

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE  
ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y  
AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL



**UNIVERSITAS**  
*Miguel Hernández*

" DISEÑO DE INSTALACIÓN SOLAR  
FOTOVOLTAICA EN NAVE INDUSTRIAL  
CON VERTIDO CERO "

TRABAJO FIN DE GRADO

Octubre 2025

AUTOR: Jose Bailén Sampere

DIRECTOR/ES: Mario Ortiz García

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y  
AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL



UNIVERSITAS  
Miguel Hernández

Biblioteca  
UNIVERSITAS Miguel Hernández

" DISEÑO DE INSTALACIÓN SOLAR  
FOTOVOLTAICA EN NAVE INDUSTRIAL  
CON VERTIDO CERO "

TRABAJO FIN DE GRADO

Octubre 2025

AUTOR: Jose Bailén Sampere

DIRECTOR/ES: Mario Ortiz García

# UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

## ÍNDICE

<b>I. MEMORIA DESCRIPTIVA .....</b>	<b>1</b>
<b>1. Objeto del proyecto .....</b>	<b>1</b>
<b>2. Antecedentes y justificación.....</b>	<b>1</b>
2.1. Fundamentos de la energía solar fotovoltaica .....	1
2.2. Situación actual de la energía solar en España .....	2
<b>3. Normativa aplicable .....</b>	<b>4</b>
<b>4. Datos de partida.....</b>	<b>6</b>
4.1. Emplazamiento y características de la nave industrial .....	6
4.2. Datos meteorológicos y radiación solar (PVGIS) .....	7
4.3. Curvas de consumo eléctrico .....	8
<b>5. Diseño y descripción técnica de la instalación.....</b>	<b>11</b>
5.1. Configuración general del sistema .....	11
5.2. Módulos fotovoltaicos .....	12
5.3. Inversor.....	13
5.4. Sistema de monitorización.....	15
5.5. Estructura de montaje .....	15
5.6. Instalación eléctrica .....	16
5.7. Puesta a tierra.....	17
<b>6. Producción estimada y balance energético.....</b>	<b>18</b>
<b>7. Energía generada por la instalación y porcentaje de autoconsumo.....</b>	<b>19</b>
<b>8. Estudio de viabilidad .....</b>	<b>19</b>
8.1. Antesala .....	19
8.2. Metodología del análisis económico .....	22
8.3. Cálculo de consumo a red.....	24
8.4. Producción FV y autoconsumo.....	29

8.5. Ahorro económico .....	29
<b>II. ANEXOS A LA MEMORIA .....</b>	<b>32</b>
<b>1. Cálculos justificativos.....</b>	<b>32</b>
1.1. Dimensionamiento de la instalación (PVGIS y Excel) .....	32
1.2. Número de módulos en serie y en paralelo.....	38
1.3. Tipo de instalación.....	44
1.4. Cálculo del conexionado y secciones de conductores .....	46
1.5. Cableado de corriente alterna .....	51
1.6. Cálculo de las protecciones .....	54
1.7. Cálculo de puesta a tierra.....	56
<b>2. Bibliografía y referencias normativas.....</b>	<b>57</b>
<b>III. PLIEGO DE CONDICIONES.....</b>	<b>61</b>
<b>1. Objeto del pliego .....</b>	<b>61</b>
<b>2. Condiciones generales y normativa.....</b>	<b>62</b>
<b>3. Materiales y equipos.....</b>	<b>63</b>
3.1. Módulos fotovoltaicos .....	64
3.2. Estructura de soporte .....	65
3.3. Inversor .....	67
3.4. Cableado .....	67
3.5. Protecciones.....	68
3.6. Toma a tierra .....	68
<b>4. Ejecución y montaje .....</b>	<b>69</b>
<b>5. Medidas de seguridad.....</b>	<b>70</b>
<b>6. Recepción y pruebas.....</b>	<b>71</b>
<b>7. Mantenimiento .....</b>	<b>72</b>
<b>8. Conexionado a red .....</b>	<b>73</b>
<b>9. Garantía.....</b>	<b>74</b>

<b>IV. PRESUPUESTO .....</b>	<b>75</b>
<b>V. PLANOS Y FICHAS TÉCNICAS .....</b>	<b>77</b>



## **I. MEMORIA DESCRIPTIVA**

### **1. Objeto del proyecto**

El presente proyecto tiene como objetivo diseñar y justificar técnicamente una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo con vertido cero, ubicada en la cubierta de una nave industrial logística situada en Guardamar del Segura (Alicante).

El objetivo principal es aprovechar la radiación solar disponible en la zona para disminuir el consumo eléctrico proveniente de la red, fomentando así una actividad industrial más eficiente y sostenible, tanto desde el punto de vista ambiental como económico.

Toda la energía producida por la instalación se empleará para el consumo propio de la nave, evitando el vertido de excedentes mediante un sistema que limita la potencia exportada hacia la red.

El desarrollo del trabajo contempla el análisis del emplazamiento, la evaluación del recurso solar, el diseño de los componentes principales (módulos, inversores y estructura de soporte) y la estimación de la producción eléctrica anual, con el fin de establecer un modelo de autoconsumo industrial viable y eficiente.

Dado que el uso principal de la nave será de logística se prevé que el consumo será mucho menor a la potencia instalable en cubierta, dada esta situación se contempla una posterior ampliación de la instalación que iría dedicada al suministra del resto de naves. No obstante, dicha ampliación no forma parte del alcance de este proyecto, limitándose este al diseño y dimensionamiento de la instalación de autoconsumo correspondiente a esta nave.

### **2. Antecedentes y justificación**

#### **2.1 Fundamentos de la energía solar fotovoltaica**

La energía solar fotovoltaica se ha convertido en una de las fuentes renovables más utilizadas en la actualidad. Su funcionamiento se basa en aprovechar la luz del sol para generar electricidad de una manera limpia, silenciosa y sin emisiones contaminantes.

El principio en el que se apoya es el efecto fotovoltaico, un fenómeno conocido desde el siglo XIX. Este efecto ocurre cuando la radiación solar incide sobre determinados materiales semiconductores, normalmente silicio dopado con pequeñas cantidades de

fósforo y boro. La energía de los fotones libera electrones del material, produciendo así una corriente eléctrica, cada célula solar genera una tensión muy baja, de alrededor de 0,5 voltios, por lo que se agrupan muchas de ellas en módulos fotovoltaicos. A su vez, los módulos se conectan entre sí en serie y en paralelo para alcanzar las tensiones y corrientes necesarias según la aplicación.

La energía que generan los paneles es de corriente continua, para poder utilizarla en instalaciones industriales o domésticas, es necesario transformarla en corriente alterna mediante inversores electrónicos. Estos equipos, además de realizar la conversión, controlan el funcionamiento del sistema y ajustan el punto de máxima potencia de los paneles para que trabajen en las condiciones más eficientes. También se encargan de las protecciones y de la sincronización con la red interna.

En general, una instalación solar fotovoltaica está formada por varios elementos principales: el generador fotovoltaico, compuesto por los módulos solares; los inversores, que convierten y regulan la energía; la estructura de soporte, que fija los paneles a la cubierta o al suelo con la inclinación adecuada; el cableado y las protecciones, que garantizan la conducción y la seguridad eléctrica; y el sistema de monitorización, que permite comprobar la producción y el rendimiento en tiempo real.

El uso de la energía solar ofrece muchas ventajas frente a las fuentes de energía tradicionales. No produce contaminación durante su funcionamiento, requiere un mantenimiento reducido y aprovecha un recurso natural prácticamente inagotable. Además, su aplicación es muy flexible, ya que puede emplearse tanto en pequeñas viviendas como en grandes instalaciones industriales, como la que se desarrolla en este proyecto.

## 2.2 Situación actual de la energía solar en España

España se encuentra en un momento de notable transformación de su matriz energética, en el que las fuentes renovables adquieren un peso cada vez mayor. Según recientes estimaciones, para el año 2025 se espera que la producción de energías renovables supere los 149 TWh, lo que supondría una participación aproximada del 56 % del mix eléctrico nacional.

Dentro de ese escenario, la energía fotovoltaica destaca como uno de los principales motores de crecimiento, tanto en generación distribuida como en gran escala.

### Evolución de la potencia instalada

La tecnología fotovoltaica ha experimentado incrementos considerables en los últimos años. A 31 de diciembre de 2024, la potencia instalada de solar fotovoltaica en España alcanzó los 32.350 MW, suponiendo un crecimiento del +22,8 % respecto al año anterior. Asimismo, la fotovoltaica ya representa el 25,1 % de la potencia total instalada en el sistema eléctrico nacional. Estas cifras muestran que la solar fotovoltaica ha dejado de ser marginal para ocupar un lugar institucionalizado dentro del sistema energético.

En términos de generación, la solar fotovoltaica también ha avanzado de forma destacada. Por ejemplo, en enero de 2025 se registró una generación de 2.292 GWh correspondiente a esta tecnología, representando un 9,5 % de la producción eléctrica mensual. Aunque la eólica sigue liderando en renovables, la fotovoltaica ya se sitúa como la tercera tecnología del mix, por delante de los ciclos combinados.

#### Impulso del autoconsumo y generación distribuida

El autoconsumo, tanto residencial como industrial, ha sido otro vector clave para el crecimiento de la fotovoltaica en España. El auge en los últimos años se vincula a la eliminación de barreras regulatorias, al descenso de costes del módulo fotovoltaico y al incremento del precio de la electricidad.

Sin embargo, recientemente el sector se enfrenta a algunas señales de desaceleración: en el primer trimestre de 2025 el autoconsumo registró una caída del 17 % respecto al mismo período del año anterior. Esta tendencia invita a considerar que, aunque el marco favorable persiste, existen retos administrativos, de trámites o de saturación del mercado que requieren atención.

#### Distribución geográfica y régimen de crecimiento

La implantación de instalaciones fotovoltaicas presenta una clara distribución desigual por comunidades autónomas. Andalucía, Extremadura y Castilla-La Mancha concentran un elevado porcentaje de la potencia fotovoltaica instalada, gracias a su alta radiación solar, disponibilidad de suelo y normativas de impulso.

Este reparto geográfico es importante para el proyecto, dado que la zona de Alicante/Murcia (“sureste español”) también presenta condiciones favorables, lo que refuerza la viabilidad técnica del emplazamiento.

#### Retos y perspectivas de futuro

Pese al crecimiento robusto, el sector de la fotovoltaica en España afronta varios retos. Entre ellos destacan, la congestión de la red y las limitaciones de integración de nuevas potencias en ciertas zonas.

La ralentización de autorizaciones: durante el segundo trimestre de 2025, los MW autorizados se redujeron en cerca de 941 MW respecto al trimestre anterior.

La necesidad de mejorar los procesos administrativos y la normativa para acelerar el despliegue, especialmente en generación distribuida y autoconsumo.

En contraste, las perspectivas siguen siendo optimistas: se esperan tasas de crecimiento anual de aproximadamente 15-16 % hasta 2030, con estimaciones de mercado que sitúan a España llegando a cerca de 40 GW fotovoltaicos instalados hacia 2025-2026.

#### Implicación para el proyecto

El contexto nacional favorece el diseño de instalaciones fotovoltaicas como la del presente TFG. La creciente participación de la solar, la normativa que impulsa el autoconsumo y la especial radiación del sureste español crean un entorno técnico y económico favorable.

No obstante, el proyecto debe contemplar con realismo los desafíos: cambios normativos, competencia por espacio en la red, y el hecho de que la eficiencia del sistema dependerá no solo de la potencia instalada, sino de la optimización de la producción (mediante orientación, inclinación, sombras) y el autoconsumo real de la nave.

### **3. Normativa aplicable**

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT-01 a BT-52.

- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- 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 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.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la
- 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.
- 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.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- 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.
- Real Decreto 390/2021, de 1 de junio, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación energética de los edificios.
- Manual Técnico MT 3.53.01 de Iberdrola (i-DE Redes Eléctricas Inteligentes): condiciones técnicas de conexión de instalaciones de producción eléctrica a la red de distribución.
- Guía Técnica de aplicación de la ITC-BT-40 “Instalaciones generadoras de baja tensión”, publicada por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.
- Reglamento (UE) 305/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, por el que se establecen condiciones armonizadas para la comercialización de productos de construcción (marcado CE).
- Reglamento (UE) 2016/364 de la Comisión, relativo a la clasificación de las propiedades de reacción al fuego de los productos de construcción.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Plan urbanístico y ordenanzas municipales del término de Guardamar del Segura.

- Recomendaciones técnicas del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) para el diseño y mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas.

