como la Potencia máxima y la tensión de vacío disminuyen con el aumento de temperatura de la célula, sin embargo, la corriente de cortocircuito aumenta con el aumento de la temperatura, pero en menor medida.

### 1.1.1. Análisis del rango de tensión y de corriente de trabajo de los módulos fotovoltaicos:

Para este análisis se tendrá en cuenta que el voltaje y la intensidad del módulo variará en función de la temperatura de la célula en función de dos de los coeficientes expuestos en el apartado anterior.

Para realizar este análisis utilizaremos las siguientes fórmulas:

Tensión máxima del panel solar:

$$V_{mmax} = V_{ooc} \cdot \left( 1 + \frac{\beta}{100} \cdot (T_{cmm} - 25^{\circ}) \right)$$

Tensión mínima del panel solar:

$$V_{mccn} = V_{mppp} \cdot \left( 1 + \frac{\beta\beta}{100} \cdot (T_{cmaapp} - 25^{\circ}\text{C}) \right)$$

Intensidad máxima del panel solar:

$$I_{maapp} = I_{ccc} \cdot \left( 1 + \frac{\sigma\sigma}{100} \cdot (T_{cmaapp} - 25^{\circ}\text{C}) \right)$$

Intensidad mínima del panel solar:

$$I_{mccn} = I_{mppp} \cdot \left( 1 + \frac{\sigma\sigma}{100} \cdot (T_{cmín} - 25^{\circ}\text{C}) \right)$$

Siendo:

- $V_{mmaapp}$  → Tensión máxima del módulo; será uno de los valores a calcular.
- $V_{mccn}$  → Tensión mínima del módulo; será uno de los valores a calcular.
- $V_{ooc}$  → Tensión de circuito abierto del módulo; este valor será proporcionado por el fabricante en la ficha técnica.
- $V_{mppp}$  → Tensión en el punto de máxima potencia; este valor será proporcionado por el fabricante en la ficha técnica.
- $\beta\beta$  → Coeficiente de variación de  $V_{oc}$  con la temperatura de la célula
- $I_{maapp}$  → Intensidad máxima del módulo; será uno de los valores a calcular.
- $I_{mccn}$  → Intensidad mínima del módulo; será uno de los valores a calcular.
- $I_{ccc}$  → Intensidad de cortocircuito del módulo; este valor será proporcionado por el fabricante en la ficha técnica.
- $I_{mppp}$  → Intensidad en el punto de máxima potencia; este valor será proporcionado por el fabricante en la ficha técnica.
- $\sigma\sigma$  → Coeficiente de variación de la intensidad con la temperatura de la célula

- $TT_{ccmncm}$  y  $TT_{ccmmaapp}$  → Temperatura mínima y máxima de la célula estos valores serán calculado como se expone en el apartado siguiente apartado: 1.1.2. Cálculo de la temperatura máxima y mínima de la célula del panel fotovoltaico.

En la siguiente tabla se indican los valores que nos proporciona el fabricante en la ficha técnica.

$V_{ooc}$	$V_{mnpmp}$	$\beta$	$I_{ccc}$	$I_{mnpmp}$	$\sigma$
41,27 V	34,17 V	-0,28 %/°C	13,85	13,17	0,048 %/°C

Tabla 15: Datos del módulo fotovoltaico proporcionados por el fabricante

### 1.1.2. Cálculo de la temperatura máxima y mínima de la célula del panel fotovoltaico:

Para realizar el cálculo de la temperatura de la célula emplearemos la siguiente fórmula:

$$TT_{cc} = \frac{GG}{800}(NNNNNTT - 20) + TT_{aa}$$

Siendo:

- $TT_{cc}$  (°NN) → Temperatura de la célula; calcularemos la máxima y la mínima para cada uno de los meses del año.
- $NNNNNTT$  (°NN) → Temperatura que se obtiene en la placa después del ensayo a condiciones normales;  $G = 800 \text{ W/m}^2$ ,  $T = 20^\circ\text{C}$  y velocidad del viento 1 m/s. Este valor nos lo proporciona el fabricante
- $GG$   $\frac{\text{W}}{\text{mm}^2}$  → Irradiación sobre el panel fotovoltaico; este valor será una condición del entorno por lo que estará variando constantemente. Utilizaremos la mayor irradiación del mes para obtener la temperatura máxima de la célula y la menor irradiación para obtener la Temperatura mínima de la célula.
- $TT_{aa}$  (°NN) → Temperatura ambiente; este valor será una condición del entorno por lo que estará variando constantemente. Utilizaremos la mayor temperatura ambiente del mes para obtener la temperatura máxima de la célula y la menor temperatura ambiente del mes para obtener la temperatura mínima de la célula.

Hemos recurrido al software PVGIS para la obtención de los datos más recientes (2020) de irradiación y de temperatura ambiente en la zona de Murcia. Estos datos se han obtenido para todas las horas del año. Posteriormente utilizando una hoja de cálculo se ha obtenido el valor máximo y mínimo de irradiación y temperatura ambiente para cada uno de los meses.

A continuación, se muestran dos tablas, en una observaremos los parámetros empleados para obtener la temperatura de la célula máxima en cada uno de los meses del año. En la otra tabla se muestran los parámetros empleados para obtener la temperatura mínima de la célula.

Mes	$T_{a\max app}$ (°C)	$G_{G_{\min app}}^{WW}$ $\frac{mm^2}{mm^2}$	NOCT (°C)	$T_{c\max app}$ (°C)
Enero	18,68	993,59	45	49,73
Febrero	23,38	938,36	45	52,70
Marzo	26,5	1044,1	45	59,13
Abril	22,8	1031,61	45	55,04
Mayo	29,03	910,07	45	57,47
Junio	32,51	897,34	45	60,55
Julio	36,42	899,5	45	64,53
Agosto	37,41	854,95	45	64,13
Septiembre	31,28	883,2	45	58,88
Octubre	29,82	920,21	45	58,58
Noviembre	25,2	880,82	45	52,73
Diciembre	20,26	846,6	45	46,72

Tabla 16: Temperatura máxima de la célula en cada mes

Mes	$T_{a\min app}$ (°C)	$G_{G_{\min app}}^{WW}$ $\frac{mm^2}{mm^2}$	NOCT (°C)	$T_{c\min app}$ (°C)
Enero	-1,91	1,78	45	-1,85
Febrero	1,09	1,58	45	1,14
Marzo	2,28	1,05	45	2,31
Abril	4,67	0,11	45	4,67
Mayo	8,23	0,63	45	8,25
Junio	12,25	0,04	45	12,25
Julio	17,41	0,07	45	17,41
Agosto	14,5	0,3	45	14,51
Septiembre	10,47	0,95	45	10,50
Octubre	4,83	1,53	45	4,88
Noviembre	2,66	1,61	45	2,71
Diciembre	-2,6	14,38	45	-2,15

Tabla 17: Temperatura mínima de la célula en cada mes.

### 1.1.3. Resultados obtenidos del análisis del rango de voltaje e intensidad de funcionamiento del módulo fotovoltaico:

Una vez calculadas la temperatura de la célula máxima y mínima para la zona de Murcia según los datos obtenidos a través de PVGIS para el año 2020, y con los datos proporcionados por el fabricante del módulo fotovoltaico en la ficha técnica, podemos calcular a partir de las fórmulas expuestas en el apartado 1.1.1 el rango de tensión y corriente de funcionamiento del módulo fotovoltaico.

En la siguiente tabla se muestran los parámetros necesarios para el cálculo del rango de voltaje y corriente del módulo fotovoltaico:

$W_{oc}$ (V)	$VV_{mmpppp}$ (V)	$\beta\beta$ (%/°C)	$I_{ccc}$ (A)	$I_{mmpppp}$ (A)	$\sigma\sigma$ (%/°C)	$TT_{cmmccnn}$ (°C)	$TT_{cmmapp}$ (°C)
41,27 V	34,17 V	-0,28	13,85	13,17	0,048	-2,15	64,53

Tabla 18: Parámetros necesarios para el cálculo del rango de funcionamiento del módulo fotovoltaico.

A continuación, se muestra una tabla con la tensión mínima y máxima y la intensidad mínima y máxima de funcionamiento del módulo según los parámetros de la tabla anterior.

Tensión máxima ( $VV_{mmaapp}$ (V))	44,41
Tensión mínima ( $VV_{mmccnn}$ (V))	30,39
Intensidad máxima ( $I_{mmápp}$ (A))	14,15
Intensidad mínima ( $I_{mmccnn}$ (A))	13

Tabla 19: Rango de funcionamiento del módulo fotovoltaico

### 1.2. Análisis de los parámetros de funcionamiento del inversor:

En la ficha técnica del inversor el fabricante nos proporciona especificaciones técnicas para la entrada y la salida del inversor además de las protecciones con las que cuenta el inversor.

En este apartado nos centraremos en algunas de las especificaciones técnicas a la entrada del inversor, ya que estos parámetros son los que nos limitarán a la hora de dimensionar el campo fotovoltaico eléctricamente.

En la siguiente tabla se pueden observar los parámetros más importantes a la entrada del inversor:

PARAMETROS DE ENTRADA	
Tensión máxima de entrada	1.100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT	200 V – 1.000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @ 480 Vac , 600 V @400 Vac , 570 V @380 Vac
Cantidad de MPPTs	10
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2

Tabla 20: Parámetros de entrada del inversor

Los parámetros que limitarán la conexión eléctrica de los módulos fotovoltaicos son los siguientes:

- Tensión máxima de entrada: Determinará el máximo número de paneles solares que se pueden conectar en serie a cada uno de los seguidores MPPT del inversor.
- Tensión de arranque: Determinará el número mínimo de paneles solares que se pueden conectar en serie a cada uno de los seguidores MPPT del inversor.
- Corriente de entrada máxima por MPPT: determina el número de ramas en paralelo que se pueden conectar en cada uno de los seguidores MPPT del inversor.
- Tensión de funcionamiento MPPT: Determina el número de paneles solares que se pueden conectar en serie por cada uno de los seguidores MPPT del inversor para que el inversor pueda trabajar en el punto de máxima potencia MPPT.

A partir de estos parámetros se establecerá la conexión óptima de los paneles fotovoltaicos al inversor para que este pueda funcionar correctamente.

### 1.3. Conexión de los módulos fotovoltaicos al inversor:

Teniendo en cuenta el rango de funcionamiento de voltaje del módulo fotovoltaico dimensionaremos strings con el número de paneles solares en serie de manera que:

- No supere la tensión máxima de entrada al inversor (teniendo en cuenta la tensión máxima del módulo fotovoltaico).

- Se alcance en cualquier momento la tensión de arranque del inversor.
- En las mejores condiciones el inversor pueda trabajar en la tensión de funcionamiento MPPT.

Además, a partir de la intensidad máxima del módulo fotovoltaico (14,15 A) y teniendo en cuenta que la intensidad de entrada máxima por MPPT del inversor son 26 A, determinamos que no es óptimo dimensionar más de una rama de módulos fotovoltaicos en serie por seguidor MPPT

Por ello se ha dimensionado un campo fotovoltaico con 10 strings de 24 paneles solares, sumando 240 paneles solares, es decir 108 kWp.

A continuación, se muestra una tabla con los datos mas relevantes de la conexión de paneles fotovoltaicos seleccionada.

Parámetros	1 módulo fotovoltaico	1 string (24 módulos)
Tensión máxima (V)	44,41	1065,78
Tensión mínima (V)	30,39	729,31
Intensidad máxima (A)	14,15	14,15
Intensidad mínima (A)	13	13
Tensión en el punto de máxima potencia (V)	34,17	820,08
Intensidad en el punto de máxima potencia (A)	13,17	13,17

Tabla 21: Parámetros para el cálculo del número de paneles por string

En la anterior tabla se puede observar que con esta conexión de strings la instalación fotovoltaica se mantendrá funcionando dentro de los márgenes establecidos por el fabricante del inversor en cualquier momento.

## 2. CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CABLEADO:

### 2.1. Criterios para el cálculo de secciones de conductores:

Según el reglamento electrotécnico de baja tensión para determinar la sección mínima de un cable hay que cumplir simultáneamente los siguientes criterios:

- Criterio de intensidad máxima admisible:

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 70°C para cables con aislamientos termoplásticos y de 90°C para cables con aislamientos termoestables.

En el cálculo de la sección por el criterio de intensidad máxima admisible se ha introducido un factor de corrección por agrupación de los conductores en bandeja y por la temperatura ambiente.

– Criterio de máxima caída de tensión:

La circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia transportado por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y en el extremo de la canalización.

Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el Reglamento en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable. Este criterio suele ser el determinante cuando las líneas son de larga longitud.

## 2.2. Fórmulas empleadas:

A continuación, se exponen las fórmulas empleadas para cada uno de los criterios:

– Intensidad máxima admisible:

Líneas monofásicas:

$$I_{mmaapp.aadd.} = \frac{PP}{UU \cdot \cos \varphi\varphi}$$

Líneas trifásicas:

$$I_{mmaapp.aadd.} = \frac{PP}{\sqrt{3} \cdot UU \cdot \cos \varphi\varphi}$$

– Caída de tensión:

Líneas monofásicas:

$$ee = \frac{2 \cdot LL \cdot II \cdot \cos \varphi \varphi}{\gamma \gamma \cdot SS} ; ee = \frac{2 \cdot LL \cdot PP}{\gamma \gamma \cdot SS \cdot UU}$$

Líneas trifásicas:

$$ee = \frac{\sqrt{3} \cdot LL \cdot II \cdot \cos \varphi \varphi}{\gamma \gamma \cdot SS} ; ee = \frac{LL \cdot PP}{\gamma \gamma \cdot SS \cdot UU}$$

La nomenclatura utilizada es la siguiente:

P	Potencia activa de la línea (W)
U	Tensión de línea trifásica (400V) o tensión de fase monofásica (230 V)
cos $\varphi \varphi$	Factor de potencia
L	Longitud de la línea (m)
S	Sección del conductor (mm <sup>2</sup> )
I	Intensidad (A)
e	Caída de tensión (V)
$\gamma \gamma$	Conductividad (m/ $\Omega \cdot$ mm <sup>2</sup> ) (Tabla 4)

Material	Conductividad $\gamma \gamma$ (m/ $\Omega \cdot$ mm <sup>2</sup> )		
	$\gamma \gamma_{20^{\circ}CC}$	$\gamma \gamma_{70^{\circ}CC}$	$\gamma \gamma_{90^{\circ}CC}$
Cobre	58	48,47	44
Aluminio	35,71	29,67	27,80

Tabla 22: Tabla de conductividad

### 2.3. Condiciones para Instalaciones generadoras de baja tensión:

Según el apartado 5 de la instrucción técnica complementaria 40 (ITC-40: Instalaciones generadoras de baja tensión) del Reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT):

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución Pública o a la instalación interior no será superior al 1,5 % para la intensidad nominal.

### 2.4. Procedimiento de cálculo:

#### 2.4.1. Cableado de corriente continua:

#### 2.4.1.1. Strings a inversor:

En este apartado se mostrará el procedimiento que se ha empleado para el cálculo de las secciones de los conductores de corriente continua; tomando como ejemplo el tramo más desfavorable entre los tramos de strings de módulos fotovoltaicos al inversor.

En la siguiente tabla, se recogen las condiciones más desfavorables de los strings de la instalación:

String	Nº modulos	Tensión máxima (V)	Corriente máxima (A)	Longitud del cable (m)	Conductividad $\gamma(\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2)$
String más desfavorable	24	1065,78	13,85 A	100,7	44

Tabla 23: Parámetros del string con las condiciones más desfavorables para el cálculo de la sección del conductor.

#### Criterio de intensidad máxima admisible:

Teniendo en cuenta lo indicado en la ITC-BT-40 el conductor deberá soportar como mínimo el 125% de la máxima intensidad del generador:

$$I_{mmaapp,aaddmm} = 1,25 \cdot I_{mmaapp} = 1,25 \cdot 13,85 = 17,32 \text{ AA}$$

En la siguiente tabla del REBT se pueden observar las intensidades admisibles de los diferentes conductores al aire a 40°C en función del método de instalación y del número de conductores cargados y tipo de aislamiento.

Para los cables que van de los strings al inversor se utilizará:

- Método de instalación F: Cables unipolares en contacto mutuo sobre bandejas perforadas o rejillas.
- El conductor que se empleará cable solar H1Z2Z2 es un conductor de cobre electrolítico estañado y con aislamiento de PVC libre de halógenos.

Con esta información podemos determinar que nos situamos en la columna 10 de la Tabla A de la ITC BT-19 del REBT.

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

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A1												
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm <sup>2</sup> COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	—
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	—
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	—
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	—
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	—
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	—
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	—	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	—	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	—	—	—	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	—	—	—	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	—	—	—	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	—	—	—	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	—	—	—	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	—	—	—	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	—	—	—	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	—	—	—	431	480	515	552	599	645	674	770	812
500	—	—	—	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	—	—	—	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

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

Según la tabla expuesta para el caso que nos ocupa será suficiente con un cable de sección 1,5 mm<sup>2</sup> ya que su intensidad máxima admisible las condiciones expuestas es 20 A superando ampliamente los 17,32 A que supondrían un 125% de la intensidad máxima del generador.

Criterio de la caída de tensión máxima admisible:

Teniendo en cuenta la ITC-BT-40 la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la instalación interior no será superior al 1,5 % para la intensidad nominal.

En nuestro caso para cada string supondremos una caída de tensión máxima de 1,5%. Por tanto, para el caso más desfavorable el cálculo de la sección es el siguiente:

$$SS = \frac{2 \cdot LL \cdot II}{\gamma \cdot e} = \frac{2 \cdot 100,7 \cdot 13,85}{44 \cdot 15,99} = 3,97 \text{ mmm}^2$$

Siendo la caída de tensión:

$$ee = 1,5\% \cdot 1065,78V = 15,99 V$$

Siguiendo el criterio de la caída de tensión máxima admisible la sección mínima del cable a emplear será la de 4 mm<sup>2</sup> que es la sección normalizada inmediatamente superior a 3,97 mm<sup>2</sup>.

Tras el cálculo de la mínima sección del conductor por ambos criterios podemos determinar que la sección que se utilizará en la instalación será la de 4 mm<sup>2</sup> ya que cumplirá con los dos criterios de cálculo.

Esta sección se utilizará para todo el cableado que va desde los strings de módulos fotovoltaicos al inversor.

#### 2.4.2. Cableado de corriente alterna:

##### 2.4.2.1. Tramo 2: Salida de inversor a Cuadro principal

En este caso dimensionaremos la sección del cableado para el tramo que va desde la salida del inversor hasta el cuadro principal de la nave, donde se realizará el punto de conexión.

En la siguiente tabla, se recogen las condiciones a la salida del inversor:

Modelo inversor	Potencia activa	Máx. Potencia aparente de CA	Max. Potencia activa de CA (cos φ = 1)	Tensión nominal de salida	Max. intensidad de salida
SUN2000-100KTL	100 kW	110 VA	110 kW	400 V	160,4 A

Tabla 24: Condiciones de salida del inversor.

Criterio de intensidad máxima admisible:

Teniendo en cuenta lo indicado en la ITC-BT-40 el conductor deberá soportar como mínimo el 125% de la máxima intensidad del generador:

$$I_{mmaapp,aaddmm} = 1,25 \cdot I_{mmaapp} = 1,25 \cdot 160,4 = 200,5 \text{ AA}$$

En la siguiente tabla del REBT se pueden observar las intensidades admisibles de los diferentes conductores al aire a 40°C en función del método de instalación y del número de conductores cargados y tipo de aislamiento.

Para el cable que va desde el inversor hasta el cuadro de protección alterna se utilizará:

- Método de instalación B2: cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra.
- Se empleará conductores de cobre del tipo RZ1-K (AS) libre de halógenos y con aislamiento de XLPE.

A partir de estos datos determinamos que nos encontramos en la columna 7 de la Tabla A de la ITC BT-19 del REBT



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

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A1												
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm <sup>2</sup> COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	—
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	—
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	—
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	—
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	—
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	—
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	—	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	—	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	—	—	—	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	—	—	—	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	—	—	—	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	—	—	—	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	—	—	—	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	—	—	—	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	—	—	—	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	—	—	—	431	480	515	552	599	645	674	770	812
500	—	—	—	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	—	—	—	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

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

Según la tabla expuesta para el caso que nos ocupa será suficiente con un cable de sección 95 mm<sup>2</sup> ya que su intensidad máxima admisible las condiciones expuestas es 207 A superando ampliamente los 200,5 A que supondrían un 125% de la intensidad máxima del generador.

Criterio de la caída de tensión máxima admisible:

Teniendo en cuenta la ITC-BT-40 la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la instalación interior no será superior al 1,5 % para la intensidad nominal.

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

$$SS = \frac{\sqrt{3} \cdot LL \cdot II \cdot \cos \varphi \varphi}{\gamma \gamma \cdot ee} = \frac{\sqrt{3} \cdot 50 \cdot 160,4 \cdot 1}{44 \cdot 6} = 52,6 \text{ mmmm}^2$$

Siendo la caída de tensión:

$$ee = 0,35\% \cdot 400VV = 6 \text{ VV}$$

Siguiendo el criterio de la intensidad máxima admisible la sección mínima del cable a emplear será la de 95 mm<sup>2</sup>.

#### 2.4.3. Sección del conductor de protección:

A partir de la Tabla 2 del apartado 2.3 de la ITC-BT-19 del Reglamento electrotécnico de baja tensión determinaremos las secciones de los conductores de protección.

En este apartado se aplica lo indicado en la Norma UNE-HD 60.364-5-54 en su apartado 543. Para los conductores de protección que estén constituidos por el mismo metal que los conductores de fase o polares, tendrán una sección mínima igual a la fijada en la tabla 2, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación; en caso de que sean de distinto material, la sección se determinará de forma que presente una conductividad equivalente a la que resulta en la tabla 2.

*Tabla 2.*

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm <sup>2</sup> )	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm <sup>2</sup> )
S ≤ 16	S (*)
16 < S ≤ 35	16
S > 35	S/2

(\*) Con un mínimo de:  
 2,5 mm<sup>2</sup> si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica  
 4 mm<sup>2</sup> si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica

Siguiendo lo indicado en la Tabla 2, en la instalación fotovoltaica se utilizarán dos tipos de cable de protección:

- Para el cableado de los strings de los módulos fotovoltaicos al inversor se utilizará un cable de tierra de 4 mm<sup>2</sup>.
- Para el cableado que va desde el inversor al cuadro principal de la nave industrial se utilizará un cable de tierra de 50 mm<sup>2</sup>.

## 2.5. Resultados:

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los parámetros de cálculo para la sección mínima del cable y la sección adoptada para cada tramo de la instalación:

Criterio caída de tensión							
Tramo	Tensión máxima (V)	Intensidad máxima (A)	Longitud (m)	Sección teórica (mm <sup>2</sup> )	Sección adoptada (mm <sup>2</sup> )	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
String 1	1065,78	13,85	81,12	3,19	4	12,77	1,20%
String 2	1065,78	13,85	74	2,91	4	11,65	1,09%
String 3	1065,78	13,85	63,74	2,51	4	10,03	0,94%
String 4	1065,78	13,85	57,3	2,26	4	9,02	0,85%
String 5	1065,78	13,85	69,5	2,74	4	10,94	1,03%
String 6	1065,78	13,85	61,5	2,42	4	9,68	0,91%
String 7	1065,78	13,85	81	3,19	4	12,75	1,20%
String 8	1065,78	13,85	78,3	3,08	4	12,32	1,16%
String 9	1065,78	13,85	89,3	3,52	4	14,05	1,32%
String 10	1065,78	13,85	100,7	3,97	4	15,85	1,49%
Inversor	400	160,4	50	52,6	95	3,32	0,83%

Tabla 25: Resultados del cálculo de la sección de los conductores por el criterio de caída de tensión.

Criterio intensidad máxima admisible						
Tramo	Intensidad máxima (A)	125% Intensidad máxima (A)	Sección teórica (mm <sup>2</sup> )	Sección adoptada (mm <sup>2</sup> )	Intensidad máxima sección adoptada (A)	Intensidad admisible (%)
String 1	13,85	17,32	1,5	4	36	260%
String 2	13,85	17,32	1,5	4	36	260%
String 3	13,85	17,32	1,5	4	36	260%
String 4	13,85	17,32	1,5	4	36	260%
String 5	13,85	17,32	1,5	4	36	260%
String 6	13,85	17,32	1,5	4	36	260%
String 7	13,85	17,32	1,5	4	36	260%
String 8	13,85	17,32	1,5	4	36	260%
String 9	13,85	17,32	1,5	4	36	260%
String 10	13,85	17,32	1,5	4	36	260%
Inversor	160,4	200,5	95	95	207	129%

Tabla 26: Resultados del cálculo de la sección de los conductores por el criterio de intensidad máxima admisible.

### 3. PROTECCIONES:

Todo circuito estará protegido contra los efectos de las sobreintensidades que puedan presentarse en el mismo, para lo cual la interrupción de este circuito se realizará en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobreintensidades previsibles.

Las sobreintensidades pueden estar motivadas por:

- Sobrecargas debidas a los aparatos de utilización o defectos de aislamiento de gran impedancia.
- Cortocircuitos.
- Descargas eléctricas atmosféricas.

#### 3.1. Cálculo de las protecciones:

##### 3.1.1. Protecciones para la línea de corriente continua:

Al cuadro de protecciones de corriente continua llegarán diez líneas una por cada string del campo fotovoltaico. Todas estas líneas tendrán las mismas condiciones ya que cuenta con los mismos paneles fotovoltaicos.

En el cuadro de protecciones de corriente continua se instalarán los siguientes dispositivos de protección:

- Fusibles para asegurar la protección contra sobreintensidades y cortocircuitos, se instalará uno por cada string.
- Dispositivo Protector contra sobretensiones transitorias, se instalará uno por cada string.

##### 3.1.1.1. Dimensionamiento del fusible:

Para el cálculo del fusible necesario para proteger el string de paneles fotovoltaicos frente a las sobrecargas utilizaremos las siguientes condiciones:

- Condición 1:

$$I_{bb} \leq I_{mn} \leq I_{zz}$$

- Condición 2:

$$I_{ff} \leq 1,45 \cdot I_{zz}$$

Siendo:

- $I_{bb} = 13,42 \text{ AA}$ . Siendo la intensidad máxima en el punto de máxima potencia del string de paneles fotovoltaicos.
- $I_{zz} = 36 \text{ AA}$ . Siendo la corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado.
- $I_{mn} \rightarrow$  Corriente asignada del dispositivo de protección.
- $I_{ff} \rightarrow$  Intensidad de funcionamiento del fusible.

Por tanto, aplicando las condiciones 1 y 2:

- Condición 1:

$$13,42 \text{ AA} \leq I_{mn} \leq 36 \text{ AA}$$

Según esta condición escogeremos un fusible de 15 A

- Condición 2:

$$I_{ff} \leq 1,45 \cdot 36 \text{ AA} = 52,2 \text{ AA}$$

Aplicaremos la condición para corrientes asignadas entre 4 y 16 amperios, la intensidad de funcionamiento será de:

$$I_{ff} = 1,90 \cdot I_{mn} = 1,90 \cdot 15 = 28,5 \text{ AA} \quad \text{ssss} \quad 4 \text{ AA} < I_{mn} < 16 \text{ AA}$$

Por tanto:

$$I_{ff} = 28,5 \text{ AA} \leq 1,45 \cdot 36 \text{ AA} = 52,2 \text{ AA}$$

Por lo que se cumplen las dos condiciones y podemos afirmar que el fusible de 15 A es válido para la protección frente a sobrecorrientes en los strings fotovoltaicos.

A continuación, se calculará que el fusible de 15 A sea válido frente a cortocircuito; para ello se utilizará la intensidad de cortocircuito que se produce en los strings  $I_{ff} = 13,85 \text{ AA}$ .

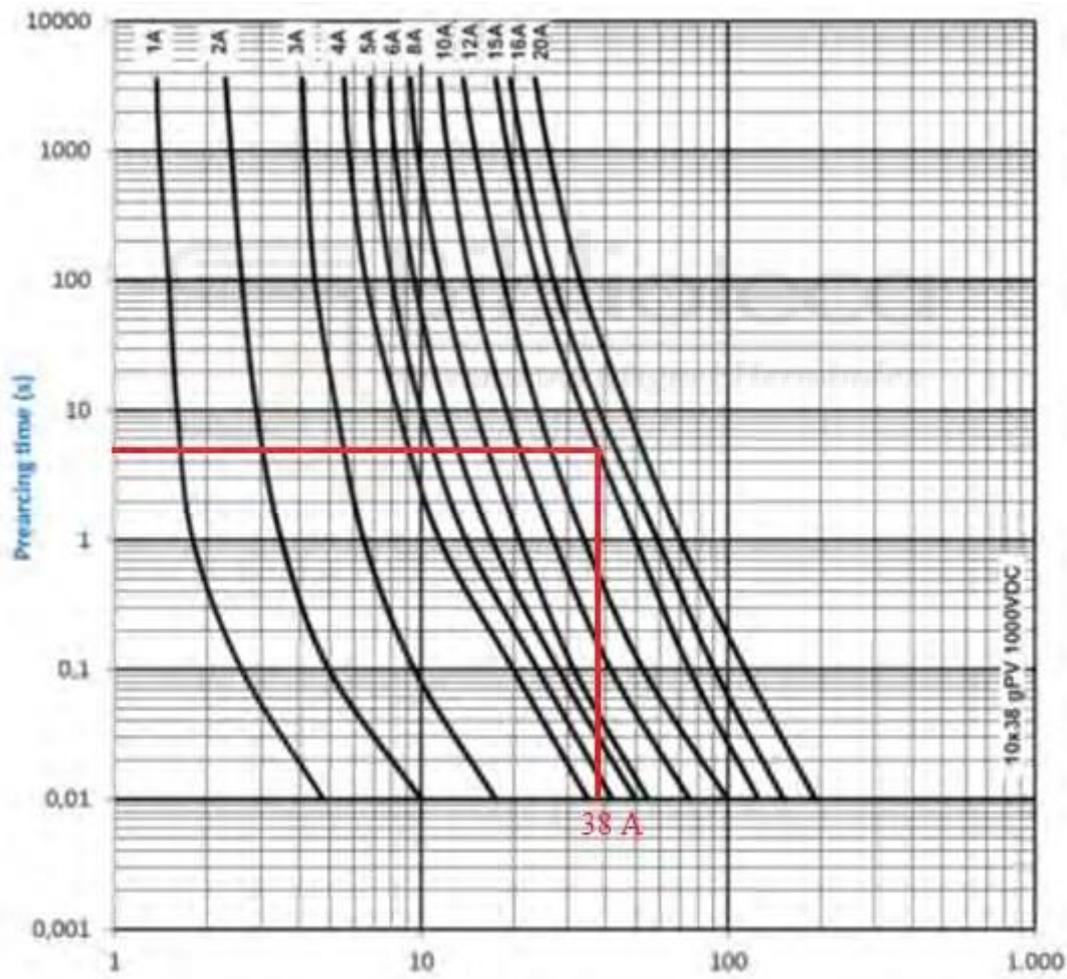
Por lo que la intensidad de corte del dispositivo tiene que ser mayor que la corriente de cortocircuito:

– Condición 3:

$$I_{cc} \geq I_{cccccmaapp} = I_{ccccc} = 13,85 \text{ AA}$$

La siguiente gráfica muestra la curva de disparo del fusible de 15 A. Durante los cinco primeros segundos asegura una intensidad de 38 A:

$$I_{cc} = 38 \text{ AA} \geq I_{cccccmaapp} = I_{ccccc} = 13,85 \text{ AA}$$



En conclusión con este fusible quedará asegurada la protección frente a sobrecargas y cortocircuitos de los strings del campo fotovoltaico.

Se instalarán fusibles cilíndricos del tipo gPV de 15 A dimensiones 10 x 38 mm con tensiones máxima de 1.500V y poder de corte de hasta 30 kA.

Se instalarán dos fusibles por cada string fotovoltaico ( uno en el positivo y el otro en el negativo) haciendo un total de 20 fusibles.

### 3.1.1.2. Dimensionamiento del dispositivo de protección frente a sobretensiones transitorias:

El Cálculo para el dimensionamiento de un dispositivo de sobretensiones se realiza mediante la siguiente condición:

$$U_{d\ddot{d}d\dot{c}c} \geq U_{p\dot{p}p\dot{p}m\dot{m}a\dot{a}p\dot{p}}$$

Siendo:

- $U_{d\ddot{d}d\dot{c}c}$  → tensión nominal del descargador en régimen permanente.
- $U_{p\dot{p}p\dot{p}m\dot{m}a\dot{a}p\dot{p}}$  → Tensión máxima del string.

La tensión máxima de los paneles fotovoltaicos, teniendo en cuenta el aumento de tensión con la disminución de temperatura de la célula es la siguiente:

$$U_{p\dot{p}p\dot{p}m\dot{m}a\dot{a}p\dot{p}} = N^{\circ} p\dot{p}a\dot{a}n\dot{n}e\dot{l}l\dot{e}e\dot{s} \cdot V_{o\dot{c}c\dot{m}m\dot{a}a\dot{p}\dot{p}} = 24 \cdot 44,41 V = 1065,78 V$$

Por tanto, se instalará un dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias de la marca cirpotec, modelo PSM3-40-1500-PV (tipo 2). Este dispositivo tendrá una tensión máxima de servicio de 1500 V cumpliendo con la anterior condición:

$$1500 V \geq 1065,78 V$$

Se instalará un dispositivo de protección frente a sobretensiones transitorias por cada uno de los string; por tanto, en el cuadro de protecciones se instalarán 10 dispositivos.

### 3.1.2. Protecciones de la línea de corriente alterna:

El cuadro de protecciones para la línea de corriente alterna estarán situadas en el cuadro general de la nave industrial.

En dicho cuadro se instalarán los siguientes dispositivos:

- Interruptor magnetotérmico.
- Interruptor diferencial.

### 3.1.2.1. Dimensionamiento del interruptor magnetotérmico:

Para el cálculo del interruptor magnetotérmico que se situará aguas abajo del inversor con el objetivo de proteger el cuadro general de la nave contra sobrecargas y cortocircuitos las siguientes condiciones:

#### Protección frente a sobrecargas:

- Condición 1:

$$I_{bb} \leq I_{nn} \leq I_{zz}$$

- Condición 2:

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_{zz}$$

Siendo:

- $I_{bb} = 144,4 \text{ AA}$  Siendo la intensidad nominal de salida del inversor.
- $I_{zz} = 207 \text{ AA}$  Siendo la corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado.
- $I_{nn} \rightarrow$  Corriente asignada del dispositivo de protección.
- $I_2 \rightarrow$  Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo.