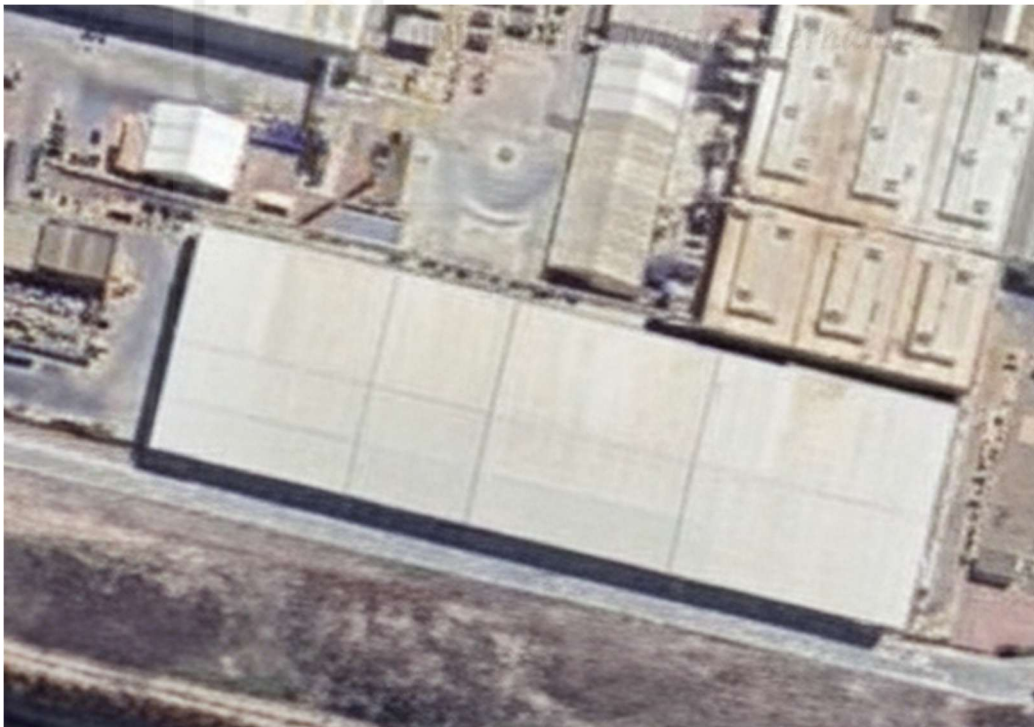
#### **4. Datos de partida**

##### **4.1 Emplazamiento y características de la nave industrial**

La instalación se llevará a cabo sobre una de las nuevas naves pertenecientes a un complejo industrial situado en el municipio de Guardamar del Segura, Alicante. La nave está destinada a logística relacionada con el almacenamiento y distribución del material fabricado en el propio complejo.

El edificio se encuentra en las cercanías de la carretera N-332, con coordenadas aproximadas  $38,1097^{\circ}$  N y  $-0,6642^{\circ}$  O, su cubierta metálica a dos aguas presenta unas dimensiones de 172,04 m de largo y 49,52 m de ancho, alcanzando una superficie aproximada de 8520 m<sup>2</sup>.

Por motivos de confidencialidad, los datos relativos a la empresa propietaria y a la localización exacta han sido omitidos o adaptados, utilizándose únicamente con fines académicos en el presente trabajo.





**Figura 1 y 2:** Situación de la nave industrial dentro del complejo

#### 4.2 Datos meteorológicos y radiación solar (PVGIS)

Para la obtención de los datos meteorológicos consultaremos el historial en PVGIS usando la base de datos SARA3, para ello usaremos las siguientes condiciones:

Tecnología FV: Silicio cristalino (a pesar de usar paneles de silicio monocristalino a la hora de configurar PVGIS se ha de poner paneles policristalinos).

- Potencia FV pico instalada (Kwp): 240,5kWp.
- Posición de montaje: sobre el tejado.
- Inclinação: 10°, la propia de la cubierta.
- Azimut: -77°. El azimut ha sido calculado usando los planos de AutoCAD.

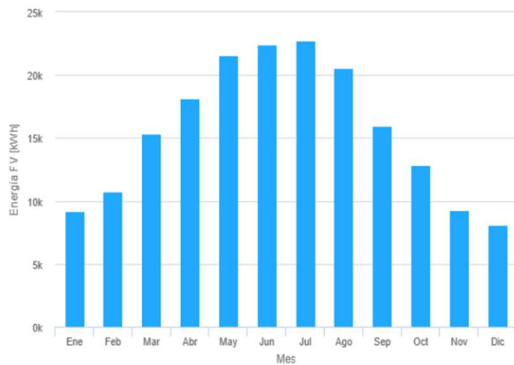
(Estos parámetros se encuentran justificados en el punto III. Anexos a la memoria. apartado 1.1. Dimensionamiento de la instalación.)

El resultado de la simulación nos da una producción anual total de 326963,21kWh, con una irradiación media anual sobre el plano del generador de 1848,69 kWh/m<sup>2</sup>.

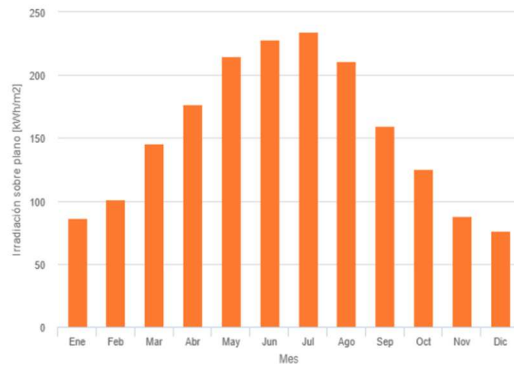
La variación interanual calculada por PVGIS es de unos 6922,60kWh, lo que nos asegura una estabilidad adecuada de energía solar en la zona. Las principales pérdidas del sistema se deben a la temperatura y baja irradiancia (-11,8 %) y al ángulo de incidencia (-3,4 %).

El estudio muestra la generación esperada: la producción aumenta progresivamente desde marzo hasta alcanzar sus valores máximos entre junio y agosto (en torno a 37-40 MWh mensuales) y desciende en los meses de invierno (enero, febrero, noviembre y diciembre), donde se sitúa entre 14 y 16 MWh mensuales.

Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



**Figura 2 y 3:** Tablas de producción e irradiación PVGIS.

Para ajustar de manera correcta los strings a los límites de tensión en frío de los inversores de 1100V, se colocarán 370 módulo de 650W.

#### 4.3 Curvas de consumo eléctrico

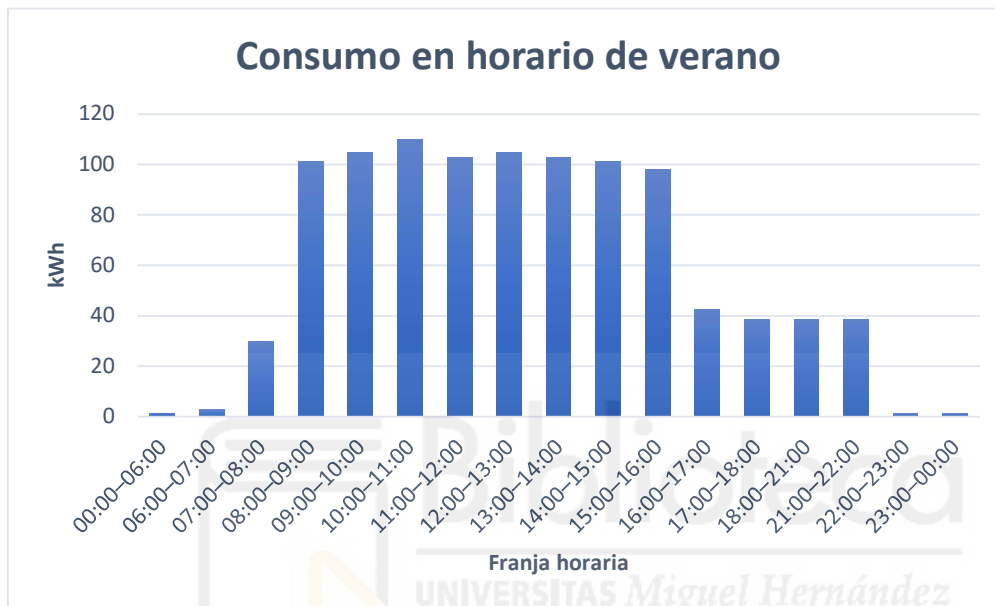
Dado que es una nave de nueva construcción no se disponen de históricos de consumo pertenecientes al último año, por ello, ya que conocemos la maquinaria que se instalará y a la cual habrá que suministrar alimentación vamos a hacer el cálculo de consumos en base a los datos que se nos ha proporcionado:

**Tabla 1:** Estimación de consumo diario.

uso / zona	componente	Uds.	consumo unitario (kwh/h)	horas/día	consumo total (kwh/día)
<b>Producción</b>	Carretillas Toyota	4	6,4	6	153,6
<b>Producción</b>	Carretilla grande	1	11,9	6	71,4
<b>Producción</b>	Transpaletas	6	0,46	3	8,28
<b>Producción</b>	Enfardadora Messersi	1	4	4	16
<b>Producción</b>	Líneas de empaquetado (robot + cintas)	3	5	8	120
<b>Producción</b>	Iluminación nave (LED 4 W/m <sup>2</sup> × 8.520 m <sup>2</sup> )	1	34,1	10	341
<b>Producción</b>	Tomas y enchufes de servicio	30	0,1	6	18
<b>Vestuarios</b>	Termo ACS (duchas)	2	3	3	18
<b>Vestuarios</b>	Estufa eléctrica	2	2	5	20
<b>Baños</b>	Secamanos eléctricos	2	1,8	1	3,6
<b>Baños</b>	Extractores / ventiladores	2	0,2	8	3,2
<b>Oficinas</b>	Equipos informáticos y periféricos (12 puestos)	12	0,15	8	14,4
<b>Oficinas</b>	Iluminación oficinas (15 W/m <sup>2</sup> × 120 m <sup>2</sup> )	1	1,8	8	14,4
<b>Oficinas</b>	Impresoras, routers, equipos red	1	0,5	8	4
<b>Oficinas</b>	Climatización (2 splits 2,5 kW)	2	2,5	5	25
<b>Cafetería</b>	Frigoríficos	2	0,15	24	7,2
<b>Cafetería</b>	Máquina vending café	1	0,3	24	7,2
<b>Cafetería</b>	Máquinas vending refrigeradas	2	0,35	24	16,8
<b>Cafetería</b>	Microondas	2	1,2	1	2,4
<b>Cafetería</b>	Tostadora	1	0,8	1	0,8
<b>Cafetería</b>	Enchufes varios	4	0,05	8	1,6
				Total KWh/día	866,88

En esta nave se trabajará en horario laboral de lunes a viernes de 08:00 a 17:00 en horario de invierno y de 08:00 a 16:00 en horario de verano, considerándose junio, julio, agosto y septiembre los meses correspondientes a verano.

Debido a esto realizaremos un estudio contemplando ambas situaciones, primeramente, el consumo en un día con horario de invierno y seguidamente el consumo en uno de verano.

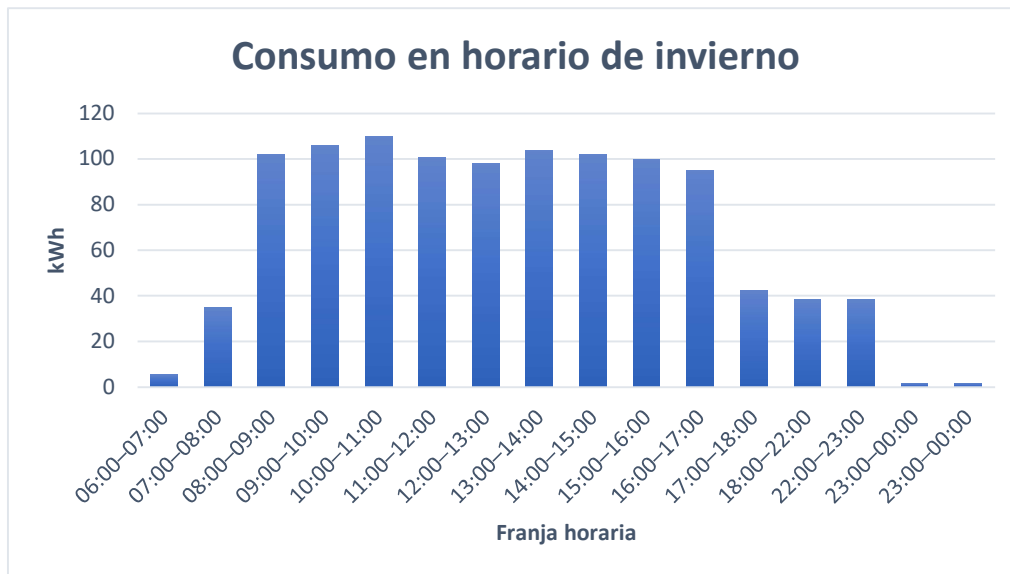


**Figura 4:** Gráfica de consumo por horas en verano.

Durante el día tipo de verano, el consumo se mantiene bajo durante la noche (1,5 kW de base), aumenta bruscamente al inicio del turno laboral y se mantiene estable alrededor de 105–107 kW durante toda la jornada.

Al finalizar la actividad, el consumo desciende de manera progresiva, manteniéndose únicamente las cargas permanentes nocturnas.

La jornada reducida y el menor uso de iluminación hacen que el consumo total diario en verano sea ligeramente inferior al de invierno.



**Figura 5:** Gráfica de consumo por horas en invierno.

En el día tipo de invierno, el perfil presenta una forma similar, aunque con un consumo algo superior (110 kW de pico) debido al uso intensivo de la iluminación artificial y los sistemas de calefacción en vestuarios.

El horario más amplio de trabajo también incrementa el consumo energético total diario respecto al periodo estival.

## 5. Diseño y descripción técnica de la instalación

### 5.1 Configuración general del sistema

La instalación fotovoltaica proyectada estará formada por un campo solar de 240,5 kWp dispuesto sobre la cubierta metálica de la nave. La instalación se conecta a la red interior de baja tensión del edificio y funcionará en régimen de autoconsumo con vertido cero, de modo que toda la energía generada se destina al consumo propio de la nave sin inyección de excedentes a la red de distribución.

El sistema fotovoltaico está formado por los componentes enumerados a continuación:

- Campo generador fotovoltaico, integrado por módulos de silicio monocristalino de 650 W cada uno, dispuestos sobre estructura coplanar fijada directamente a la cubierta metálica mediante anclajes específicos para chapa grecada. La potencia total instalada asciende a 240,5 kWp, con una orientación hacia el sureste (azimut =  $-77^\circ$ ) y una inclinación de  $10^\circ$ .
- Estructura de soporte, de tipo coplanar, fabricada en aluminio anodizado y acero inoxidable, diseñada para resistir las cargas de viento de la zona conforme al CTE

DB-SE-AE. Esta solución permite un bajo impacto estructural y reduce los esfuerzos sobre la cubierta al prescindir de estructuras elevadas.

- Inversores fotovoltaicos tipo string, distribuidos por zonas de cubierta para minimizar las pérdidas por caída de tensión y facilitar el mantenimiento. Cada inversor convierte la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna trifásica a 400 V, sincronizada con la red interior de la nave. Los inversores incorporan sistemas de seguimiento MPPT, protecciones CC/CA y comunicación con el sistema de monitorización.
- Sistema de monitorización y control, encargado de registrar los parámetros eléctricos, temperaturas y alarmas de cada inversor. Además, incluye el sistema de limitación de potencia exportada, que regula en tiempo real la producción de los inversores para mantener el intercambio de potencia con la red igual a cero.
- Red de protecciones y distribución, que incluye cuadros de corriente continua (fusibles, seccionadores), cuadros de corriente alterna con interruptores automáticos y diferenciales, y protecciones coordinadas hasta el cuadro general de baja tensión (CGBT) de la nave.
- Sistema de puesta a tierra y equipotencialidad, común con el sistema existente en la instalación eléctrica de baja tensión del edificio, asegurando continuidad y cumplimiento de la ITC-BT-18 e ITC-BT-40 del REBT.

El conjunto se ha dimensionado para maximizar el autoconsumo directo, optimizando la relación entre energía generada y demanda de la nave, evitando sobredimensionamientos que provoquen excedentes no aprovechables. La disposición coplanar de los módulos permite un mantenimiento sencillo y reduce los riesgos de sobrecarga estructural, asegurando al mismo tiempo una adecuada ventilación y refrigeración de los paneles.

## 5.2 Módulos fotovoltaicos

Para la instalación se ha seleccionado el módulo LONGi Hi-MO X10 de 650 W de potencia nominal, fabricado con tecnología de silicio monocristalino tipo N y celdas TOPCon bifaciales half-cut. Este modelo presenta un alto rendimiento y buena resistencia térmica.

El módulo tiene una eficiencia del 24,1 %, lo que contribuye a reducir el número de paneles necesarios para alcanzar la potencia total instalada. Su superficie aproximada es de 2,6 m<sup>2</sup>, con dimensiones de 2 382 × 1 134 mm, y un peso de ~32 kg por unidad.

Los módulos están formados por 144 células divididas en dos mitades para reducir las pérdidas por resistencia interna y mejorar el comportamiento frente a sombras parciales. El encapsulado está fabricado con vidrio templado antirreflectante de alta transmitancia, con marco de aluminio anodizado y caja de conexiones IP68 con diodos de derivación. Las características eléctricas del módulo bajo condiciones estándar de medida (STC: 1 000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C, espectro AM 1.5) son las siguientes:

**Tabla 2:** Características del módulo LONGi Hi-MO X10 650W.

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia nominal (Pmax)	650	W
Tensión a máxima potencia (Vmp)	44,56	V
Corriente a máxima potencia (Imp)	14,59	A
Tensión en circuito abierto (Voc)	53,9	V
Corriente de cortocircuito (Isc)	15,29	A
Eficiencia del módulo	24,1	%
Temperatura nominal de operación (NOCT)	-40 ~ +85	°C
Coefficiente de potencia con temperatura	-0,26	%/°C
Clase de protección	IP68	—

El número total de módulos instalados será de 370.

Estos módulos se montarán coplanares sobre la cubierta metálica mediante estructura de aluminio con anclajes específicos para chapa grecada, distribuyéndose de forma regular a lo largo de ambas partes de la cubierta. La conexión se realizará agrupando los paneles en cadenas (strings) optimizadas según la tensión de trabajo de los inversores y las condiciones de temperatura, cumpliendo lo establecido en la ITC-BT-40 del REBT.

La elección de este modelo se justifica por su alta eficiencia, fiabilidad del fabricante (Tier 1 Bloomberg) y su buena relación calidad-precio, además de ofrecer una garantía de producto de 15 años y una garantía de rendimiento lineal de 30 años, con una degradación de 0,35 % anual tras el segundo año.

### 5.3 Inversor

El equipo seleccionado es el modelo SUN2000-115KTL-M2 del fabricante Huawei. Se trata de un inversor trifásico de 115 kW de potencia nominal de salida y 125 kWp de potencia máxima de entrada, adecuado para nuestra instalación.

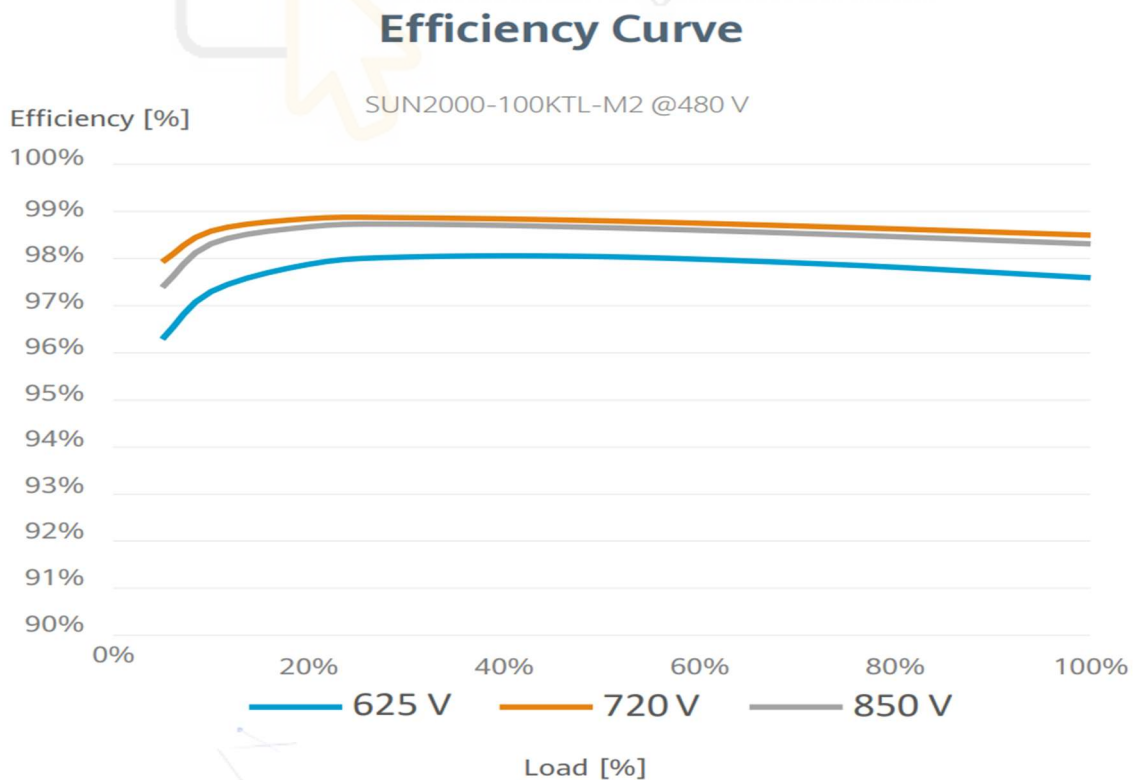
El inversor dispone de 10 seguidores MPPT independientes con 2 entradas por cada uno, lo que permite conectar hasta 20 cadenas de paneles fotovoltaicos por inversor y optimizar el rendimiento frente a posibles diferencias de orientación o sombras parciales en cubierta. La tensión máxima de entrada en corriente continua es de 200/1.100 V, con una tensión nominal de 1.000 V y un rango de potencia máxima de 540 – 800 V, características que se ajustan al diseño de series de 17 y 18 módulos.

El inversor integra protecciones internas en corriente continua y alterna, sistema de monitorización y comunicaciones RS485/Ethernet, y control de potencia activa para funcionamiento en modo de vertido cero.

Para ello, se utilizará el contador bidireccional Huawei DTSU666-H, que permite regular dinámicamente la potencia generada para mantener el intercambio neto con la red en 0 kW, cumpliendo con la normativa de autoconsumo sin vertido.

El equipo se instalará en el interior de la nave, próximo a los cuadros de corriente continua, con el fin de minimizar las pérdidas por caída de tensión y facilitar las labores de mantenimiento.

Las especificaciones técnicas completas del modelo se recogen en la ficha técnica adjunta en el anexo correspondiente.



**Figura 6:** Curva de eficiencia inversor SUN 2000-75/100/115/125KTL-M2.

#### 5.4 Sistema de monitorización

La instalación contará con un sistema de monitorización integrado basado en la plataforma Huawei FusionSolar, a través de la cual se registrarán en tiempo real los parámetros eléctricos de la planta. Cada inversor SUN2000-115KTL-M2 incorpora comunicaciones RS485 y Ethernet, permitiendo el envío continuo de datos a la pasarela de comunicación central (SmartLogger o CloudLink).

El sistema recogerá información sobre tensión, corriente, potencia instantánea, energía diaria y acumulada, rendimiento de los MPPT, temperaturas de los equipos y posibles alarmas o fallos. Estos datos quedarán accesibles mediante aplicación web y móvil, facilitando el seguimiento del rendimiento y la detección temprana de incidencias.

Para cumplir con la condición de vertido cero, el sistema de monitorización incluye el contador bidireccional Huawei DTSU666-H, instalado en el punto de conexión con la red (PCC). Este equipo mide de forma continua la potencia de intercambio entre la red y la instalación fotovoltaica, enviando la información a los inversores. Cuando el contador detecta potencia exportada, los inversores ajustan automáticamente su producción para mantener el intercambio con la red igual a cero.

Este sistema garantiza que toda la energía generada se destina al autoconsumo de la nave, evitando cualquier inyección a la red de distribución. Al mismo tiempo, permite disponer de un registro completo de funcionamiento y producción, útil tanto para el control energético como para la justificación del rendimiento anual de la planta.

#### 5.5 Estructura de montaje

Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura de soporte coplanar, adaptada a la cubierta metálica existente de la nave industrial. Este tipo de estructura permite fijar los paneles directamente sobre el plano de la cubierta, manteniendo la misma inclinación ( $10^\circ$ ) y orientación (azimut  $-77^\circ$ ), lo que reduce el impacto visual, simplifica el montaje y minimiza la carga estructural.

La estructura está formada por perfiles de aluminio anodizado y elementos de unión en acero inoxidable A2, lo que garantiza una alta resistencia mecánica y una buena durabilidad frente a la corrosión en ambientes costeros como el de Guardamar del Segura. Los módulos se fijan mediante grapas intermedias y terminales que aseguran su correcta sujeción sin dañar el marco de los paneles.

El anclaje a la cubierta se realizará mediante presores específicos para chapa grecada, que se fijan directamente sobre las correas metálicas de la estructura portante. Este sistema

permite una instalación rápida y segura, evitando perforaciones innecesarias y asegurando la estanqueidad de la cubierta.

Se mantendrán pasillos técnicos de mantenimiento de una medida que permita realizar labores de mantenimiento a 2 personas de manera simultánea entre filas, de acuerdo con la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, que exige zonas de acceso y seguridad en instalaciones fotovoltaicas sobre cubiertas.

La estructura se ha dimensionado para soportar las cargas de viento y peso propias de la instalación, conforme al Documento Básico DB-SE-AE del Código Técnico de la Edificación. En la zona de Guardamar del Segura, la presión dinámica de viento considerada es de aproximadamente  $0,6 \text{ kN/m}^2$ , lo que se ha tenido en cuenta en la elección del sistema de anclaje.