El valor de  $I_2$  se indica en la norma del producto o se puede leer en las instrucciones o especificaciones proporcionadas por el fabricante:

- $I_2 = 1,45 \cdot I_{nn}$  para interruptores según UNE EN 60898 o UNE EN 61009, de uso doméstico o análogo.
- $I_2 = 1,30 \cdot I_{nn}$  para interruptores según UNE EN 60947-2.

En nuestro caso el interruptor automático dimensionado cumple con la norma UNE EN 60947-2, por tanto:

$$I_2 = 1,30 \cdot I_{nn}$$

Por tanto, aplicando las condiciones 1 y 2:

- Condición 1:

$$144,4 \text{ AA} \leq I_{nn} \leq 207 \text{ AA}$$

Según esta condición escogeremos un interruptor automático de 160 A

- Condición 2:

$$I_2 \leq 1,45 \cdot 207 \text{ AA} = 300,15 \text{ AA}$$

Aplicando el valor de  $I_2$  para nuestro caso:

$$I_2 = 1,30 \cdot 160 = 208 \text{ AA} \leq 1,45 \cdot 207 \text{ AA} = 300,15 \text{ AA}$$

Por tanto, podemos afirmar que el interruptor magnetotérmico seleccionado cumplirá con las condiciones de protección frente a sobrecargas.

#### Protección frente a cortocircuito:

Todo dispositivo de protección contra cortocircuitos deberá cumplir dos condiciones:

- Condición 1:

$$I_{cc} \geq I_{ccmnaapp}$$

- Condición 2:

$$I_{ccminn} > I_{mm}$$

Siendo:

- $I_{cc}$  → Siendo la intensidad de corte del interruptor automático magnetotérmico.
- $I_{ccmnaapp}$  → Siendo la intensidad de cortocircuito máxima de la línea de corriente alterna.

$$I_{ccmnaapp} = \frac{UU_{ffnn}}{RR}$$

Siendo:

- $UU_{ffnn} = 400 \text{ VV}$ . Tensión entre fase y neutro.
- $RR = \frac{LL \cdot \rho \rho}{SS}$

Donde:

- $LL = 50 \text{ mm}$ . Siendo la longitud del conductor.
- $SS = 95 \text{ mm}^2$ . Siendo la sección del conductor.
- $\rho \left( \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{mm}} \right) \rightarrow$  Resistividad del conductor.

Para el cálculo de la resistividad a cualquier temperatura:

$$\rho_{\theta} = \rho_{20^{\circ}} \cdot [1 + \alpha \cdot (\theta - 20)]$$

Material	Resistividad $\rho \left( \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{mm}} \right)$		
	$\rho_{20^{\circ}\text{C}}$	$\rho_{70^{\circ}\text{C}}$	$\rho_{90^{\circ}\text{C}}$
Cobre	0,0172	0,0206	0,0220
Aluminio	0,028	0,034	0,0362

Tabla 27: Resistividad del conductor a diferentes temperaturas

- $I_{\text{cortocircuito mínima}}$   $\rightarrow$  Siendo la intensidad de cortocircuito mínima de la línea de corriente alterna.

$$I_{\text{cortocircuito mínima}} = \frac{U_{\text{ffn}}}{Z_{\text{ZZZ}} + Z_{\text{Z}}} = \frac{U_{\text{ffn}}}{2R}$$

Siendo:

- $U_{\text{ffn}} = 400 \text{ V}$ . Tensión entre fase y neutro.
  - $Z_{\text{ZZZ}}$  Impedancia de fase, en nuestro caso solo coincide con el valor de la resistencia de fase.
  - $Z_{\text{Zn}}$  Impedancia del neutro; corresponde con el valor de la resistencia del neutro.
- $I_{\text{mm}}$   $\rightarrow$  Corriente mínima que asegura el disparo magnético.

En primer lugar, calcularemos la resistencia de la línea; para ello debemos calcular la resistividad del conductor a cierta temperatura, esta será la temperatura límite de utilización del aislamiento del conductor.

En la Norma UNE 20-460-90 parte 4-43, se muestra una tabla en la que aparecen las temperaturas límites de utilización de los distintos tipos de aislamiento.

Temperatura límite de utilización según tipo de aislamiento		
Tipo de aislamiento	Servicio permanente	Cortocircuito (duración máxima 5s)
Policloruro de vinilo (PVC)	70°C	160°C
Polietileno reticulado (XLPE), Etileno propileno (EPR), Goma butílica	85 °C	220°C

Tabla 28: Temperatura límite de utilización según tipo de aislamiento. Norma UNE 20-460-90 parte 4-43.

Como el conductor que utilizaremos para la línea de corriente alterna tiene un aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) la temperatura para el cálculo de la resistividad será 220°C.

Por tanto:

$$\rho_{220^{\circ}\text{CC}} = \rho_{20^{\circ}\text{CC}} \cdot [1 + \alpha \cdot (\theta - 20)]$$

Siendo:

$$- \rho_{20^{\circ}\text{CC}} = 0,0172 \left( \frac{\Omega \cdot \text{mmmm}^2}{\text{mm}} \right)$$

$$- \alpha = 0,00393 \frac{1}{^{\circ}\text{CC}}$$

$$- \theta = 220^{\circ}\text{CC}$$

$$\rho_{220^{\circ}\text{CC}} = 0,0172 \cdot [1 + 0,00393 \cdot (220 - 20)] = 0,03071 \frac{\Omega \cdot \text{mmmm}^2}{\text{mm}}$$

Una vez obtenida la resistividad; calculamos la resistencia de la línea de corriente alterna:

$$R = \frac{L \cdot \rho}{S} = \frac{50 \text{ mm} \cdot 0,03071 \frac{\Omega \cdot \text{mmmm}^2}{\text{mm}}}{95 \text{ mmmm}^2} = 0,016168 \Omega$$

Y por último calculamos la intensidad de cortocircuito máxima y mínima de la línea:

$$I_{\text{ccmáx}} = \frac{U_{\text{ffm}}}{R} = \frac{400 \text{ V}}{0,016168 \Omega} = 24740 \text{ A}$$

$$I_{\text{ccmín}} = \frac{U_{\text{ffm}}}{Z + Z} = \frac{U_{\text{ffm}}}{2R} = \frac{400 \text{ V}}{2 \cdot 0,016168 \Omega} = 12370 \text{ A}$$

Una vez obtenidas las intensidades de cortocircuito de las líneas podemos comprobar si el interruptor magnetotérmico cumple las condiciones para la protección frente al cortocircuito de la línea.

- Condición 1:

$$I_{cc} \geq I_{cccmmaapp}$$
$$25 \text{ kAA} \geq 24740 \text{ AA}$$

- Condición 2:

$$I_{cccmminn} > I_{mm}$$
$$1370 \text{ AA} > 160 \text{ AA}$$

El Interruptor automático que se empleará en la línea de corriente alterna que va desde la salida del inversor al cuadro general de la nave industrial será un interruptor automático magnetotérmico de la marca Legrand modelo MCCB DPX<sup>3</sup> 160 con Intensidad nominal 160 A de 4 polos y Intensidad de corte IC=25 kA (400V).

Además, este interruptor automático llevará integrado un diferencial electrónico ajustable con pantalla LCD; tendrá sensibilidad ajustable entre 30 mA, 300mA, 1 A y 3 A y un disparo ajustable, 0 s, 0,3 s, 1 s, 3 s (0 s solo con sensibilidad 30 mA). Cumplen la norma UNE-EN 60947-2.

A continuación, se adjunta una tabla con los datos técnicos proporcionada por el fabricante:

## **ANEXO III: CÁLCULO DE LAS PERDIDAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA (PERFORMANCE RATIO (PR)):**

### **1. CÁLCULO DE LAS PERDIDAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS:**

Los módulos fotovoltaicos tendrán una serie de pérdidas durante su vida útil. Consideraremos las siguientes:

- Pérdidas por orientación e inclinación distinta a la óptima; estas pérdidas serán calculadas en el apartado 1.1
- Pérdidas por temperatura de la célula; estas pérdidas serán calculadas en el apartado 1.2
- Pérdidas por suciedad, estas pérdidas las supondremos en un 2%.

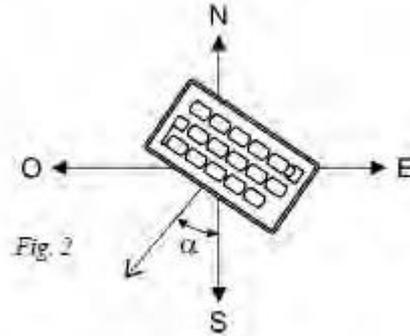
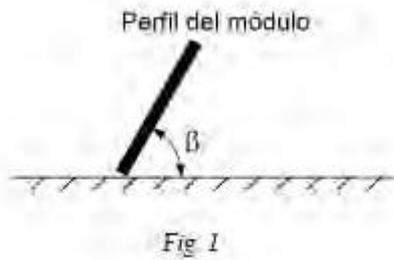
#### **1.1. Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación distinta a la óptima:**

##### **1.1.1. Definiciones:**

El Anexo II del Pliego de condiciones técnicas de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red establece el procedimiento para el cálculo de las pérdidas por inclinación y orientación.

Las pérdidas por estos conceptos se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación  $\beta$ , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (Figura 1). Su valor es  $0^\circ$  para módulos horizontales y  $90^\circ$  para módulos verticales.
- Ángulo de azimut  $\alpha$ , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano (Figura 2). Su valor es  $0^\circ$  para módulos orientados al sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados a este y  $+90^\circ$  para módulos orientados al oeste.



La figura 3 se empleará para el cálculo de los límites de inclinación aceptables de acuerdo con las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el Pliego de condiciones técnicas.

Esta figura es válida para una latitud de  $\phi\phi = 41^\circ$  por tanto para latitudes distintas a  $41^\circ$  las limitaciones obtenidas en la figura se corrigen de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$I_{\text{máx}} = I_{\text{máx}}(\phi\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

$$I_{\text{mín}} = I_{\text{mín}}(\phi\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}); \text{ siendo } 0^\circ \text{ su valor mínimo.}$$

En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$P_{\text{pérdidas}} (\%) = 100 \times [1,2 \times 10^{-4}(\beta\beta - \phi\phi + 10)^2] + 3,5 \times 10^5 \text{ para } 15^\circ < \beta\beta < 90^\circ$$

$$P_{\text{pérdidas}} (\%) = 100 \times [1,2 \times 10^{-4}(\beta\beta - \phi\phi + 10)^2] \text{ para } \beta\beta \leq 15^\circ$$

Las pérdidas máximas por orientación e inclinación distinta a la óptima se establecen en:

- Para el caso general las pérdidas máximas son 10%.
- Para superposición arquitectónica, es decir cuando la colocación de los módulos es paralela a la envolvente del edificio son del 20%.
- Para integración arquitectónica, es decir cuando las placas solares tengan la orientación e inclinación de la cubierta, son del 40%.

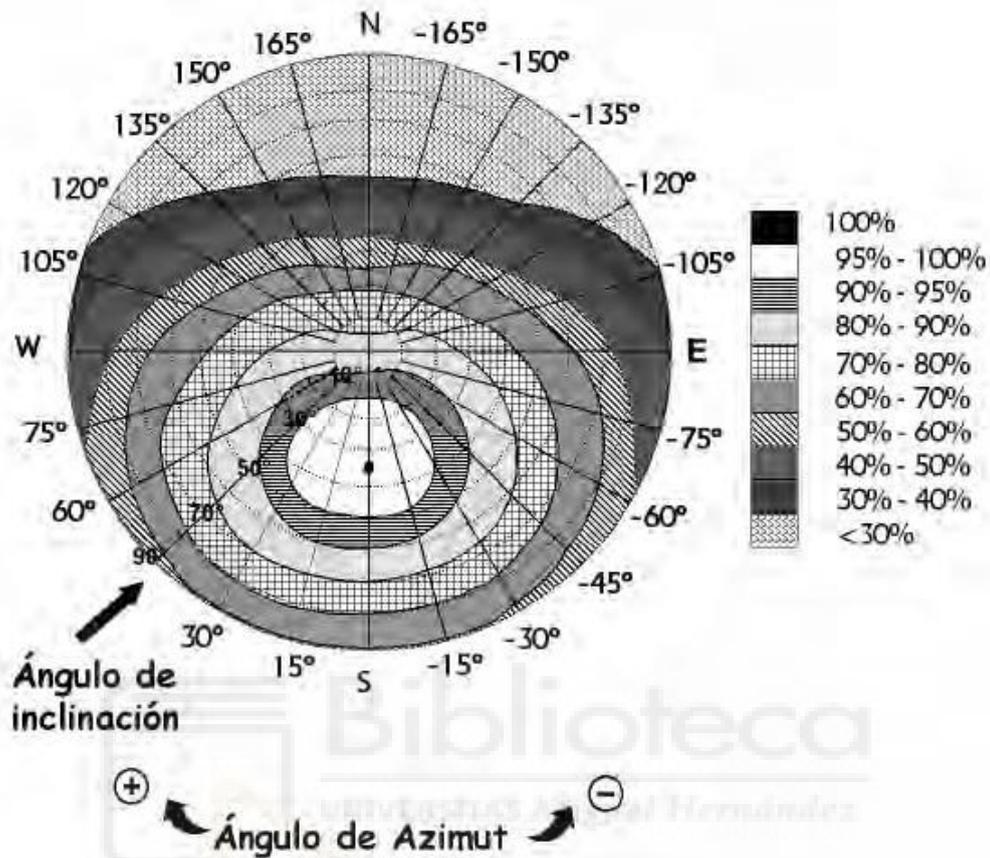


Fig. 3

Ilustración 42: Figura 3 para el cálculo de pérdidas por orientación e inclinación distinta a la óptima.

### 1.1.2. Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación distinta a la óptima

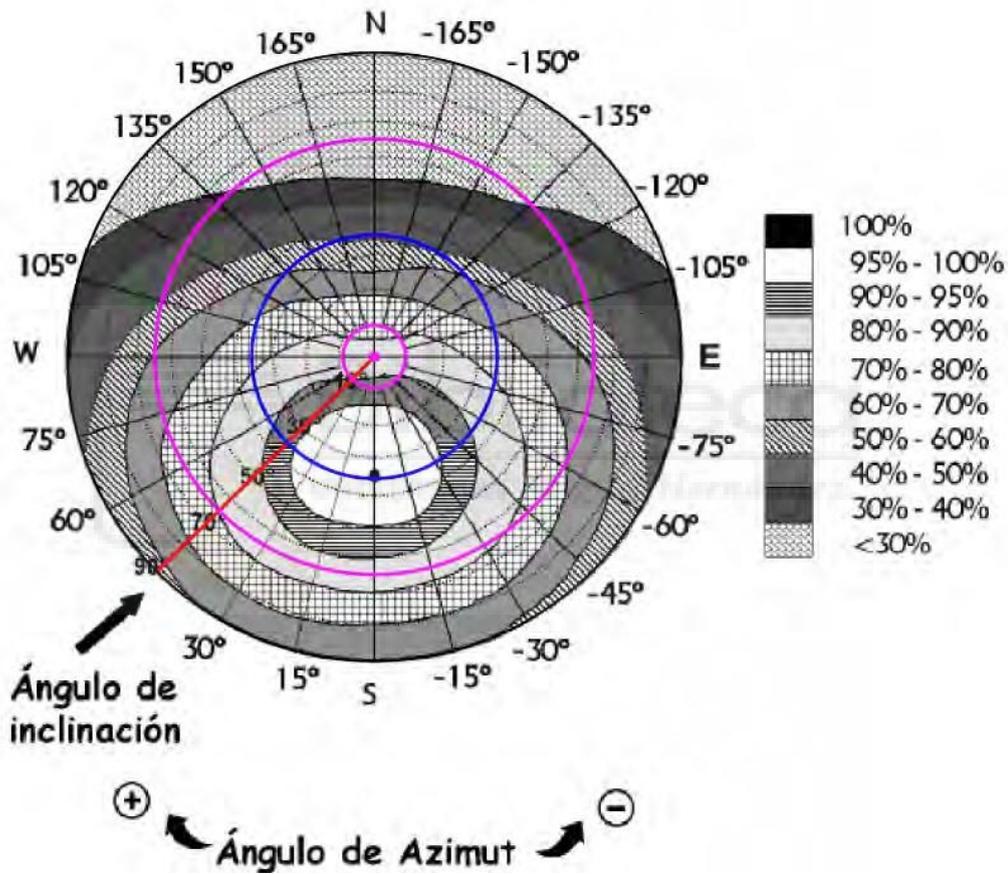
Los paneles fotovoltaicos se dispondrán orientados hacia el suroeste con un azimut de +45 ya que es la propia orientación del edificio y estamos limitados por los lucernarios de la cubierta. De esta forma podremos aprovechar al máximo la cubierta a la hora de distribuir los paneles.

A partir de la figura 3 calculamos la inclinación mínima y máxima de los paneles para las máximas pérdidas según el pliego de condiciones técnicas, en nuestro caso al tratarse de una instalación de superposición arquitectónica estas pérdidas máximas son del 20% (líneas color magenta) esta figura es para una latitud de 41° por lo que debemos corregir

a la latitud de la cubierta ( $\phi = 41$ ) de la instalación mediante las fórmulas expuestas anteriormente:

$$I_{\text{máx}} = 65^\circ - (41^\circ - 38^\circ) = 62^\circ$$

$$I_{\text{mín}} = 8^\circ - (41^\circ - 38^\circ) = 5^\circ$$



Para cumplir lo descrito en el pliego de condiciones técnicas debemos cumplir que los paneles estén entre una inclinación de  $62^\circ$  y  $5^\circ$ . Sin embargo, escogemos la situación óptima teniendo en cuenta el ángulo azimut de los paneles solares, es ángulo óptimo es de  $35^\circ$  ya que obtendremos un aprovechamiento entre el 90 y el 95% por tanto unas pérdidas de entre el 5 y el 10% respecto a la situación de orientación e inclinación óptima.

Utilizaremos la siguiente fórmula para evaluar dichas pérdidas de forma exacta:

$$PP_{\text{errdssdaass}} (\%) = 100 \times [1,2 \times 10^{-4}(\beta\beta - \phi\phi + 10)^2] + 3,5 \times 10^5 a^2 \text{ para } 15^\circ < \beta\beta < 90^\circ$$

$$PP_{\text{errdssdaass}} (\%) = 100 \times [1,2 \times 10^{-4}(35 - 38 + 10)^2] + 3,5 \times 10^5 45^2 = 7,6755\%$$

## 1.2. Cálculo de las pérdidas por temperatura de la célula:

El coeficiente de potencia es la relación entre la potencia generada por el módulo fotovoltaico en las condiciones más desfavorables y la Potencia pico del módulo fotovoltaico.

$$NNPP(\%) = \frac{PP_{\text{ddddd}}}{PP_{\text{ppccccc}}} = \frac{\eta\eta}{\eta_{\text{ccss}}} = 1 + \frac{\lambda\lambda}{100} (TT_c - 25)$$

Siendo.

- $TT_c \rightarrow$  Temperatura de la célula; se calcula a partir de la siguiente expresión ya vista en el Anexo II

$$TT_c = \frac{GG}{800} \times (NNNNNTT - 20) + TT_{aa}$$

- $\lambda\lambda =$  Coeficiente de variación de  $PP_{\text{ppccccc}}$  con la temperatura de la célula  $\lambda\lambda = 0,35\%/^\circ\text{C}$

Teniendo en cuenta que el CP es la relación entre la potencia generada por el módulo en las condiciones más desfavorables y la potencia pico del módulo; para su cálculo necesitaremos las condiciones más desfavorables del módulo, esto ocurrirá cuando la temperatura de la célula sea máxima.

Para el cálculo de la temperatura de la célula máxima se ha seguido el procedimiento expuesto en el apartado 1.1.2 del Anexo I: Cálculos eléctricos. La temperatura máxima de la célula se alcanzará cuando la irradiancia del sol sobre el módulo (G) sea la mayor y cuando la temperatura ambiente sea máxima.

Hemos recurrido al software PVGIS para la obtención de los datos más recientes (2020) de irradiación y de temperatura ambiente en la zona de Murcia. Estos datos se han obtenido para todas las horas del año. Posteriormente utilizando una hoja de cálculo se ha obtenido el valor máximo y temperatura ambiente para cada uno de los meses.

A continuación, se muestra una tabla que recoge la irradiación máxima, la temperatura ambiente máxima, la temperatura de la célula máxima calculada y el CP:

Mes	$T_{camaapp} (^{\circ}C)$	$G_{mnaapp} \frac{WW}{mm^2}$	$T_{ccmaapp} (^{\circ}C)$	CP (%)
Enero	18,68	993,59	49,73	91%
Febrero	23,38	938,36	52,70	90%
Marzo	26,5	1044,1	59,13	88%
Abril	22,8	1031,61	55,04	89%
Mayo	29,03	910,07	57,47	89%
Junio	32,51	897,34	60,55	88%
Julio	36,42	899,5	64,53	86%
Agosto	37,41	854,95	64,13	86%
Septiembre	31,28	883,2	58,88	88%
Octubre	29,82	920,21	58,58	88%
Noviembre	25,2	880,82	52,73	90%
Diciembre	20,26	846,6	46,72	92%
Promedio anual	27,77	925,03	56,68	89%

Tabla 29: Resultados obtenidos para el cálculo del CP en los distintos meses del año

## 2. PÉRDIDAS EN EL CABLEADO:

Las pérdidas eléctricas que se considerarán serán las producidas en el cableado que va desde los strings de la instalación fotovoltaica hasta el inversor (corriente continua) y las que van desde el inversor al punto de conexión de la instalación.

Se emplearán las siguientes fórmulas:

$$PP_{ccaabb} = RR \times I^2$$

Siendo:

- $R \rightarrow$  Resistencia del conductor a una determinada temperatura:

$$RR = \frac{LL}{SS \times \gamma\gamma}$$

- $I \rightarrow$  Intensidad que circula por el conductor.
- $PP_{ccaabb} \rightarrow$  Pérdidas en el conductor.
- $S \rightarrow$  Sección del conductor.

- $\gamma \rightarrow$  Conductividad del conductor a una determinada temperatura. En nuestro caso la conductividad del cobre a 90° es de 44 m/ohm mm<sup>2</sup>.

Para calcular las pérdidas del conductor a una determinada temperatura previamente debemos calcular la resistencia de cada una de las líneas.

En la siguiente tabla se pueden apreciar los resultados del cálculo de las pérdidas por temperatura en cableado. Como se puede observar, los strings fotovoltaicos tendrán los mismos parámetros de intensidad y potencia máxima ya que están compuestos por el mismo número de paneles fotovoltaicos, sin embargo, la longitud de cada string es diferente debido a su situación en la cubierta de la nave este parámetro cambia y hace que cada string tenga una resistencia y con ello unas pérdidas en el cableado diferentes.

Tramo	Intensidad máxima (A)	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Resistencia (Ω)	Potencia máxima (W)	Perdidas caleado (W)	Perdidas cableado (%)
String 1	13,85	81,12	4	0,461	10800	88,41	0,819%
String 2	13,85	74	4	0,420	10800	80,65	0,747%
String 3	13,85	63,74	4	0,362	10800	69,47	0,643%
String 4	13,85	57,3	4	0,326	10800	62,45	0,578%
String 5	13,85	69,5	4	0,395	10800	75,75	0,701%
String 6	13,85	61,5	4	0,349	10800	67,03	0,621%
String 7	13,85	81	4	0,460	10800	88,28	0,817%
String 8	13,85	78,3	4	0,445	10800	85,34	0,790%
String 9	13,85	89,3	4	0,507	10800	97,33	0,901%
String 10	13,85	100,7	4	0,572	10800	109,75	1,016%
Inversor-punto de conexión	160,4	50	95	0,012	100000	307,75	0,308%

El total de las pérdidas por temperatura en el cableado de la instalación fotovoltaica será de un máximo de 7,942%.

## **ANEXO IV: ESTUDIO ECONÓMICO:**

En este anexo se analizarán los ahorros que provocará la instalación fotovoltaica en la factura de electricidad de la nave industrial, y el tiempo que tardará la empresa en recuperar la inversión realizada en la construcción de la instalación fotovoltaica. Se realizará un análisis para tres situaciones:

- Situación 1: La nave industrial modificará los consumos de electricidad para consumir toda la producción de electricidad de la instalación fotovoltaica. En este caso la nave industrial aprovechará el 100% de la electricidad generada por la instalación fotovoltaica.
- Situación 2: En esta situación se tendrán en cuenta que los fines de semana y los días festivos no se trabaja en la nave industrial, por tanto, estos días la electricidad generada por la instalación fotovoltaica será vertida a red como excedente. Además, se contemplará que la nave industrial cambiará los modos de consumo intentando aprovechar al máximo posible la energía generada por la instalación; sin embargo, se considerarán un 5% de excedentes por diferencias en la curva horaria. En definitiva, en esta situación se considerará que un porcentaje de la electricidad generada por la instalación fotovoltaica será vertido a la red y se obtendrá una compensación económica por ello. Los excedentes que se considerarán serán los siguientes:
  - Excedentes debidos a inactividad los fines de semana: 28%
  - Excedentes debidos a inactividad los días festivos: 4%
  - Excedentes debidos a diferencias en la curva de consumo y producción: 5%
- Situación 3: En este caso se considerará que la nave industrial no cambiará sus hábitos de consumo, por ello solo será capaz de aprovechar la energía producida mediante los consumos en horas de sol expuestos en el Anexo I: Dimensionamiento de la instalación. Estos consumos en horas de sol reflejan un 50,25% de los consumos totales. Además, en este apartado tendremos en

cuenta la inactividad los fines de semana y días festivos. Con todo esto el aprovechamiento de la planta solar fotovoltaica será el 34%, el resto serán excedentes vertidos a red por los que se obtendrán una compensación económica.

Para el cálculo del ahorro que supondrá la instalación fotovoltaica en la factura eléctrica del cliente se tendrá en cuenta los siguientes aspectos:

- Precio medio actual de la energía la nave industrial, lo obtendremos a partir de la factura eléctrica del cliente.
- Precio de la electricidad según OMIP en los próximos 10 años.

En base al precio de la electricidad según OMIP (precio al cual obtiene la comercializadora la electricidad) en 2022 y el precio medio que paga actualmente el cliente podremos calcular el porcentaje de comercialización.

A continuación, se muestra una gráfica con el precio medio del cliente en 2022, con el precio OMIP de 2022 y con el porcentaje de comercialización calculado:

	Precio según OMIP	Precio medio cliente (€/kWh)	Porcentaje comercializadora
2022	0,15275 €/kWh	0,1875€/kWh	23%

Tabla 30: Cálculo del porcentaje de comercialización.

A partir de este porcentaje de comercialización y con los precios de la electricidad en los próximos diez años según OMIP; podremos estimar el precio medio de la electricidad del cliente en los próximos diez años. La siguiente tabla muestra el precio medio del cliente y el precio OMIP en los próximos diez años, suponiendo que el porcentaje de comercialización no cambie.

Año	Precio Electricidad (€/kWh)	Precio medio cliente (€/kWh)	Porcentaje de comercialización
2022	0,15275	0,18750	23%
2023	0,17413	0,21374	
2024	0,103	0,12643	
2025	0,07213	0,08854	
2026	0,05663	0,06951	
2027	0,04763	0,05847	

2028	0,04388	0,05386
2029	0,04188	0,05141
2030	0,0408	0,05008
2031	0,0399	0,04898

Tabla 31: Precios de la electricidad en los próximos diez años

A continuación, se muestra una gráfica donde se muestran los precios de la electricidad en los próximos diez años según OMIP:



Ilustración 43: Precio de la electricidad según OMIP en los próximos diez años (€/MWh)

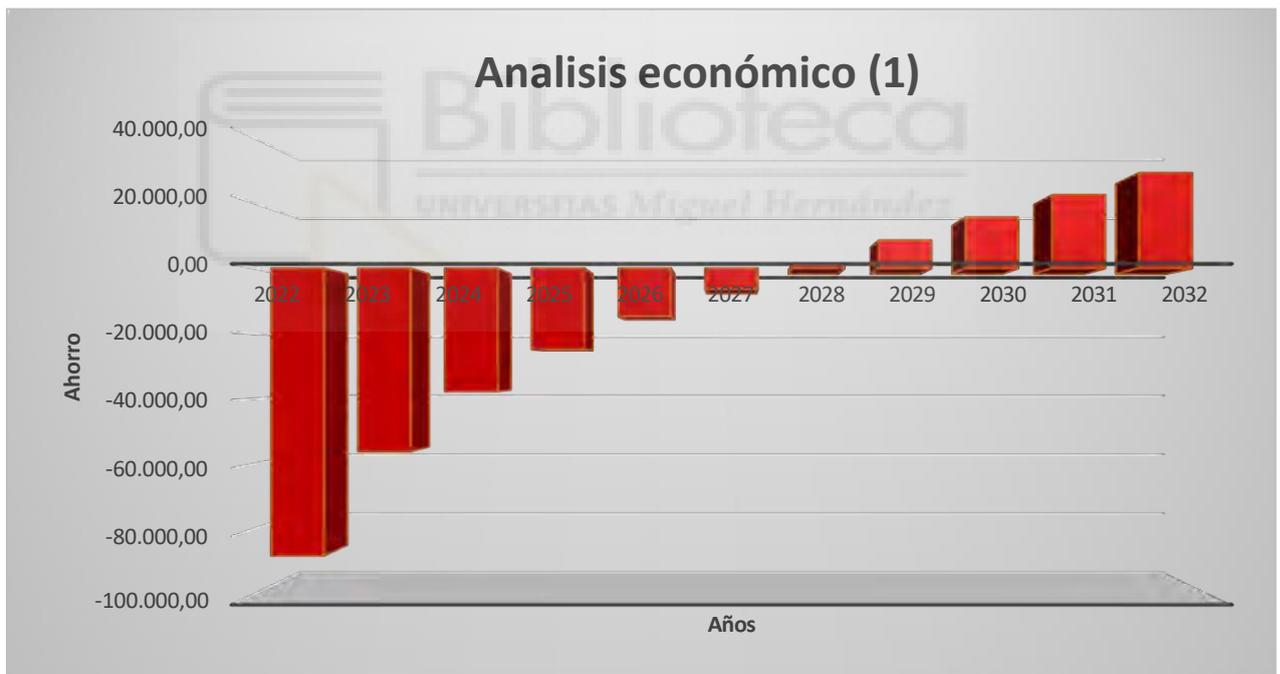
Para el cálculo del ahorro por los excedentes de la instalación fotovoltaica se supondrá que la comercializadora pagará estos excedentes a precio de electricidad OMIP.

A continuación, se muestran unas tablas y gráficos que representan el ahorro económico y la recuperación de la inversión suponiendo las tres situaciones mencionadas anteriormente:

**Situación 1:**

Año	Precio electricidad (€/kWh)	Precio electricidad según OMIP(€/kWh)	Pérdida de panel (%)	Producción anual estimada (kWh)	Ahorro planta (€)	Ahorro acumulado (€)
2022						-88.241,34
2023	0,21374	0,17413	2,00%	149.940	32.049	-56.193
2024	0,12643	0,10300	2,55%	146.116	18.474	-7.719
2025	0,08854	0,07213	3,10%	145.292	12.864	-24.855
2026	0,06951	0,05663	3,65%	144.467	10.042	-14.812
2027	0,05847	0,04763	4,20%	143.642	8.398	-6.414
2028	0,05386	0,04388	4,75%	142.818	7.693	1.278
2029	0,05141	0,04188	5,30%	141.993	7.300	8.578
2030	0,05008	0,04080	5,85%	141.168	7.070	15.648
2031	0,04898	0,03990	6,40%	140.344	6.874	22.521
2032	0,04838	0,03941	6,95%	139.519	6.749	29.271

Tabla 32: Ahorro económico en la situación 1

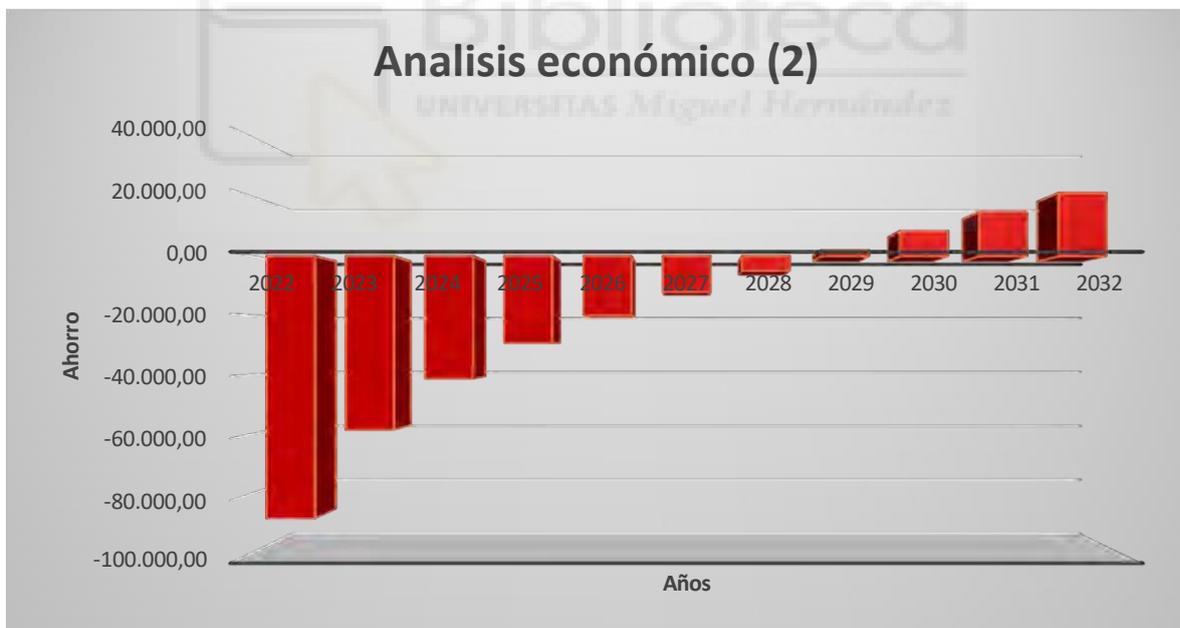


En esta situación podemos observar que la inversión se recuperará en el año 2028 por lo que los años que se tardará en amortizar la instalación suponiendo un consumo del 100% de la energía proporcionada por la instalación será 5,82 años.