La disposición coplanar adoptada ofrece un equilibrio adecuado entre rendimiento energético, estabilidad mecánica y facilidad de mantenimiento. Además, evita el uso de estructuras inclinadas con mayor altura que aumentarían las cargas de viento y reducirían la superficie útil disponible en cubierta.

## 5.6 Instalación eléctrica

### a) Circuito de corriente continua (CC)

El cableado en CC se realizará mediante conductores de cobre, con aislamiento  $0,6/1\text{KV}$  H1Z2Z2-K, apto para tensiones de  $1.500 \text{ Vdc}$ , resistente a radiación UV, ambientes exteriores y temperaturas de servicio de hasta  $90 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Los conductores positivos y negativos se tenderán en pares, siguiendo recorridos paralelos, y se instalarán en tubo corrugado rígido, sujeto a la estructura de soporte de los módulos mediante abrazaderas certificadas. En tramos donde sea necesario agrupar varios strings, se emplearán bandejas portacables metálicas perforadas resistentes a intemperie. Dado que la instalación discurre parcialmente en el exterior, las canalizaciones ubicadas sobre cubierta cumplirán lo indicado en la ITC-BT-30, utilizando material con grado de protección mínimo IPX4 frente a la penetración de agua. Las conexiones y empalmes se realizarán mediante conectores estancos tipo MC4 o equivalentes certificados para  $1.500 \text{ Vdc}$ .

Para la ejecución del tendido se seguirá lo establecido en la ITC-BT-20, manteniendo radios mínimos de curvatura y evitando tensiones mecánicas sobre los conductores.

### b) Circuitos de corriente alterna (CA)

El cableado en corriente alterna, comprendido entre los inversores y el cuadro general de baja tensión (CGBT), se ejecutará mediante conductores de cobre tipo RZ1-K (AS), de aislamiento reticulado 0,6/1 kV, libre de halógenos y con baja emisión de humos, cumpliendo los requisitos de reacción al fuego para uso industrial.

El tendido se realizará sobre bandeja portacables perforada de PVC o acero galvanizado, fijada a la estructura interior de la nave mediante soportes mecánicos. En todos los casos se garantizará:

una caída de tensión inferior al 1 %,

la correcta disipación térmica,

y el cumplimiento de las intensidades admisibles del conductor según el REBT.

Las canalizaciones metálicas se conectarán a tierra según se detalla en el apartado correspondiente.

#### 5.7 Puesta a tierra

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto en el lado de corriente continua como en el de corriente alterna, estarán conectadas a un único sistema de puesta a tierra, común para toda la instalación interior de la nave. La puesta a tierra será independiente del neutro de la empresa distribuidora, cumpliendo lo establecido en la ITC-BT-18 y la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

La conexión a tierra garantizará que:

- no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de distribución.
- no exista transferencia de defectos desde la instalación fotovoltaica hacia la red exterior.
- y se asegure la correcta actuación de las protecciones diferenciales.

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a redes de baja tensión deberán disponer de separación galvánica respecto a la red de distribución, ya sea mediante transformador de aislamiento o mediante los dispositivos equivalentes que incorporan los inversores tipo string de última generación, cumpliendo las funciones de aislamiento exigidas.

Los siguientes elementos se conectarán a la red de tierra:

- Estructura metálica de soporte de los módulos.
- Marcos de los módulos fotovoltaicos y conectores equipotenciales.
- Inversores y cuadros eléctricos de CC y CA.
- Bandejas portacables y canalizaciones metálicas.

- Elementos conductores accesibles.

La sección mínima de los conductores de protección será la indicada por la ITC-BT-18, utilizándose en general:

- $\geq 16 \text{ mm}^2$  Cu para la estructura y equipotencialidad principal.
- $\geq 6 \text{ mm}^2$  Cu para equipotenciales locales.

El valor objetivo de la resistencia de puesta a tierra será inferior a  $10 \Omega$ , suficiente para asegurar el disparo de las protecciones en el esquema adoptado (TT).

La continuidad eléctrica del sistema de tierras se verificará mediante mediciones normalizadas una vez finalizada la instalación.

## 6. Producción estimada y balance energético

A partir de la simulación realizada en PVGIS para una potencia instalada de 240,5 kWp, con una inclinación de  $10^\circ$ , azimut de  $-77^\circ$  y pérdidas globales del 14 %, se obtienen los valores mensuales de energía generada por el sistema fotovoltaico, la irradiancia media sobre el plano del generador y la desviación estándar asociada a la variabilidad interanual del recurso solar.

El resultado indica una producción anual total de 326963,2 kWh, con una irradiancia media anual sobre el plano de 1.848,69 kWh/m<sup>2</sup>.

**Tabla 3:** Resultados proporcionados por PVGIS.

Mes	Produc. Mes (kWh)	Irrad. mes (kWh/m <sup>2</sup> )	Desviación std (kWh)
Enero	15976,6	85,7	1458,7
Febrero	18777,5	100,7	1636,2
Marzo	26746,4	145,4	2703,4
Abril	31804,5	176,9	1889,8
Mayo	37796,2	215,4	2820,5
Junio	39319,8	229,4	1071
Julio	39969	235,6	874,8
Agosto	36052,9	211,1	1239,5
Septiembre	27941,9	160	1169,5
Octubre	22434,1	125,3	1637,1
Noviembre	16046,6	87,4	1279,5
Diciembre	14097,6	75,9	925,1

Se puede observar un incremento progresivo de la producción desde marzo hasta agosto, alcanzando un máximo en los meses de junio y julio ( $\approx 40$  MWh/mes), coincidiendo con los valores más altos de irradiancia solar.

En los meses de invierno (enero, febrero, noviembre y diciembre) la generación baja, situándose entre 14 y 16 MWh/mes, lo que resulta coherente con la menor altura solar y las mayores pérdidas por ángulo de incidencia.

Las pérdidas globales del sistema, estimadas por PVGIS en torno al 14 %, se deben principalmente a:

Pérdidas por temperatura y baja irradiancia: -11,8 %

Pérdidas por ángulo de incidencia: -3,4 %

Pérdidas eléctricas (cableado, inversores, mismatching): -2 %

Estos valores son habituales en instalaciones industriales sobre cubierta y podrían verse ligeramente mejorados en la realidad por el posible efecto bifacial de los módulos, no considerado en la simulación.

## **7. Energía generada por la instalación y porcentaje de autoconsumo**

A partir de la simulación generada en PVGIS para 240,5 kWp, junto con el consumo que se ha determinado para la nave en base a las horas de trabajo de la fábrica (Especificado en apartados anteriores). Se ha realizado un balance energético horario que nos permitirá evaluar el nivel de autoconsumo y la parte cubierta de la demanda.

## **8. Estudio de viabilidad**

### **8.1 Antesala**

Vamos a realizar el estudio económico para asegurar la viabilidad de la instalación, para ello lo que buscamos conseguir es conocer el ahorro económica que supone al cliente la instalación propuesta, así como saber si otro tipo de instalación tendría una mayor viabilidad y conocer el tiempo de recuperación de la inversión inicial.

Para calcular el tiempo de retorno de la inversión hemos accedido a distintas bases de datos, pero antes de aplicar esos datos tenemos que decidir en el tramo en el que estamos.

A continuación, en la tabla 4, aparecen las distintas tarifas y las condiciones que se han de cumplir para acogernos a cada una de ellas.

**Tabla 4:** Tarifas de acceso según potencia.

TENSIÓN (kV)	POTENCIA CONTRATADA (kW)	TARIFA DE ACCESO ACTUAL			NUEVA TARIFA DE ACCESO			
		NOMBRE	Nº PERIODOS POTENCIA	Nº PERIODOS ENERGÍA	NOMBRE	Nº PERIODOS POTENCIA	Nº PERIODOS ENERGÍA	
Baja tensión	kV ≤ 1	P ≤ 10	2.0A	1	1	2.0TD	2	3
			2.0DHA	1	2			
			2.0DHS	1	3			
		10 < P ≤ 15	2.1A	1	1			
			2.1DHA	1	2			
			2.1DHS	1	3			
P > 15	3.0A	3	3	3.0TD	6	6		
Alta tensión	1 < kV ≤ 30	P ≤ 450	3.1A	3	3	6.1TD	6	6
	30 < kV ≤ 36			3	3	6.2TD	6	6
	1 < kV ≤ 30	P > 450	6.1A	6	6	6.1TD	6	6
	30 < kV ≤ 72,5	6.2A	6	6	6.2TD	6	6	
	72,5 < kV ≤ 145	6.3A	6	6	6.3TD	6	6	
	kV > 145	6.4A	6	6	6.4TD	6	6	

A la hora de facturar la potencia se diferencian dos casos:

- Contador tipo 4 y 5 (Pot máxima contratada ≤ 50kW): se factura la potencia contratada más los excesos de potencia, si la demandada fuera superior a la contratada en cualquier momento del periodo a facturar.
- Contador tipo 1/2/3 (Pot máxima contratada > 50kW): la potencia contratada se factura del mismo modo, sin embargo, la forma de facturar los excesos de potencia varía. En este caso se penaliza cada instante en el que la potencia demandada supera la contratada.

Tendrá 6 periodos de energía:

La facturación del término de energía se hará del mismo modo que ahora, es decir, para cada periodo tarifario, se multiplicará la energía consumida por el precio.

Los periodos tarifarios tanto para energía como para potencia, en península, son los siguientes:

**Tabla 5:** Periodos de energía según hora.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

No hay distinción entre verano e invierno en los periodos.

Con facturación de energía reactiva. Se mantiene el criterio actual, es decir, se facturará este concepto siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33% del consumo de activa durante el período de facturación considerado, excluyendo el periodo 6.

**Tabla 6:** Precio de los peajes de periodo.

TARIFA	P1 (€/kWh)	P2 (€/kWh)	P3 (€/kWh)	P4 (€/kWh)	P5 (€/kWh)	P6 (€/kWh)
2.0TD	0,033081	0,019184	0,000557			
3.0TD	0,023974	0,01282	0,007573	0,005495	0,000424	0,000234
6.1TD	0,021899	0,011675	0,007394	0,005376	0,000406	0,000212
6.2TD	0,011872	0,00653	0,003686	0,002774	0,000249	0,00009
6.3TD	0,010399	0,005651	0,003603	0,002659	0,000238	0,00014
6.4TD	0,008757	0,004806	0,003067	0,002206	0,000139	0,000089

En el caso de la nave del proyecto, los datos conocidos son:

- La instalación eléctrica está en baja tensión ( $\leq 1\text{kV}$ ).
- La potencia prevista de operación en horario laboral ronda los 110kW, mucho mayor a los 15kW.
- Se trata de un uso industrial/logístico, con maquinaria y equipos que requieren potencias elevadas.

Con estas condiciones, todas las tarifas de la familia 2.0 y 3.0TD quedan descartadas, ya que se aplican únicamente a suministros con potencia  $\leq 15\text{kW}$ . También se descartan todas las tarifas 6.3 y 6.4TD, que requieren suministro en alta tensión y potencia  $\geq 450\text{kW}$ , una situación que no se da en esta nave.

Por lo que la tarifa a la que nos acogemos dado que se adapta a nuestros requisitos será la 6.1TD, que cuenta con 6 tramos horarios de potencia.

**Tabla 7:** Precio de las tarifas usados en los cálculos.

<b>Precio energía</b>	P1	P2	P3	P4	P5	P6
<b>€/kW/día</b>	0,021899	0,011675	0,007394	0,005376	0,000406	0,000212

Hemos optado por la tarifa de Naturgy, ya que era la que ofrecía unos mejores precios de energía .

## 8.2 Metodología del análisis económico

Una vez definida la tarifa de acceso aplicable (6.1TD), el siguiente paso consiste en determinar el coste anual, mensual y diario de la energía en ausencia de instalación fotovoltaica, para ello usaremos unas tablas orientativas aplicando los precios que se especifican en el punto anterior teniendo en cuenta los horarios de la fábrica y los periodos tarifarios P1 a P6.

En nuestro caso se han considerado dos planteamientos claramente diferenciados, ya que la actividad de la nave presenta dos horarios de trabajo establecidos y que se mantienen de forma constante durante todo el año. La nave, al ser de uso logístico y dar soporte a la producción de toda la fábrica, opera con una rutina muy estable y con cargas prácticamente constantes en horario laboral, lo que permite realizar una estimación económica fiable.

El primer planteamiento será el correspondiente al horario de verano, que incluye los meses de junio, julio, agosto y septiembre, durante este periodo la jornada laboral se lleva a cabo de 08:00 h a 16:00 h, coincidiendo mayormente en los meses de junio, agosto y septiembre con los periodos 3 y 4, exceptuando el mes de julio en el que coincide con los periodos 1 y 2.

El segundo planteamiento corresponderá al horario de invierno, que incluirá el resto de los meses, es decir, enero, febrero, marzo, abril, mayo, octubre, noviembre y diciembre, durante estos meses el horario pasará a ser de 08:00 a 17:30 con una hora de descanso para comer, coincidiendo los meses de enero, febrero y diciembre con los periodos 1 y 2, marzo y noviembre con los periodos 2 y 3, y los meses de abril, mayo y octubre con los periodos 4 y 5.

Como se pueden deducir de las tablas anteriormente mencionadas, los tramos P1, P2 y P3 son los más costosos, lo que nos dice que durante los meses de invierno tendremos un mayor gasto relacionado con el consumo energético.

Para cada uno de estos casos se realizará el cálculo del coste energético primeramente sin instalación solar fotovoltaica y posteriormente con ella, en este cálculo se tendrán en cuenta:

- Las horas de funcionamiento y la irradiación en ese momento.
- Los precios de periodo y tarifa fija según mes.
- EL reparto de consumos horario.

Este cálculo será la base para poder cuantificar después el ahorro real que proporciona la planta solar.

Para ello se elaborará, para cada planteamiento (verano e invierno), una tabla donde se indiquen las horas de funcionamiento diarias, el periodo tarifario que corresponde a cada hora y el precio del kWh aplicable en cada caso. De este modo se obtiene el precio medio del kWh consumido en cada mes y, a partir de este, el coste mensual asociado a la demanda energética de la nave.

Una vez definido el coste sin fotovoltaica, se realizará el cálculo equivalente incluyendo la producción solar. Para ello se tomará la energía generada por la instalación en cada mes (según los datos proporcionados por PVGIS) y se restará a la energía que debería comprarse a la red en ese mismo periodo. Con este procedimiento se obtiene el coste real del suministro cuando la instalación está en funcionamiento y, por diferencia entre ambos escenarios, el ahorro diario, mensual y anual que proporciona el sistema fotovoltaico.

### 8.3 Cálculo de consumo a red.

Los cálculos mostrados a continuación se han realizado en Excel, usando los valores mencionado en el apartado anterior dependiendo del periodo en el que se encuentre.

Horario de invierno

**Tabla 8:** Consumo diario en meses de invierno.

Enero-Febrero-Diciembre					
Hora	Consumo	FV hora	Consumo a red	Gasto €/h	Gastos €/h con FV
0:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
1:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
2:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
3:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
4:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
5:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
6:00	5,5	0,00	5,50	0,47	0,47
7:00	35	0,00	35,00	3,00	3,00
8:00	102	5,47	96,53	12,12	11,47
9:00	106	32,82	73,18	14,18	9,79
10:00	110	76,57	33,43	14,72	4,47
11:00	101	114,85	0,00	13,51	0,00
12:00	98	114,85	0,00	13,11	0,00
13:00	104	92,98	11,02	13,92	1,47
14:00	102	54,69	47,31	12,12	5,62
15:00	100	27,35	72,65	11,88	8,63
16:00	95	16,41	78,59	11,29	9,34
17:00	42,5	8,20	34,30	5,05	4,07
18:00	38,5	2,73	35,77	5,15	4,79
19:00	38,5	0,00	38,50	5,15	5,15
20:00	38,5	0,00	38,50	5,15	5,15
21:00	38,5	0,00	38,50	5,15	5,15
22:00	38,5	0,00	38,50	4,57	4,57
23:00	1,5	0,00	1,50	0,18	0,18
			€/día	151,49	84,10

**Tabla 9:** Consumo diario en meses de invierno.

Marzo-Noviembre					
Hora	Consumo	FV hora	Consumo a red	Gasto €/h	Gastos €/h con FV
0:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
1:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
2:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
3:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
4:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
5:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
6:00	5,5	0,00	5,50	0,47	0,47
7:00	35	13,98	21,02	3,00	1,80
8:00	102	48,92	53,08	11,07	5,76
9:00	106	97,84	8,16	12,59	0,97
10:00	110	132,78	0,00	13,07	0,00
11:00	101	132,78	0,00	12,00	0,00
12:00	98	104,83	0,00	11,64	0,00
13:00	104	76,87	27,13	12,36	3,22
14:00	102	48,92	53,08	11,07	5,76
15:00	100	27,95	72,05	10,85	7,82
16:00	95	13,98	81,02	10,31	8,79
17:00	42,5	0,00	42,50	4,61	4,61
18:00	38,5	0,00	38,50	4,57	4,57
19:00	38,5	0,00	38,50	4,57	4,57
20:00	38,5	0,00	38,50	4,57	4,57
21:00	38,5	0,00	38,50	4,57	4,57
22:00	38,5	0,00	38,50	4,18	4,18
23:00	1,5	0,00	1,50	0,16	0,16
			€/día	136,43	62,61

**Tabla 10:** Consumo diario en meses de invierno.

Abril-Mayo-Octubre					
Hora	Consumo	FV hora	Consumo a red	Gasto €/h	Gastos €/h con FV
0:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
1:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
2:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
3:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
4:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
5:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
6:00	5,5	10,01	0,00	0,47	0,00
7:00	35	40,04	0,00	3,00	0,00
8:00	102	90,09	11,91	9,38	1,10
9:00	106	150,15	0,00	10,63	0,00
10:00	110	180,18	0,00	11,03	0,00
11:00	101	180,18	0,00	10,13	0,00
12:00	98	140,14	0,00	9,83	0,00
13:00	104	90,09	13,91	10,43	1,39
14:00	102	50,05	51,95	9,38	4,78
15:00	100	30,03	69,97	9,20	6,44
16:00	95	20,02	74,98	8,74	6,90
17:00	42,5	20,02	22,48	3,91	2,07
18:00	38,5	0,00	38,50	3,86	3,86
19:00	38,5	0,00	38,50	3,86	3,86
20:00	38,5	0,00	38,50	3,86	3,86
21:00	38,5	0,00	38,50	3,86	3,86
22:00	38,5	0,00	38,50	3,54	3,54
23:00	1,5	0,00	1,50	0,14	0,14
			€/día	116,04	42,57

## Horario de verano

**Tabla 11:** Consumo diario en meses de verano.

Junio-Agosto-Septiembre					
Hora	Consumo	FV hora	Consumo a red	Gasto €/h	Gastos €/h con FV
0:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
1:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
2:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
3:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
4:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
5:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
6:00	3	0,00	3,00	0,26	0,26
7:00	30	22,70	7,30	2,57	0,62
8:00	101	68,10	32,90	10,13	3,30
9:00	105	113,50	0,00	11,39	0,00
10:00	110	147,55	0,00	11,94	0,00
11:00	103	158,90	0,00	11,18	0,00
12:00	105	158,90	0,00	11,39	0,00
13:00	103	147,55	0,00	11,18	0,00
14:00	101	102,15	0,00	10,13	0,00
15:00	98	79,45	18,55	9,83	1,86
16:00	42,5	56,75	0,00	4,26	0,00
17:00	38,5	45,40	0,00	3,86	0,00
18:00	38,5	34,05	4,45	4,18	0,48
19:00	38,5	0,00	38,50	4,18	4,18
20:00	38,5	0,00	38,50	4,18	4,18
21:00	38,5	0,00	38,50	4,18	4,18
22:00	38,5	0,00	38,50	3,86	3,86
23:00	1,5	0,00	1,50	0,15	0,15
			€/día	119,60	23,84

**Tabla 12:** Consumo diario en meses de verano.

Julio					
Hora	Consumo	FV hora	Consumo a red	Gasto €/h	Gastos €/h con FV
0:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
1:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
2:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
3:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
4:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
5:00	1,5	0,00	1,50	0,13	0,13
6:00	3	0,00	3,00	0,26	0,26
7:00	30	25,79	4,21	2,57	0,36
8:00	101	77,36	23,64	12,00	2,81
9:00	105	128,93	0,00	14,05	0,00
10:00	110	167,61	0,00	14,72	0,00
11:00	103	180,51	0,00	13,78	0,00
12:00	105	180,51	0,00	14,05	0,00
13:00	103	167,61	0,00	13,78	0,00
14:00	101	116,04	0,00	12,00	0,00
15:00	98	90,25	7,75	11,64	0,92
16:00	42,5	64,47	0,00	5,05	0,00
17:00	38,5	51,57	0,00	4,57	0,00
18:00	38,5	38,68	0,00	5,15	0,00
19:00	38,5	0,00	38,50	5,15	5,15
20:00	38,5	0,00	38,50	5,15	5,15
21:00	38,5	0,00	38,50	5,15	5,15
22:00	38,5	0,00	38,50	4,57	4,57
23:00	1,5	0,00	1,50	0,18	0,18
			€/día	144,59	25,32

Si realizamos unos simples cálculos haciendo la suma de euros por meses veremos que en los meses de invierno se gastan unos 32631,6 € mientras que en los meses de verano se gastan 15366,15 € haciendo un monto total anual de 47997 €.

Aquí se resumen los valores de gasto con paneles solares y sin ellos, también el ahorro que supone, es decir la diferencia:

**Tabla 13:** Gastos antes y después de la instalación

Mes	Gasto sin PV (€)	Gasto con PV (€)	Ahorro (€)
Enero	4696,09	2607,07	2089,02
Febrero	4241,63	2354,78	1886,85
Marzo	4229,40	1940,80	2288,60
Abril	3481,11	1277,10	2204,02
Mayo	3597,15	1319,67	2277,48
Junio	3588,05	715,16	2872,88
Julio	4482,41	785,00	4482,41
Agosto	3707,65	739,00	2968,64
Septiembre	3588,05	715,16	2872,88
Octubre	3597,15	1319,67	2277,48
Noviembre	4092,97	1878,20	2214,77
Diciembre	4696,09	2607,07	2089,02
Total Anual	47997,75	18258,68	30524,07

Como vemos, con esta instalación que hemos optimizado prácticamente al máximo respetando las condiciones de diseño, conseguimos un ahorro anual en energía de 30.524 €.

#### 8.4 Producción FV y autoconsumo

A partir de los resultados de PVGIS para una potencia instalada de 240,5 kW<sub>p</sub>, se obtiene la producción mensual del sistema fotovoltaico. Conociendo el perfil horario de consumo de la nave, se calcula la fracción de energía FV que puede consumirse directamente cada mes, teniendo en cuenta que:

- En horario laboral coinciden los periodos tarifarios más caros con las horas de mayor irradiación
- El sistema está configurado en vertido cero, por lo que toda la energía generada por encima del consumo instantáneo se descarta.
- La coincidencia entre generación y carga proporciona un ahorro proporcionalmente mayor en los periodos P1–P3.

Como resultado, se obtiene la energía autoconsumida mensual, así como la energía no aprovechada por restricciones de vertido, que se ha usado para los cálculos de los apartados de este punto de viabilidad.

#### 8.5 Ahorro económico

A continuación se justifican y numeran las bases de cálculo usadas para este apartado. La inversión inicial para este proyecto se ha calculado mediante el presupuesto y tiene un precio de:

- CAPEX = 96680 €

De los cálculos realizados en Excel y reflejados en el apartado 8.3 sabemos que los costes anuales son:

Coste sin FV: 47.997,75€

Coste con FV: 18258,68€

- Por lo que nos genera un ahorro de 30524,07€.

Este ahorro se aplica al primer año de funcionamiento, a partir del 2º empezaremos a tener en cuenta la degradación de los módulos solares, que es de un 0,35% según indica el fabricante en la hoja de datos.

Se asignan unos costes de operación y de mantenimiento estimados en 1,5% del valor total de la instalación, es decir, 1.450,2€/año (costes O&M).

La tasa de descuento empleada es del 4,5% obtenida de la suma aproximada del 1,95% de la rentabilidad libre de riesgo (letra del tesoro) y 2,5% IPC medio de los últimos años en España.

- a) Degradación anual de la instalación:

Como nuestra fuente de alimentación son los módulos solares, supondremos que esta degradación será la que mandará en la instalación, por lo que calcularemos la degradación para el valor de 0,35%/anual.

El ahorro en el año  $t$  se calcula como:

$$Ahorro_t = Ahorro_1 * (1 - d)^{t-1}$$

donde:

$$d = 0,0035(\text{degradación anual})$$

$$t = \text{el año}$$

- b) Flujo de caja:

El flujo de caja anual ( $F_t$ ) lo definiremos como el ahorro económico generado por la instalación en el año, después de descontar costes de operación y mantenimiento.

$$F_t = Ahorro_t - C_{O\&M}$$

Donde:

- $Ahorro_t$  = ahorro económico en el año  $t$ .
- $C_{O\&M}$  = 1.450,2€/año.

Para el primer año:

$$Ahorro_1 = 30.524,07 \text{ €/año}$$

$$F_1 = 30524,07 - 1450,2 = 29.073,88 \text{ €}$$

Como el dinero pierde valor cada día, usaremos una tasa de descuento del 4,5% para calcular el flujo de caja a lo largo del tiempo.