**Situación 2**

Año	Precio electricidad (€/kWh)	Precio electricidad según OMIP (€/kWh)	Pérdida de panel (%)	Aprov. estimado (kWh)	Excedentes (kWh)	Producción anual estimada (kWh)	Ahorro planta (€)	Ahorro por excedentes (€)	Ahorro acumulado (€)
2022									-88.241,34
2023	0,21374	0,17413	2,00%	94.462	55.478	149.940	20.191	9.660	-58.390
2024	0,12643	0,10300	2,55%	92.053	54.063	146.116	11.638	5.568	-41.183
2025	0,08854	0,07213	3,10%	91.534	53.758	145.292	8.104	3.878	-29.201
2026	0,06951	0,05663	3,65%	91.014	53.453	144.467	6.327	3.027	-19.848
2027	0,05847	0,04763	4,20%	90.495	53.148	143.642	5.291	2.531	-12.025
2028	0,05386	0,04388	4,75%	89.975	52.843	142.818	4.846	2.319	-4.860
2029	0,05141	0,04188	5,30%	89.456	52.537	141.993	4.599	2.200	1.939
2030	0,05008	0,04080	5,85%	88.936	52.232	141.168	4.454	2.131	8.524
2031	0,04898	0,03990	6,40%	88.417	51.927	140.344	4.330	2.072	14.926
2032	0,04838	0,03941	6,95%	87.897	51.622	139.519	4.252	2.034	21.212

Tabla 33: Análisis económico de la situación 2

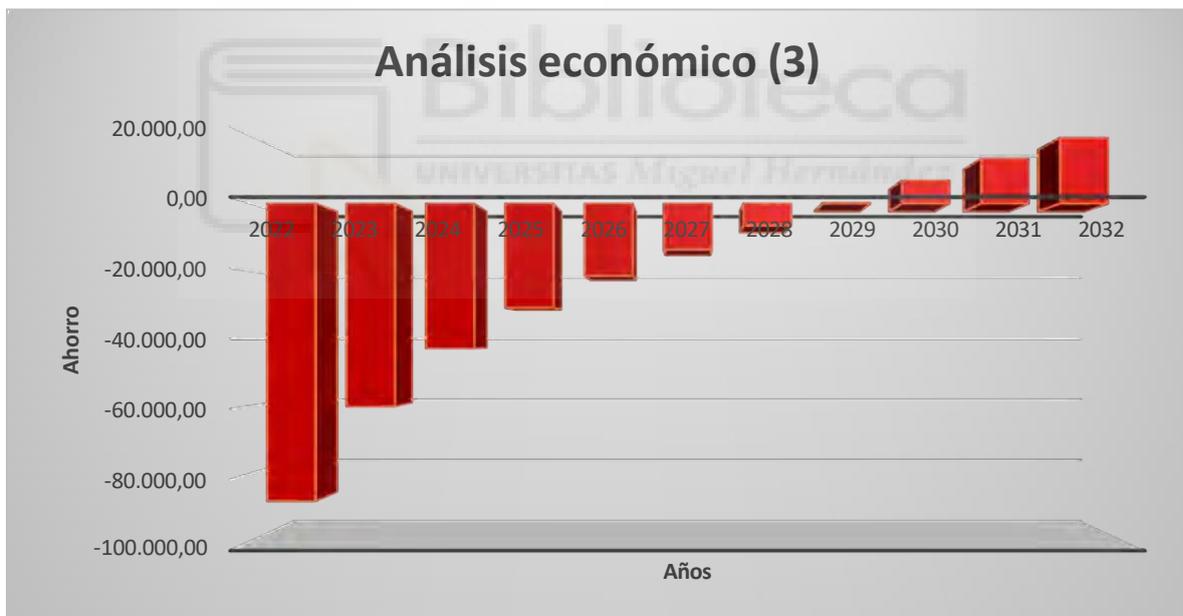


En esta situación podemos observar que la inversión se recuperará en el año 2029 por lo que se tardará 6,56 años en amortizar la instalación suponiendo unos excedentes del 37% de la producción de la instalación fotovoltaica y suponiendo que estos excedentes se pagarán al precio OMIP.

**Situación 3:**

Año	Precio electricidad (€/kWh)	Precio electricidad según OMP (€/kWh)	Pérdida de panel (%)	Producción anual estimada (kWh)	Aprov. estimado (kWh)	Excedentes (kWh)	Ahorro planta (€)	Ahorro por excedentes (€)	Ahorro acumulado (€)
2022									-88.241,34
2023	0,21374	0,17413	2,00%	149.940	50.980	98.960	10.897	17.232	-60.113
2024	0,12643	0,10300	2,55%	146.116	92.053	54.063	11.638	5.568	-42.906
2025	0,08854	0,07213	3,10%	145.292	91.534	53.758	8.104	3.878	-30.924
2026	0,06951	0,05663	3,65%	144.467	91.014	53.453	6.327	3.027	-21.570
2027	0,05847	0,04763	4,20%	143.642	90.495	53.148	5.291	2.531	-13.748
2028	0,05386	0,04388	4,75%	142.818	89.975	52.843	4.846	2.319	-6.583
2029	0,05141	0,04188	5,30%	141.993	89.456	52.537	4.599	2.200	216
2030	0,05008	0,04080	5,85%	141.168	88.936	52.232	4.454	2.131	6.801
2031	0,04898	0,03990	6,40%	140.344	88.417	51.927	4.330	2.072	13.203
2032	0,04838	0,03941	6,95%	139.519	87.897	51.622	4.252	2.034	19.490

Tabla 34: Análisis económico situación 3



En esta situación podemos observar que la inversión se recuperará en el año 2029 por lo que se tardará 6,95 años en amortizar la instalación suponiendo unos excedentes del 66% de la producción de la instalación fotovoltaica y suponiendo que estos excedentes se pagarán al precio OMIP.

Comparación de las 3 situaciones de análisis económico:



## **ANEXO V: FICHAS TÉCNICAS:**



## **ANEXO V: FICHAS TÉCNICAS:**

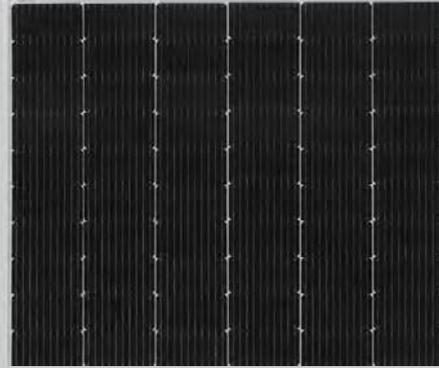


# TR 60M 430-450 Watt Mono-facial

Tiling Ribbon (TR) Technology

Positive power tolerance of 0~+3%

## TIGER Pro



### KEY FEATURES



#### TR technology + Half Cell

TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (mono-facial up to 21.24%)



#### MBB instead of 5BB

MBB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.



#### Higher lifetime Power Yield

2.0% first year degradation,  
0.55% linear degradation



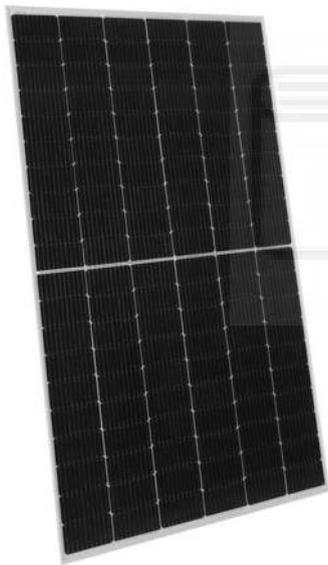
#### Best Warranty

12 year product warranty,  
25 year linear power warranty



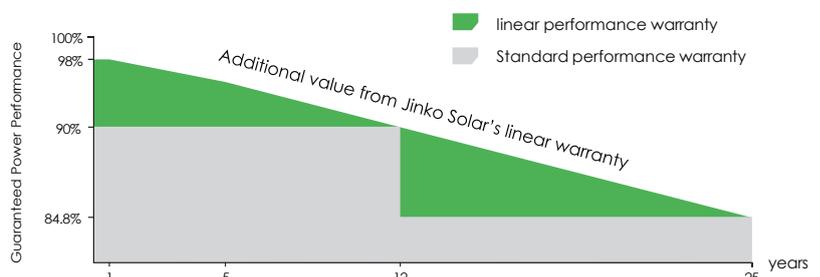
#### Strengthened Mechanical Support

5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load



### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

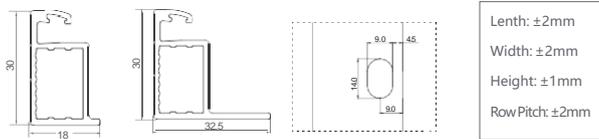
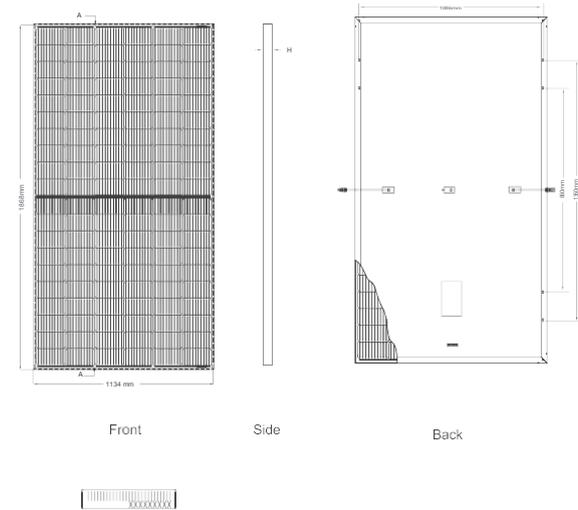
12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty  
0.55% Annual Degradation Over 25 years



ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018  
certified factory

IEC61215, IEC61730 certified product

## Engineering Drawings



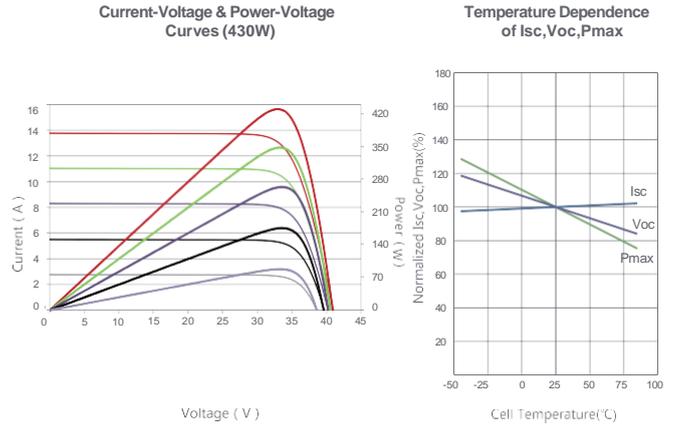
Length:  $\pm 2\text{mm}$   
 Width:  $\pm 2\text{mm}$   
 Height:  $\pm 1\text{mm}$   
 Row Pitch:  $\pm 2\text{mm}$

## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

35pcs/pallets, 70pcs/stack, 840pcs/ 40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	120 (2×60)
Dimensions	1868×1134×30mm (73.54×44.65×1.18 inch)
Weight	24.2 kg (53.35 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 290mm, (-): 145mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM430M-6TL4		JKM435M-6TL4		JKM440M-6TL4		JKM445M-6TL4		JKM450M-6TL4	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	430Wp	320Wp	435Wp	324Wp	440Wp	327Wp	445Wp	331Wp	450Wp	335Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	33.47V	31.21V	33.65V	31.37V	33.82V	31.53V	34.00V	31.69V	34.17V	31.86V
Maximum Power Current (Imp)	12.85A	10.25A	12.93A	10.32A	13.01A	10.38A	13.09A	10.45A	13.17A	10.51A
Open-circuit Voltage (Voc)	40.57V	38.29V	40.75V	38.46V	40.92V	38.62V	41.10V	38.79V	41.27V	38.95V
Short-circuit Current (Isc)	13.53A	10.93A	13.61A	10.99A	13.69A	11.06A	13.77A	11.12A	13.85A	11.19A
Module Efficiency STC (%)	20.30%		20.54%		20.77%		21.01%		21.24%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

\* STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

# SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter



**I0**  
MPP. Seguidor



**98.8% (@ 480V)**  
Max. Eficiencia



**Gestión de**  
nivel de cadena



**Diagnóstico inteligente**  
de curvas I-V admitido



**MBUS**  
Soportado



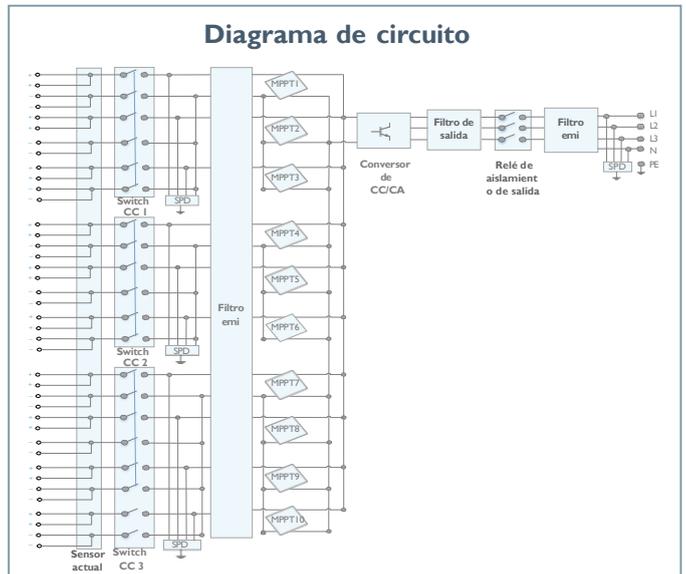
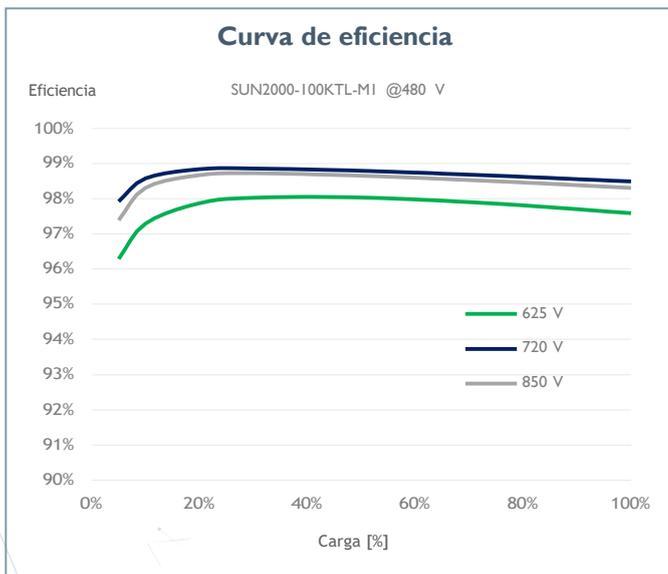
**Diseño**  
Sin fusible



**Protección contra rayos**  
Para DC y AC



**IP66**  
Proteccion



Especificaciones técnicas

SUN2000-100KTL-M1

Eficiencia

Máxima eficiencia	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V

Entrada

Tensión máxima de entrada <sup>1</sup>	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT <sup>2</sup>	200 V - 1,000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de MPPTs	10
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2

Salida

Potencia activa	100,000 W
Max. Potencia aparente de CA	110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	480 V / 400 V / 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%

Protecciones

Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobretensión de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí

Comunicación

Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Sí
USB	Sí
Monitorización de BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)

Datos generales

Dimensiones (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	90 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C - 60°C
Enfriamiento	Enfriamiento de aire inteligente
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 - 100%
Conector CC	Staubli MC4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 3.5 W

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

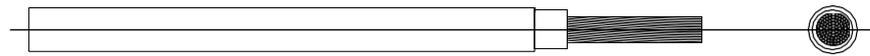
\* 1 El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.  
\* 2 Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

# TOPSOLAR<sup>®</sup> PV H1Z2Z2-K

TÜV solar PV cable.

BASED ON: EN 50618 / IEC 62930 / UTE C 32-502

## DESIGN



### Conductor

Class 5 (flexible) tinned copper, based on EN 60228 and IEC 60228.

### Insulation

Low smoke zero halogen (LSHF) cross linked rubber insulation.

### Outer sheath

Low smoke zero halogen (LSHF) cross linked rubber outer sheath, red or black colour.

## APPLICATIONS

The Topsolar<sup>®</sup> PV H1Z2Z2-K cable, which is TÜV certified according to IEC 62930 and EN 50618, is suitable for both fixed and mobile solar installations (solar farms, rooftop solar installations and floating plants).

It is a highly flexible cable compatible with all major connectors and specially designed for the connection of photovoltaic panels. This versatile single-conductor cable is designed to meet the varying needs of the solar industry. Suitable for wet, damp and humid locations.

- Solar PV installations - string cable.

PV WIRE ALSO  
AVAILABLE



More information at: [www.topcable.com](http://www.topcable.com)

TOP CABLE TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

## FEATURES



### Electrical performance

Low voltage 1,5/1,5 1kV (1,8) kV DC.  
1,0/1,0 kV (U<sub>0</sub>/U).



### Based on

EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502.



### Standards and approvals

TÜV / RETIE / RoHS / CE.



### CPR (Construction Products Regulation)

C<sub>ca</sub> -s1b, d2, a1.



### Thermal performance

Maximum service temperature: 120°C.  
Maximum short-circuit temperature: 250°C (max. 5 s).  
Minimum service temperature: -40°C (fixed and protected installations).



### Fire performance

Flame non-propagation based on EN 60332-1 and IEC 60332-1-2.  
Fire non-propagation based on EN 50399.  
Reaction to fire CPR: C<sub>ca</sub> -s1b, d2, a1, according to EN 50575.  
LSHF (Low Smoke Zero Halogen) based on UNE-EN 60754-1 and IEC 60754-1.  
Low smoke emission based on EN 61034 and IEC 61034: Light transmittance > 60%.  
Low corrosive gases emission based on UNE-EN 60754-2 and IEC 60754-2.



### Mechanical performance

Minimum bending radius: x5 cable diameter.  
Impact resistance: AG2 Medium severity.



### Chemical performance

Chemical & Oil resistance: Excellent.  
Grease & mineral oils resistance: Excellent.  
**UV** UV Resistant based on EN 50618.  
**O<sub>3</sub>** Ozone resistant based on EN 50618.



### Water performance

Water presence: AD8 submerged.



### Other

Meter by meter marking.  
Estimated lifetime 25 years based on EN 50618.  
 Optional: rodent proof and termite proof.



### Installation conditions

Open Air.  
Buried.  
On conduit.



### Packaging

Available in rolls (lengths of 100 m) and reels.



TOPSOLAR® PV  
H1Z2Z2-K



TOPSOLAR® PV  
H1Z2Z2-K DUAL



TOPSOLAR® PV  
AL 1500 V



TOPSOLAR® PV  
AL 2kV PV WIRE

# AFUMEX CLASS 1000 V (AS)

## RZ1-K (AS)



Tensión nominal: 0,6/1 kV  
 Norma diseño: UNE 21123-4  
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



### CARACTERÍSTICAS CABLE



NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA  
 UNE EN 60332-1-2  
 IEC 60332-1-2



NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO  
 UNE EN 60332-3-24



LIBRE DE HALÓGENOS  
 UNE EN 50267-2-1



REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS  
 NFC 20454



BAJA EMISIÓN DE HUMOS OPACOS  
 UNE EN 61034-2



BAJA EMISIÓN DE HUMOS OPACOS  
 UNE EN 50399



GASES CORROSIVOS  
 UNE EN 50267-2-2



BAJA EMISIÓN DE CALOR  
 UNE EN 50399



REDUCIDO DESPRENDIMIENTO DE GOTAS/PARTÍCULAS INFLAMADAS  
 UNE EN 50399



DESCÁRGATE la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.  
[www.prysmianclub.es/cprblog/DoP](http://www.prysmianclub.es/cprblog/DoP)



◀ Información adicional de prestaciones de producto.  
 Para zona UE, prevalece el marcaje CPR.



RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA



RESISTENCIA AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETAS



ALTA SEGURIDAD



ULTRA DESLIZANTE

- Norma de diseño: UNE 21123-4
- Temperatura de servicio (instalación fija): -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable)
- Tensión asignada: 0,6/1 kV
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3,5 kV
- Prestaciones frente al fuego:
  - Nivel de prestación: Cca-s1b,d1,a1
  - Requerimientos de fuego: EN 50575.2014/A1:2016
  - Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6
  - Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576
  - Métodos de ensayo: EN 50399; EN 60332-1-2; EN 61034-2; EN 60754-2

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio: UNE EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; BS 6425-1
- Reducida emisión de gases tóxicos: NES 713; NFC 20454; It ≤ 1,5
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2; IEC 61034-2
- Gases corrosivos: UNE EN 50267-2-2; IEC 60754-2; NFC 20453; BS 6425-2; pH ≥ 4,3; C ≤ 2,5 μS/min

### DESCRIPCIÓN

#### CONDUCTOR

**Metal:** cobre desnudo.

**Flexibilidad:** flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

**Temperatura máxima en el conductor:** 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

#### AISLAMIENTO

**Material:** mezcla de polietileno reticulado o termoestable (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.

**Colores:** tabla HD 308 S2.

#### ELEMENTO SEPARADOR

**Cinta de papel longitudinal** (opcional).

#### RELLENO

**Material:** mezcla LSOH libre de halógenos.

#### CUBIERTA

**Material:** mezcla LSOH libre de halógenos tipo DMZ-E según UNE 21123-4.

**Colores:** verde.

### APLICACIONES

- Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

**FUSE 10X38 15A 1000 VDC GPV**

Weidmüller Interfaces GmbH & Co. KG

Postfach 3030

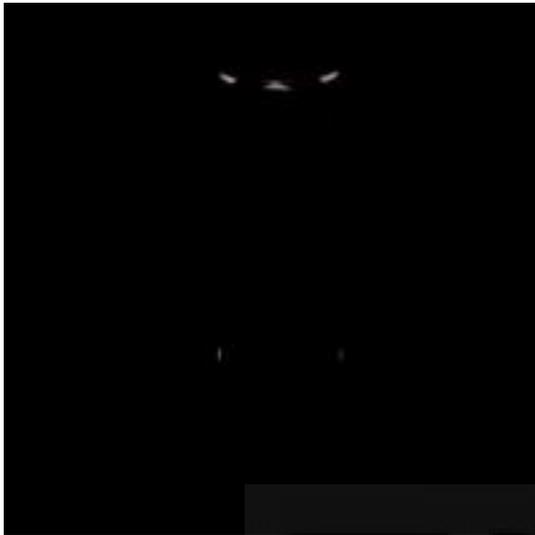
32760 Detmold

Tel. +49 5231 14-0

Fax. +49 5231 14-2083

info@weidmueller.com

www.weidmueller.com



Los elementos de seguridad cilíndricos gPV están diseñados para ofrecer una protección compacta, segura y económica de los módulos fotovoltaicos (protección de campo) con voltajes de hasta 1.500 V CC. Estos dispositivos ofrecen protección tanto frente a sobrecargas como a cortocircuitos (vidrio gPV de conformidad con los requisitos de las normas IEC60269-6 y UL248-19). Compuesto por un tubo cerámico de elevada presión interna y resistencia frente a choques térmicos, lo que ofrece una elevada potencia de conmutación en un dispositivo de tamaño reducido. Los contactos de cobre plateado y los elementos del fusible de plata pura evitan el envejecimiento y mantienen invariables las propiedades eléctricas. Están disponibles en los tamaños 10 x 38 mm, 10 x 85 mm y 22 x 58 mm.

**Datos generales para pedido**

Versión	Fotovoltaico, Fusible, Elemento de seguridad, 1000 V, 10x38, gPV, 15 A
Código	<a href="#">2783250000</a>
Tipo	FUSE 10X38 15A 1000 VDC GPV
GTIN (EAN)	4064675059974
Cantidad	10 Pieza

## FUSE 10X38 15A 1000 VDC GPV

Weidmüller Interfaces GmbH & Co. KG

Postfach 3030

32760 Detmold

Tel. +49 5231 14-0

Fax. +49 5231 14-2083

info@weidmueller.com

## Datos técnicos

### Dimensiones y pesos

Profundidad	10 mm	Profundidad (pulgadas)	0,394 inch
Altura	38 mm	Altura (pulgadas)	1,496 inch
Anchura	10 mm	Anchura (pulgadas)	0,394 inch
Diámetro	10,3 mm	Peso neto	1 g

### Temperaturas

Temperatura de almacenamiento	-40°C ... 90°C	Gama de temperaturas de servicio	-40°C ... 80°C
-------------------------------	----------------	----------------------------------	----------------

### Elemento de seguridad

Estándar de conexión por fusible	IEC 60269-1, IEC 60269-6, gPV (EN 60269-6)	Corriente	15 A
Tensión nominal DC	1.000 V DC	Capacidad de desconexión nominal	30 kA
Material contactos	Plateado	Disipación de energía, máx.	2,65 W

### Clasificaciones

ETIM 6.0	EC002936	ETIM 7.0	EC002936
ETIM 8.0	EC002936	ECLASS 9.0	27-14-20-90
ECLASS 9.1	27-14-20-90	ECLASS 10.0	27-14-20-90
ECLASS 11.0	27-14-20-90	ECLASS 12.0	27-14-20-90

### Homologaciones

ROHS	Conformidad
------	-------------

### Descargas

White paper	<a href="#">Application notes -- Fact Sheet DE PV CB Wann Sicherungen zu installieren sind</a> <a href="#">Application notes -- Fact Sheet EN PV CB When DC fuses are mandatory to install</a>
Catálogo	<a href="#">Catalogues in PDF-format</a>

FUSE 10X38 15A 1000 VDC GPV

Weidmüller Interfaces GmbH & Co. KG

Postfach 3030

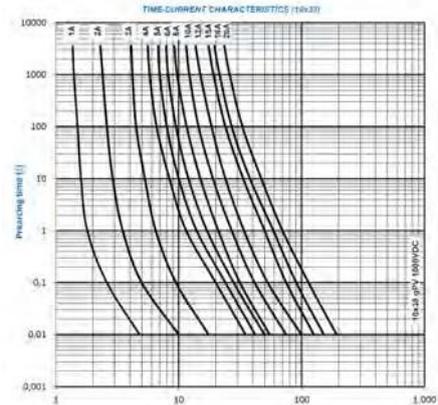
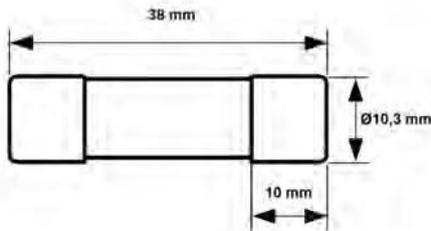
32760 Detmold

Tel. +49 5231 14-0

Fax. +49 5231 14-2083

info@weidmueller.com

Dibujos



# PSM3-40/1500 PV IR

77707841

**Protector contra sobretensiones transitorias, tipo 2, 40kA(8/20), YPV, 1500Vdc, Fotovoltaico, 3 Polos, Desenchufable, 3 Módulos, con indicación remota**



[Link a la página de producto](#)

Datos técnicos	Valor	Unidades
<b>Datos mercantiles</b>		
Código	77707841	
Descripción	PSM3-40/1500 PV IR	
Estado	Disponible	
EAN	8435297855002	
Partida arancelaria	8536.30.90	
<b>Dimensiones</b>		
Altura producto	90	[mm]
Anchura producto	54	[mm]
Profundidad producto	70	[mm]
Peso producto	360	[gr]
<b>Datos generales</b>		
Configuración interna	Y	
Nº polos	3	
Nº módulos DIN	3	
Instalación	(L+/L-)	
Formato	Desenchufable	
Configuración de red	PV	
Normas Producto	IEC 61643-31; EN 50539-11	
Certificaciones	CE; UL(US+C) 1449 4th Edition ; RoHS	
Clasificación según EN 50539-11	PV Tipo 2	
Material aislante y clase	PA6 CT1; V-0	
Grado de protección del envoltorio	IP 20	
Rango temperatura	-40 °C ... +85 °C	

**Características técnicas**

Tensión de red		<b>1500 [Vdc]</b>	
Tensión máxima de servicio CC	Ucpv	<b>1500</b>	[V]
Corriente máxima de descarga (8/20) (L-L)	I <sub>max</sub> (L-L)	<b>40</b>	[kA]
Corriente nominal de descarga (8/20) (L-L)	I <sub>n</sub> (L-L)	<b>15</b>	[kA]
Corriente nominal de descarga (8/20)	I <sub>n</sub>	<b>15</b>	[kA]
Nivel de protección en tensión (L-L) a I <sub>n</sub>	U <sub>p</sub> (L-L)	<b>5,0</b>	[kV]
Nivel de protección en tensión (L-PE) a I <sub>n</sub>	U <sub>p</sub> (L-PE)	<b>5,0</b>	[kV]
Capacidad de cortocircuito	I <sub>scpv</sub>	<b>10000</b>	[A]
Tiempo de respuesta	t <sub>A</sub>	<b>25</b>	[ns]
Indicación remota		<b>Si</b>	
Indicación visual final de vida		<b>Si</b>	
Desconexión dinámica térmica		<b>Si</b>	

**Características técnicas UL**

File UL		<b>E360120</b>	
Tipo SPD UL		<b>2CA</b>	
Sistema de distribución de energía		<b>DC PV</b>	
Tensión máxima de servicio continuo (DC+-DC-)	MCOV (DC+-DC-)	<b>1500</b>	[V]
Tensión máxima de servicio continuo (DC+-G)	MCOV (DC+ -G)	<b>1500</b>	[V]
Tensión máxima de servicio continuo (DC- -G)	MCOV (DC- - G)	<b>1500</b>	[V]
Corriente nominal de descarga (UL)	I <sub>n</sub>	<b>10</b>	[kA]
Nivel de protección en tensión (DC+ - DC-)	VPR (DC+ - DC-)	<b>4000</b>	[V]
Nivel de protección en tensión (DC+ - G)	VPR (DC+ - G)	<b>4000</b>	[V]
Nivel de protección en tensión (DC- - G)	VPR (DC- - G)	<b>4000</b>	[V]
Corriente de corto-circuito máxima	SCCR	<b>65</b>	[kA]

Certificaciones	Valor	Unidades
Normas Producto	IEC 61643-31; EN 50539-11	
Certificaciones	CE; UL(US+C) 1449 4th Edition ; RoHS	



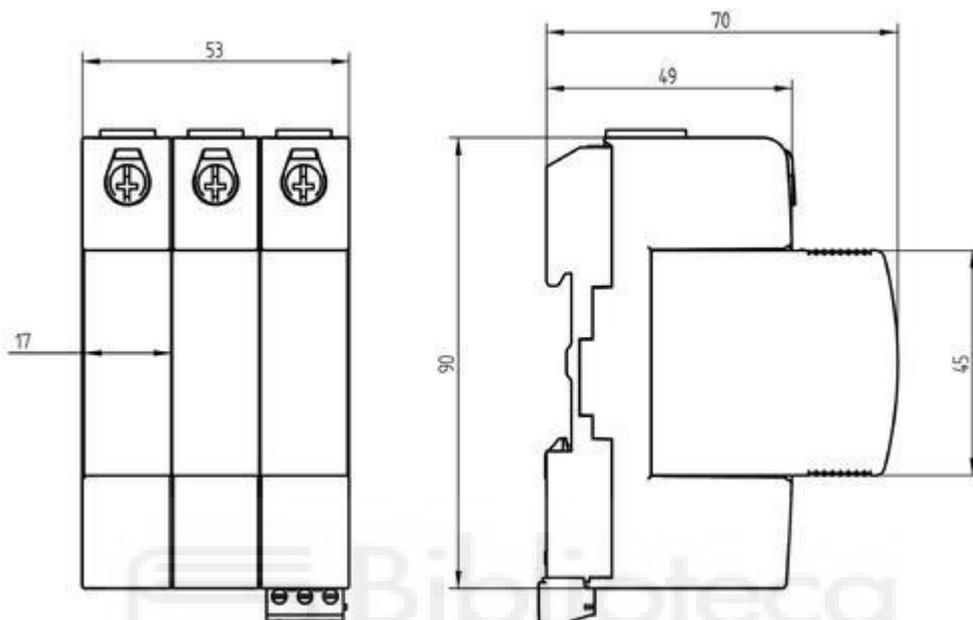
Accesorios

Cartucho desenchufable 1

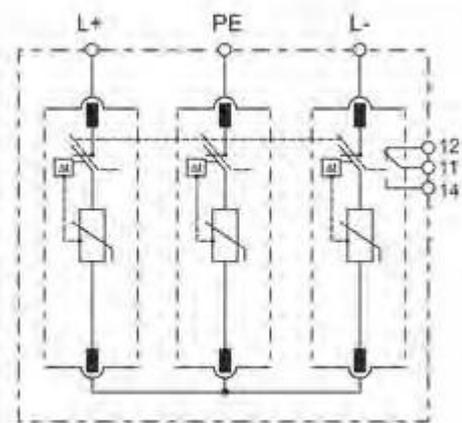
77707683

Esquemas

Dimensiones

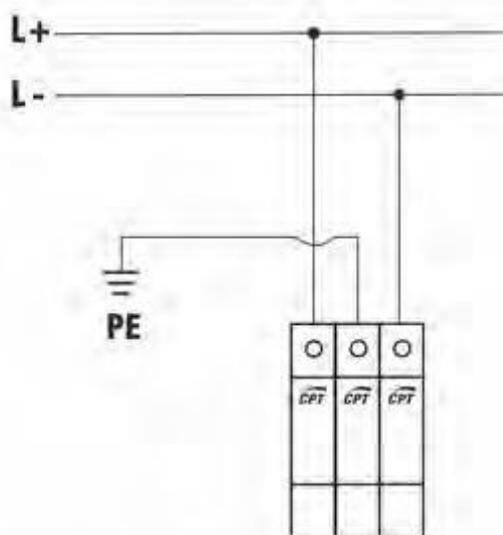


Configuración interna



IR Models

Esquema de conexión



## Descargas

Ficha de instalación

[CPT-FAP-PROTECCION-CONTRA-SOBRETENSIONES-PSM3-40-PV.pdf](#)

## Dirección



### Barcelona

**Cirprotec, S.L.U.**

C/ Lepanto, 49

08223 - Terrassa (Barcelona)

Tel.902 932 702

Fax.902 932 703

[www.cirprotec.com](http://www.cirprotec.com)

Copyright © Cirprotec, S.L.

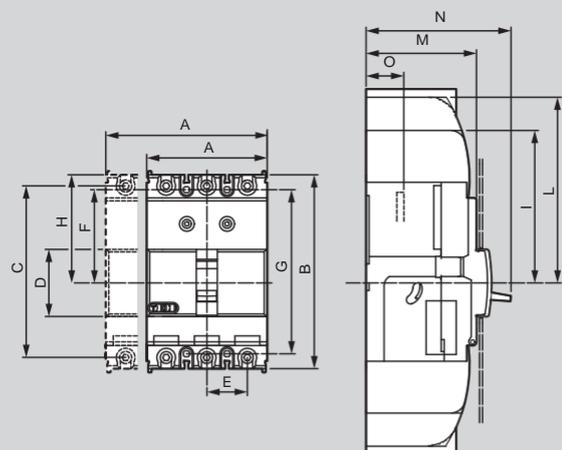
Información legal



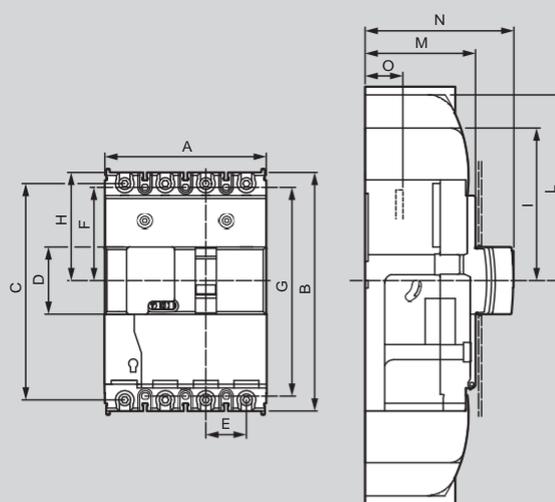
# DPX<sup>3</sup> 160 magnetotérmicos

## Cotas

### Versión fja

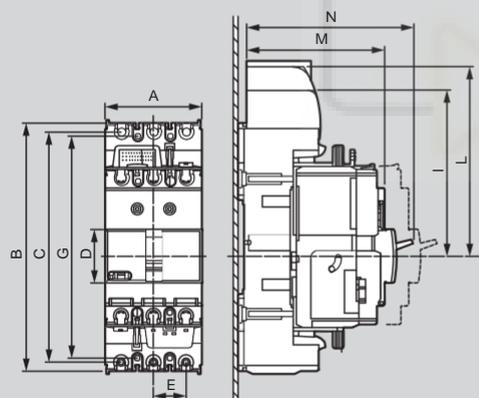


### Diferencial versión fja

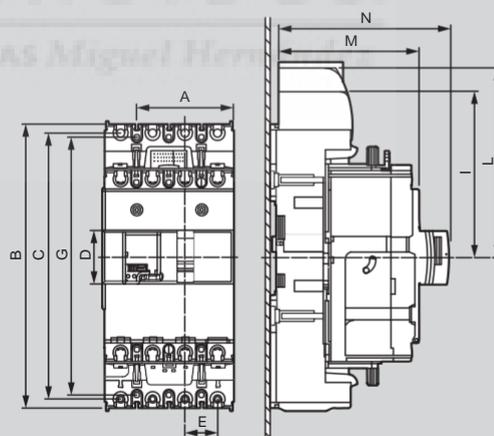


	A	B	C	D	E	F	G	H	I	L	M	N	O
3P	81	130	115	45	27	62,5	110	72,5	102,5	125	74	100	18
4P	108	130	115	45	27	62,5	110	72,5	102,5	125	74	100	18
DIF.	108	160	145	45	27	62,5	140	72,5	102,5	125	74	100	18

### Versión extraíble



### Diferencial versión extraíble



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	L	M	N
3P	81	208	193	45	27	100,5	186	111,5	141,5	164	122	148
4P	108	238	223	45	27	100,5	216	111,5	141,5	164	122	148
DIF.	108	230	223	45	27	100,5	216	111,5	141,5	164	122	148

## ■ Características técnicas (a 40 °C)

Automáticos de potencia		DPX <sup>3</sup> 160 magnetotérmico				DPX <sup>3</sup> 160 con diferencial			
		16 kA	25 kA	36 kA	50 kA	16 kA	25 kA	36 kA	50 kA
Corriente nominal In (A)		16-25-40-63-80-100-125-160							
Tensión asignada de aislamiento (V)	50-60 Hz	800				600			
Tensión asignada de servicio (V)	50-60 Hz	690				500			
	Continua	500				500			
Tensión asignada de resistencia a los choques Uimp (kV)		8				8			
Categoría de empleo		A				A			
Poder de corte último (kA) CA	220/240 V±	25	35	50	65	25	35	50	65
	380/415 V±	16	25	36	50	16	25	36	50
	440 V±	10	18	25	30	10	18	25	30
	480/500 V±	8	10	12	15	8	10	12	15
	690 V±	5	5	8	10	5	5	8	10
Poder de corte último (kA) CC	125 V <sub>±</sub> <sup>(1)</sup>	32	50	60	80	32	50	60	80
	250 V <sub>±</sub> <sup>(1)</sup>	16	25	30	40	16	25	30	40
	400 V <sub>±</sub> <sup>(2)</sup>	16	25	30	40	16	25	30	40
	500 V <sub>±</sub> <sup>(2)</sup>	10	20	25	35	10	20	25	35
Poder de corte de servicio Ics (% Icu)		100	100	100	100	100	100	100	100
Poder de cierre en cortocircuito Icm (kA)	415 V±	32	52,5	75,6	105	32	52,5	75,6	105
Poder de cierre en 1 polo Isu (kA)	220/240 V±	6,25	8,75	12,5	16,3	6,25	8,75	12,5	16,3
	380/415 V±	4	6,25	9	12,5	4	6,25	9	12,5
	440 V±	2,5	4,5	6,25	7,5	2,5	4,5	6,25	7,5
Para régimen de neutro IT	480/500 V±	2	2,5	3	3,75	2	2,5	3	3,75
	690 V±	1,25	1,25	2	2,5	1,25	1,25	2	2,5

Automáticos de potencia		DPX <sup>3</sup> 250 magnetotérmico				DPX <sup>3</sup> 250 electrónico			
		25 kA	36 kA	50 kA	70 kA	25 kA	36 kA	50 kA	70 kA
Corriente nominal In (A)		100-160-200-250				40-100-160-250			
Tensión asignada de aislamiento (V)	50-60 Hz	800 (con diferencial integrado: 500)				800 (con diferencial integrado: 600)			
Tensión asignada de servicio (V)	50-60 Hz	690 (con diferencial integrado: 500)				690 (con diferencial integrado: 500)			
	Continua	500				500			
Tensión asignada de resistencia a los choques Uimp (kV)		8				8			
Categoría de empleo		A				A			
Poder de corte último (kA) CA	220/240 V±	40	60	80	100	40	60	80	100
	380/415 V±	25	36	50	70	25	36	50	70
	440 V±	20	30	40	60	20	30	40	60
	480/500 V±	10	25	30	40	10	25	30	40
	690 V±	8	16	18	20	8	16	-	20
Poder de corte último (kA) CC	125 V <sub>±</sub> <sup>(1)</sup>	50	72	80	90	50	72	80	90
	250 V <sub>±</sub> <sup>(1)</sup>	25	36	40	45	25	36	40	45
	400 V <sub>±</sub> <sup>(2)</sup>	30	45	50	55	30	45	50	55
	500 V <sub>±</sub> <sup>(2)</sup>	25	36	40	45	25	36	40	45
Poder de corte de servicio Ics (% Icu)		100	100	100	100	100	100	100	100
Poder de cierre en 1 polo Isu (kA)	220/240 V±	10	15	20	25	15	15	20	25
	380/415 V±	6,25	9	12,5	17,5	6,25	9	12,5	17,5
	440 V±	5	7,5	10	15	5	7,5	10	15
Para régimen de neutro IT	480/500 V±	2,5	6,25	7,5	10	2,5	6,25	7,5	10
	690 V±	2	4	4,5	5	-	-	-	-

## ■ Desclasificación por temperatura ambiente

### DPX<sup>3</sup> 160

In (A)	-25	-20	-10	-5	0	10	20	30	40	50	60	70
16	23	22	21	21	20	19	18	17	16	15	15	14
25	37	35	34	33	32	30	28	26	25	23	22	21
40	55	54	52	51	50	47	43	42	40	38	36	34
63	88	87	84	83	81	76	69	66	63	60	57	55
80	115	113	111	109	107	97	87	84	80	78	75	72
100	135	133	130	123	115	108	100	100	100	95	90	85
125	160	158	155	153	150	138	125	125	125	118	112	105
160	224	221	214	210	205	192	176	168	160	152	145	139

### DPX<sup>3</sup> 250

In (A)	Temperatura (C)											
	-25	-20	-10	-5	0	10	20	30	40	50	60	70
40	54	53	51	50	49	48	45	41	40	38	36	34
100	135	132	126	126	123	120	112	102	100	94	90	84
160	216	211	205	201	197	192	179	163	160	151	143	134
200	270	264	256	251	246	240	224	203	200	189	179	168
250	338	330	320	314	308	300	280	254	250	236	224	210

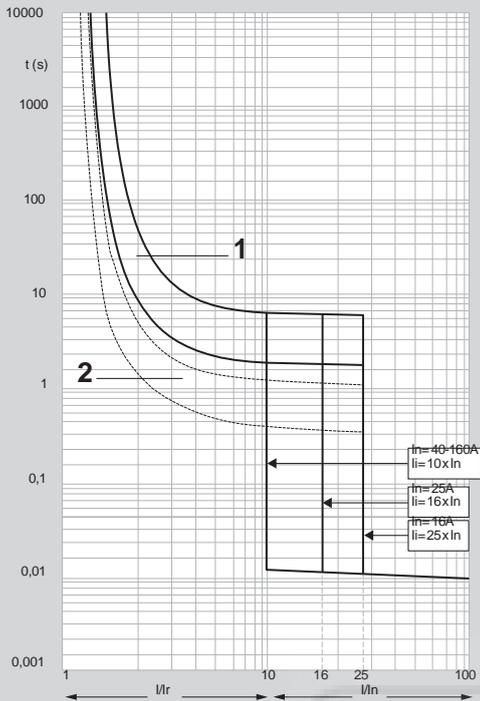
1: 2 polos en serie  
2: 3 polos en serie

## ■ Desclasificación por altitud

Altitud (m)	2000	3000	4000
Corriente asignada (A)	1 3 In	0.96 3 In	0.93 3 In
Tensión asignada (V)	DPX <sup>3</sup> sin dif.	690	690
	DPX <sup>3</sup> con dif.	500	500

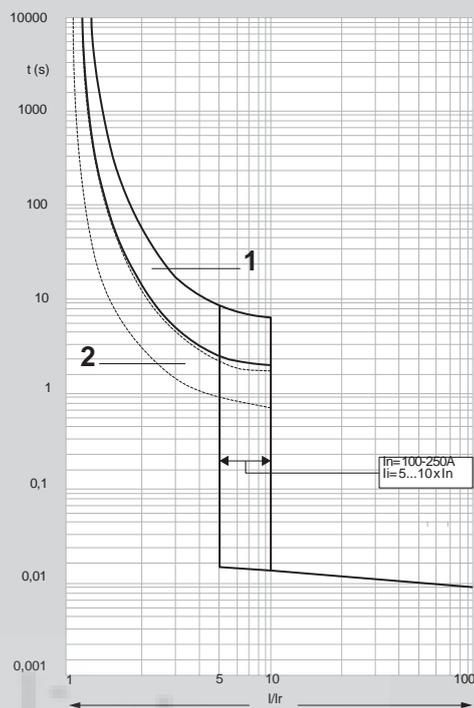
# DPX<sup>3</sup> 160/250

## Curvas de funcionamiento DPX<sup>3</sup> 160 magnetotérmico



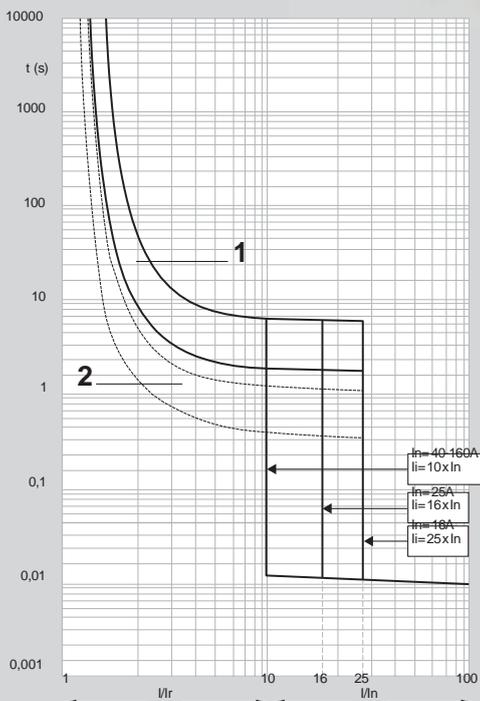
t: tiempo  
 I: corriente real  
 Ir: protección térmica contra sobrecargas (ajuste:  $I_r = x I_n$ )  
 Curva n°1: zona de disparo en frío  
 Curva n°2: zona de disparo en caliente

## Curvas de funcionamiento DPX<sup>3</sup> 250 magnetotérmico



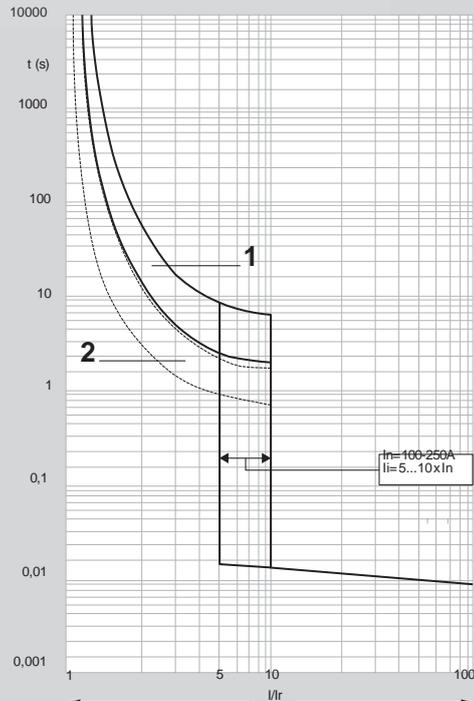
t: tiempo  
 I: corriente real  
 Ir: protección térmica contra sobrecargas (ajuste:  $I_r = x I_n$ )  
 Curva n°1: zona de disparo en frío  
 Curva n°2: zona de disparo en caliente

## Curvas de funcionamiento DPX<sup>3</sup> 160 magnetotérmico con diferencial integrado



t: tiempo  
 I: corriente real  
 Ir: protección térmica contra sobrecargas (ajuste:  $I_r = x I_n$ )  
 Curva n°1: zona de disparo en frío  
 Curva n°2: zona de disparo en caliente

## Curvas de funcionamiento DPX<sup>3</sup> 250 magnetotérmico con diferencial integrado



t: tiempo  
 I: corriente real  
 Ir: protección térmica contra sobrecargas (ajuste:  $I_r = x I_n$ )

## **ANEXO VI: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y**

### **SALUD:**

#### **1. OBJETO:**

El objeto de este estudio es dar cumplimiento al Real Decreto 1627/1997, de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, identificando, analizando y estudiando los posibles riesgos laborales que puedan ser evitados, identificando las medidas técnicas necesarias para ello; relación de los riesgos que no pueden eliminarse, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos.

#### **2. JUSTIFICACIÓN:**

La obra proyectada requiere la redacción de un estudio básico de seguridad y salud, debido a su reducido volumen y a su relativa sencillez de ejecución, cumpliéndose el artículo 4. "Obligatoriedad del estudio de seguridad y salud o del estudio básico de seguridad y salud en las obras" del Real Decreto 1627/97, de 24 de octubre, del Ministerio de la Presidencia, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, al verificarse que:

- El presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto es inferior a 450.760,00 euros.
- No se cumple que la duración estimada sea superior a 30 días laborables, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- El volumen estimado de mano de obra, entendiéndose por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, no es superior a 500 días.
- No se trata de una obra de túneles, galerías, conducciones subterráneas o presas.

Al no cumplirse ninguno de las anteriores condiciones se redacta el presente estudio básico de seguridad y salud.

### 3. ANTECEDENTES:

El Real Decreto 1627/97 establece mecanismos específicos para la aplicación de la Ley 31/1995 de prevención de riesgos laborales la directiva 92/57/92 y del RD 39/97 de 17 de enero por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de prevención.

Además, mediante el RD 1627/97 se procede a la transposición al derecho español de la directiva 95/57/CEE por la que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud que deben aplicarse en las obras de uso temporal o móvil.

El Estudio Básico de Seguridad y Salud va dirigido a la eliminación de los riesgos laborales que pueden ser evitados y a la reducción y control de los que no pueden eliminarse totalmente con el fin de garantizar las mejores condiciones posibles de seguridad y salud para todo el personal que participe en la ejecución de las obras proyectadas.

De acuerdo con el artículo 7 del RD 1627/97, el objeto del estudio de seguridad y salud es servir de base para que el contratista elabore el correspondiente Plan de seguridad y salud en el Trabajo, en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este documento, en función de su propio sistema de ejecución de la instalación.

En el Plan de seguridad y salud se incluirán las propuestas de medidas alternativas de prevención que el contratista proponga con la correspondiente justificación técnica, que no podrán implicar disminución de los niveles de protección previstos en el presente estudio.

Teniendo en cuenta el artículo 3 del RD 1627/97, si en la instalación interviene más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos, o más de un trabajador autónomo, el Promotor debe designar un coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la instalación.

La instalación objeto del presente estudio consiste en la colocación de paneles solares fotovoltaicos en la cubierta de un edificio existente.

El acceso a la cubierta objeto de la instalación solar fotovoltaica se realizará mediante pasarela instalada sobre la cubierta, sujeta directamente a la estructura de la misma (no descansa sobre la propia cubierta). Esta pasarela evita transitar por la cubierta existente.

La pasarela será de tipo metálica, y está dotada de barandillas anticaídas a ambos lados de la misma. Dichas barandillas están compuestas de barra pasamanos de seguridad, barra intermedia y rodapié.

La instalación de esta pasarela es fija, por lo que no se considera un medio auxiliar únicamente durante la instalación solar fotovoltaica.

Tanto para la instalación como para el mantenimiento de las placas solares fotovoltaicas, se instalará una línea de vida horizontal a la cual se sujetarán los operarios mediante arneses anticaídas.

#### 4. CARACTERISTICAS GENERALES DE LA OBRA:

En este apartado se analizarán con carácter general, los diferentes servicios que se deben tener perfectamente definidos antes del comienzo de las obras.

##### 4.1. Descripción de la obra y situación:

La obra a realizar será el montaje y conexionado de una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red en una nave industrial situada en Librilla, Murcia. Todas estas condiciones se definen en la Memoria descriptiva del presente Proyecto técnico.

##### 4.2. Suministro de agua potable:

El suministro de agua potable será mediante las instalaciones habituales de la nave industrial. En el caso de que esto no sea posible, se dispondrán de medios necesarios que garanticen su existencia regular desde el comienzo de la obra.

#### 4.3. Suministro de energía eléctrica:

El suministro de energía eléctrica provisional de la obra será facilitado por la empresa constructora, proporcionando los puntos de enganche necesarios en el lugar de emplazamiento de la obra.

#### 4.4. Servicios higiénicos

Se dispondrá de los servicios higiénicos reglamentarios y suficientes, se designará una estancia de servicios o aseos existentes en el interior del edificio para todo el personal, al cual tendrán acceso durante todo el transcurso de la obra.

De acuerdo con el apartado 15 de- Anexo 4 “Disposiciones mínimas de seguridad y salud que deberán aplicarse a las obras” del R.D.1627197, la instalación dispondrá de los servicios higiénicos que se indican en la tabla siguiente:

<b>SERVICIOS HIGIÉNICOS</b>	
X	Vestuarios con asientos y taquillas individuales, provistas de llave.
X	Lavabos con agua fría, agua caliente, y espejo
X	Duchas con agua fría y caliente.
X	Retretes.
OBSERVACIONES:	
1.- La utilización de los servicios higiénicos será no simultánea en caso de haber operarios de distintos sexos.	
2.- Se utilizarán durante la ejecución de los trabajos los servicios existentes en la actualidad.	

#### 4.5. Asistencia sanitaria:

De acuerdo con el apartado 14 de- Anexo 4 “Disposiciones mínimas de seguridad y salud que deberán aplicarse a las obras” del R.D.1627197 la instalación dispondrá del material de primeros auxilios que se indica en la tabla siguiente, en la que se incluye además la identificación y las distancias a los centros de asistencia sanitaria más cercanos:

<b>PRIMEROS AUXILIOS Y ASISTENCIA SANITARIA</b>		
NIVEL DE ASISTENCIA	NOMBRE Y UBICACIÓN	DISTANCIA APROX. (KM)
Primeros auxilios	Botiquín portátil	En la instalación
Asistencia Primaria (Urgencias)	Hospital Juan de la cierva	17,3 km
Asistencia Especializada (Hospital)	Hospital Juan de la cierva	17,3 km

OBSERVACIONES:
----------------

#### 4.6. Tipología y características de los materiales a utilizar:

Quedan definidas en la memoria descriptiva y pliego de condiciones del presente proyecto técnico.

#### 4.7. Maquinaria a utilizar en la instalación:

La maquinaria que se prevé, emplear en la ejecución de la instalación se indica en la relación (no exhaustiva) de tabla adjunta:

MAQUINARIA PREVISTA			
X	Grúas-torre	X	Taladro
X	Montacargas	X	Furgonetas
X	Radial	X	Destornilladores protección 1000 V
X	Sierra circular	X	Elevadores
OBSERVACIONES:			

#### 4.8. Medios auxiliares:

En la tabla siguiente se relacionan los medios auxiliares que van a ser empleados en la instalación y sus características más importantes:

MEDIOS AUXILIARES		
MEDIOS	CARACTERISTICAS	
	Andamios sobre borriquetas	La distancia entre apoyos no debe sobrepasar los 3,5 m.
X	Escaleras de mano	Zapatillas antideslizantes. Deben sobrepasar en 1 m la altura a salvar. Separación de la pared en la base = 1/4 de la altura total.
X	Instalación eléctrica	Cuadro general en caja estanca de doble aislamiento, situado a $h > 1$ m: 1. diferenciales de 0,3A en líneas de máquinas y fuerza. 1. diferenciales de 0,03A en líneas de alumbrado a tensión > 24V. 1. magnetotérmico general omnipolar accesible desde el exterior. 1. magnetotérmicos en líneas de máquinas, tomas de corriente. y alumbrado. La instalación de cables será aérea desde la salida del cuadro. La puesta a tierra (caso de no utilizar la del edificio) será 80 v

## 5. PROCESO CONSTRUCTIVO Y ORDEN DE EJECUCIÓN:

El Proceso constructivo y orden de ejecución de los trabajos para la instalación fotovoltaica se llevará a cabo mediante las especificaciones y condiciones técnicas que al respecto se establece en el Proyecto técnico objeto del presente estudio básico de seguridad y salud.

Dichas prescripciones quedarán complementadas, o en su caso modificadas, por las instrucciones que determine el ingeniero director de obra que, en cualquier caso, deberán contar obligatoriamente con la aprobación y autorización expresa del Coordinador de Seguridad y Salud de la obra.

## 6. PROCEDIMIENTOS, EQUIPOS Y MEDIOS:

Se seleccionarán procedimientos, equipos y medios proporcionados en función de las características particulares de la obra y de las tecnologías disponibles de modo que se obtenga la máxima seguridad posible para los trabajadores que participen en la misma.

De conformidad con el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales se aplicarán los principios de acción preventiva y en particular las siguientes actividades:

- Mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
- Elección del emplazamiento de los puestos de trabajo teniendo en cuenta sus condiciones de acceso y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento.
- La manipulación de los distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y el control periódico de las instalaciones y dispositivos necesario para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.

- La delimitación y el acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materias o sustancias peligrosas (no existen en la obra que nos ocupa).
- La recogida de materiales peligrosos utilizados (en la presente obra no existen).
- El almacenamiento y la eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- La adaptación, en función de la evolución de la obra, del periodo de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.
- Las interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de trabajo o actividad que se realice en la obra o cerca del lugar de la obra.

### 6.1. Protecciones individuales:

En la siguiente tabla se enumeran los principales elementos para la seguridad individual del trabajador:

Casco
Arnés de seguridad
Sistemas anticaídas
Herramientas aisladas contra voltajes superiores a 100V
Guantes aislados
Botas de seguridad
Gafas contraimpacto y antipolvo

### 6.2. Protecciones colectivas:

En la siguiente tabla se enumeran los principales elementos para la seguridad colectiva en la instalación:

Vallas de limitación y protección
Pasarela
Línea de vida horizontal
Barandillas
Limitadores de movimiento de gruas
Tomas y treg de tierra
Redes
Soporte y anclajes de redes

### 6.3. Formación:

Corresponde a los contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos adoptar las medidas pertinentes para la adecuada formación de los trabajadores en materia de prevención de riesgos laborales.

## 7. IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS LABORABLES Y MEDIDAS DE SEGURIDAD ADOPTADAS:

### 7.1. Riesgos laborales evitables completamente:

La tabla siguiente contiene la relación de riesgos laborales que pudiendo presentarse en la obra, van a ser totalmente evitados mediante la adopción de las medidas técnicas que también se definen en el presente documento.

<b>Riesgos evitables</b>	<b>Medidas técnicas adoptadas</b>
Trabajos con presencia de tensión (media y baja tensión)	Línea de vida
Trabajos en alturas con riesgo de caída	Herramienta aislada frente a sobretensiones, corte del fluido, apantallamiento de protección, puesta a tierra y cortocircuito de los cables

### 7.2. Riesgos laborales no evitables completamente:

<b>TODA LA OBRA</b>	
Riesgos	
Caídas de operarios al mismo nivel	
Caídas de operarios a distinto nivel	
Caídas de objetos sobre operarios	
Caídas de objetos sobre terceros.	
Choques o golpes contra objetos	
Trabajos en condiciones de humedad	
Contactos eléctricos directos e indirectos	
Cuerpos extraños en los ojos	
Sobreesfuerzos	
<b>MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS</b>	<b>Grado</b>
Orden y limpieza en los lugares de trabajo	Permanente
Recubrimiento o distancia de seguridad (1 m) a líneas eléctricas de baja tensión.	Permanente
Iluminación adecuada y suficiente (alumbrado de la obra)	Permanente

No permanecer en el radio de acción de las máquinas	Permanente
Puesta a tierra en cuadros, masas y máquinas sin doble aislamiento	Permanente
Señalización de la obra (señales y carteles)	Permanente
Extintor de polvo seco, de eficacia 21 A – 11B	Permanente
Evacuación de residuos	Frecuente
Escaleras auxiliares	Ocasional
Información específica	Para riesgos concretos
Cursos y charlas de formación	Frecuente
<b>EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL EPI'S</b>	<b>Empleo</b>
Cascos de seguridad	Permanente
Calzado protector	Permanente
Ropa de trabajo	Permanente
Ropa impermeable o de protección	Con mal tiempo
Gafas de seguridad	Frecuente
Línea de vida	Permanente
Arnés de seguridad	Permanente
Guantes para trabajos en tensión	Permanente
Elementos aislantes	Permanente

## 8. RIESGOS LABORABLES ESPECIALES:

Estos riesgos especiales se definen en el Real Decreto 1627/97 Anexo II. Relación no exhaustiva de los trabajos que implican riesgos especiales para la seguridad y la salud de los trabajadores.

Los trabajos necesarios para el desarrollo de las obras definidas en el Proyecto y que implican un riesgo especial serán:

- Trabajos con riesgos especialmente graves de sepultamiento, hundimiento o caída de altura, por las particulares características de la actividad desarrollada, los procedimientos aplicados o el entorno del puesto de trabajo.
- Trabajos en la proximidad de líneas eléctricas de alta y media tensión.
- Trabajos que requieran montar o desmontar elementos prefabricados pesados.

En el siguiente apartado se indican las medidas específicas que deben adoptarse para controlar y reducir los riesgos derivados de este tipo de trabajos.

## 9. MEDIDAS DE TRABAJOS EN ALTURAS:

Para la protección colectiva de los trabajadores frente a los riesgos existentes presentados por los trabajos en alturas, se prevé instalar todas las medidas necesarias para evitar dichos riesgos y que los trabajos se realicen con total seguridad.

La cubierta cuenta con un vallado perimetral ya instalado, protegiendo las posibles caídas, este vallado se encuentra instalado de tal forma que protege gran parte de la cubierta donde se instalarán los paneles fotovoltaicos.

Además, se instalará una línea de vida horizontal para el desplazamiento seguro de los operarios por la cubierta.

## 10. PREVISIÓN PARA TRABAJOS POSTERIORES:

El apartado 3 del artículo 6 del R.D. 1627/1997, establece que en el Estudio Básico se contemplarán también las previsiones y las informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

En el Proyecto se han especificado una serie de elementos que han sido previstos para facilitar las futuras labores de mantenimiento y reparación del edificio en condiciones de seguridad y salud, y que una vez colocados, también servirán para la seguridad durante el desarrollo de las obras.

Los elementos que se detallan a continuación son los previstos a tal fin:

- Elementos de acceso a cubierta
- Barandilla en cubiertas planas.
- Línea de vida.
- Puntos de anclaje permanentes.

## 11. CONDICIONES DE SEGURIDAD EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS:

Para los trabajos eléctricos, se consideran los siguientes riesgos más frecuentes:

- Contacto eléctrico directo e indirecto en B.T.
- Arco eléctrico en B.T.
- Contactos con elementos candentes y quemaduras.

Los trabajos en tensión deberán ser realizados por personal cualificado, no obstante, se tomarán las medidas preventivas y se utilizarán las protecciones colectivas e individuales necesarias.

Como medidas previas a la realización de trabajos, se suprimirán los reenganches automáticos si existen, y se prohibirá la puesta en servicio de la instalación en caso de desconexión, sin previa conformidad del responsable de los trabajos. Se establecerá una comunicación con el lugar de trabajo que permita cualquier maniobra de urgencia que fuera necesaria.

Deberá existir en todo momento, coordinación con la empresa suministradora, de forma que estén bien definidas las maniobras a realizar. En caso de realizar trabajos en los que sea necesario que la Compañía Distribuidora deje sin tensión la instalación, ésta deberá informar por escrito a las partes implicadas en el trabajo, de que se han realizado las operaciones necesarias y que la instalación está sin tensión, indicando exactamente lugar y hora de la desconexión.

En todos los trabajos eléctricos en media tensión, se deberá seguir estrictamente el siguiente procedimiento:

1. Seccionamiento de las instalaciones de la zona de trabajo. Cortar todas las posibles alimentaciones de alta y baja tensión de los elementos en los que haya que intervenir, utilizando al menos, casco, banqueta aislante, guantes aislantes y gafas protectoras.

Desenergización el tramo mediante:

- Apertura de los aparatos de maniobra (interruptores automáticos, reenganches automáticos, etc.).
- Apertura VISIBLE de el/los seccionador/es correspondiente/s.

2. Enclavamiento o bloqueo (si es posible) de los aparatos de corte y señalización en los mandos de los aparatos de corte con un cartel que indique la prohibición de la maniobra.
3. Verificación de la ausencia de tensión en la red. Mediante un voltímetro adecuado para la red en la cual se está trabajando, se verificará que las tres fases están sin tensión, así como, en caso de existir, entre conductor neutro y tierra.
4. Colocar las puestas a tierra y en cortocircuito, aislando la zona de trabajo.
5. Señalizar la zona de trabajo. Si no se cumpliera alguna de las condiciones anteriores, los trabajos deberán ser interrumpidos inmediatamente, y no serán reestablecidos hasta el cumplimiento estricto de todos los procedimientos.



## **ANEXO VII: ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS:**

### **1. INTRODUCCIÓN:**

De acuerdo con el RD 105/2008, de 1 de Febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición (En adelante RCD), se elabora el presente Estudio de Gestión de Residuos, conforme a lo dispuesto en el art. 3, con el siguiente contenido:

- Identificación de los residuos (según Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero)
- Estimación de la cantidad que se generará (en Tn y m<sup>3</sup>)
- Medidas de prevención de residuos.
- Destino previsto para los residuos generados.
- Valoración del coste previsto para la correcta gestión de los RCD.

El presente estudio contiene una estimación de los residuos que se prevé que se producirán en los trabajos directamente relacionados con la ejecución de la Instalación fotovoltaica de autoconsumo en nave industrial, y servirá como base para la redacción del correspondiente Plan de Gestión de Residuos por parte del Poseedor. En dicho Plan se desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este documento en función de los proveedores concretos y su propio sistema de ejecución de la obra.

### **2. AGENTES INTERVINIENTES:**

#### **2.1. Productor de residuos:**

Se identifica con el titular del bien inmueble en quien reside la decisión última de construir o demoler.

Según el artículo 2 "Definiciones" del Real Decreto 105/2008, se pueden presentar tres casos:

1. La persona física o jurídica titular de la licencia urbanística en una obra de construcción o demolición; en aquellas obras que no precisen de licencia

- urbanística, tendrá la consideración de productor del residuo la persona física o jurídica titular del bien inmueble objeto de una obra de construcción o demolición.
2. La persona física o jurídica que efectúe operaciones de tratamiento, de mezcla o de otro tipo, que ocasionen un cambio de naturaleza o de composición de los residuos.
  3. El importador o adquirente en cualquier Estado miembro de la Unión Europea de residuos de construcción y demolición.

## 2.2. Poseedor de residuos:

Es la persona física o jurídica que tenga en su poder los residuos de construcción y demolición, que no ostente la condición de gestor de residuos. Corresponde a quien ejecuta la obra y tiene el control físico de los residuos que se generan en la misma.