La fórmula para actualizar el flujo del año  $t$  es:

$$F_{t,act} = \frac{F_t}{(1 + i)^t}$$

Donde:

- $i = 0,045$ (tasa de descuento)

c) Cálculo del payback:

$$Payback_{simple} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Ahorro anual}} = \frac{96.679,50}{30.524,07} = 3,15 \text{ años}$$

El cálculo del payback simple nos dice que la instalación se habrá amortizado en aproximadamente 3 años, lo que evidencia de manera notable su alta viabilidad económica.

d) Cálculo del payback compuesto:

Se calculará igual que el payback simple pero con flujos actualizados.

Una vez hemos entendido todos los datos que nos harán falta para el cálculo procedemos a introducir las fórmulas en Excel con los datos mencionados:

e) Cálculo de la tasa interna de retorno (TIR):

La TIR es la tasa  $i$  que hace que el VAN sea cero, como es una ecuación no lineal calcularemos directamente el valor con la función TIR de excel. Para ello tomamos el primer valor negativo de la inversión inicial y le restamos los flujos de caja.

**Tabla 14:** Cálculos del retorno económico.

<b>Año</b>	<b>Ahorro</b>	<b>Flujo</b>	<b>Flujo actualizado</b>
1	30524,07	29073,88	27821,89
2	30417,23	28967,04	26525,99
3	30310,77	28860,58	25290,43
4	30204,69	28754,49	24112,41
5	30098,97	28648,78	22989,24
6	29993,62	28543,43	21918,38
7	29888,65	28438,45	20897,39
8	29784,04	28333,84	19923,94
9	29679,79	28229,60	18995,82
10	29575,91	28125,72	18110,93
11	29472,40	28022,20	17267,25
12	29369,24	27919,05	16462,86
13	29266,45	27816,26	15695,93
14	29164,02	27713,83	14964,71
15	29061,94	27611,75	14267,56
16	28960,23	27510,04	13602,87
17	28858,87	27408,67	12969,14
18	28757,86	27307,67	12364,92
19	28657,21	27207,02	11788,85
20	28556,91	27106,72	11239,61
21	28456,96	27006,77	10715,95
22	28357,36	26907,17	10216,68
23	28258,11	26807,92	9740,66
24	28159,21	26709,01	9286,82
25	28060,65	26610,46	8854,11
	VAN (€)		319344,81
	Payback (Años)		3,73
	TIR(%)		24,08

Los resultados económicos obtenidos muestran que la instalación es altamente rentable. El proyecto presenta un payback de 3,73 años, una TIR del 24 %, y un VAN positivo de 319.344,81 €, lo que confirma que la inversión genera un valor añadido muy significativo durante su vida útil. Estos indicadores validan la viabilidad económica del sistema fotovoltaico y justifican plenamente su implantación.

## II. ANEXOS A LA MEMORIA

### 1. Cálculos justificativos

#### 1.1 Dimensionamiento de la instalación (PVGIS y Excel)

Los datos de partida en los que se basan nuestros cálculos son los siguientes:

- Dimensiones de la nave:

- Ancho: 49,52m
- Largo: 172.04m
- Superficie: 8520m<sup>2</sup>
- Azimut: -77°
- Inclinación cubierta: 10°
- HSP (Alicante): 5,73 kWh

En este proyecto no se busca ocupar por completo la cubierta de la nave de módulos fotovoltaicos, sino dimensionar la instalación para cubrir la demanda eléctrica de la nave sin generar excedentes significativos, en cumplimiento del régimen de autoconsumo con vertido cero.

Por este motivo, el cálculo de la potencia a instalar se realizará en base al perfil de consumo real estimado y del recurso solar disponible, y posteriormente se comprueba la viabilidad de su disposición sobre la cubierta mediante el plano desarrollado en AutoCAD. Vamos a proceder mediante tres métodos de cálculo que serán los siguiente:

- A) Potencia pico por hora consumida en la instalación,
- B) Potencia calculada por espacio disponible (fórmula de PVGIS)
- C) Dimensionamiento energético mediante HSP y consumo diario.

Otros puntos a tener en cuenta a la hora de dimensionar la instalación serán los siguientes, habrá que tener en cuenta ciertas demandas del cliente, principalmente las establecidas por el Departamento de Prevención de Riesgos Laborales (PRL) de la propia planta. Dicho departamento exige que las labores de mantenimiento en altura se realicen por dos operarios de forma simultánea y con línea de vida certificada conforme a la norma EN 795.

Por este motivo, en el diseño se han previsto pasillos técnicos de 1,2 m de anchura entre grupos de módulos fotovoltaicos, lo que permite el tránsito simultáneo de dos trabajadores equipados con arnés y herramienta sin interferir con los módulos. Estos pasillos, además de facilitar el acceso para tareas de limpieza y revisión, cumplen lo dispuesto en el artículo 3.2.2 del Real Decreto 1627/1997, sobre seguridad y salud en las obras de construcción, así como las recomendaciones del Instituto Nacional de Seguridad y Salud en el Trabajo (INSST) para trabajos en altura sobre cubiertas.

La línea de vida horizontal se ubicará en el eje de dichos pasillos, permitiendo el anclaje independiente de los dos operarios y garantizando la continuidad de la protección durante todo el recorrido.

Esta disposición de seguridad afecta directamente al área útil disponible para la instalación de módulos, ya que los pasillos reducen la superficie efectiva ocupable, pero proporcionan un equilibrio óptimo entre rendimiento energético, seguridad y mantenibilidad.

- A) Tomando como referencia el consumo máximo diario registrado durante los meses de invierno, en torno a las 10:00 h, se observa una potencia demandada aproximada de 110 kW.

Dado que la instalación fotovoltaica no entrega su potencia nominal de forma continua, y dado que también tenemos un margen de error aproximado de 14%, se considera un factor de simultaneidad solar del 0,8 para cubrir los picos de consumo diurnos y las posibles pérdidas por calor y por distancias entre los distintos componentes de la instalación.

$$P_{instalada} = \frac{P_{consumo\_pico}}{0,8} = \frac{110 \text{ kW}}{0,8} = 137,5 \text{ kWp}$$

Los módulos seleccionados son de 650 Wp de silicio monocristalino tipo N. El número de paneles necesario para alcanzar la potencia de diseño será:

$$N_{módulos} = \frac{P_{n\_diseño}}{P_{panel}} = \frac{137.500 \text{ W}}{650 \text{ W}} = 211,54 \approx 212 \text{ módulos}$$

Esta primera estimación representa una instalación capaz de cubrir la demanda máxima de la nave en horario solar bajo condiciones favorables. Posteriormente se ha realizado la búsqueda pertinente en PVGIS con esta potencia pico, y se han realizado los cálculos pertinentes (indicados en el apartado correspondiente a cálculos justificativos) y se han obtenido los siguientes resultados.

**Tabla 15:** Ahorro anual para una instalación de 137,5 kWp

Mes	Gasto sin PV (€)	Gasto con PV (€)	Ahorro (€)
Enero	4696,09	3428,92	1267,17
Febrero	4241,63	3097,09	1144,54
Marzo	4229,40	2791,70	1437,70
Abril	3481,11	1808,22	1672,89
Mayo	3597,15	1868,49	1728,66
Junio	3588,05	1534,22	2053,83
Julio	4482,41	1554,02	4482,41
Agosto	3707,65	1585,36	2122,29
Septiembre	3588,05	1534,22	2053,83
Octubre	3597,15	1868,49	1728,66
Noviembre	4092,97	2701,65	1391,32
Diciembre	4696,09	3428,92	1267,17
<b>Total Anual</b>	<b>47997,75</b>	<b>27201,31</b>	<b>22350,46</b>

Como podemos observar nos encontramos con un ahorro anual medio de 21.350€, lo cual es un ahorro considerable pero deja al descubierto casi por completo los meses de invierno, y no logra cubrir ni optimizar la demanda de ningún mes por completo, de modo que podríamos subir la potencia hasta cubrir el mes más favorable casi por completo para aprovechar al máximo la instalación sin dejar de cumplir la condición de vertido cero.

- B) Calcularemos la potencia por espacio máximo disponible, teniendo en cuenta las dimensiones de esta nave mencionadas al comienzo de este apartado calcularemos el espacio disponible, y con la fórmula proporcionada por PVGIS podremos, de este modo, proceder con el cálculo del área útil que queda como:

$$S_{\text{útil}} = S_{\text{total}} - S_{\text{pasillos}} - S_{\text{cumbreira}} - S_{\text{canalizaciones}}$$

$$\begin{aligned}
S_{total} &= (172,04 - 0,2 * 2) * (49,52 - 0,2 * 2) = 8430,95 \text{ m}^2 \\
S_{pasillos} &= 1,2 * 6 * (172,04 - 0,6 * 2) = 1230,05 \text{ m}^2 \\
S_{cumbreira} &= 172,04 * 0,5 = 86,02 \text{ m}^2 \\
S_{canalizaciones} &= 0,6 * 8 * 49,52 = 237,70 \text{ m}^2 \\
S_{\acute{u}til} &= 8430,95 - 1230,05 - 86,02 - 237,70 = 6877,08 \text{ m}^2
\end{aligned}$$

Si se aprovechara completamente dicha superficie útil con una eficiencia de 24,1 %, la potencia máxima instalable sería:

$$P_{pico} = 1 * 6877,08 * 0,241 \approx 1657 \text{ kWp}$$

No obstante, el diseño actual se limita voluntariamente a una potencia que cubra la demanda, con el objetivo de ajustarse al consumo eléctrico real de la nave y mantener la condición de vertido cero.

C) Tomando como referencia el consumo diario máximo registrado durante los meses de invierno, se obtiene una demanda de aproximadamente 1.134 kWh/día. Este valor representa el peor caso de consumo energético diario de la nave en las condiciones más desfavorables de recurso solar es decir en jornada de invierno.

Para dimensionar la potencia fotovoltaica necesaria se emplea el método de las Horas Sol Pico (HSP), utilizando el valor de HSP para la zona de Alicante que se menciona en las condiciones de dimensionamiento de  $5,73 \text{ kWh/m}^2 * \text{ día}$ .

Adicionalmente, se considera un rendimiento global de la instalación del 86 % (le hemos supuesto unas pérdidas del 14%).

La potencia pico necesaria se calcula como:

$$P_{instalada} = \frac{E_{d,invierno}}{HSP * \eta_{instalación}}$$

donde:

- $E_{d,invierno} = 1.134 \text{ kWh/día}$
- $HSP = 5,73 \text{ h}$
- $\eta_{instalación} = 0,86$

$$P_{instalada} = \frac{1.134}{5,73 * 0,86} = 230,12 \approx 230 \text{ kWp}$$

Por tanto, a nivel puramente energético, la potencia fotovoltaica necesaria para cubrir el consumo diario máximo de invierno se sitúa en torno a los 230 kWp.

Tomando los módulos seleccionados, de 650 Wp cada uno, el número de paneles correspondiente sería:

$$N_{módulos} = \frac{P_{n_{diseño}}}{P_{panel}} = \frac{230.000 \text{ W}}{650 \text{ W}} = 353,84 \approx 354 \text{ módulos}$$

Dado que en estos cálculos se ha usado un dimensionamiento correspondiente a las HSP medias, no se contemplan los días más desfavorables ya que solo contemplamos el ideal. Teniendo esto en cuenta y las configuraciones eléctricas barajadas en este proyecto sobredimensionaremos el número de paneles a 370 módulos, es decir un sobredimensionamiento de 4,5% aproximadamente.

Por lo que la potencia dimensionada final quedaría como:

$$P_{instalada} = N_{módulos} * P_{módulo} = 370 * 650 = 240,5 \text{ kWp}$$

**Tabla 16:** Ahorro anual para una instalación de 240,5 kWp.

Mes	Gasto sin PV (€)	Gasto con PV (€)	Ahorro (€)
<b>Enero</b>	6100,13	3436,47	2663,66
<b>Febrero</b>	5509,80	3103,91	2405,89
<b>Marzo</b>	5789,11	2700,58	3088,53
<b>Abril</b>	5351,20	1979,49	3371,71
<b>Mayo</b>	5529,58	2045,47	3484,10
<b>Junio</b>	5192,81	1045,30	4147,51
<b>Julio</b>	5807,23	1026,64	5807,23
<b>Agosto</b>	5365,90	1080,14	4285,76
<b>Septiembre</b>	5192,81	1045,30	4147,51
<b>Octubre</b>	5529,58	2045,47	3484,10
<b>Noviembre</b>	5602,36	2613,47	2988,90
<b>Diciembre</b>	6100,13	3436,47	2663,66
<b>Total Anual</b>	67070,64	25558,74	42538,55

En conclusión, al comparar las dos tablas, vemos que el cálculo usado en el apartado C

se adapta mucho mejor al objetivo real de la instalación, que es maximizar la independencia de red buscando mantener un vertido cero, dado que ningún mes excede esa condición pero nos ajustamos mucho mejor, llegando a cubrir casi el 50% de los meses más desfavorables, y casi por completo los más favorables, los resultados del cálculo del apartado C se ajusta bastante bien al objetivo, siendo esta configuración la que se adoptará en esta instalación.