## 2.3. Gestor de residuos:

Es la persona física o jurídica, o entidad pública o privada, que realice cualquiera de las operaciones que componen la recogida, el almacenamiento, el transporte, la valorización y la eliminación de los residuos, incluida la vigilancia de estas operaciones y la de los vertederos, así como su restauración o gestión ambiental de los residuos, con independencia de ostentar la condición de productor de estos. Éste será designado por el Productor de los residuos con anterioridad al comienzo de las obras.

## 3. DOCUMENTACIÓN APLICABLE:

El presente estudio se redacta al amparo del artículo 4.1 a) del Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, sobre "Obligaciones del productor de residuos de construcción y demolición".

A la obra objeto del presente estudio le es de aplicación el Real Decreto 105/2008, en virtud del artículo 3, por generarse residuos de construcción y demolición definidos en el artículo 3, como:

*"cualquier sustancia u objeto que, cumpliendo la definición de Residuo incluida en el artículo 3. de la Ley 10/1998, de 21 de abril, se genere en una obra de construcción o*

*demolición" o bien, "aquel residuo no peligroso que no experimenta transformaciones físicas, químicas o biológicas significativas, no es soluble ni combustible, ni reacciona física ni químicamente ni de ninguna otra manera, no es biodegradable, no afecta negativamente a otras materias con las cuales entra en contacto de forma que pueda dar lugar a contaminación del medio ambiente o perjudicar a la salud humana. La lixiviabilidad total, el contenido de contaminantes del residuo y la ecotoxicidad del lixiviado deberán ser insignificantes, y en particular no deberán suponer un riesgo para la calidad de las aguas superficiales o subterráneas".*

No es aplicable al presente estudio la excepción contemplada en el artículo 3.1 del Real Decreto 105/2008, al no generarse los siguientes residuos:

- a) Las tierras y piedras no contaminadas por sustancias peligrosas reutilizadas en la misma obra, en una obra distinta o en una actividad de restauración, acondicionamiento o relleno, siempre y cuando pueda acreditarse de forma fehaciente su destino a reutilización.
- b) Los residuos de industrias extractivas regulados por la Directiva 2006/21/CE, de 15 de marzo.
- c) Los lodos de dragado no peligrosos reubicados en el interior de las aguas superficiales derivados de las actividades de gestión de las aguas y de las vías navegables, de prevención de las inundaciones o de mitigación de los efectos de las inundaciones o las sequías, reguladas por el Texto Refundido de la Ley de Aguas, por la Ley de régimen económico y de prestación de servicios de los puertos de interés general, y por los tratados internacionales de los que España sea parte.

A aquellos residuos que se generen en la presente obra y estén regulados por legislación específica sobre residuos, cuando estén mezclados con otros residuos de construcción y demolición, les será de aplicación el Real Decreto 105/2008 en los aspectos no contemplados en la legislación específica.

### 3.1. Normativa:

- Ley 22/2011, de 28 de julio, de Residuos y Suelos Contaminados.
- Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera.
- Ley 11/1997, de 24 de abril, de envases y residuos de envases.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación
- Real Decreto 833/1988, de 20 de julio, para la ejecución de la ley 20/1986, de 14 de mayo, de régimen jurídico básico de residuos tóxicos y peligrosos.
- Ley 7/2007, de 9 de julio, de gestión integrada de la calidad ambiental.
- Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que se regula las operaciones de valorización y eliminación y la lista europea de residuos.
- Real Decreto 1481/01, de 27 de diciembre, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero.
- Lista Europea de residuos de conformidad con la letra a) del artículo 1 de la Directiva 75/442/CEE sobre residuos y con el apartado 4 del artículo 1 de la Directiva 91/689/CEE sobre residuos peligrosos (aprobada por la decisión 2000/532/CE, de la comisión, de 3 mayo, modificada por las Decisiones de la comisión, 2001/118/CE, de 16 enero, y 2001/119, de 22 de enero, y por la Decisión del Consejo 2001/573, de 23 de Julio).

## 4. IDENTIFICACIÓN, MEDICIÓN Y GESTIÓN DE RESIDUOS.

### 4.1. Identificación:

Todos los posibles residuos de construcción y demolición generados en la obra, se han codificado atendiendo a la Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos, según la Lista Europea de

Residuos (LER) aprobada por la Decisión 2005/532/CE, dando lugar a los siguientes grupos:

- RCD de Nivel I: Tierras y materiales pétreos, no contaminados, procedentes de obras de excavación. El Real Decreto 105/2008 (artículo 3.1.a), considera como excepción de ser consideradas como residuos:  
 “Las tierras y piedras no contaminadas por sustancias peligrosas, reutilizadas en la misma obra, en una obra distinta o en una actividad de restauración, acondicionamiento o relleno, siempre y cuando pueda acreditarse de forma fehaciente su destino a reutilización.”
- RCD de Nivel II: Residuos generados principalmente en las actividades propias del sector de la construcción, de la demolición, de la reparación domiciliaria y de la implantación de servicios (abastecimiento y saneamiento, telecomunicaciones, suministro eléctrico, gasificación y otros).

Se ha establecido una clasificación de RCD generados, según los tipos de materiales de los que están compuestos:

RCDs Nivel I	
TIERRAS Y PÉTREOS DE LA EXCAVACIÓN	
17 05 04	Tierras y piedras distintas de las especificaciones en el código 17 05 03
RCDs nivel II	
RCD:Naturaleza no pétreo	
1.Asfalto	
17 03 02	Mezclas bituminosas distintas a las del código 17 03 01
2.Madera	
17 02 01	Madera

<b>3. Metales</b>	
17 04 01	Cobre, bronce, latón
17 04 02	Aluminio
17 04 05	Hierro y Acero
<b>4. Papel</b>	
20 01 01	Papel
<b>5. Plástico</b>	
17 02 03	Plástico
<b>6. Vidrio</b>	
17 02 02	Vidrio
<b>7. Yeso</b>	
17 08 02	Materiales de construcción a partir de yeso distintos a los del código 17 08 01
<b>RCD: Naturaleza pétreo</b>	
<b>1. Arena, Grava y otros áridos</b>	
01 04 08	Residuos de grava y rocas trituradas distintos de los mencionados en el código 01 04 07
01 04 09	Residuos de arena y arcilla
<b>2. Hormigón</b>	
17 01 01	Hormigón
<b>3. Ladrillos, azulejos y otros cerámicos</b>	
17 01 02	Ladrillos
17 01 03	Tejas y materiales cerámicos
17 01 07	Mezclas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos distintas de las especificadas en el código 17 01 06
<b>4. Piedras</b>	
17 09 04	RCDs mezclados de construcción y demolición distintos de los especificados en los códigos 17 09 01, 17 09 02 y 17 09 03
<b>RCD: Envases</b>	
<b>1. Envases</b>	
15 01 01	Envases de papel y cartón
15 01 02	Envases de plástico
15 01 03	Envases de madera
15 01 04	Envases metálicos
15 01 09	Envases textiles

RCD: Potencialmente peligrosos y otros	
<b>1. Basuras</b>	
20 02 01	Residuos biodegradables
20 03 01	Mezcla de residuos municipales
<b>2. Potencialmente peligrosos y otros</b>	
07 07 01	Líquidos de limpieza y licores madre acuosos
08 01 11	Residuos de pintura y barniz que contienen disolventes orgánicos u otras sustancias peligrosas
12 01 13	Residuos de soldadura
14 06 03	Otros disolventes y mezclas de disolventes
17 01 06	Mezclas o fracciones separadas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos que contienen sustancias peligrosas
17 03 01	Mezclas bituminosas que contienen alquitran de hulla
17 03 03	Alquitran de hulla y productos alquitranados

#### 4.2. Estimación de la cantidad de los residuos de construcción y demolición que se generarán en la obra:

Se ha estimado la cantidad de residuos generados en la obra, a partir de las mediciones del proyecto, en función del peso de materiales integrantes en los rendimientos de los correspondientes descompuestos de cada unidad de obra, determinando el peso de los restos de los materiales sobrantes (mermas, roturas, despuntes, etc) y el del embalaje de los productos suministrados.

El volumen de excavación de las tierras y de los materiales pétreos no utilizados en la obra, se ha calculado en función de las dimensiones del proyecto, afectado por un coeficiente de esponjamiento según la clase de terreno.

A partir del peso del residuo, se ha estimado su volumen mediante una densidad aparente definida por el cociente entre el peso del residuo y el volumen que ocupa una vez depositado en el contenedor.

Además, se ha estimado el porcentaje de residuos reciclado.

Los resultados se resumen en las siguientes tablas:

Evaluación teórica del peso por tipología de RCD					
	% del peso total	Tonelados brutas de cada tipo de RCD (Tn)	Densidad media (Tn/m <sup>3</sup> )	Previsión de reciclaje (%)	Volumen neto de residuos (m <sup>3</sup> )
<b>RCD: Naturaleza no petrea</b>					
Asfalto	0,5%	0,1	1,3	95 %	0,076923
Madera	0,25%	0,05	0,6	80 %	0,083
Metales	57,5%	11,5	1,5	95 %	0,28
Papel	1,25%	0,25	0,9	85 %	0,277
Plástico	7,5%	1,5	0,9	65 %	1,67
Vidrio	0,75%	0,15	1,5	65 %	0,1
Yeso	2,5%	0,5	1,2	30 %	0,416
<b>Subtotal estimación</b>	<b>70,25%</b>	<b>14,05</b>	<b>1,13</b>	<b>79,93 %</b>	<b>10,293</b>
<b>RCD: Naturaleza petrea</b>					
Arena, grava y otros áridos	0,25%	0,05	1,5	90 %	0,033
Hormigón	3,5 %	0,7	2,5	30 %	0,28
Ladrillos, azulejos y otros cerámicos	6,5%	1,3	1,5	30 %	0,867
Piedra	0,25%	0,05	1,5	30 %	0,033
<b>Subtotal estimación</b>	<b>7%</b>	<b>2,1</b>	<b>1,75</b>	<b>75 %</b>	<b>1,213</b>
<b>RCD: Basuras potencialmente peligrosas y otros</b>					
Basuras	19,24%	3,848	0,9	10 %	4,275
Potencialmente peligrosas	0,01 %	0,002	0,5	5 %	0,004
<b>Subtotal estimación</b>	<b>19,25 %</b>	<b>3,85</b>	<b>0,7</b>	<b>9,99%</b>	<b>4,279</b>
<b>Total estimación residuos</b>	<b>100%</b>	<b>20</b>	<b>1,25</b>	<b>65,96 %</b>	<b>15,785</b>

Tabla 35: Estimación de la cantidad de RCD

### 4.3. Gestión de residuos:

#### 4.3.1. Medidas de prevención de generación de residuos:

En la fase de proyecto se han tenido en cuenta las distintas alternativas compositivas, constructivas y de diseño, optando por aquellas que generan el menor volumen de residuos en la fase de construcción y de explotación, facilitando, además, el desmantelamiento de la obra al final de su vida útil con el menor impacto ambiental.

Con el fin de generar menos residuos en la fase de ejecución, el constructor asumirá la responsabilidad de organizar y planificar la obra, en cuanto al tipo de suministro, acopio de materiales y proceso de ejecución.

Como criterio general se adoptarán las siguientes medidas para la prevención de los residuos generados en la obra:

- Tierras de excavación:
- Separar y almacenar adecuadamente la tierra vegetal para utilizarla posteriormente en labores de restauración. La tierra vegetal se acumulará en zonas no afectadas por los movimientos de tierra hasta que se proceda a su disposición definitiva y la altura máxima de los acopios será de dos metros para que no pierda sus características.
- La excavación se ajustará a las dimensiones específicas del proyecto, atendiendo a las cotas de los planos de cimentación, hasta la profundidad indicada en el mismo que coincidirá con el Estudio Geotécnico correspondiente con el visto bueno de la Dirección Facultativa. En el caso de que existan lodos de drenaje, se acotará la extensión de las bolsas de los mismos.
- Utilizar las tierras sobrantes de excavación en la propia obra: rampas de acceso, rellenos, restauraciones etc. (De este modo se reduce el transporte para reutilización en otras zonas o para traslado a vertedero).
- En los casos en que sea preciso el aporte de materiales, controlar que los volúmenes aportados sean exclusivamente los precisos para los rellenos.

- Se evitará en lo posible la producción de residuos de naturaleza pétreo (bolos, grava, arena, etc.), pactando con el proveedor la devolución del material que no se utilice en la obra.

#### Cerámicas mortero y hormigón:

- El hormigón suministrado será preferentemente de central. En caso de que existan sobrantes se utilizarán en las partes de la obra que se prevea para estos casos, como hormigones de limpieza, base de solados, rellenos, etc.

#### Medios auxiliares (pallets de madera), envases y embalajes

- Todos los elementos de madera se replantearán junto con el oficial de carpintería, con el fin de optimizar la solución, minimizar su consumo y generar el menor volumen de residuos.
- Se solicitará de forma expresa a los proveedores que el suministro en obra se realice con la menor cantidad de embalaje posible, renunciando a los aspectos publicitarios, decorativos y superfluos.
- Utilizar materiales cuyos envases/embalajes procedan de material reciclado.
- No separar el embalaje hasta que no vayan a ser utilizados los materiales.
- Guardar los embalajes que puedan ser reutilizados inmediatamente después de separarlos del producto. Gestionar la devolución al proveedor en el caso de ser este el procedimiento establecido.
- Los palets de madera se han de reutilizar cuantas veces sea posible.

#### Residuos metálicos

- Separarlos y almacenarlos adecuadamente para facilitar su reciclado.
- El suministro de los elementos metálicos y sus aleaciones, se realizará con las cantidades mínimas y estrictamente necesarias para la ejecución de la fase de la obra correspondiente, evitándose cualquier trabajo dentro de la obra, a excepción del montaje de los correspondientes kits prefabricados.

### Aceites y grasas

- Realizar el mantenimiento de la maquinaria y cambios de aceites en talleres autorizados.
- Si es imprescindible llevar a cabo alguna operación de cambio de aceites y grasas en la obra, utilizar los accesorios necesarios para evitar posibles vertidos al suelo (recipiente de recogida de aceite y superficie impermeable).
- Controlar al máximo las operaciones de llenado de equipos con aceites para evitar que se produzca cualquier vertido.

### Tierras contaminadas:

- Establecer las medidas preventivas para evitar derrames de sustancias peligrosas.
- Disponer de bandeja metálica para almacenamiento de combustibles.
- Resguardar de la lluvia las zonas de almacenamiento (mediante techado o uso de lona impermeable), para evitar que las bandejas se llenen de agua.
- Disponer de grupos electrógenos cuyo tanque de almacenamiento principal tenga doble pared y cuyas tuberías vayan encamisadas. Si no es así colocar en una bandeja estanca o losa de hormigón impermeabilizada y con bordillo.
- Controlar al máximo las operaciones de llenado de equipos con aceites para evitar que se produzca cualquier vertido. No realizar llenados de máquinas de potencia sin estar operativos los fosos de recogida de aceite. Colocar recipientes o material absorbente debajo de todos los empalmes de tubos utilizados durante la maniobra, para la recogida de posibles pérdidas.
- Buenas prácticas en los trasiegos.
- Las piezas que contengan mezclas bituminosas se suministrarán justas en dimensión y extensión, con el fin de evitar los sobrantes innecesarios. Antes de su colocación se planificará la ejecución para proceder a la apertura de las piezas mínimas, de modo que queden dentro de los envases los sobrantes no ejecutados.

En el caso de que se adopten otras medidas alternativas o complementarias para la prevención de los residuos de la obra, se le comunicará de forma fehaciente al Director

de Obra para su conocimiento y aprobación. Estas medidas no supondrán menoscabo alguno de la calidad de la obra, ni interferirán en el proceso de ejecución de esta.

#### 4.3.2. Medidas de separación, manejo y almacenamiento de los residuos de obra:

##### 4.3.2.1. Segregación:

Para una correcta valorización o eliminación se realizará una segregación previa de los residuos, separando aquellos que por su no peligrosidad (residuos urbanos y asimilables a urbanos) y por su cantidad puedan ser depositados en los contenedores específicos colocados por el correspondiente ayuntamiento, de los que deban ser llevados a vertedero controlado y de los que deban ser entregados a un gestor autorizado (residuos peligrosos). Para la segregación se utilizarán bolsas o contenedores que impidan o dificulten la alteración de las características de cada tipo de residuo.

En base al artículo 5.5 del RD 105/2008, los residuos de construcción y demolición deberán separarse en fracciones, cuando, de forma individualizada para cada una de dichas fracciones, la cantidad prevista de generación para el total de la obra supere las siguientes cantidades:

- Hormigón: 80 t.
- Ladrillos, tejas y materiales cerámicos: 40 t.
- Metales (incluidas sus aleaciones): 2 t.
- Madera: 1 t.
- Vidrio: 1 t.
- Plástico: 0.5 t.
- Papel y cartón: 0.5 t.

La separación en fracciones se llevará a cabo preferentemente por el poseedor de los residuos de construcción y demolición dentro de la obra.

Si por falta de espacio físico en la obra no resulta técnicamente viable efectuar dicha separación en origen, el poseedor podrá encomendar la separación de fracciones a un gestor de residuos en una instalación de tratamiento de residuos de construcción y

demolición externa a la obra. En este último caso, el poseedor deberá obtener del gestor de la instalación documentación acreditativa de que éste ha cumplido, en su nombre, la obligación recogida en el artículo 5. "Obligaciones del poseedor de residuos de construcción y demolición" del Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero.

El órgano competente en materia medioambiental de la comunidad autónoma donde se ubica la obra, de forma excepcional, y siempre que la separación de los residuos no haya sido especificada y presupuestada en el proyecto de obra, podrá eximir al poseedor de los residuos de construcción y demolición de la obligación de separación de alguna o de todas las anteriores fracciones.

La segregación de residuos en obra ha de ser la máxima posible, para facilitar la reutilización de los materiales y que el tratamiento final sea el más adecuado según el tipo de residuo.

En ningún caso se mezclarán residuos peligrosos y no peligrosos.

En el campamento de obra, se procurará además segregar los RSU en las distintas fracciones (embases y embalajes, papel, vidrio y resto).

#### 4.3.2.2. Almacenamiento:

Desde la generación de los residuos hasta su eliminación o valorización final, éstos serán almacenados de forma separada en el lugar de trabajo, según vaya a ser su gestión final, como se ha indicado en el punto anterior.

Para las zonas de almacenamiento se cumplirán los siguientes criterios:

- Serán seleccionadas, siempre que sea posible, de forma que no sean visibles desde carreteras o lugares de tránsito de personas, pero con facilidad de acceso para poder proceder a la recogida de los mismos.
- Estarán debidamente señalizadas mediante marcas en el suelo, carteles, etc. para que cualquier persona que trabaje en la obra sepa su ubicación.
- Los contenedores de residuos peligrosos estarán identificados según se indica en la legislación aplicable (RD 833/1988 y Ley 10/98), con etiquetas o carteles

resistentes a las distintas condiciones meteorológicas, colocados en un lugar visible y que proporcionen la siguiente información: descripción del residuo, icono de riesgos, código del residuo, datos del productor y fecha de almacenamiento.

- Las zonas de almacenamiento de residuos peligrosos estarán protegidas de la lluvia y contarán con suelo impermeabilizado o bandejas de recogida de derrames accidentales.
- Los residuos que por sus características puedan ser arrastrados por el viento, como plásticos (embalajes, bolsas, etc.), papeles (sacos de mortero, etc.) y otros deberán ser almacenados en contenedores cerrados, a fin de evitar su diseminación por la zona de obra y el exterior del recinto.
- Se delimitará e identificará de forma clara una zona para la limpieza de las cubas de hormigonado para evitar vertidos de este tipo en las proximidades de la subestación. La zona será regenerada una vez finalizada la obra, llevándose los residuos a vertedero controlado y devolviéndola a su estado y forma inicial.
- Se evitará el almacenamiento de excedentes de excavación en cauces y sus zonas de policía.

Además de las zonas definidas, el campamento de obra deberá disponer de uno o más contenedores, con su correspondiente tapadera (para evitar la entrada del agua de lluvia) para los residuos sólidos urbanos (restos de comidas, envases de bebidas, etc.) que generen las personas que trabajan en la obra. Estos contenedores deberán estar claramente identificados, de forma que todo el personal de la obra sepa donde se almacena cada tipo de residuo.

#### 4.3.3. Destino de los residuos generados:

La gestión de los residuos se realizará según lo establecido en la legislación específica vigente.

Siempre se favorecerá el reciclado y valoración de los residuos frente a la eliminación en vertedero controlado de los mismos.

#### Residuos no peligrosos

- RSU: Los residuos sólidos urbanos y asimilables (papel, cartón, vidrio, envases de plástico) separados en sus distintas fracciones serán llevados a un vertedero autorizado o recogidos por gestores autorizados. En el caso de no ser posible la recogida por gestor autorizado y de tratarse de pequeñas cantidades, se podrán depositar en los distintos contenedores que existan en el Ayuntamiento más próximo.
- Restos vegetales: La eliminación de los residuos vegetales deberá hacerse de forma simultánea a las labores de talas y desbroce. Los residuos obtenidos se apilarán y retirarán de la zona con la mayor brevedad, evitando así que se conviertan en un foco de infección por hongos, o que suponga un incremento del riesgo de incendios.
- Los residuos forestales generados se gestionarán según indique la autoridad ambiental competente. Con carácter general, y si no hubiera indicaciones, preferiblemente se entregarán a sus propietarios. Si no es posible se gestionará su entrega a una planta de compostaje y en último caso se trasladarán a vertedero controlado.
- Excedentes de excavación, escombros, y excedentes de hormigón: como ya se ha comentado se tratarán de reutilizarse en la obra, si no es posible y existe permiso de los Ayuntamientos afectados y de la autoridad ambiental competente, podrán gestionarse mediante su reutilización en firmes de caminos, rellenos etc. Si no son posibles las opciones anteriores se gestionarán en vertedero autorizado.
- Chatarra: se entregará a gestor autorizado para que proceda al reciclado de las distintas fracciones.

### Residuos peligrosos

- Los residuos peligrosos se gestionarán mediante gestor autorizado. Se dará preferencia a aquellos gestores que ofrezcan la posibilidad de reciclaje y valorización como destinos finales frente a la eliminación.
- La empresa contratista deberá recoger los residuos peligrosos en contenedores específicos para cada residuo, los cuales deben ser de material y capacidad adecuada y contar con las etiquetas identificativas apropiadas.
- La empresa contratista deberá mantener los residuos peligrosos almacenados correctamente, evitando la mezcla de los mismos y procurando que las características de peligrosidad no se incrementen al ubicarlos conjuntamente. Para ello habilitará una zona dentro de la obra que reúna las características recogidas anteriormente, y que cumpla con todos los requisitos que exigen las distintas legislaciones aplicables tanto nacionales como autonómicas.
- La presencia de fugas/derrames en la manipulación de los residuos peligrosos o en las labores de almacenamiento deben corregirse en el acto y deben notificarse al responsable de la Vigilancia ambiental designado por neo energía.
- Si en el derrame el residuo entra en contacto con el terreno, hay que retirar la fracción contaminada a la mayor brevedad y gestionarla como residuo peligroso.
- La empresa contratista será la titular y responsable de los residuos peligrosos generados hasta que estos sean transferidos y aceptados por el gestor final. Deberán realizar el transporte hasta el lugar de almacenamiento con vehículos debidamente autorizados por el órgano competente.

### 5. VALORACIÓN DE LA GESTIÓN DE RESIDUOS:

Con el fin de garantizar la correcta gestión de los residuos de construcción y demolición generados en las obras, las Entidades Locales exigen el depósito de una fianza u otra garantía financiera equivalente, que responda de la correcta gestión de los residuos de construcción y demolición que se produzcan en la obra, en los términos previstos en la legislación autonómica y municipal.

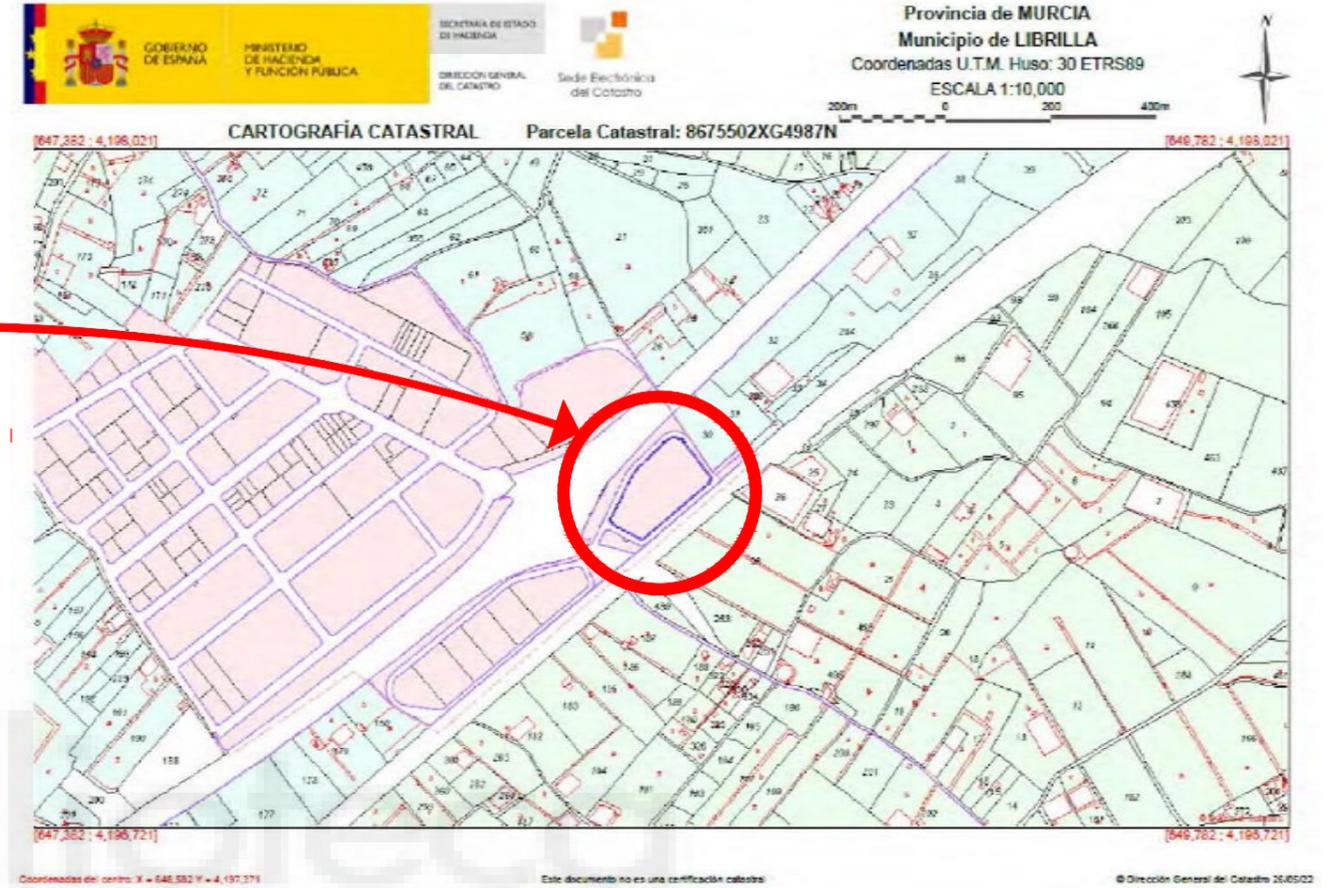
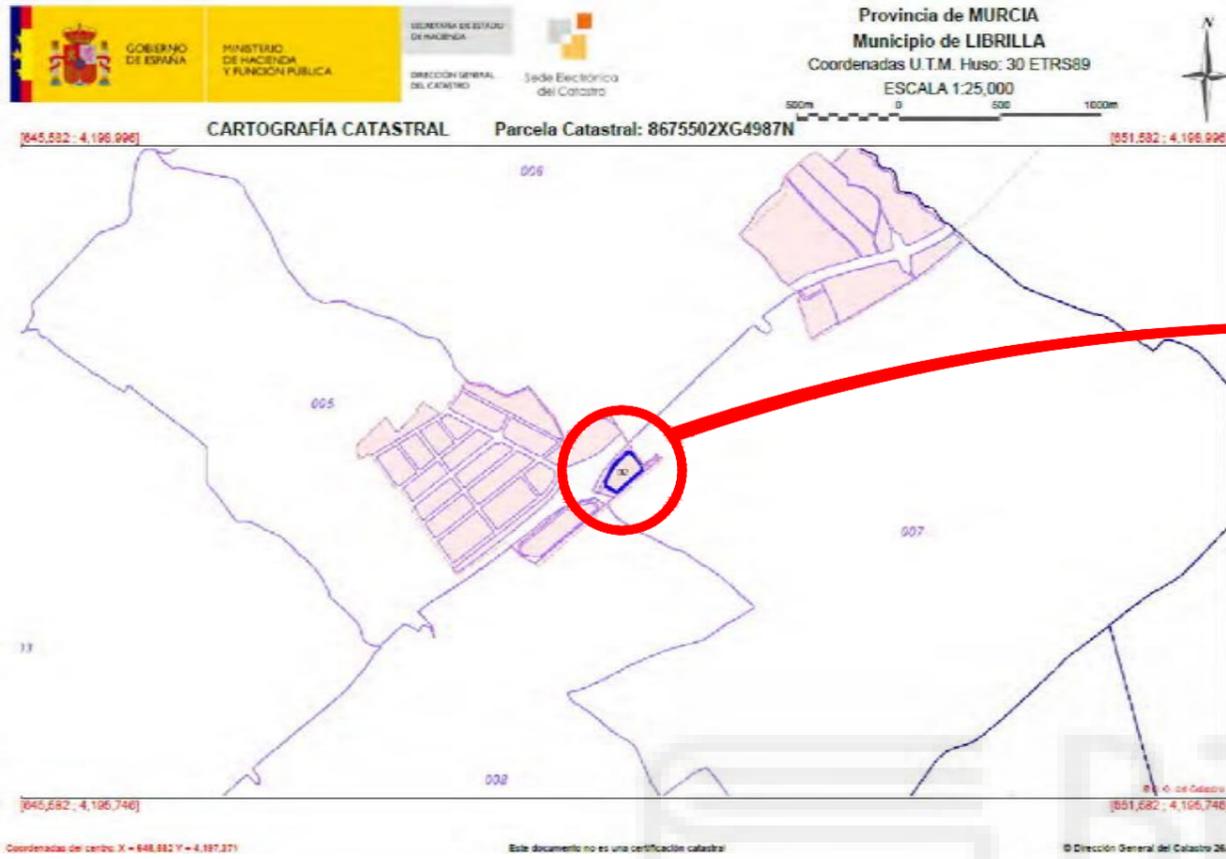
A continuación, se desglosa el capítulo presupuestario correspondiente a la gestión de los residuos de la obra:

Código	Descripción	Medición	Precio	Importe
GR01	Clasificación a pie de obra de los residuos de construcción y/o demolición separándolos en fracciones (hormigón, cerámicos, metales, maderas, vidrios, plásticos, papeles o cartones y residuos peligrosos), dentro de la obra en la que se produzcan, con medios manuales	48 h	3,64 €	174,72 €
GR02	Contenedor de obra de 6 m <sup>3</sup> para la separación y almacenaje de residuos en obra y su posterior transporte. Incluye su correcta señalización	14 días	120 €	1.120 €
GR03	Transporte de residuos metálicos hasta vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos, situado a una distancia máxima de 20 km.	7,67 m <sup>3</sup>	23,57 €	180,78 €
GR04	Canon de vertido de residuos metálicos en vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos.	7,67 m <sup>3</sup>	5,62 €	43,11 €
GR05	Transporte de residuos de madera hasta vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos, situado a una distancia máxima de 20 km	0,083 m <sup>3</sup>	37,86 €	3,14 €

GR06	Canon de vertido de residuos de madera en vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos.	0,083 m <sup>3</sup>	16,90 €	1,40 €
GR07	Transporte de residuos de Plástico hasta vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos, situado a una distancia máxima de 20 km	1,67 m <sup>3</sup>	33,38 €	55,74 €
GR08	Canon de vertido de residuos de Plástico en vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos.	1,67 m <sup>3</sup>	33,38 €	55,74 €
GR09	Transporte de residuos de Hormigones y Morteros hasta vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos, situado a una distancia máxima de 20 km	0,28 m <sup>3</sup>	36,85 €	10,32 €
GR10	Canon de vertido de residuos de Hormigones y Morteros en vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos.	0,28 m <sup>3</sup>	13,24 €	3,71 €
	Total			1.628,43 €

## **DOCUMENTO 2: PLANOS:**





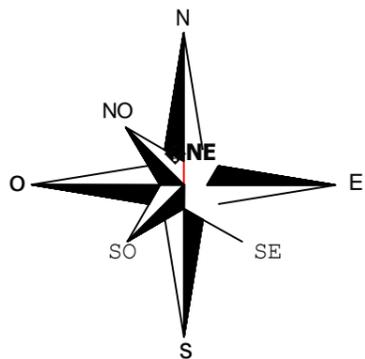
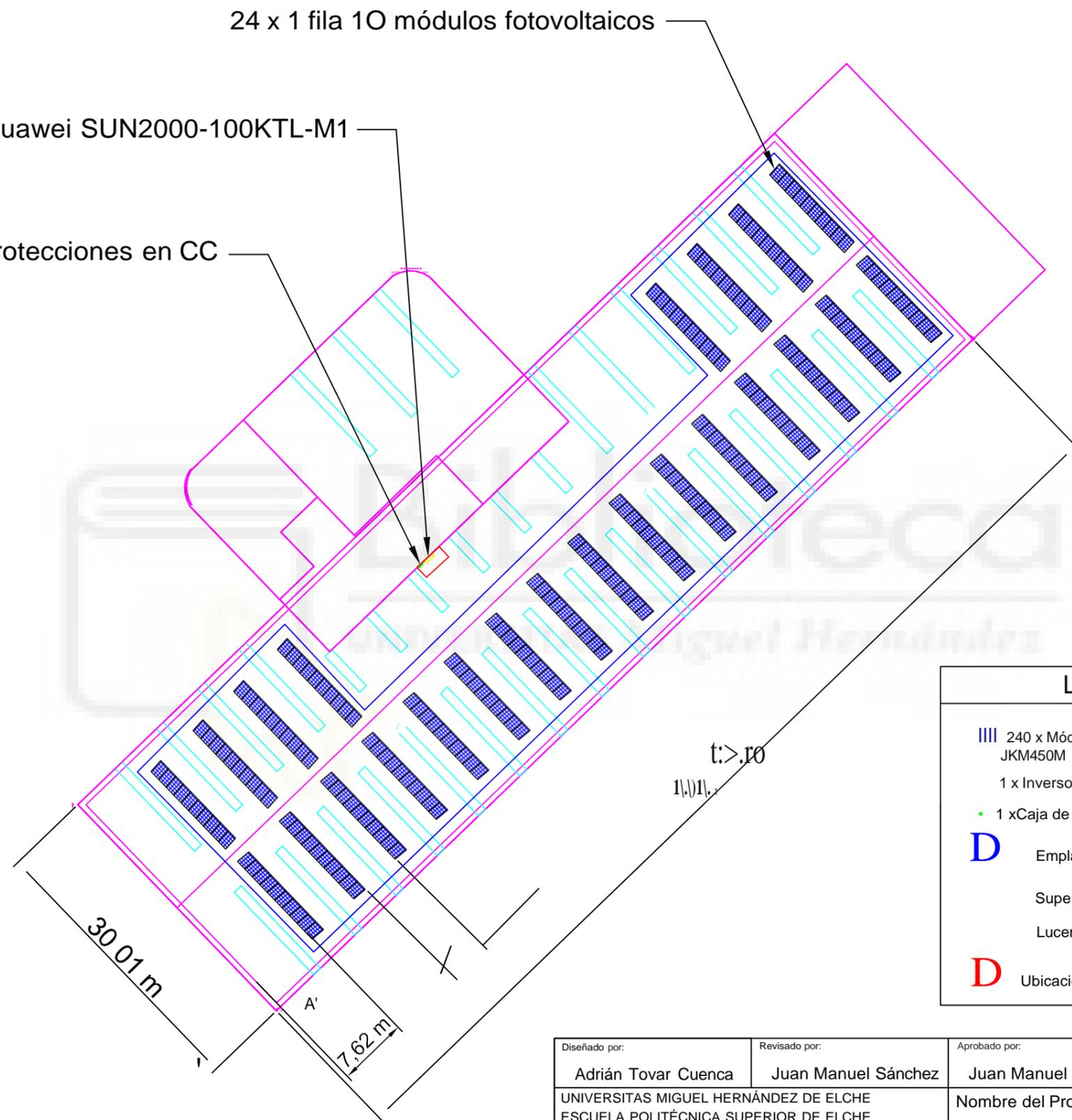
### CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE

Referencia catastral: 9675502XG4987N001E1L

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE:		PARCELA:																							
<b>Localización:</b> CL LAS POSADAS 2 Ex1 P100 P101 LIBRILLA (MURCIA)		<b>Superficie gráfica:</b> 10.901 m <sup>2</sup> <b>Participación del inmueble:</b> 100,00 % <b>Tipo:</b> Parcela construida sin división horizontal																							
<b>Clase:</b> URBANO <b>Uso principal:</b> Industrial <b>Superficie construida:</b> 20.343 m <sup>2</sup> <b>Año construcción:</b> 2008																									
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Distrib.</th> <th>Edificio / Planta / Parte</th> <th>Superficie m<sup>2</sup></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ALMACEN</td> <td>001</td> <td>41</td> </tr> <tr> <td>INDUSTRIAL</td> <td>002</td> <td>2.767</td> </tr> <tr> <td>OFICINA</td> <td>003</td> <td>823</td> </tr> <tr> <td>OBRA LINEA INI</td> <td>004</td> <td>15.308</td> </tr> <tr> <td>SOBREPISO SIN</td> <td>005</td> <td>108</td> </tr> <tr> <td>ALMACEN</td> <td>011</td> <td>188</td> </tr> <tr> <td>OFICINA</td> <td>021</td> <td>428</td> </tr> </tbody> </table>			Distrib.	Edificio / Planta / Parte	Superficie m <sup>2</sup>	ALMACEN	001	41	INDUSTRIAL	002	2.767	OFICINA	003	823	OBRA LINEA INI	004	15.308	SOBREPISO SIN	005	108	ALMACEN	011	188	OFICINA	021
Distrib.	Edificio / Planta / Parte	Superficie m <sup>2</sup>																							
ALMACEN	001	41																							
INDUSTRIAL	002	2.767																							
OFICINA	003	823																							
OBRA LINEA INI	004	15.308																							
SOBREPISO SIN	005	108																							
ALMACEN	011	188																							
OFICINA	021	428																							
Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del "Acceso a datos catastrales no protegidos de la SEC".																									

Jueves, 26 de Mayo de 2022

Diseñado por: Adrián Tovar Cuenca	Revisado por: Juan Manuel Sánchez	Aprobado por: Juan Manuel Sánchez	Fecha: 26/06/2022	Tamaño de plano: A3
UNIVERSITAT MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ENERGÍA Y AREA DE MECÁNICA		Nombre del Proyecto: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN NAVE INDUSTRIAL Ppico=108 kWp Pn=100 kW		Escala: S/E
GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA		Titulo del plano: PLANO DE LOCALIZACIÓN		Hoja: 1 / 8

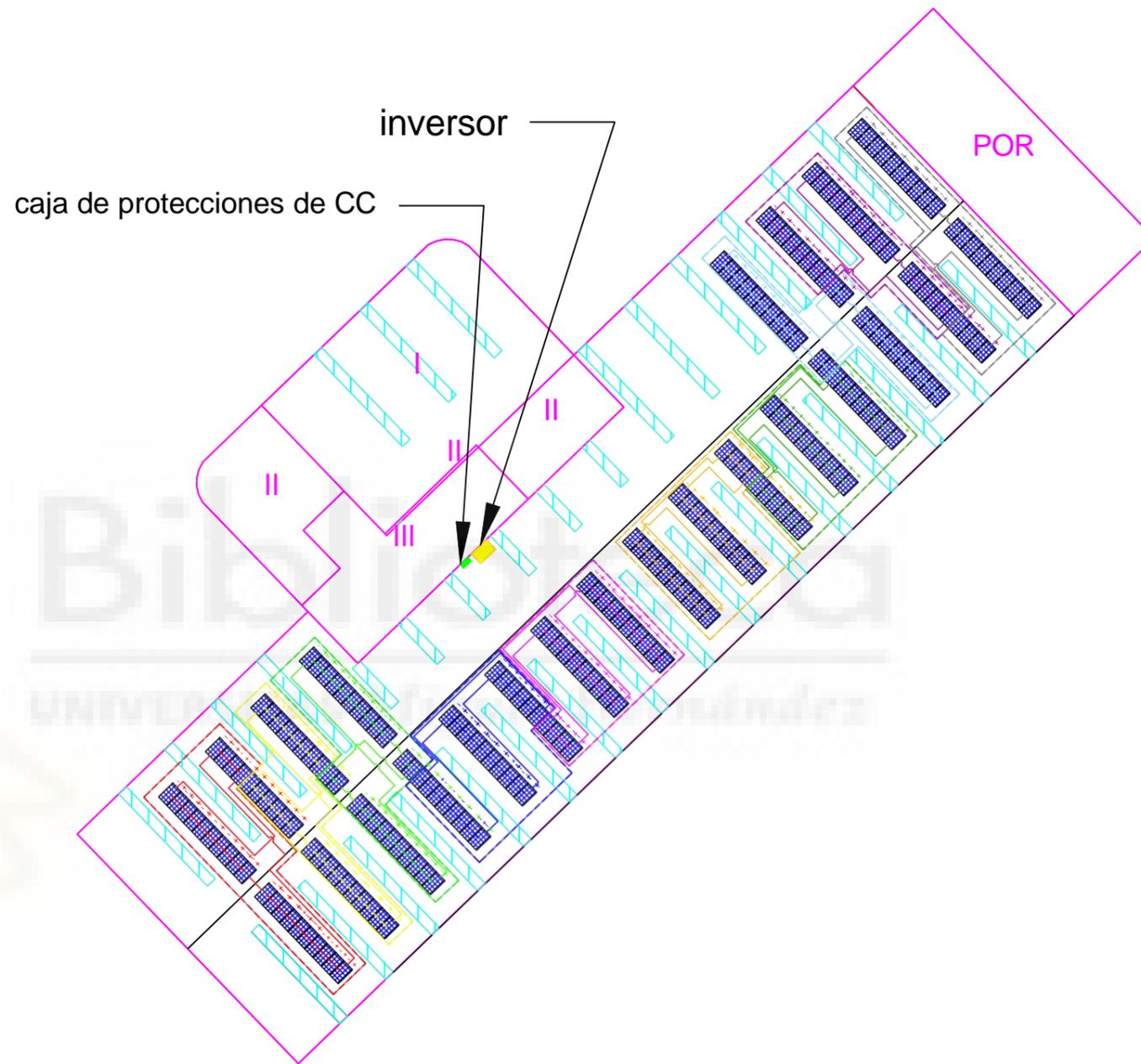
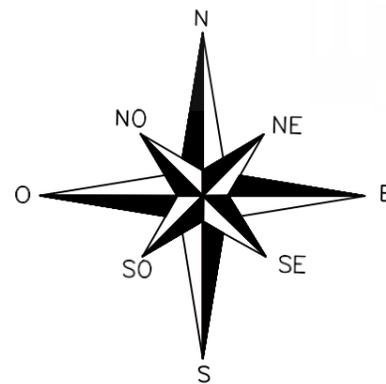


LEYENDA	
	240 x Módulo fotovoltaico Jinko Solar JKM450M
	1 x Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1
	1 x Caja de protecciones
	Emplazamiento módulos Fotovoltaicos
	Superficie nave industrial
	Lucernarios
	Ubicación inversor y caja de protecciones

Diseñado por: Adrián Tovar Cuenca	Revisado por: Juan Manuel Sánchez	Aprobado por: Juan Manuel Sánchez	Fecha: 26/06/2022	Tamaño de plano: A3
UNIVERSITAT MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE DEPARTAMENTO DE INGENIERIA MECÁNICA Y ENERGÍA Y AREA DE MECÁNICA		Nombre del Proyecto: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN NAVE INDUSTRIAL Ppico=108 kWp Pn=100 kW		Escala: S/E
GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA		Titulo del plano: PLANO DISTRIBUCIÓN SOBRE CUBIERTA		Hoja: 2/8



LEYENDA			
	String 1		String 6
	String 2		String 7
	String 3		String 8
	String 4		String 9
	String 5		String 10

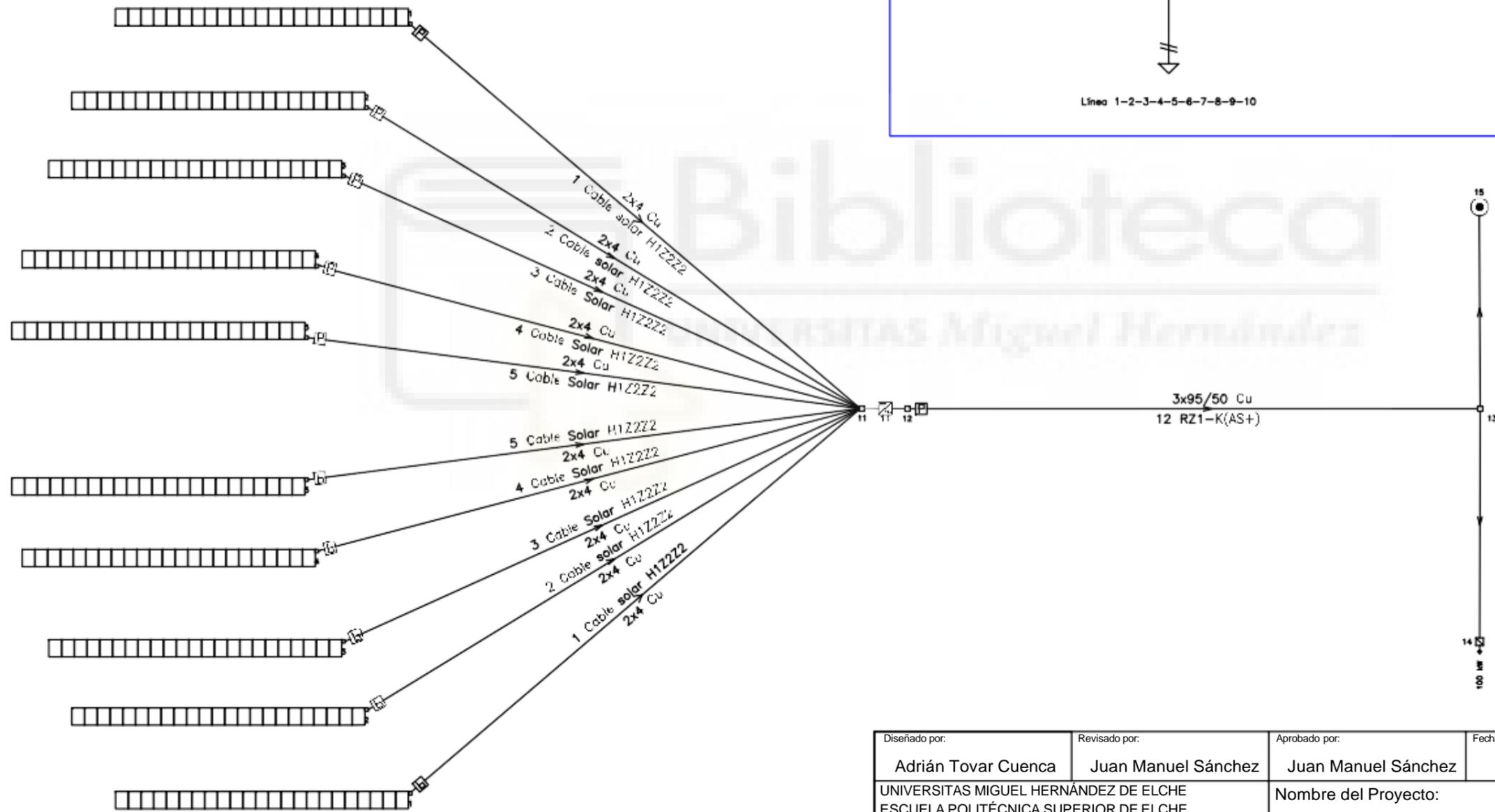
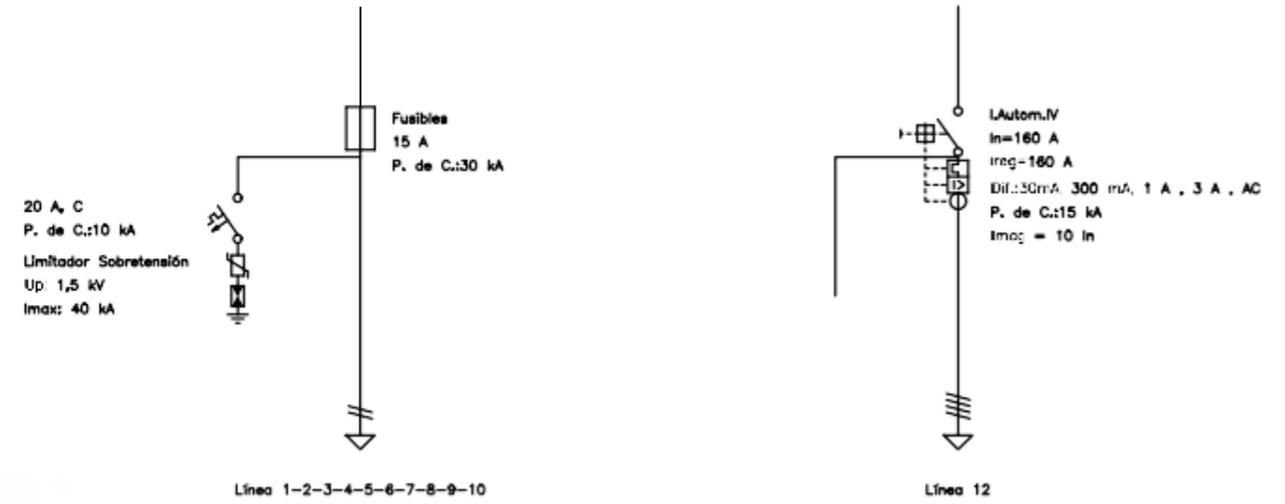


Diseñado por: Adrián Tovar Cuenca	Revisado por: Juan Manuel Sánchez	Aprobado por: Juan Manuel Sánchez	Fecha: 26/06/2022	Tamaño de plano: A3
UNIVERSITAT MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ENERGÍA Y ÁREA DE MECÁNICA		Nombre del Proyecto: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN NAVE INDUSTRIAL Ppico=108 kWp Pn=100 kW		Escala: 1 : 25
GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA		Titulo del plano: PLANO DE CONEXIÓN DE STRINGS		Hoja: 3 / 8

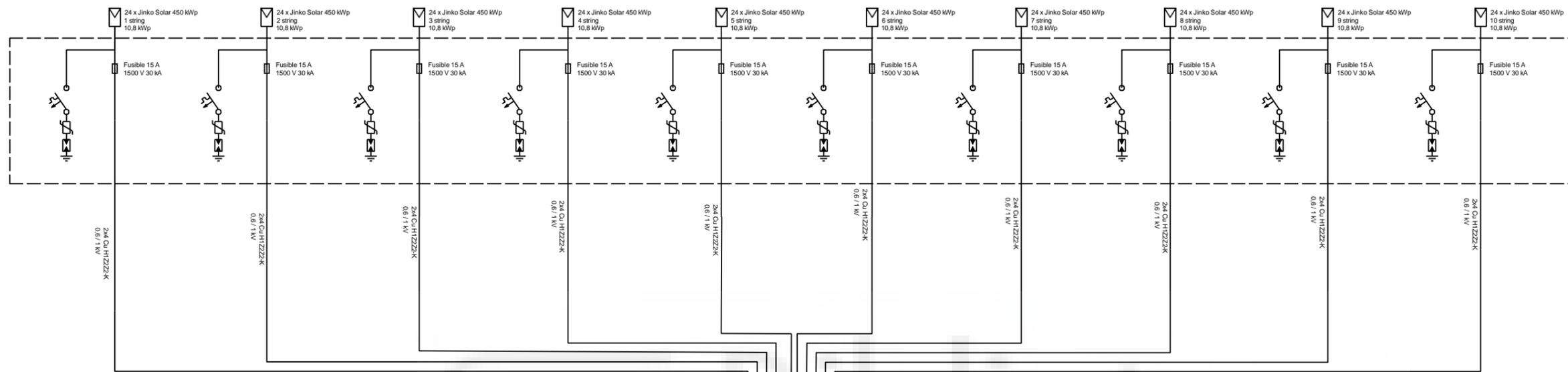
### SIMBOLOGÍA GRÁFICA

-  Panel fotovoltaico
-  Caja de registro, conexiones o derivación
-  Cuadro eléctrico
-  Conexión a red

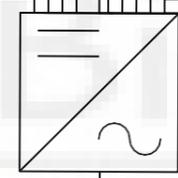
### PROTECCIONES



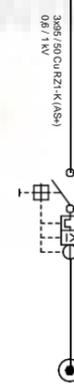
Diseñado por: Adrián Tovar Cuenca	Revisado por: Juan Manuel Sánchez	Aprobado por: Juan Manuel Sánchez	Fecha: 26/06/2022	Tamaño de plano: A3
UNIVERSITAT MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ENERGÍA Y AREA DE MECÁNICA		Nombre del Proyecto: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN NAVE INDUSTRIAL Ppico=108 kWp Pn=100 kW		Escala: S/E
GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA		Titulo del plano: ESQUEMA UNIFILAR		Hoja: 4 / 8



Cuadro de protecciones CC



Inversor Huawei  
**SUN2000-100KTL-M1**  
 100 kW  
 10 strings



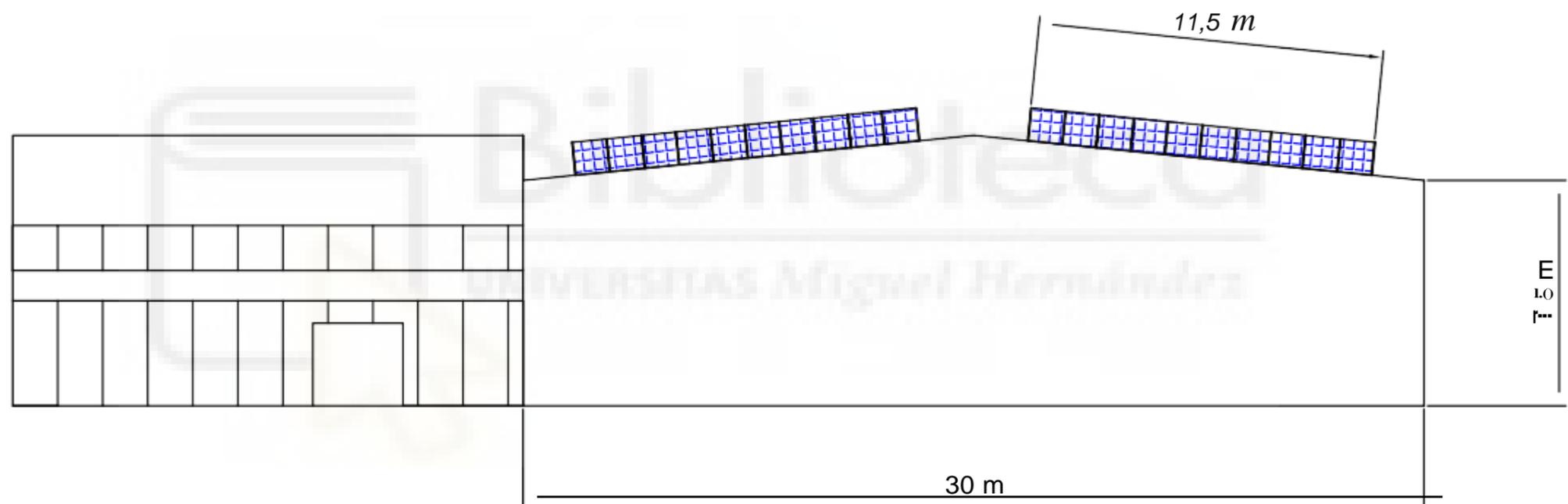
Interruptor automático magnetotérmico con diferencial electrónico integrado.  
 Legrand MCCB DPX3 160  
 3P+N  
 Intensidad nominal 160 A  
 Intensidad de corte 25 kA  
 Sensibilidad ajustable: 30 mA, 300 mA, 1 A, 3 A  
 Tiempo ajustable (0 s, 0,3 s, 1 s, 3 s)

Cuadro de protecciones CA

Diseñado por: <b>Adrián Tovar Cuenca</b>	Revisado por: <b>Juan Manuel Sánchez</b>	Aprobado por: <b>Juan Manuel Sánchez</b>	Fecha: <b>26/06/2022</b>	Tamaño de plano: <b>A3</b>
UNIVERSITAT MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE DEPARTAMENTO DE INGENIERIA MECÁNICA Y ENERGÍA Y AREA DE MECÁNICA		Nombre del Proyecto: <b>INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN          NAVE INDUSTRIAL Ppico=108 kWp Pn=100 kW</b>		Escala: <b>S/E</b>
GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA		Titulo del plano: <b>ESQUEMA UNIFILAR 2</b>		Hoja: <b>5 / 8</b>



Diseñado por: Adrián Tovar Cuenca	Revisado por: Juan Manuel Sánchez	Aprobado por: Juan Manuel Sánchez	Fecha: 26/06/2022	Tamaño de plano: A3
UNIVERSITAT MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ENERGÍA Y ÁREA DE MECÁNICA		Nombre del Proyecto: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN NAVE INDUSTRIAL P <sub>pico</sub> =108 kWp P <sub>n</sub> =100 kW		Escala: 1 / 25
GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA		Titulo del plano: PLANO DE ALZADO		Hoja: 6/8

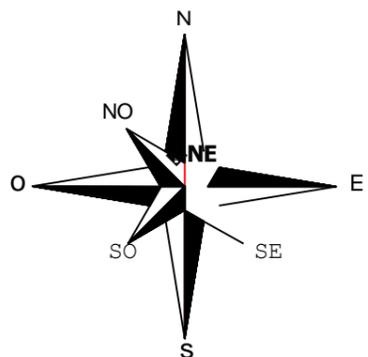
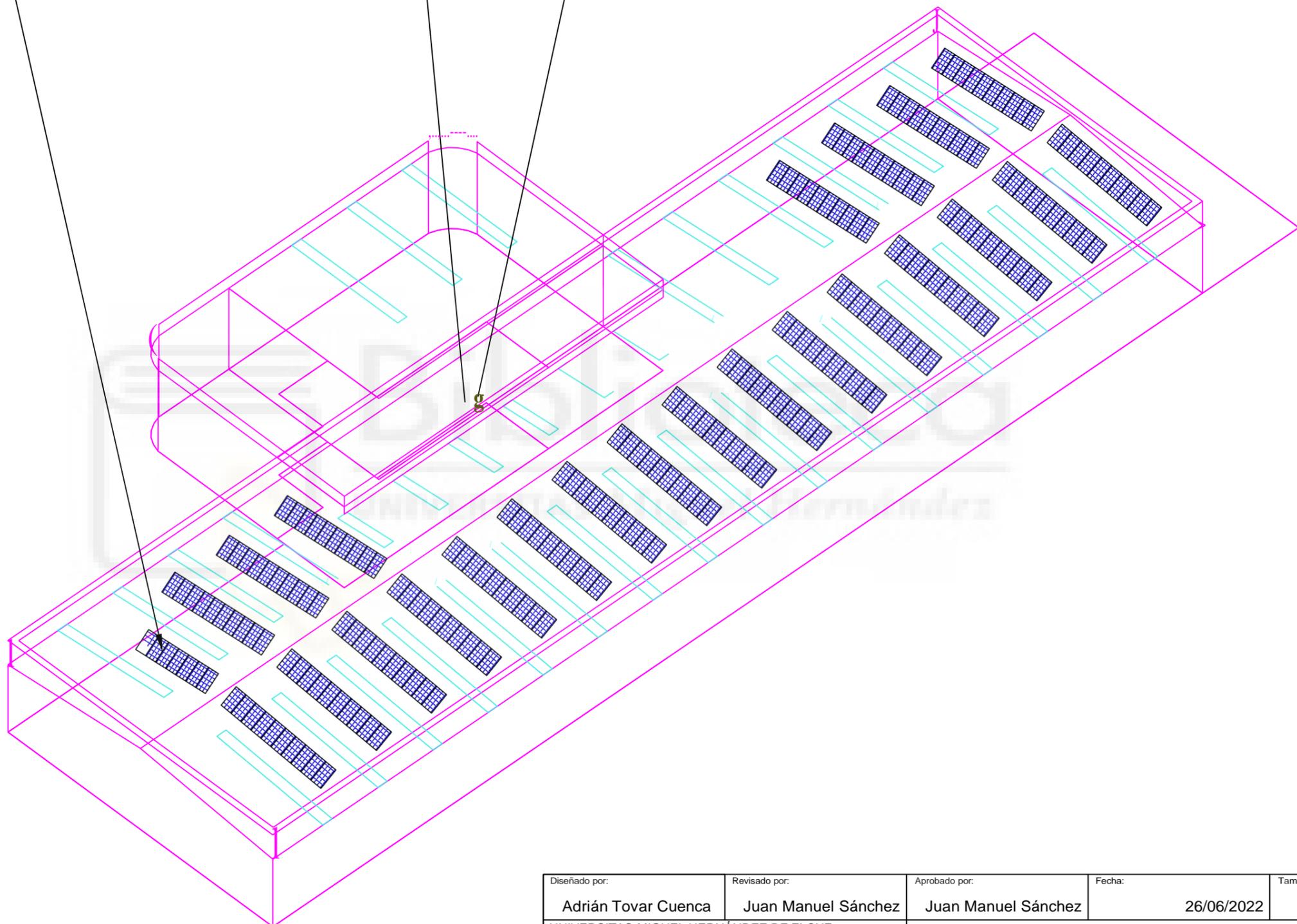


Diseñado por: Adrián Tovar Cuenca	Revisado por: Juan Manuel Sánchez	Aprobado por: Juan Manuel Sánchez	Fecha: 26/06/2022	Tamaño de plano: A3
UNIVERSITAT MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ENERGÍA Y ÁREA DE MECÁNICA		Nombre del Proyecto: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN NAVE INDUSTRIAL P <sub>pico</sub> =108 kWp P <sub>n</sub> =100 kW		Escala: 1 / 25
GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA		Titulo del plano: PLANO SECCIÓN A-A'		Hoja: 7/8

24 X filas 10 módulos  
fotovoltaicos  
inclinados 35° y con  
orientación Suroeste

caja de protecciones CC

inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1



Diseñado por: Adrián Tovar Cuenca	Revisado por: Juan Manuel Sánchez	Aprobado por: Juan Manuel Sánchez	Fecha: 26/06/2022	Tamaño de plano: A3
UNIVERSITAT MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ENERGÍA Y AREA DE MECÁNICA		Nombre del Proyecto: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN NAVE INDUSTRIAL Ppico=108 kWp Pn=100 kW		Escala: S/E
GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA		Titulo del plano: PLANO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 3D		Hoja: 8/8



## **DOCUMENTO 3: PLIEGO DE CONDICIONES:**

### 1. Condiciones Generales.

#### 1.1. Ámbito de aplicación:

Este Pliego de Condiciones determina los requisitos a que se debe ajustar la ejecución de instalaciones de energías renovables, cuyas características técnicas estarán especificadas en el correspondiente proyecto.

#### 1.2. Disposiciones generales:

El Contratista está obligado al cumplimiento de la Reglamentación del Trabajo correspondiente, la contratación del Seguro Obligatorio, Subsidio familiar y de vejez, Seguro de Enfermedad y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes o que en lo sucesivo se dicten. En particular, deberá cumplir lo dispuesto en la Norma UNE 24042 “Contratación de Obras. Condiciones Generales”, siempre que no lo modifique el presente Pliego de Condiciones.

El Contratista deberá estar clasificado, según Orden del Ministerio de Hacienda, en el Grupo, Subgrupo y Categoría correspondientes al Proyecto y que se fijará en el Pliego de Condiciones Particulares, en caso de que proceda. Igualmente deberá ser Instalador, provisto del correspondiente documento de calificación empresarial.

##### 1.2.1. Condiciones facultativas legales.

Las obras del Proyecto, además de lo prescrito en el presente Pliego de Condiciones, se regirán por lo especificado en:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Documento Básico HE 5 "Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica".

- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Orden FOM/1635/2013, de 10 de septiembre, por la que se actualiza el Documento Básico DB-HE "Ahorro de Energía" del Código Técnico de la Edificación, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.
- Real Decreto 732/2019, de 20 de diciembre (BOE 27-diciembre-2019).
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- 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.
- Real Decreto 841/2002 de 2 de agosto por el que se regula para las actividades de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- Real Decreto 1433/2003 de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Norma UNE-EN-IEC 61853-3-4 sobre Módulos fotovoltaicos. Criterios ecológicos.

- Norma UNE-EN 50380 sobre Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
- Norma UNE EN 60891 sobre Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino.
- Norma UNE EN 60904 sobre Dispositivos fotovoltaicos. Requisitos para los módulos solares de referencia.
- Norma UNE EN 20460-7-712:2016 sobre Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía - Guía.
- Norma UNE EN 61194 sobre Parámetros característicos de sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.
- Norma UNE 61215 sobre Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo.
- Norma UNE EN 61277 sobre Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía.
- Norma UNE EN 61453 sobre Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (FV).
- Norma UNE EN 61646:1997 sobre Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo.
- Norma UNE EN 61683 sobre Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- Norma UNE EN 61701 sobre Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).
- Norma UNE EN 61721 sobre Susceptibilidad de un módulo fotovoltaico (FV) al daño por impacto accidental (resistencia al ensayo de impacto).
- Norma UNE EN 61724 sobre Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- Norma UNE EN 61725 sobre Expresión analítica para los perfiles solares diarios.

- Norma UNE EN 61727 sobre Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- Norma UNE EN 61829 sobre Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.

### 1.2.2. Seguridad en el trabajo:

El Contratista está obligado a cumplir las condiciones que se indican en la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales y cuantas en esta materia fueran de pertinente aplicación.

Asimismo, deberá proveer cuanto fuese preciso para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en debidas condiciones de seguridad.

Mientras los operarios trabajen en circuitos o equipos en tensión o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal; los metros, reglas, mangos de aceiteras, útiles limpiadores, etc., que se utilicen no deben ser

de material conductor. Se llevarán las herramientas o equipos en bolsas y se utilizará calzado aislante o al menos sin herrajes ni clavos en suelas.

El personal de la Contrata viene obligado a usar todos los dispositivos y medios de protección personal, herramientas y prendas de seguridad exigidos para eliminar o reducir los riesgos profesionales tales como casco, gafas, guantes, etc., pudiendo el director de Obra suspender los trabajos, si estima que el personal de la Contrata está expuesto a peligros que son corregibles.

El director de Obra podrá exigir del Contratista, ordenándolo por escrito, el cese en la obra de cualquier empleado u obrero que, por imprudencia temeraria, fuera capaz de producir accidentes que hicieran peligrar la integridad física del propio trabajador o de sus compañeros.

El director de Obra podrá exigir del Contratista en cualquier momento, antes o después de la iniciación de los trabajos, que presente los documentos acreditativos de haber formalizado los regímenes de Seguridad Social de todo tipo (afiliación, accidente, enfermedad, etc.) en la forma legalmente establecida.

### 1.2.3. Seguridad pública:

El Contratista deberá tomar todas las precauciones máximas en todas las operaciones y usos de equipos para proteger a las personas, animales y cosas de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades que por tales accidentes se ocasionen.

El Contratista mantendrá póliza de Seguros que proteja suficientemente a él y a sus empleados u obreros frente a las responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc., que en uno y otro pudieran incurrir para el Contratista o para terceros, como consecuencia de la ejecución de los trabajos.

### 1.3. Organización del trabajo:

El Contratista ordenará los trabajos en la forma más eficaz para la perfecta ejecución de los mismos y las obras se realizarán siempre siguiendo las indicaciones del director de Obra, al amparo de las condiciones siguientes:

#### 1.3.1. Datos de la obra:

Se entregará al Contratista una copia de los planos y pliegos de condiciones del Proyecto, así como cuantos planos o datos necesite para la completa ejecución de la Obra.

El Contratista podrá tomar nota o sacar copia a su costa de la Memoria, Presupuesto y Anexos del Proyecto, así como segundas copias de todos los documentos.