## 1.2 Número de módulos en serie y en paralelo.

La información que necesitamos para el cálculo a realizar en este apartado se recoge a continuación:

- Potencia de diseño: 240,5 kWp
- Potencia unitaria de módulo: 650 Wp (referencia de catálogo)
- Nº total de módulos (ya fijado en el apartado 1.1): 370 uds
- Relación DC/AC con inversor 230 kW:  $240,5 / (115+115) = 1,05$
- Datos del módulo (tipo 650 Wp, 72 celdas, p. ej. LONGi LR7-72HVH-650M):

$$P_{mpp} = 650 \text{ W}$$

$$V_{oc} = 53,90 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 15,29 \text{ A}$$

$$V_{mpp} = 44,56 \text{ V}$$

$$I_{mpp} = 14,59 \text{ A}$$

Tensión máxima del sistema: 1500 Vdc

Coeficientes térmicos:

$$\alpha_{I_{sc}} = +0,050 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}; \beta_{V_{oc}} = -0,200 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}; \beta_{V_{mp}} \approx -0,300 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}.$$

- Datos del inversor (Huawei SUN2000-115KTL-M2):

$$V_{dc_{m\acute{a}x}} = 1100 \text{ V}$$

$$\text{rango } V_{op} = 200 - 1000 \text{ V}$$

$$\text{rango a } P_{m\acute{a}x} = 540 - 800 \text{ V}$$

$$10 \text{ MPPT} \left( 2 \frac{\text{entradas}}{\text{MPPT}} \right)$$

$$I_{m\acute{a}x} \text{ por MPPT} = 30 \text{ A}$$

$$I_{m\acute{a}x} \text{ por string} = 20 \text{ A}$$

### 1) Límite superior de módulos en serie (tensión en frío)

Para determinar el número máximo de módulos que pueden conectarse en serie es necesario comprobar que la tensión del generador fotovoltaico en condiciones de baja temperatura no supere la tensión máxima de entrada admitida por el inversor.

Cuando la temperatura ambiente disminuye, la tensión en circuito abierto ( $V_{oc}$ ) de los módulos aumenta. Por ello, el cálculo se realiza considerando una temperatura mínima de diseño de  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ , que representa una condición conservadora para el clima de la zona y garantiza la seguridad del sistema frente a sobretensiones.

Ecuación que define la condición de diseño:

$$N_{s_{m\acute{a}x}} * V_{mod,oc}(-10\text{ }^{\circ}\text{C}) \leq V_{inv_{m\acute{a}x}}$$

La tensión del módulo a  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  se calcula a partir del valor en condiciones estándar (STC,  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) aplicando el coeficiente térmico de tensión proporcionado por el fabricante:

$$V_{mod,oc}(-10\text{ }^{\circ}\text{C}) = V_{oc,STC} * [1 + \beta_{V_{oc}} * (-10 - 25)]$$

Sustituyendo los datos dados:

$$V_{mod,oc}(-10\text{ }^{\circ}\text{C}) = 53,90 * [1 + (-0,0020)(-35)] = 53,90 * 1,07 = 57,67\text{ V}$$

El valor obtenido ( $57,67\text{ V}$ ) representa la tensión que alcanzaría cada módulo a  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

$$N_{s_{m\acute{a}x}} = \frac{1100}{57,67} = 19,08 \rightarrow \text{se adopta } N_{s_{m\acute{a}x}} = 19 \text{ m\u00f3dulos}$$

$$V_{s_{total}} = N_{s_{m\acute{a}x}} * V_{mod,oc} = 19 * 57,67 = 1.095,73\text{ V}$$

$$V_{s_{total}} \leq V_{inv_{m\acute{a}x}}$$

Donde:

- $N_{s_{max}}$ : número máximo de módulos en serie.
- $N_{in\ m\acute{a}x}$ : tensión máxima de entrada al inversor.

- $V_{mod,oc}$ : tensión del módulo en circuito abierto para una  $T$  de  $-10^{\circ}C$ .
- $V_{total}$ : Voltaje suministrado por el string serie completo.

Como vemos, se cumple la condición de que el voltaje suministrado es mejor que el voltaje de entrada máximo del inversor, por lo que el número máximo de módulos conectados en serie será de 19 unidades, asegurando que la tensión total del string no supere la tensión límite del inversor incluso en las condiciones en las que el string suministra su pico de voltaje.

## 2) Límite inferior de módulos en serie (rango a potencia máxima en caliente)

Cuando la temperatura ambiente aumenta, la tensión de trabajo de los módulos disminuye. En consecuencia, es necesario verificar que el generador fotovoltaico mantenga una tensión suficiente para que el inversor pueda operar dentro de su rango de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).

El cálculo se realiza para una temperatura elevada de  $70^{\circ}C$ , que representa una condición conservadora de verano en cubierta metálica, donde los módulos pueden alcanzar esa temperatura superficial. Se comprueba que la tensión total del string a dicha temperatura sea superior al límite inferior del rango de potencia máxima del inversor ( $540 V$  según hoja de datos).

Ecuación que define la condición de diseño:

$$N_{s_{min}} * V_{mod,mppt}(70^{\circ}C) \geq 540 V$$

La tensión del módulo a  $70^{\circ}C$  se obtiene aplicando el coeficiente térmico de tensión en el punto de máxima potencia:

$$V_{mod,mppt}(70^{\circ}C) = V_{mppt,STC} * [1 + \beta_{V_{mp}} * (70 - 25)]$$

Sustituyendo los valores del módulo:

$$V_{mod,mppt}(70^{\circ}C) = 44,56 * [1 + (-0,0030) * 45] = 44,56 * 0,865 = 38,84 V$$

De esta forma, el número mínimo de módulos necesarios para alcanzar la tensión de trabajo del inversor será:

$$N_{s_{\min}} = \frac{540}{38,84} = 13,90 \rightarrow \text{se adopta } N_{s_{\min}} = 14 \text{ módulos}$$

$$V_{s_{\text{total}}} = N_{s_{\min}} * V_{\text{mod},\text{mpp}} = 14 * 38,84 = 543,76V$$

Como vemos para este valor se cumple la condición de diseño:

$$V_{s_{\text{total}}} \geq V_{\text{mod},\text{mpp}}$$

Por lo que el rango de paneles en serie máximo y mínimo queda tal que así:

$$14 \leq N_s \leq 19$$

Donde:

- $N_{s_{\min}}$ : número mínimo de módulos en serie.
- $V_{in_{\min}} (V_{\text{mpp}})$ : tensión máxima de entrada al inversor.
- $V_{mo_{V_{\text{mpp}}}} (70^{\circ}\text{C})$ : tensión del módulo para la máxima potencia para una  $T$  de  $70^{\circ}\text{C}$ .

Como se observa, con 14 módulos en serie el generador proporciona una tensión algo superior a la tensión mínima requerida por el inversor para trabajar a plena potencia. Por debajo de este valor, el inversor no podría seguir el punto de máxima potencia en condiciones de alta temperatura, lo que provocaría una pérdida de rendimiento. Aun así, nos encontramos en una situación holgada de trabajo dado que la tensión mínima de operación se encuentra en los 200V.

Por tanto, el número mínimo de módulos por serie será de 14 unidades, asegurando que la instalación se mantenga dentro del rango operativo del MPPT incluso en las horas más calurosas del año.

\*Nota técnica sobre los coeficientes térmicos\*

Los coeficientes térmicos empleados se han obtenido a partir de la ficha técnica del módulo LONGi LR7-72HVH-650M. En ella se indican explícitamente:

$$\bullet \alpha_{Isc} = 0,050 \text{ } \%/^{\circ}\text{C} \quad \bullet \beta_{Voc} = -0,200 \text{ } \%/^{\circ}\text{C} \quad \bullet \gamma_{Pmax} = -0,260 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$$

El fabricante no proporciona directamente el coeficiente de tensión en el punto de máxima potencia ( $\beta_{Vmp}$ ), por lo que se ha estimado a partir de la relación aproximada entre las variaciones de potencia, corriente y tensión:

$$\frac{\Delta P}{P} \approx \frac{\Delta I}{I} + \frac{\Delta V}{V}$$

De este modo:  $\beta_{Vmp} \approx \gamma_{Pmax} - \alpha_{Isc} = -0,26 - (+0,05) = -0,31 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ , valor que se redondea a  $-0,30 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ .

Este procedimiento es habitual cuando el coeficiente no aparece de forma explícita en la hoja de datos y permite mantener coherencia con los parámetros eléctricos del módulo declarados por el fabricante.

### 3) Número de ramas en paralelo por MPPT (criterio de corriente)

El número de paneles fotovoltaicos conectados en paralelo viene limitado por la condición de que la corriente máxima del generador no supere la corriente de entrada máxima admitida por el inversor en cada MPPT. Debe cumplirse:

$$n_p \leq \frac{I_{inv,max}(MPPT)}{I_{mod,IsC}(STC)}$$

Donde:

- $n_p$ : número de módulos (ramas) en paralelo por MPPT.
- $I_{inv,max}(MPPT)$ : corriente máxima operativa de entrada por MPPT del inversor.
- $I_{mod,IsC}(STC)$ : corriente de cortocircuito del módulo en STC.

Datos:

$$I_{in \text{ máx}}(MPPT) = 30 \text{ A}$$

$$I_{mod,IsC}(STC) = 15,29 \text{ A}$$

Sustituyendo los datos en la ecuación:

$$n_p \leq \frac{30}{15,29} = 1,96$$

Por tanto, el número máximo de ramas en paralelo por MPPT es de una si se aplica el criterio de forma estricta con la corriente de cortocircuito nominal.

#### 4) Selección de longitudes de serie y reparto para 370 módulos

Se eligen dos longitudes dentro del rango admisible  $14 \leq N_s \leq 19$  para ajustar exactamente 370 módulos y mantener las tensiones dentro de los límites en frío y en caliente.

– Series de 18 módulos:

$$V_{oc}(-10\text{ }^{\circ}\text{C}) = 18 * 57,67 = 1.038\text{ V} < 1.100\text{ V}$$

$$V_{mpp}(70\text{ }^{\circ}\text{C}) = 18 * 38,84 = 699\text{ V} \in [540, 800]\text{ V}$$

– Series de 17 módulos:

$$V_{oc}(-10\text{ }^{\circ}\text{C}) = 17 * 57,67 = 981\text{ V} < 1.100\text{ V}$$

$$V_{mpp}(70\text{ }^{\circ}\text{C}) = 17 * 38,84 = 660\text{ V} \in [540, 800]\text{ V}$$

Combinación adoptada: 12 series de 18 módulos y 8 series de 17 módulos.

Cómputo:  $(12 \times 18) + (8 \times 17) = 216 + 136 = 352$  módulos.

Total de strings: 20.

Ambas longitudes cumplen tensiones en los peores casos ( $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) y permiten cuadrar el total de módulos fijado sin salir del rango de potencia máxima del MPPT.

#### 5) Comprobación de corrientes para 2 inversores

En el diseño definitivo usaremos dos inversores Huawei SUN2000-115KTL-M2, cada uno contará con:

- 10 MPPT
- 2 entradas/MPPT
- Imáx por MPPT 30 A(operación)
- 40 A por MPPT (Isc máx)
- 20 A por string

Las corrientes de módulo serán:

- $I_{mpp} = 14,59\text{ A}$

- $I_{sc,STC} = 15,29\text{ A}$

La corriente de cortocircuito a  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$  se calculará como:

$$I_{sc}(70\text{ }^{\circ}\text{C}) = I_{sc,STC} * [1 + \alpha_{Isc} * (70 - 25)] = 15,29 * [1 + 0,0005 * 45] = 15,63\text{ A}$$

Por lo que podremos verificar que las corrientes no superen las máximas admisibles para una posible conexión en paralelo:

$$I_{mpp,tot} = 2 * 14,59 = 29,18 \leq 30A$$

$$I_{sc,tot} = 2 * 15,63A = 31,26 \leq 40A$$

Para las conexiones que no sean en paralelo las corrientes serán siempre inferiores a las máximas.

### Resumen eléctrico y distribución con 370 módulos

Potencia DC instalada:  $370 * 650 \text{ W} = 240,5 \text{ kWp}$ .

- Relación DC/AC: 1,05
- Tensiones: cumplen en frío ( $V_{oc}$ ) y en caliente ( $V_{mpp}$ ).
- Corrientes: por string  $< 20 \text{ A}$  (por MPPT en 2P dentro de los límites del fabricante).

La distribución de los inversores quedará tal que así:

**Tabla 17 y 18:** Distribución de módulos por inversor y MPPT.

1° Inversor	N strings	N módulos	2° Inversor	N strings	N módulos
MPPT 1	1	18	MPPT 1	1	18
MPPT 2	1	18	MPPT 2	1	18
MPPT 3	1	18	MPPT 3	1	18
MPPT 4	1	18	MPPT 4	1	18
MPPT 5	2	18	MPPT 5	1	18
MPPT 6	1	17	MPPT 6	1	18
MPPT 7	1	17	MPPT 7	1	18
MPPT 8	1	17	MPPT 8	1	17
MPPT 9	1	17	MPPT 9	1	17
MPPT 10	1	17	MPPT 10	1	17

### 1.3 Tipo de instalación

Para realizar el cálculo del azimut de la instalación fotovoltaica se toma como referencia el sur geográfico. La nave industrial se encuentra orientada con su eje principal en dirección noreste–suroeste, tal como se aprecia en el plano de planta de la instalación.