El Contratista se hace responsable de la buena conservación de los originales de donde obtenga las copias, los cuales serán devueltos al director de Obra después de su utilización.

Por otra parte, en un plazo máximo de dos meses, después de la terminación de los trabajos, el Contratista deberá actualizar los diversos planos y documentos existentes, de acuerdo con las características de la obra terminada, entregando al director de Obra dos expedientes completos relativos a los trabajos realmente ejecutados.

No se harán por el Contratista alteraciones, correcciones, omisiones, adiciones o variaciones sustanciales en los datos fijados en el Proyecto, salvo aprobación previa por escrito del director de Obra.

#### 1.3.2. Replanteo de la obra:

El director de Obra, una vez que el Contratista esté en posesión del Proyecto y antes de comenzar las obras, deberá hacer el replanteo de las mismas, con especial atención en los puntos singulares, entregando al Contratista las referencias y datos necesarios para fijar completamente la ubicación de los mismos.

Se levantará por duplicado Acta, en la que constarán, claramente, los datos entregados, firmado por el director de Obra y por el representante del Contratista.

Los gastos de replanteo serán de cuenta del Contratista.

### 1.3.3. Condiciones generales:

El montaje de las instalaciones deberá ser efectuado por una empresa instaladora registrada de acuerdo a lo desarrollado en la instrucción técnica IT 2.

El Contratista deberá suministrar todos los equipos y materiales indicados en los Planos, de acuerdo al número, características, tipos y dimensiones definidos en las Mediciones y, eventualmente, en los cuadros de características de los Planos.

En caso de discrepancias de cantidades entre Planos y Mediciones, prevalecerá lo que esté indicado en los Planos. En caso de discrepancias de calidades, este Documento tendrá preferencia sobre cualquier otro.

En caso de dudas sobre la interpretación técnica de cualquier documento del Proyecto, la DO hará prevalecer su criterio.

Materiales complementarios de la instalación, usualmente omitidos en Planos y Mediciones, pero necesarios para el correcto funcionamiento de la misma, como oxígeno, acetileno, electrodos, minio, pinturas, patillas, estribos, manguitos pasamuros, estopa, cáñamo, lubricantes, bridas, tornillos, tuercas, amianto, toda clase de soportes, etc., deberán considerarse incluidos en los trabajos a realizar.

Todos los materiales y equipos suministrados por el Contratista deberán ser nuevos y de la calidad exigida por este PCT, salvo cuando en otra parte del Proyecto, p.e. el Pliego de Condiciones Particulares, se especifique la utilización de material usado.

La oferta incluirá el transporte de los materiales a pie de obra, así como la mano de obra para el montaje de materiales y equipos y para las pruebas de recepción, equipada con las debidas herramientas, utensilios e instrumentos de medida.

El Contratista suministrará también los servicios de un Técnico competente que estará a cargo de la instalación y será el responsable ante la Dirección Facultativa o Dirección de Obra, o la persona delegada, de la actuación de los técnicos y operarios que llevarán a

cabo la labor de instalar, conectar, ajustar, arrancar y probar cada equipo, subsistema y el sistema en su totalidad hasta la recepción.

La DO se reserva el derecho de pedir al Contratista, en cualquier momento, la sustitución del Técnico responsable, sin alegar justificaciones.

El Técnico presenciará todas las reuniones que la DO programe en el transcurso de la obra y tendrá suficiente autoridad como para tomar decisiones en nombre del Contratista.

En cualquier caso, los trabajos objeto del presente Proyecto alcanzarán el objetivo de realizar una instalación completamente terminada, probada y lista para funcionar.

El control de recepción tendrá por objeto comprobar que las características técnicas de los equipos y materiales suministrados satisfacen lo exigido en el proyecto:

- Control de la documentación de los suministros.
- Control mediante distintivo de calidad.
- Control mediante ensayos y pruebas.

La DO comprobará que los equipos y materiales recibidos:

- Corresponden a los especificados en el PCT del proyecto.
- Disponen de la documentación exigida.
- Cumplen con las propiedades exigidas en el proyecto.
- Han sido sometidos a los ensayos y pruebas exigidos por la normativa en vigor o cuando así se establezca en el pliego de condiciones.

La DO verificará la documentación proporcionada por los suministradores de los equipos y materiales que entregarán los documentos de identificación exigidos por las disposiciones de obligado cumplimiento y por el proyecto. En cualquier caso, esta documentación comprenderá al menos los siguientes documentos:

- documentos de origen, hoja de suministro y etiquetado.
- copia del certificado de garantía del fabricante, de acuerdo con la Ley 23/2003 de 10 de julio, de garantías en la venta de bienes de consumo.

- documentos de conformidad o autorizaciones administrativas exigidas reglamentariamente, incluida la documentación correspondiente al mercado CE, cuando sea pertinente, de acuerdo con las disposiciones que sean transposición de las directivas europeas que afecten a los productos suministrados.

La DO verificará que la documentación proporcionada por los suministradores sobre los distintivos de calidad que ostenten los equipos o materiales suministrados, que aseguren las características técnicas exigidas en el proyecto sea correcta y suficiente para la aceptación de los equipos y materiales amparados por ella.

#### 1.3.4. Planificación y coordinación:

A los quince días de la adjudicación de la obra y en primera aproximación, el Contratista deberá presentar los plazos de ejecución de al menos las siguientes partidas principales de la obra:

- planos definitivos, acopio de materiales y replanteo.
- montaje de salas de máquinas.
- montaje de cuadros eléctricos y equipos de control.
- ajustes, puestas en marcha y pruebas finales.

Sucesivamente y antes del comienzo de la obra, el Contratista adjudicatario, previo estudio detallado de los plazos de entrega de equipos, aparatos y materiales, colaborará con la DO para asignar fechas exactas a las distintas fases de la obra.

La coordinación con otros contratistas correrá a cargo de la DO, o persona o entidad delegada por la misma.

#### 1.3.5. Acopio de materiales:

De acuerdo con el plan de obra, el Contratista irá almacenando en lugar preestablecido todos los materiales necesarios para ejecutar la obra, de forma escalonada según necesidades.

Los materiales quedarán protegidos contra golpes, malos tratos y elementos climatológicos, en la medida que su constitución o valor económico lo exijan.

El Contratista quedará responsable de la vigilancia de sus materiales durante el almacenaje y el montaje, hasta la recepción provisional. La vigilancia incluye también las horas nocturnas y los días festivos, si en el Contrato no se estipula lo contrario.

La DO tendrá libre acceso a todos los puntos de trabajo y a los lugares de almacenamiento de los materiales para su reconocimiento previo, pudiendo ser aceptados o rechazados según su calidad y estado, siempre que la calidad no cumpla con los requisitos marcados por este PCT y/o el estado muestre claros signos de deterioro.

Cuando algún equipo, aparato o material ofrezca dudas respecto a su origen, calidad, estado y aptitud para la función, la DO tendrá el derecho de recoger muestras y enviarlas a un laboratorio oficial, para realizar los ensayos pertinentes con gastos a cargo del Contratista. Si el certificado obtenido es negativo, todo el material no idóneo será rechazado y sustituido, a expensas del Contratista, por material de la calidad exigida.

Igualmente, la DO podrá ordenar la apertura de calas cuando sospeche la existencia de vicios ocultos en la instalación, siendo por cuenta del Contratista todos los gastos ocasionados.

#### 1.3.6. Inspección y medidas previas al montaje:

Antes de comenzar los trabajos de montaje, el Contratista deberá efectuar el replanteo de todos y cada uno de los elementos de la instalación, equipos, aparatos y conducciones.

En caso de discrepancias entre las medidas realizadas en obra y las que aparecen en Planos, que impidan la correcta realización de los trabajos de acuerdo a la Normativa vigente y a las buenas reglas del arte, el Contratista deberá notificar las anomalías a la DO para las oportunas rectificaciones.

### 1.3.7. Planos catálogos y muestras:

Los Planos de Proyecto en ningún caso deben considerarse de carácter ejecutivo, sino solamente indicativo de la disposición general del sistema mecánico y del alcance del trabajo incluido en el Contrato.

Para la exacta situación de aparatos, equipos y conducciones el Contratista deberá examinar atentamente los planos y detalles de los Proyectos arquitectónico y estructural.

El Contratista deberá comprobar que la situación de los equipos y el trazado de las conducciones no interfiera con los elementos de otros contratistas. En caso de conflicto, la decisión de la DO será inapelable.

El Contratista deberá someter a la DO, para su aprobación, dibujos detallados, a escala no inferior a 1:20, de equipos, aparatos, etc., que indiquen claramente dimensiones, espacios libres, situación de conexiones, peso y cuanta otra información sea necesaria para su correcta evaluación.

Los planos de detalle pueden ser sustituidos por folletos o catálogos del fabricante del aparato, siempre que la información sea suficientemente clara.

Ningún equipo o aparato podrá ser entregado en obra sin obtener la aprobación por escrito de la DO.

En algunos casos y a petición de la DO, el Contratista deberá entregar una muestra del material que pretende instalar antes de obtener la correspondiente aprobación.

El Contratista deberá someter los planos de detalle, catálogos y muestras a la aprobación de la DO con suficiente antelación para que no se interrumpa el avance de los trabajos de la propia instalación o de los otros contratistas.

La aprobación por parte de la DO de planos, catálogos y muestras no exime al Contratista de su responsabilidad en cuanto al correcto funcionamiento de la instalación se refiere.

#### 1.3.8. Variaciones de proyecto y cambios de materiales:

El Contratista podrá proponer, al momento de presentar la oferta, cualquier variante sobre el presente Proyecto que afecte al sistema y/o a los materiales especificados, debidamente justificada.

La aprobación de tales variantes queda a criterio de la DO, que las aprobará solamente si redundan en un beneficio económico de inversión y/o explotación para la Propiedad, sin merma para la calidad de la instalación.

La DO evaluará, para la aprobación de las variantes, todos los gastos adicionales producidos por ellas, debidos a la consideración de la totalidad o parte de los Proyectos arquitectónico, estructural, mecánico y eléctrico y, eventualmente, a la necesidad de mayores cantidades de materiales requeridos por cualquiera de las otras instalaciones.

Variaciones sobre el proyecto pedidas, por cualquier causa, por la DO durante el curso del montaje, que impliquen cambios de cantidades o calidades e, incluso, el desmontaje de una parte de la obra realizada, deberán ser efectuadas por el Contratista después de haber pasado una oferta adicional, que estará basada sobre los precios unitarios de la oferta y, en su caso, nuevos precios a negociar.

#### 1.3.9. Cooperación con otros contratistas:

El Contratista deberá cooperar plenamente con otras empresas, bajo la supervisión de la DO, entregando toda la documentación necesaria a fin de que los trabajos transcurran sin interferencias ni retrasos.

Si el Contratista pone en obra cualquier material o equipo antes de coordinar con otros oficios, en caso de surgir conflictos deberá corregir su trabajo, sin cargo alguno para la Propiedad.

#### 1.3.10. Protección:

El Contratista deberá proteger todos los materiales y equipos de desperfectos y daños durante el almacenamiento en la obra y una vez instalados.

En particular, deberá evitar que los materiales aislantes puedan mojarse o, incluso, humedecerse.

Las aperturas de conexión de todos los aparatos y máquinas deberán estar convenientemente protegidos durante el transporte, el almacenamiento y montaje, hasta tanto no se proceda a su unión. Las protecciones deberán tener forma y resistencia adecuada para evitar la entrada de cuerpos extraños y suciedades dentro del aparato, así como los daños mecánicos que puedan sufrir las superficies de acoplamiento de bridas, roscas, manguitos, etc.

Igualmente, si es de temer la oxidación de las superficies mencionadas, éstas deberán recubrirse con pintura antioxidante, que deberá ser eliminada al momento del acoplamiento.

Especial cuidado se tendrá hacia materiales frágiles y delicados, como materiales aislantes, equipos de control, medida, etc., que deberán quedar especialmente protegidos.

El Contratista será responsable de sus materiales y equipos hasta la Recepción Provisional de la obra.

#### 1.3.11. Limpieza de la obra:

Durante el curso del montaje de sus instalaciones, el Contratista deberá evacuar de la obra todos los materiales sobrantes de trabajos efectuados con anterioridad, en particular de retales de tuberías, conductos y materiales aislantes, embalajes, etc.

Asimismo, al final de la obra, deberá limpiar perfectamente de cualquier suciedad todos los componentes (módulos fotovoltaicos, etc.), equipos de salas de máquinas (baterías, inversores, etc.), instrumentos de medida y control y cuadros eléctricos, dejándolos en perfecto estado.

#### 1.3.12. Andamios y aparejos:

El Contratista deberá suministrar la mano de obra y aparatos, como andamios y aparejos, necesarios para el movimiento horizontal y vertical de los materiales ligeros en la obra desde el lugar de almacenamiento al de emplazamiento.

El movimiento del material pesado y/o voluminoso, como paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, etc., desde el camión hasta el lugar de emplazamiento definitivo, se realizará con los medios de la empresa constructora, bajo la supervisión y responsabilidad del Contratista, salvo cuando en otro Documento se indique que esta tarea está a cargo del mismo Contratista.

#### 1.3.13. Obras de albañilería:

La realización de todas las obras de albañilería necesarias para la instalación de materiales y equipos estará a cargo de la empresa constructora, salvo cuando en otro Documento se indique que esta tarea está a cargo del mismo Contratista.

Tales obras incluyen aperturas y cierres de rozas y pasos de muros, recibido a fábricas de soportes, cajas, rejillas, etc., perforación y cierres de elementos estructurales horizontales y verticales, ejecución y cierres de zanjas, ejecución de galerías, bancadas, forjados flotantes, pinturas, alicatados, etc.

En cualquier caso, estos trabajos deberán realizarse bajo la responsabilidad del Contratista que suministrará, cuando sea necesario, los planos de detalles.

La fijación de los soportes, por medios mecánicos o por soldadura, a elementos de albañilería o de estructura del edificio, será efectuada por el Contratista siguiendo estrictamente las instrucciones que, al respecto, imparta la DO.

#### 1.3.14. Energía eléctrica y agua:

Todos los gastos relativos al consumo de energía eléctrica y agua por parte del Contratista para la realización de los trabajos de montaje y para las pruebas parciales y totales correrán a cuenta de la empresa constructora, salvo cuando en otro Documento se indique lo contrario.

El Contratista dará a conocer sus necesidades de potencia eléctrica a la empresa constructora antes de tomar posesión de la obra.

#### 1.3.15. Ruidos y vibraciones:

Toda la maquinaria deberá funcionar, bajo cualquier condición de carga, sin producir ruidos o vibraciones que, en opinión de la DO, puedan considerarse inaceptables o que rebasen los niveles máximos exigidos por las Ordenanzas Municipales.

Las correcciones que, eventualmente, se introduzcan para reducir ruidos y vibraciones deben ser aprobadas por la DO y conformarse a las recomendaciones del fabricante del equipo (atenuadores de vibraciones, silenciadores acústicos, etc.).

Las conexiones entre canalizaciones y equipos con partes en movimiento deberán realizarse siempre por medio de elementos flexibles, que impidan eficazmente la propagación de las vibraciones.

#### 1.3.16. Accesibilidad:

El Contratista hará conocer a la DO, con suficiente antelación, las necesidades de espacio y tiempo para la realización del montaje de sus materiales y equipos en patinillos, falsos techos y salas de máquinas.

A este respecto, el Contratista deberá cooperar con la empresa constructora y los otros contratistas, particularmente cuando los trabajos a realizar estén en el mismo emplazamiento.

Los gastos ocasionados por los trabajos de volver a abrir falsos techos, patinillos, etc., debidos a la omisión de dar a conocer a tiempo sus necesidades, correrán a cargo del Contratista.

Los elementos de medida, control, protección y maniobra deberán ser desmontables e instalarse en lugares visibles y accesibles, en particular cuando cumplan funciones de seguridad.

El Contratista deberá situar todos los equipos que necesitan operaciones periódicas de mantenimiento en un emplazamiento que permita la plena accesibilidad de todas sus partes, ateniéndose a los requerimientos mínimos más exigentes entre los marcados por la Reglamentación vigente y los recomendados por el fabricante.

El Contratista deberá suministrar a la empresa constructora la información necesaria para el exacto emplazamiento de puertas o paneles de acceso a elementos ocultos de la instalación, como válvulas, compuertas, elementos de control, etc.

#### 1.3.17. Canalizaciones:

Antes de su colocación, todas las canalizaciones deberán reconocerse y limpiarse de cualquier cuerpo extraño, como rebabas, óxidos, suciedades, etc.

La alineación de las canalizaciones en uniones, cambios de dirección o sección y derivaciones se realizará con los correspondientes accesorios o piezas especiales, centrando los ejes de las canalizaciones con los de las piezas especiales, sin tener que recurrir a forzar la canalización.

Para las tuberías, en particular, se tomarán las precauciones necesarias a fin de que conserven, una vez instaladas, su sección de forma circular.

Las tuberías deberán soportarse de tal manera que en ningún caso quede interrumpido el aislamiento térmico.

Con el fin de reducir la posibilidad de transmisión de vibraciones, formación de condensaciones y corrosión, entre tuberías y soportes metálicos deberá interponerse un material flexible no metálico.

En cualquier caso, el soporte no podrá impedir la libre dilatación de la tubería, salvo cuando se trate de un punto fijo.

Las tuberías enterradas llevarán la protección adecuada al medio en que están inmersas, que en ningún caso impedirá el libre juego de dilatación.

#### 1.3.18. Manguitos y pasamuros:

El Contratista deberá suministrar y colocar todos los manguitos a instalar en la obra de albañilería o estructural antes de que estas obras estén construidas. El Contratista será responsable de los daños provocados por no expresar a tiempo sus necesidades o indicar una situación incorrecta de los manguitos.

El espacio entre el manguito y la conducción deberá rellenarse con una masilla plástica, aprobada por la DO, que selle completamente el paso y permita la libre dilatación de la conducción. Además, cuando el manguito pase a través de un elemento cortafuego, la resistencia al fuego del material de relleno deberá ser al menos igual a la del elemento estructural. En algunos casos, se podrá exigir que el material de relleno sea impermeable al paso de vapor de agua.

Los manguitos deberán acabar a ras del elemento de obra; sin embargo, cuando pasen a través de forjados, sobresaldrán 15 mm por la parte superior.

Los manguitos serán contruidos con chapa de acero galvanizado de 6/10 mm de espesor o con tubería de acero galvanizado, con dimensiones suficientes para que pueda pasar con holgura la conducción con su aislamiento térmico. De otra parte, la holgura no podrá ser superior a 3 cm a lo largo del perímetro de la conducción.

No podrá existir ninguna unión de tuberías en el interior de manguitos pasamuros.

#### 1.3.19. Protección de partes en movimiento:

El Contratista deberá suministrar protecciones a todo tipo de maquinaria en movimiento, como transmisiones de potencia, rodetes de ventiladores, etc., con las que pueda tener lugar un contacto accidental. Las protecciones deben ser de tipo desmontable para facilitar las operaciones de mantenimiento.

#### 1.3.20. Protección de elementos a temperatura elevada:

Toda superficie a temperatura elevada, con la que pueda tener lugar un contacto accidental, deberá protegerse mediante un aislamiento térmico calculado de tal manera que su temperatura superficial no sea superior a 60 grados centígrados.

#### 1.3.21. Cuadros y líneas eléctricas:

El Contratista suministrará e instalará los cuadros eléctricos de protección, maniobra y control de todos los equipos de la instalación mecánica, salvo cuando en otro Documento se indique otra cosa.

El Contratista suministrará e instalará también las líneas de potencia entre los cuadros antes mencionados y los motores de la instalación mecánica, completos de tubos de protección, bandejas, cajas de derivación, empalmes, etc., así como el cableado para control, mandos a distancia e interconexiones, salvo cuando en otro Documento se indique otra cosa.

La instalación eléctrica cumplirá con las exigencias marcadas por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

La Empresa Instaladora Eléctrica será responsable de la alimentación eléctrica a todos los cuadros arriba mencionados, que estará constituida por 3 fases, neutro y tierra. El conexionado entre estos cables y los cuadros estará a cargo del Contratista.

El Contratista deberá suministrar a la Empresa Instaladora Eléctrica la información necesaria para las acometidas a sus cuadros, como el lugar exacto de emplazamiento, la potencia máxima absorbida y, cuando sea necesario, la corriente máxima absorbida y la caída de tensión admisible en régimen transitorio.

Salvo cuando se exprese lo contrario en la Memoria del Proyecto, las características de la alimentación eléctrica serán las siguientes: tensión trifásica a 400 V entre fases y 230 V entre fases y neutro, frecuencia 50 Hz.

#### 1.3.22. Pinturas y colores:

Todas las conducciones de una instalación estarán señalizadas de acuerdo a lo indicado en las normas UNE, con franjas, anillos y flechas dispuestos sobre la superficie exterior de la misma o, en su caso, de su aislamiento térmico.

Los equipos y aparatos mantendrán los mismos colores de fábrica. Los desperfectos, debidos a golpes, raspaduras, etc., serán arreglados en obra satisfactoriamente a juicio de la DO.

En la sala de máquinas se dispondrá el código de colores enmarcado bajo cristal, junto al esquema de principio de la instalación.

### 1.3.23. Identificación:

Al final de la obra, todos los aparatos, equipos y cuadros eléctricos deberán marcarse con una chapa de identificación, sobre la cual se indicarán nombre y número del aparato.

La escritura deberá ser de tipo indeleble, pudiendo sustituirse por un grabado. Los caracteres tendrán una altura no menor de 50 mm.

En los cuadros eléctricos todos los bornes de salida deberán tener un número de identificación que se corresponderá al indicado en el esquema de mando y potencia.

Todos los equipos y aparatos importantes de la instalación, en particular aquellos que consumen energía, deberán venir equipados de fábrica, en cumplimiento de la normativa vigente, con una placa de identificación, en la que se indicarán sus características principales, así como nombre del fabricante, modelo y tipo. En las especificaciones de cada aparato o equipo se indicarán las características que, como mínimo, deberán figurar en la placa de identificación.

Las placas se fijarán mediante remaches o soldadura o con material adhesivo, de manera que se asegure su inmovilidad, se situarán en un lugar visible y estarán escritas con caracteres claros y en la lengua o lenguas oficiales españolas.

### 1.3.24. Limpieza interior de redes de distribución:

Todas las redes de distribución deberán ser internamente limpiadas antes de su funcionamiento, para eliminar polvo, cascarillas, aceites y cualquier otro material extraño.

Durante el montaje se habrá puesto extremo cuidado en evitar la introducción de materias extrañas dentro de tubería y equipos, protegiendo sus aperturas con adecuados tapones. Antes de su instalación, tuberías, accesorios y válvulas deberán ser examinados y limpiados.

#### 1.3.25. Pruebas:

El Contratista pondrá a disposición todos los medios humanos y materiales necesarios para efectuar las pruebas parciales y finales de la instalación, efectuadas según se indicará a continuación para las pruebas finales y, para las pruebas parciales, en otros capítulos de este PCT.

Las pruebas parciales estarán precedidas de una comprobación de los materiales al momento de su recepción en obra.

Cuando el material o equipo llegue a obra con Certificado de Origen Industrial, que acredite el cumplimiento de la normativa en vigor, nacional o extranjera, su recepción se realizará comprobando, únicamente sus características aparentes.

Cuando el material o equipo esté instalado, se comprobará que el montaje cumple con las exigencias marcadas en la respectiva especificación (conexiones hidráulicas y eléctricas, fijación a la estructura del edificio, accesibilidad, accesorios de seguridad y funcionamiento, etc.).

Sucesivamente, cada material o equipo participará también de las pruebas parciales y totales del conjunto de la instalación (estanquidad, funcionamiento, puesta a tierra, aislamiento, ruidos y vibraciones, etc.).

#### 1.3.26. Pruebas finales:

Una vez la instalación se encuentre totalmente terminada, de acuerdo con las especificaciones del proyecto, y que haya sido ajustada y equilibrada de acuerdo a lo indicado en las normas UNE, se deberán realizar las pruebas finales del conjunto de la instalación y según indicaciones de la DO cuando así se requiera.

#### 1.3.27. Recepción original:

Una vez terminadas las obras y a los quince días siguientes a la petición del Contratista se hará la recepción provisional de las mismas por el Contratante, requiriendo para ello la presencia del director de Obra y del representante del Contratista, levantándose la

correspondiente Acta, en la que se hará constar la conformidad con los trabajos realizados, si este es el caso. Dicho Acta será firmada por el director de Obra y el representante del Contratista, dándose la obra por recibida si se ha ejecutado correctamente de acuerdo con las especificaciones dadas en el Pliego de Condiciones Técnicas y en el Proyecto correspondiente, comenzándose entonces a contar el plazo de garantía.

Al momento de la Recepción Provisional, el Contratista deberá entregar a la DO la siguiente documentación:

Una copia reproducible de los planos definitivos, debidamente puestos al día, comprendiendo como mínimo, el esquema de principio, el esquema de control y seguridad, el esquema eléctrico, los planos de sala de máquinas y los planos de plantas donde se deberá indicar el recorrido de las conducciones de distribución.

- Una Memoria de la instalación, en la que se incluyen las bases de proyecto y los criterios adoptados para su desarrollo.
- Una relación de todos los materiales y equipos empleados, indicando fabricante, marca, modelo y características de funcionamiento.
- Un esquema de principio de impresión indeleble para su colocación en sala de máquinas, enmarcado bajo cristal.
- El Código de colores, en color, enmarcado bajo cristal.
- El Manual de Instrucciones.
- El certificado de la instalación presentado ante la Consejería de Industria y Energía de la Comunidad Autónoma.
- El Libro de Mantenimiento.
- Lista de repuestos recomendados y planos de despiece completo de cada unidad.

La DO entregará los mencionados documentos al Titular de la instalación, junto con las hojas recopilativas de los resultados de las pruebas parciales y finales y el Acta de Recepción, firmada por la DO y el Contratista.

En el caso de no hallarse la Obra en estado de ser recibida, se hará constar así en el Acta y se darán al Contratista las instrucciones precisas y detalladas para remediar los defectos observados, fijándose un plazo de ejecución. Expirado dicho plazo, se hará un nuevo reconocimiento. Las obras de reparación serán por cuenta y a cargo del Contratista. Si el Contratista no cumpliera estas prescripciones podrá declararse rescindido el contrato con pérdida de la fianza.

#### 1.3.28. Periodos de garantía:

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos la garantía será de 8 años.

Hasta que tenga lugar la recepción definitiva, el Contratista es responsable de la conservación de la Obra, siendo de su cuenta y cargo las reparaciones por defectos de ejecución o mala calidad de los materiales.

Durante este periodo, el Contratista garantizará al Contratante contra toda reclamación de terceros, fundada en causa y por ocasión de la ejecución de la Obra.

Condiciones económicas:

- Incluirá tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.
- Quedarán incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- Asimismo, se deberá incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los

servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

1.3.29. Recepción definitiva:

Al terminar el plazo de garantía señalado en el contrato o en su defecto a los doce meses de la recepción provisional, se procederá a la recepción definitiva de las obras, con la concurrencia del director de Obra y del representante del Contratista levantándose el Acta correspondiente, por duplicado (si las obras son conformes), que quedará firmada por el director de Obra y el representante del Contratista y ratificada por el Contratante y el Contratista.

1.3.30. Permisos:

El Contratista deberá gestionar con todos los Organismos Oficiales competentes (nacionales, autonómico, provinciales y municipales) la obtención de los permisos relativos a las instalaciones objeto del presente proyecto, incluyendo redacción de los documentos necesarios, visado por el Colegio Oficial correspondiente y presencia durante las inspecciones.

1.3.31. Entrenamiento:

El Contratista deberá adiestrar adecuadamente, tanto en la explotación como en el mantenimiento de las instalaciones, al personal que en número y cualificación designe la Propiedad.

Para ello, por un periodo no inferior a lo que se indique en otro Documento y antes de abandonar la obra, el Contratista asignará específicamente el personal adecuado de su plantilla para llevar a cabo el entrenamiento, de acuerdo con el programa que presente y que deberá ser aprobado por la DO.

### 1.3.32. Presupuestos, herramientas y útiles específicos:

El Contratista incorporará a los equipos los repuestos recomendados por el fabricante para el periodo de funcionamiento que se indica en otro Documento, de acuerdo con la lista de materiales entregada con la oferta.

### 1.3.33. Subcontratación de las obras:

Salvo que el contrato disponga lo contrario o que de su naturaleza y condiciones se deduzca que la Obra ha de ser ejecutada directamente por el adjudicatario, podrá éste concertar con terceros la realización de determinadas unidades de obra (construcción y montaje de conductos, montaje de equipos especiales, construcción y montaje de cuadros eléctricos y tendido de líneas eléctricas, puesta a punto de equipos y materiales de control, etc.).

La celebración de los subcontratos estará sometida al cumplimiento de los siguientes requisitos:

- Que se dé conocimiento por escrito al director de Obra del subcontrato a celebrar, con indicación de las partes de obra a realizar y sus condiciones económicas, a fin de que aquél lo autorice previamente.
- Que las unidades de obra que el adjudicatario contrate con terceros no excedan del 50% del presupuesto total de la obra principal.

En cualquier caso, el Contratista no quedará vinculado en absoluto ni reconocerá ninguna obligación contractual entre él y el subcontratista y cualquier subcontratación de obras no eximirá al Contratista de ninguna de sus obligaciones respecto al Contratante.

### 1.3.34. Riesgos:

Las obras se ejecutarán, en cuanto a coste, plazo y arte, a riesgo y ventura del Contratista, sin que esta tenga, por tanto, derecho a indemnización por causa de pérdidas, perjuicios o averías. El Contratista no podrá alegar desconocimiento de situación, comunicaciones, características de la obra, etc.

El Contratista será responsable de los daños causados a instalaciones y materiales en caso de incendio, robo, cualquier clase de catástrofes atmosféricas, etc., debiendo cubrirse de tales riesgos mediante un seguro.

Asimismo, el Contratista deberá disponer también de seguro de responsabilidad civil frente a terceros, por los daños y perjuicios que, directa o indirectamente, por omisión o negligencia, se puedan ocasionar a personas, animales o bienes como consecuencia de los trabajos por ella efectuados o por la actuación del personal de su plantilla o subcontratado.

#### 1.3.35. Rescisión del contrato:

Serán causas de rescisión del contrato la disolución, suspensión de pagos o quiebra del Contratista, así como embargo de los bienes destinados a la obra o utilizados en la misma.

Serán asimismo causas de rescisión el incumplimiento repetido de las condiciones técnicas, la demora en la entrega de la obra por un plazo superior a tres meses y la manifiesta desobediencia en la ejecución de la obra.

La apreciación de la existencia de las circunstancias enumeradas en los párrafos anteriores corresponderá a la DO.

En los supuestos previstos en los párrafos anteriores, la Propiedad podrá unilateralmente rescindir el contrato sin pago de indemnización alguna y solicitar indemnización por daños y perjuicios, que se fijará en el arbitraje que se practique.

El Contratista tendrá derecho a rescindir el contrato cuando la obra se suspenda totalmente y por un plazo de tiempo superior a tres meses. En este caso, el Contratista tendrá derecho a exigir una indemnización del cinco por ciento del importe de la obra pendiente de realización, aparte del pago íntegro de toda la obra realizada y de los materiales situados a pie de obra.

#### 1.3.36. Precios:

El Contratista deberá presentar su oferta indicando los precios de cada uno de los Capítulos del documento "Mediciones".

Los precios incluirán todos los conceptos mencionados anteriormente.

Una vez adjudicada la obra, el Contratista elegido para su ejecución presentará, antes de la firma del Contrato, los precios unitarios de cada partida de materiales. Para cada capítulo, la suma de los productos de las cantidades de materiales por los precios unitarios deberá coincidir con el precio, presentado en fase de oferta, del capítulo.

Cuando se exija en el Contrato, el Contratista deberá presentar, para cada partida de material, precios descompuestos en material, transporte y mano de obra de montaje.

#### 1.3.37. Pago de obras:

El pago de obras realizadas se hará sobre Certificaciones parciales que se practicarán mensualmente. Dichas Certificaciones contendrán solamente las unidades de obra totalmente terminadas que se hubieran ejecutado en el plazo a que se refieran. La relación valorada que figure en las Certificaciones se hará con arreglo a los precios establecidos, reducidos en un 10% y con la cubicación, planos y referencias necesarias para su comprobación.

Serán de cuenta del Contratista las operaciones necesarias para medir unidades ocultas o enterradas, si no se ha advertido al director de Obra oportunamente para su medición, los gastos de replanteo, inspección y liquidación de las mismas, con arreglo a las disposiciones vigentes, y los gastos que se originen por inspección y vigilancia facultativa, cuando la Dirección Técnica estime preciso establecerla.

La comprobación, aceptación o reparos deberán quedar terminadas por ambas partes en un plazo máximo de quince días.

El director de Obra expedirá las Certificaciones de las obras ejecutadas que tendrán carácter de documentos provisionales a buena cuenta, rectificables por la liquidación definitiva o por cualquiera de las Certificaciones siguientes, no suponiendo por otra parte, aprobación ni recepción de las obras ejecutadas y comprendidas en dichas Certificaciones.

### 1.3.38. Abono de materiales acopiados:

Cuando a juicio del director de Obra no haya peligro de que desaparezca o se deterioren los materiales acopiados y reconocidos como útiles, se abonarán con arreglo a los precios descompuestos de la adjudicación. Dicho material será indicado por el director de Obra que lo reflejará en el Acta de recepción de Obra, señalando el plazo de entrega en los lugares previamente indicados. El Contratista será responsable de los daños que se produzcan en la carga, transporte y descarga de este material.

La restitución de las bobinas vacías se hará en el plazo de un mes, una vez que se haya instalado el cable que contenían. En caso de retraso en su restitución, deterioro o pérdida, el Contratista se hará también cargo de los gastos suplementarios que puedan resultar.

### 1.4. Disposición final:

La concurrencia a cualquier Subasta, Concurso o Concurso-Subasta cuyo Proyecto incluya el presente Pliego de Condiciones Generales, presupone la plena aceptación de todas y cada una de sus cláusulas.

## 2. CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA:

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se deberá tener particular precaución en la protección de equipos y materiales que pueden estar expuestos a agentes exteriores especialmente agresivos producidos por procesos industriales cercanos.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de c.c. reales, referidas a las condiciones estándar, deberán estar comprendidas en el margen del +- 10 % de los correspondientes valores nominales de catálogo.

## 2.1. Criterios ecológicos

El producto llevará el marcado CE de acuerdo con las Directivas 73/23/EC; 93/68/EC y 89/336/CEE según sea aplicable, cumpliendo además los siguientes requisitos:

### Criterios ecológicos

- Fomento del reciclado: Utilización preferente de vidrio y aluminio reciclados
- Control de gases especiales: Control adecuado de las emisiones de F, Cl y COV y de la manipulación de gases especiales.
- Compuestos halogenados: Prohibidos.
- Devolución del producto en componentes: Aceptación y tratamiento adecuado de los productos con Marca AENOR usados devueltos.
- Envase: Ley 11/1997.

### Requisitos de aptitud para el empleo

- Marcado CE: Conforme.
- Norma UNE-EN 61215: Conforme.

## 2.2. Información de las hojas de datos y placas de características:

### 2.2.1. Información de la hoja de datos:

#### Certificados

Todos los certificados relevantes deberán listarse en la hoja de datos

#### Material constructivo

Descripción de los materiales utilizados en la construcción de los siguientes componentes:

- Tipo de célula.
- Marco.
- Cubierta frontal.

### Funcionamiento eléctrico

Se indicarán los valores característicos siguientes en las STC ( $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$ , AM 1,5):

- Potencia eléctrica máxima ( $P_{\text{max}}$ ).
- Corriente de cortocircuito ( $I_{\text{sc}}$ ).
- Tensión en circuito abierto ( $V_{\text{oc}}$ ).
- Tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{\text{mpp}}$ ).

### Características generales

Se especificará la información sobre la caja de conexiones, tal como dimensiones, grado de protección IP, técnica para el conexionado eléctrico (por ejemplo, mediante conector o mediante cableado):

- Dimensiones externas (longitud, anchura) del módulo fotovoltaico.
- Espesor total del módulo fotovoltaico.
- Peso.

### Características térmicas

- Se requiere el valor de la NOCT.
- Se requieren los valores de los coeficientes de temperatura.

### Valores característicos para la integración de sistemas

Se requieren:

- Tensión de circuito abierto de diseño, tensión máxima permisible en el sistema y clasificación de protección.
- Corriente inversa límite.

### Clasificación de potencia y tolerancias de producción

Se precisarán las tolerancias de producción superior e inferior para una potencia máxima dada.

### 2.2.2. Información de las placas de características:

- Nombre y símbolo de origen del fabricante o suministrador.
- Designación de tipo.
- Clasificación de protección.
- Máxima tensión permitida en el sistema.
- $P_{max}$  +/- tolerancias de producción,  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  y  $V_{mpp}$  (todos los valores en las STC).

### 2.3. Subsistemas, componentes e interfaces de los sistemas FV de generación:

#### 2.3.1. Control Principal y monitorización (CPM)

Este subsistema supervisa la operación global del sistema de generación FV y la interacción entre todos los subsistemas. También podrá interactuar con las cargas.

El CPM debería asegurar la operación del sistema en modo automático o manual.

La función de monitorización del subsistema CPM puede incluir detección y adquisición de señales de datos, procesado, registro, transmisión y presentación de datos del sistema según se demande. Esta función puede monitorizar:

- Campo fotovoltaico (FV).
- Acondicionador cc.
- Interfaz de carga cc/cc.
- Subsistema de almacenamiento.
- Interfaz ca/ca.
- Carga.
- Inversor.
- Fuentes auxiliares, etc.
- Interfaz a la red.
- Condiciones ambientales.

Las funciones del subsistema de control pueden incluir, pero no están limitadas a:

- Control de almacenamiento.
- Seguimiento solar.
- Arranque del sistema.
- Control de transmisión de potencia cc.
- Arranque y control del inversor de carga (ca).
- Seguridad.
- Protección contra incendios.
- Arranque y control de fuentes auxiliares.
- Control de la interfaz a la red.
- Arranque y control de funciones de apoyo.

En cualquier diseño particular de sistemas de generación FV, alguno de los subsistemas mostrados podría estar ausente y alguno de los componentes de un subsistema podría estar presente de una o varias formas.

### 2.3.2. Subsistema fotovoltaico FV

Consiste en un conjunto de componentes integrados mecánica y eléctricamente que forman una unidad que puede producir potencia en corriente continua (cc) directamente, a partir de la radiación solar.

El subsistema FV puede incluir, pero no está limitado a:

- Módulos.
- Subcampos de módulos.
- Campos fotovoltaicos.
- Interconexiones eléctricas.
- Cimentación.
- Estructuras soporte.
- Dispositivos de protección.
- Puesta a tierra.

### 2.3.3. Acondicionador de corriente continua CC

El acondicionador cc suministra protección para los componentes eléctricos de cc y convierte la tensión del subsistema FV en una instalación de cc utilizable. Generalmente incluye todas las funciones auxiliares (tales como fuentes internas de alimentación, amplificadores de error, dispositivos de autoprotección, etc.) requeridas para su correcta operación.

El acondicionador cc puede estar formado por uno o más, pero no únicamente, de los elementos siguientes:

- Fusible.
- Interruptor.
- Diodo de bloqueo.
- Equipo de protección (unidad de carga, aislamiento).
- Regulador de tensión.
- Seguidor del punto de máxima potencia.

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

- Condiciones de entrada.
- Tensión e intensidad nominales.
- Rangos de tensión e intensidad.
- Variaciones dinámicas.
- Condiciones de salida.
- Tensión e intensidad.
- Tolerancia en la tensión de salida.
- Limitación de intensidad.
- Características de las cargas.

Otras consideraciones:

- Rendimiento del acondicionador cc.

- Interacción con el control principal.
- Condiciones ambientales.
- Características mecánicas generales.
- Requisitos de seguridad.
- Interferencias de radiofrecuencia.
- Instrumentación.
- Nivel de ruido acústico.

#### 2.3.4. 3.4. INTERFAZ CC/CC.

Incluye las funciones necesarias para adaptar la tensión cc del sistema FV de generación a la carga cc. También puede conectarse a una fuente de potencia auxiliar cc.

La interfaz cc/cc puede incluir, sin excluir otros elementos, uno o más de los siguientes componentes:

- Interruptores automáticos y fusibles.
- Convertidor de tensión cc/cc.
- Conexión de fuente ca auxiliar de potencia.
- Dispositivos de filtrado.
- Dispositivos de protección tales como:
  - Puesta a tierra.
  - Protección contra rayos.
  - Regulador de tensión.
- Aislamiento eléctrico entrada-salida.

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

- Condiciones de entrada.
  - Tensión e intensidad nominales.
  - Rangos de tensión e intensidad.
  - Variaciones dinámicas.
- Condiciones de salida.

- Tensión e intensidad.
- Tolerancia en la tensión de salida.
- Limitación de intensidad.
- Características de las cargas.
- Rendimiento de la interfaz.

Otras consideraciones:

- Interacción con el control principal.
- Condiciones ambientales.
- Características mecánicas generales.
- Requisitos de seguridad.
- Interferencias de radiofrecuencia.
- Instrumentación.
- Nivel de ruido acústico.

#### 2.3.5. Inversor:

El inversor convierte el acondicionador cc y/o salida de la batería de almacenamiento en potencia útil de ca (corriente alterna). Puede incluir control de tensión, fuentes de alimentación internas, amplificadores de error, dispositivos de autoprotección, etc.

Equipo de protección:

- Protección de la unidad.
- Protección de la carga.
- Aislamiento entre entrada y salida.
- Protecciones de sobretensión y sobreintensidad.

El inversor puede controlar uno o más, pero no está limitado a, los parámetros siguientes:

- Frecuencia.
- Nivel de tensión.
- Encendido y apagado.
- Sincronización.
- Potencia reactiva.

- Forma de la onda de salida.

Aunque el inversor puede especificarse y ensayarse independientemente del sistema de generación FV, las características técnicas dependen de los requisitos del sistema en el que se instale la unidad. Por ejemplo, los parámetros pueden ser distintos en un sistema autónomo y un sistema conectado a red.

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

- Condiciones de entrada.
  - Tensión e intensidad nominales.
  - Rangos de tensión e intensidad.
  - Variaciones dinámicas de tensión de entrada.
- Condiciones de salida.
  - Número de fases.
  - Tensión e intensidad.
  - Distorsión armónica y frecuencia de salida.
  - Tolerancias de tensión y de frecuencia.
  - Limitación de intensidad.
  - Características de las cargas.
  - Factor de potencia.
- Rendimiento del inversor.

Otras consideraciones:

- Pérdidas sin carga.
- Interacción con el control principal.
- Condiciones ambientales.
- Condiciones mecánicas generales.
- Condiciones de seguridad.
- Interferencias de radiofrecuencia.
- Instrumentación.
- Generación de ruido acústico.

### 2.3.6. Interfaz CA/CA

Incluye las funciones necesarias para convertir la tensión ca del sistema de generación FV a una carga ca. También puede conectarse a una fuente auxiliar de ca.

Un subsistema ca/ca puede incluir uno o más (entre otros) de los elementos siguientes:

- Interruptores automáticos y fusibles.
- Convertidor de tensión ca/ca.
- Conexión de fuente ca auxiliar.
- Dispositivos de filtrado.
- Dispositivos de protección tales como:
  - o Puesta a tierra.
  - o Dispositivo de protección contra el rayo (pararrayos).
  - o Reguladores.
  - o Seguridad.
  - o Aislamiento entre entrada y salida.

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

- Condiciones de entrada.
  - o Número de fases.
  - o Tensión (es) e intensidad (es) nominal (es).
  - o Rangos de tensión e intensidad.
  - o Frecuencia.
  - o Rango de frecuencia.
  - o Factor de potencia.
  - o Variaciones dinámicas.
- Condiciones de salida.
  - o Número de fases.
  - o Rangos de tensión e intensidad.
  - o Frecuencia y distorsión armónica.
  - o Tolerancia de tensión y frecuencia.

- Limitación de intensidad.
- Características de las cargas.
- Factor de potencia.
- Equilibrio de fases.

Otras consideraciones:

- Interacción con el control principal.
- Condiciones ambientales.
- Características mecánicas generales.
- Requisitos de seguridad.
- Rendimiento de la interfaz.
- Interferencias de radiofrecuencia.
- Instrumentación.

#### 2.3.7. Interfaz de la red:

Conecta eléctricamente la salida del inversor cc/ca y la red de distribución eléctrica. Posibilita al sistema de generación FV operar en paralelo con la red para así entregar o recibir energía eléctrica a o desde la red.

La interfaz a la red puede consistir, entre otros, de los elementos siguientes:

- Interruptores automáticos y fusibles.
- Convertidores de tensión ca/ca.
- Dispositivos de filtrado.
- Dispositivos de protección tales como:
  - Puesta a tierra.
  - Pararrayos.
  - Reguladores de tensión.
  - Relés.
  - Transformador de aislamiento.
- Sistemas de acoplo y desacoplo.

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

- Condiciones de entrada.
  - Número de fases.
  - Intensidad (es) y tensión (es) nominal (es).
  - Rangos de tensión e intensidad.
  - Frecuencia.
  - Rango de frecuencia.
  - Factor de potencia.
  - Variaciones dinámicas.
  
- Condiciones de salida.
  - Número de fases.
  - Rangos de tensión e intensidad.
  - Frecuencia y distorsión armónica.
  - Tolerancia de tensión y frecuencia.
  - Limitación de intensidad.
  - Características de las cargas.
  - Factor de potencia.
  - Equilibrio de fases.

Otras consideraciones:

- Interacción con el control principal.
- Condiciones ambientales.
- Características mecánicas generales.
- Requisitos de seguridad.
- Rendimiento de la interfaz.
- Interferencias de radiofrecuencia.
- Instrumentación.

## 2.4. Ensayos de módulos fotovoltaicos

### 2.4.1. Ensayo ultravioleta:

El ensayo mediante el cual se determina la resistencia del módulo cuando se expone a radiación ultravioleta (UV) se realizará según IEC 61435.

Ese ensayo será útil para evaluar la resistencia a la radiación UV de materiales tales como polímeros y capas protectoras.

El objeto de este ensayo es determinar la capacidad del módulo de resistir la exposición a la radiación ultravioleta (UV) entre 280 nm y 400 nm. Antes de realizar este ensayo se realizará el ensayo de envejecimiento por luz u otro ensayo de acondicionamiento conforme a CEI 61215 o CEI 61646.

### 2.4.2. Ensayo de corrosión por niebla salina:

El ensayo mediante el cual se determina la resistencia del módulo FV a la corrosión por niebla salina se realizará según UNE-EN 61701:2012.

Este ensayo será útil para evaluar la compatibilidad de materiales, y la calidad y uniformidad de los recubrimientos protectores.

### 2.4.3. Resistencia de ensayo al impacto:

La susceptibilidad de un módulo a sufrir daños por un impacto accidental se realizará según IEC 61721.

## 3. MONTAJE DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA:

### 3.1. Estudio y planificación previa:

Para llevar a cabo un buen montaje será necesario subdividir esta fase en tres etapas principales:

- Diseño.
- Planificación.
- Realización.

El diseño del montaje es una tarea que deberá abordarse en la propia fase de diseño general de la instalación, no limitándose ésta al cálculo y dimensionado. En esta etapa deberá quedar completamente definido el conjunto de la instalación, contando siempre con el usuario o propietario de la misma, ya que será entonces cuando deberá tener lugar el planteamiento, el debate y toma de decisiones sobre aspectos prácticos como el control, la monitorización y el mantenimiento, los requisitos estéticos, el impacto visual, los riesgos de robo y actos vandálicos, etc.

Se realizará una instalación, en la medida de lo posible, integrada arquitectónicamente con el entorno.

Se tomarán las debidas precauciones y medidas de seguridad con el fin de evitar los actos vandálicos y el robo de los diferentes elementos de la instalación, en especial del sistema de generación. Si no resulta posible ubicar los paneles en lugares inaccesibles o de muy difícil acceso, a veces no quedará más remedio que diseñar el montaje de los mismos de forma que sea prácticamente imposible desmontarlos sin romperlos y, por lo tanto, hacerlos inservibles.

Entre las posibles medidas extremas que se podrán tomar, pueden citarse:

- Rodear los paneles con un marco o perfil angular de acero.
- Pegar los módulos al marco o perfiles de la estructura con una soldadura química (fría).
- Elevar artificialmente la altura de la estructura soporte.
- Efectuar soldaduras en puntos "estratégicos" como, por ejemplo, alrededor de las tuercas de sujeción, haciendo imposible su manipulación con herramientas comunes.

En cualquier caso, el recinto ocupado por la instalación fotovoltaica, cuando ésta no quede integrada en una edificación o dentro de los límites de una propiedad con acceso restringido, deberá delimitarse por barreras físicas que, aunque no puedan evitar la presencia de personas ajenas, sí la dificulten, y sirvan para demarcar los límites de la propiedad privada (además de los de seguridad).

En cuanto a la planificación del montaje, el propósito principal de esta etapa será minimizar los posibles imprevistos que puedan surgir y asegurar, en la medida de lo posible, el cumplimiento de plazos y presupuestos.

Será muy recomendable definir de antemano el momento, la secuencia y los tiempos previstos de operaciones, la gestión del personal montador, la gestión del material y de los recursos.

El instalador deberá considerar durante la planificación cómo y qué medida afectará el montaje de la instalación fotovoltaica a las personas ajenas a la misma, a su trabajo y a sus actividades. En este sentido, se deberá informar con la suficiente antelación sobre las operaciones que conlleven cortes de luz, ruido, polvo, obstrucción y/o ocupación de vías de paso (acceso de vehículos, pasillos, etc.), utilización de espacios (habitaciones, despachos, etc.), necesidad de presencia del propietario, etc.

Por último, la etapa de realización requerirá la utilización de planos, esquemas, manuales de instalación, instrucciones, etc., que especifiquen y faciliten las tareas de montaje. El objetivo de ello será doble: llevar a cabo las operaciones de forma correcta y eficiente, y evitar disconformidades por parte del propietario.

### 3.2. La estructura soporte:

Aunque en determinadas ocasiones es posible el montaje de paneles fotovoltaicos aprovechando un elemento arquitectónico existente, o incluso sustituyéndolo, en la generalidad de los casos dicha estructura se hará indispensable, ya que cumple un triple cometido:

- Actuar de armazón para conferir rigidez al conjunto de módulos, configurando la disposición y geometría del panel que sean adecuados en cada caso.
- Asegurar la correcta inclinación y orientación de los paneles, que serán en general distintas según el tipo de aplicación y la localización geográfica.
- Servir de elemento intermedio para la unión de los paneles y el suelo o elemento constructivo (tejado, pared, etc.), que deberá soportar el peso y las

fuerzas transmitidas por aquéllos, asegurando un anclaje firme y una estabilidad perfecta y permanente.

La estructura soporte de los paneles será un elemento auxiliar, por lo general metálico (acero galvanizado, aluminio o acero inoxidable). Se considerarán en todo caso las exigencias constructivas y estructurales del CTE, con el fin de garantizar la seguridad de la instalación.

Además del peso de los módulos y de la propia estructura, ésta se verá sometida a la sobrecarga producida por el viento, el cual producirá sobre los paneles una presión dinámica que puede ser muy grande. De ahí la importancia de asegurar perfectamente la robustez, no solamente de la propia estructura, sino también y muy especialmente, del anclaje de la misma.

Además de las fuerzas producidas por el viento, habrá que considerar otras posibles cargas como la de la nieve sobre los paneles.

En base a conseguir una minimización de los costes de instalación sin pérdida de calidad, en el diseño de las estructuras se debería tender a:

- Desarrollar kits de montaje universales.
- Minimizar el número total de piezas necesarias.
- Prever un sistema de ensamblaje sencillo para reducir los costes de mano de obra.
- Utilizar, en lo posible, partes pre-ensambladas en taller o fábrica.
- Asegurar la máxima protección a los paneles contra el robo o vandalismo.

Preferentemente se realizarán estructuras de acero galvanizado, debiendo poseer un espesor de galvanizado de 120 micras o más, recomendándose incluso 200 micras. Dicho proceso de galvanizado en caliente consistirá en la inmersión de todos los perfiles y piezas que componen la estructura en un baño de zinc fundido. De esta forma, el zinc recubrirá perfectamente todas las hendiduras, bordes, ángulos, soldaduras, etc., penetrando en los pequeños resquicios y orificios del material que, en caso de usar otro método de

recubrimiento superficial, quedarían desprotegidos y se convertirían en focos de corrosión.

Toda la tornillería utilizada será de acero inoxidable. Adicionalmente, y para prever los posibles efectos de los pares galvánicos entre paneles y estructura, sobre todo en ambientes fuertemente salinos, conviene instalar unos inhibidores de corrosión galvánica, para evitar la corrosión por par galvánico.

En el diseño de la estructura se deberá tener en cuenta la posibilidad de dilataciones y constricciones, evitando utilizar perfiles de excesiva longitud o interpuestos de forma que dificulten la libre dilatación, a fin de no crear tensiones mecánicas superficiales.

#### 3.2.1. Montaje sobre cubierta:

Tanto la propia cubierta, bien sea esta plana o inclinada, como el edificio o construcción al cual pertenezca deberán soportar sin problemas las sobrecargas que produzca la estructura de paneles.

Para el caso de cubiertas planas, y si la resistencia de la misma lo permite, una técnica apropiada será el anclaje de la estructura sobre una losa de hormigón con un peso suficiente para hacer frente a vientos fuertes (todo ello según CTE). La losa podrá, simplemente, descansar sobre la cubierta, sin necesidad de anclaje con la misma.

La segunda alternativa conlleva la perforación de la cubierta y el anclaje de las barras o perfiles metálicos de sustentación de la estructura a las vigas bajo cubierta. Particular cuidado habrá de ponerse en el sellado e impermeabilización de las zonas por donde se hayan efectuado los taladros.

#### 3.3. Ensamblado de los módulos:

Este apartado comprenderá las tareas de ubicación del campo fotovoltaico, conexionado y ensamblado de los módulos, e izado y fijación de los paneles a la estructura.

### 3.3.1. Ubicación del campo fotovoltaico:

A la hora de ubicar el campo fotovoltaico se tendrán en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Elegir un día soleado para la evaluación del emplazamiento.
- En el análisis de la orientación del campo fotovoltaico, manejar una buena brújula (profesional), situarse en un lugar al aire libre y no apoyarla sobre ningún objeto que pueda alterar la indicación de la misma.
- La brújula servirá para precisar, no para determinar. El deberá tener sentido de la orientación, lo que no resultará complicado en un día soleado y conociendo la hora.
- Una vez conocidas las dimensiones de la estructura, será conveniente delimitar y señalar el perímetro de la misma, lo que facilitará su posterior montaje. Si la estructura se va a colocar próxima a un lugar accesible o susceptible de alguna modificación, será conveniente informar al propietario sobre el espacio que deberá quedar libre de obstáculos que puedan proyectar sombras sobre los paneles.
- Generalmente habrá más de una ubicación posible y adecuada. En estos casos deberá considerarse los aspectos ya mencionados de integración, accesibilidad, etc.

### 3.3.2. Conexión y ensamblado de módulos:

Los módulos fotovoltaicos dispondrán de una o dos cajas de conexiones, donde estarán accesibles los terminales positivo y negativo. Estas cajas dispondrán de unos orificios diseñados para admitir tanto prensaestopas (prensacables), como tubo protector para cables. Se podrán utilizar kits de conexión, compuestos de tubo no metálico flexible con prensaestopas en ambos extremos y ya listos para adaptarse a las cajas de conexión de sus módulos.

Los prensaestopas tendrán doble finalidad, por un lado, asegurar que se mantiene la estanquidad en el orificio de la caja, y por otro servir como sujeción del cable, evitando

así que cualquier posible esfuerzo se transmita directamente sobre las conexiones del interior. En el caso de utilizar tubo protector, este segundo aspecto quedará asegurado.

Los prensaestopas serán adecuados para la sección del cable a utilizar.

Aunque las cajas de conexiones tengan el grado de protección adecuado (aptas para la intemperie), será una buena práctica sellar todas las juntas y orificios con algún tipo de cinta, o sustancia especial para esta función.

Cuando exista una configuración serie-paralelo de cierta complejidad, el montaje de los módulos requerirá el manejo de un plano o esquema donde se refleje dicha configuración, con el fin de no cometer errores y facilitar la tarea de interconexión.

La secuencia de operaciones a seguir durante el montaje de los módulos dependerá en gran medida de las características de la estructura soporte. Cuando se permite con facilidad el acceso a la parte trasera de los módulos, el conexionado de los mismos podrá realizarse una vez fijados éstos a la estructura. En caso contrario, el conexionado será previo a su fijación en la estructura.

Durante el conexionado de los módulos deberá tenerse en cuenta la presencia de tensión en sus terminales cuando incide la radiación solar sobre ellos, por lo tanto, durante su manipulación, se recomienda cubrir completamente los módulos con un material opaco.

### 3.3.3. Fijación de los paneles a la estructura:

Si no es posible colocar la estructura en su posición definitiva habiendo montado ya previamente en aquella los paneles, éstos se agruparán para ser izados (generalmente mediante medios mecánicos), hasta el lugar donde vayan a ser instalados.

Esta operación puede ser delicada, tanto para los paneles como para las personas, por ello convendrá proteger los paneles para evitar golpes accidentales durante las maniobras y adoptar las medidas de seguridad personal adecuadas.

Para la fijación de los módulos a la estructura, o al bastidor que conforma el panel, se utilizarán únicamente los taladros que ya existan de fábrica en el marco de los mismos. Nunca se deberán hacer nuevos taladros en dicho marco, pues se correría el riesgo de

dañar el módulo y el orificio practicado carecería del tratamiento superficial al que el fabricante ha sometido el marco. Si son necesarios, los taladros se efectuarán en una pieza adicional que se interpondrá entre los módulos y el cuerpo principal de la estructura. Toda la tornillería será de acero inoxidable, observando siempre las indicaciones facilitadas por el fabricante.

### 3.4. Instalación de la toma de tierra y protecciones:

Según UNE 20460-7-712:2006 se podrán adoptar cualesquiera de los tres métodos siguientes:

- Puesta a tierra común de todos los equipos de la instalación fotovoltaica (cercos metálicos, cajas, soportes y cubiertas de los equipos, etc.).
- Puesta a tierra común de todos los equipos de la instalación fotovoltaica (cercos metálicos, cajas, soportes y cubiertas de los equipos, etc.) y del sistema. La puesta a tierra del sistema se consigue conectando un conductor eléctrico en tensión a la tierra del equipo, y puede ser importante porque puede servir para estabilizar la tensión del sistema respecto a tierra durante la operación normal del sistema; también puede mejorar la operación de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes en caso de fallo.
- Punto central del sistema y equipos electrónicos conectados a una tierra común.

Si se utiliza el sistema de puesta a tierra, uno de los conductores del sistema bifásico o el neutro en un sistema trifásico deberá sólidamente conectado a tierra de acuerdo a lo siguiente:

- La conexión a tierra del circuito de corriente continua puede hacerse en un punto único cualquiera del circuito de salida del campo FV. Sin embargo, un punto de conexión a tierra tan cerca como sea posible de los módulos FV y antes que cualquier otro elemento, tal como interruptores, fusibles y diodos de protección, protegerá mejor el sistema contra las sobretensiones producidas por rayos.

- La tierra de los sistemas o de los equipos no debería ser interrumpida cuando se desmonte un módulo del campo.
- Es conveniente utilizar el mismo electrodo de tierra para la puesta a tierra del circuito de CC y la puesta a tierra de los equipos. Dos o más electrodos conectados entre sí serán considerados como un único electrodo para este fin. Además, es conveniente que esta puesta a tierra sea conectada al neutro de la red principal, si existe. Todas las tierras de los sistemas de CC y CA deberían ser comunes.

Caso de no utilizar un sistema de puesta a tierra para reducir las sobretensiones, se deberá emplear cualesquiera de los siguientes métodos (según UNE 20460-7-712:2006):

- Métodos equipotenciales (cableado).
- Blindaje.
- Interceptación de las ondas de choque.
- Dispositivos de protección.

### 3.5. Montaje del resto de componentes:

Para el montaje de los componentes específicos como reguladores, inversores, etc., se deberán seguir las instrucciones del fabricante.

Respecto al tendido de líneas, a veces será preciso sacrificar la elección del camino o recorrido ideal del cableado para salvar dificultades u obstáculos que supondrían un riesgo o encarecimiento de la mano de obra de la instalación. Se recomienda el uso de un lubricante en gel para el tendido de cables bajo tubo.

Se deberán identificar adecuadamente todos los elementos de desconexión de la instalación, así como utilizar uniformemente el color de los cables de igual polaridad (incluidos los del campo fotovoltaico). El color rojo se suele reservar para el polo positivo y el negro para el polo negativo.

#### 4. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA:

##### 4.1. Generalidades.

Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos de tres años.

El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los fabricantes.

##### 4.2. Programa de mantenimiento:

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

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

El plan de mantenimiento preventivo engloba las operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deberán permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

El plan de mantenimiento correctivo engloba todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.

Incluirá:

La visita a la instalación en los plazos siguientes:

- Conectada a red: 1 semana ante cualquier incidencia y resolución de la avería en un plazo máximo de 15 días.
- El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de esta.

- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento deberá realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

En instalaciones conectadas a red, el mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en instalaciones de potencia inferior a 5 kWp y semestral para el resto, en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos. situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.
- Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

En ambos casos, se registrarán las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

## DOCUMENTO 4: PRESUPUESTO:

### 1. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL:

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario	Precio total
ES01	Soporte S3 de aleación de aluminio 6005 T6 diseñado para atornillarse a grecas de chapa metálica, incorpora un soporte de caucho de polietileno propileno dieno monómero (EPDM) que evita las filtraciones, los tornillos autorroscantes M6 de acero inoxidable de punta reducida irán incluidos	480	8,30 €	3.984 €
ES02	Soporte P32 para unión del bastidor con el soporte S3, se unirá al soporte mediante tornillos autorroscantes M6 de acero inoxidable que irán incluidos.	480	3,10 €	1.488 €
ES03	Bastidor de aleación de aluminio 6005 T6 para darle inclinación al panel fotovoltaico.	240	43,60 €	10.464 €
ES04	Perfil P26 de aleación de aluminio 6005 T6 encargado de sustentar los paneles fotovoltaico. Longitud 2,2 m	251	38,90 €	9.763,90 €
ES05	Conector P26 de aleación de aluminio 6005 T6 será el encargado de unir los perfiles P26 mediante tornillos autorroscantes M6 de acero inoxidable	240	3,60 €	864 €
ES06	Grapa G6 intermedia diseñada para el anclaje de los módulos fotovoltaicos entre 35 y 40 mm. El atornillado se realiza mediante tornillería M6 de acero inoxidable incluida	432	2,90 €	1.252,80 €
ES07	Grapa G10 final diseñada para el anclaje de los módulos fotovoltaicos entre 35 y 40			

	mm. El atornillado se realiza mediante tornillería M6 de acero inoxidable incluida	96	2,80 €	268,80 €
ES08	Tornillos autorroscantes M6 de acero inoxidable 40 mm	1000	1,30 €	1.300 €
ES09	Tornillos autorroscantes M6 de acero inoxidable 70 mm	600	1,60 €	960,00 €
MF01	Modulo fotovoltaico marca Jinko Solar modelo JKM450M-6TL4-V, módulo fotovoltaico monocristalino half cell con tecnología MBB. Degradación de un 2% en el primer año y un 0,55% lineal posteriormente llegado a una degradación de 15,2% tras los 25 años de vida útil. 120 celdas conectadas 2 ramas de 60 células en serie. P <sub>máx</sub> =450Wp; V <sub>mp</sub> 34,17 V; I <sub>mp</sub> = 13,17 A; V <sub>oc</sub> = 41,27 V; I <sub>sc</sub> = 13,95 A. Dimesiones 1868x1134x30 mm	240	145,60 €	34.944,00 €
INV01	Inversor solar marca Huawei modelo SUN2000-100KTL-M1. Inversor con 100 kW de salida nominal con 10 seguidores de máxima potencia (MPP), eficiencia máxima de 98,8% a 480 V de salida, gestión de nivel de cadena, diagnóstico inteligente de curvas intesidad-Voltaje, protección contra rayos para corriente alterna y continua y protección IP66.	1	6000	6.500,00 €
EL01	Cable solar de la marca Topsolar o similar H1Z2Z2-K Conductor de sección 4 mm <sup>2</sup> y aislamiento PVC	800	1,3	1.040,00 €
EL02	Cable RZ1-K (AS) de la Marca Lumex modelo Class 1000V (AS) tensión nominal 0,6/1 kV norma de diseño UNE 21123-4, no propagación			

	de la llama UNE EN 60332-1-2 IEC 60332-1-2, no propagación del incendio UNE EN 60332-3-24, Libre de halógenos UNE EN 50267-2-1 ... Sección 95 mm <sup>2</sup>	50	3,45 €	172,50 €
EL03	Cable de protección tierra 4 mm <sup>2</sup>	800	1,25 €	1.000,00 €
EL04	Cable de protección de tierra 50 mm <sup>2</sup>	50	2,26 €	113,00 €
EL05	Conectores MC4 para conexión de módulos fotovoltaicos y conexión de strings a inversor	100	2,90 €	290,00 €
EL06	Bandeja de rejilla	200	31,90 €	6.380,00 €
EL07	Bridas	100	8,13 €	813,00 €
PR01	Fusibles del tipo gPV de 15 A dimensiones 10 x38 mm con tensiones máximas de 1500 V y poder de corte de hasta 30 kA	20	3,00 €	60,00 €
PR02	Base portafusible 10x38 mm	20	3,00 €	60,00 €
PR03	Protector contra sobretensiones transitorias Marca Cipotrec modelo PSM3-40/1500 PV IR, tipo 2, 40 kA, 1500Vdc, 3 polos, desenchufable	20	105,00 €	2.100,00 €
PR04	Armario para protecciones de corriente continua superficial grado de protección IP65 con 20 huecos de 2P y 20 huecos de 3P dimensiones 600 x 400 x 150 cm	1	150,00 €	150,00 €
PR05	Interruptor automático magnetotérmico marca Legrand Modelo MCCB DPX3 160 In=160 A, Ic= 25kA, 4 polos. Este interruptor automático llevará integrado un diferencial electrónico ajustable con pantalla LCD, sensibilidad ajustable ( 30mA, 300mA, 1 A, 3 A) y disparo ajustable (0s, 0,3s, 1 s, 3 s)	1	710,34 €	710,34 €

PR06	Cuadro protecciones de corriente alterna con grado de protección IP30 para interruptor automático de 4P dimensiones 200 x 150 x 100 cm	1	53,00 €	53,00 €
M01	Operario para montaje de estructuras y módulos fotovoltaicos sobre cubierta, conexiones de módulos fotovoltaicos y canalizaciones para cables (5 días 60€/día)	6	300	1.800,00 €
M02	Alquiler grúa para subida de materiales a cubierta	1	500,00 €	500,00 €
M03	Electricista para conexión de cuadro de protecciones de corriente continua, cuadro de protecciones de corriente alterna, conexión de la instalación de a cuadro general de la nave y puesta en marcha de la instalación	1	110,00 €	110,00 €
M04	Transporte dos furgonetas completamente equipadas 5 días, una furgoneta para electricista completamente equipada 1 día Alicante-Murcia	11	100,00 €	1.100,00 €
	<b>COSTE DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>			<b>88.241,34€</b>
	Seguridad y Salud			1.764,83 €
	Gastos Generales			882,41 €
	Gestión de residuos			1.628,43 €
	<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)</b>			<b>92.517,01 €</b>

El Presupuesto de ejecución material asciende a la cifra de **NOVENTA Y DOS MIL QUINIENTOS DIECISIETE EUROS CON UN CÉNTIMO (92.517,01 €)**.

**2. PRESUPUESTO GENERAL:**

	<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)</b>			<b>92.517,01 €</b>
	Gastos generales			12.027,22 €
	Beneficio industrial			5.551,02 €
	<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA (PEC)</b>			<b>110.095,25€</b>
	IVA (21%)			23120 €
	<b>PRESUPUESTO TOTAL</b>			<b>133.215,25€</b>

El Presupuesto total asciende a la cifra de **CIENTO TREINTA Y TRES MIL DOSCIENTOS QUINCE EUROS CON VEINTICINCO CÉNTIMOS (133.215,25€)**.