Con el fin de determinar el ángulo exacto, se ha realizado la medición en AutoCAD, trazando una línea de referencia norte–sur geográfico y una perpendicular a la línea de aguas de la cubierta (pendiente de la nave). El ángulo comprendido entre ambas rectas define el azimut del plano de captación respecto al sur.

El resultado obtenido mediante esta operación es un azimut de  $-77^\circ$ , valor que indica que la cubierta se encuentra orientada  $77^\circ$  hacia el este respecto al sur geográfico, es decir, con una orientación sureste.

Esta orientación es coherente con la disposición real del edificio y permite un buen aprovechamiento de la radiación solar durante la mayor parte del día, especialmente en las horas centrales de la mañana.

En la siguiente figura se muestra de forma esquemática el concepto del ángulo de azimut y su relación con la orientación solar:



**Figura 8:** Modo de cálculo del azimut.

Una vez determinado el azimut de la instalación, se procede a evaluar las distintas posibilidades de inclinación mediante la herramienta PVGIS, con el fin de comprobar si la pendiente real de la cubierta es adecuada o si fuera necesario modificarla mediante estructuras adicionales.

En la simulación se han introducido los siguientes parámetros:

- Coordenadas:  $38,109^\circ$  N,  $-0,665^\circ$
- Base de datos: PVGIS-SARAH3
- Tecnología FV: Crystalline Silicon (Original)
- Potencia instalada: 240,5 kWp
- Pérdidas del sistema: 14 %
- Azimut:  $-77^\circ$  (orientación sureste de la cubierta)

Se analizaron dos casos:

- Inclinación real de la cubierta ( $10^\circ$ )
- Inclinación óptima calculada por PVGIS ( $12^\circ$ )

Los resultados obtenidos se resumen a continuación:

**Tabla 19:** Medida adoptada vs ideal.

Parámetro	$\beta = 10^\circ$ (coplanar)	$\beta = 12^\circ$ (óptimo PVGIS)
Producción anual FV (kWh)	326963,21	326965,66
Irradiación anual (kWh/m <sup>2</sup> )	1848,69	1 848,59
Pérdidas totales	-26,46 %	-26,46 %

La comparación muestra que la diferencia de producción entre ambas inclinaciones es prácticamente nula.

Por tanto, se concluye que no es necesario modificar la inclinación de la cubierta, ya que el ángulo óptimo calculado ( $12^\circ$ ) es prácticamente idéntico al real ( $10^\circ$ ).

De este modo, la instalación se proyecta coplanar a la cubierta, sin estructuras de inclinación adicionales, lo que simplifica el montaje y reduce costes sin afectar al rendimiento.

Además, esta configuración aporta ventajas adicionales:

- Menor coste de instalación y mantenimiento, al eliminar estructuras y anclajes innecesarios.
- Menores cargas de viento, al mantener un perfil más bajo.
- Menor sombreado entre filas y mejor aprovechamiento del espacio disponible.
- Pendiente suficiente para drenaje y autolimpieza natural de los módulos.

En base a los resultados obtenidos y a las condiciones reales de la nave, se adopta finalmente una inclinación  $\beta = 10^\circ$  (coplanar a la pendiente real) y un azimut de  $-77^\circ$ , correspondiente a la orientación del faldón. Esta configuración resulta óptima desde el punto de vista técnico y económico, garantizando un buen aprovechamiento solar y una integración estructural adecuada con la cubierta existente.

#### 1.4 Cálculo del conexionado y secciones de conductores

Se procede a realizar el cálculo de los conductores de la instalación.

Primero se realizará el dimensionamiento correspondiente a la parte de la instalación por la que transcurrirá corriente continua, es decir, la que lleva desde los módulos solares hasta los inversores, esta será la zona de la instalación donde encontraremos los niveles

de tensión más elevados y las temperaturas más altas y más bajas dado que se encuentra en el exterior.

Posteriormente realizaremos el cálculo de los conductores de corriente alterna, que serán los que transportan la energía una vez ha sido convertido en una onda senoidal trifásica gracias a los inversores hasta el cuadro eléctrico de la nave. En este tramo la energía ya es considerada baja tensión, pese a esto las intensidades son mayores, por lo que habrá que asegurar que las secciones soportarán de manera adecuada la corriente de la instalación sin provocar caídas de tensión significativas.

Para el dimensionado de cables se establecen dos métodos de cálculo definidos en el REBT, eligiendo en cualquier caso el resultado más restrictivo de los dos, los cálculos a realizar son los siguientes:

- Que el cable sea capaz de aguantar la intensidad máxima que circulará por él.
- Que la caída de tensión se mantenga dentro de los valores recomendados.

#### 1.5 Cableado de corriente continua

##### a) Criterio de caída de tensión.

A continuación, procederemos con el cálculo de caída de tensión, con el que obtendremos un valor máximo de sección admisible teniendo en cuenta las distintas condiciones de la instalación. Para realizar este cálculo usaremos la fórmula que se expone a continuación:

$$S_{string} = \frac{2 * L_{string}[m] * I_{string}[A]}{\gamma[m/\Omega * mm^2] * e[\%] * V_{string}[V]}$$

Donde:

$S_{string}$ : sección del cable, en  $mm^2$

$L_{string}$ : longitud desde el punto más alejado del string al inversor, en metros

$I_{string}$ : intensidad que genera cada string, en amperios

$\gamma$ : conductividad del conductor, en  $m/\Omega * mm^2$

$e$ : caída de tensión, en voltios

$V_{string}$ : voltaje generado por cada string, en voltios

Para los cálculos de este método usaremos los datos del dimensionamiento de la instalación, longitudes y recorridos de AutoCAD, los datos suministrados por el fabricante de los módulos fotovoltaicos de los que obtendremos la intensidad y el voltaje de trabajo de cada string. A continuación, se presenta una tabla en la que podemos observar la conductividad de los distintos materiales conductores usados típicamente para instalaciones eléctricas:

**Tabla 20:** Conductividad de materiales según temperatura.

<b>Material</b>	<b>C20</b>	<b>C40</b>	<b>C70</b>	<b>C90</b>
<b>Cobre</b>	56	52	48	44
<b>Aluminio</b>	35	32	30	28
<b>Temperatura</b>	20 °C	40 °C	70 °C	90 °C

Dado que nuestros conductores serán de cobre tomaremos el caso más desfavorable siguiendo el criterio empleado en otras referencias, tomaremos el valor de  $44 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ , lo que nos llevará a secciones ligeramente superiores que usando valores más conservadores.

También usaremos un valor de caída de tensión ( $e$ ) de 1%, se permite usar un valor mayor de hasta 1,5% en CC, pero tomaremos el valor antes mencionado.

**Tabla 21:** Secciones por string.

Grupo	Distancia (m)	Int. String (A)	V string (V)	Sección (mm <sup>2</sup> )
S1.1	23,457	14,6	802,08	1,940818644
S1.2	26,916	14,6	802,08	2,227014308
S1.3	30,384	14,6	802,08	2,513954627
S1.4	33,852	14,6	802,08	2,800894946
S1.5	37,32	14,6	802,08	3,087835265
S1.6	40,788	14,6	757,52	3,573291794
S1.7	44,256	14,6	757,52	3,877110955
S1.8	23,457	14,6	757,52	2,054984447
S1.9	26,916	14,6	757,52	2,35801515
S1.10	30,384	14,6	757,52	2,661834311
S2.1	33,852	14,6	802,08	2,800894946
S2.2	37,32	14,6	802,08	3,087835265
S2.3	40,788	14,6	802,08	3,374775583
S2.4	44,256	14,6	802,08	3,661715902
S2.5	23,457	14,6	802,08	1,940818644
S2.6	26,916	14,6	802,08	2,227014308
S2.7				
S2.8	33,852	29,18	802,08	5,597953049
S2.9	37,32	14,6	757,52	3,269472633
S2.10	40,788	14,6	757,52	3,573291794
S2.11	44,256	14,6	757,52	3,877110955

La serie de strings marcados en rojo es la serie que funcionará en paralelo, es decir que entrarán dos strings de 18 módulos a un MPPT del 2º inversor (la distribución de los módulos se podrá ver en el punto de Planos), los strings se han ordenado en grupos de 18 y 17 paneles, y se han numerado por columnas de izquierda abajo hasta izquierda arriba, y así sucesivamente.

Como podemos observar la serie en paralelo también es la que, debido a su modo de conexión, transportará una mayor intensidad, por lo que tendremos que usar una sección de cable mayor, que soporte esa intensidad.

Para los tramos entre las series de módulos solares y el inversor asignaremos las siguientes secciones según sus conductores:

Todos los strings excepto los que irán en paralelo → Se usará secciones de 4 mm<sup>2</sup>

S2.7 y S2.8 → Se usará secciones de  $6 \text{ mm}^2$

b) Cálculo de la intensidad máxima admisible.

Además del criterio de caída de tensión, es necesario comprobar que la sección elegida cumple con la intensidad máxima admisible indicada en la ITC-BT-19. Para ello se considera que el cable debe soportar, como mínimo, un 25 % más que la máxima intensidad que puede circular por cada tramo de cableado:

$$I_{\text{cable}} \geq 1,25 * I_{\text{max}}$$

En el lado de corriente continua trabajamos con los datos del módulo solar proporcionados por el fabricante:

Corriente de cortocircuito del módulo:  $I_{\text{sc}} = 15,29 \text{ A}$

Por tanto:

Para un string individual:

$$I_{\text{max,string}} = I_{\text{sc}} = 15,29 \text{ A}$$

$$I_{\text{diseño,string}} = 1,25 * 15,29 = 19,1 \text{ A}$$

Para el tramo donde dos strings van en paralelo (2P):

$$I_{\text{max,2P}} = 2 * I_{\text{sc}} = 30,6 \text{ A}$$

$$I_{\text{diseño,2P}} = 1,25 * 30,6 = 38,3 \text{ A}$$

Tal y como establece la ITC-BT-19, a estas intensidades se les aplican los factores de corrección correspondientes:

Acción directa del sol sobre los cables que van por cubierta:  $k_{\text{sol}} = 0,9$

Temperatura ambiente elevada (se considera  $50 \text{ }^\circ\text{C}$ ):  $k_T = 0,9$

Agrupamiento de varios circuitos en bandeja (hasta 7 circuitos DC en paralelo):  $k_g = 0,75$

De este modo, la intensidad mínima que debe admitir el cable queda:

Desde los módulos hasta la canaleta (cada string por su tubo, sin aplicar agrupamiento):

$$I_{\text{adm,string}} = \frac{I_{\text{diseño,string}}}{k_{\text{sol}} * k_T} = \frac{19,1}{0,9 * 0,9} = 23,6 \text{ A}$$

Tramo común en el que circulan dos strings en paralelo, instalado en bandeja interior (sin sol, pero con agrupamiento):

$$I_{\text{adm,2P}} = \frac{I_{\text{diseño,2P}}}{k_T * k_g} = \frac{38,3}{0,9 * 0,75} = 56,7 \text{ A}$$

Consultando la tabla de intensidades admisibles de la ITC-BT-19 para el método de instalación E y conductor de cobre con aislamiento 0,6/1 kV tipo H1Z2Z2-K XLPE, se comprueba que un cable de 6 mm<sup>2</sup> admite una intensidad superior a ambos valores anteriores, por lo que:

$$I_{\text{cálculo}} < I_{\text{adm,6 mm}^2}$$

En consecuencia, la sección de 6 mm<sup>2</sup> obtenida por el criterio de caída de tensión resulta también válida desde el punto de vista de la intensidad máxima admisible, tanto para los tramos de string individual como para el tramo en el que dos strings trabajan en paralelo.

El conductor finalmente elegido para todo el lado de corriente continua será:

TopCable TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K 6 mm<sup>2</sup>, en color negro para el polo negativo y rojo para el polo positivo.

Nota: Consideramos que los conductores de corriente continua y alterna instalados en bandeja a la intemperie, se consideran como cables multiconductores al aire libre, aplicándose así el punto E de la tabla de arriba, que dice, E: Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferiores a 0.3D para la tabla de intensidades admisibles de la ITC-BT 19.

#### 1.6 Cableado de corriente alterna

La parte del cableado por la que fluye corriente alterna es la que se encuentra en el tramo comprendido entre la salida del inversor y el cuadro general de baja tensión de la nave (Cuadro general de mando y protección). Este tramo se llevará desde un lugar a otro mediante tres conductores de fase y un conductor de neutro correctamente identificador

y canalizados según lo previsto en el proyecto, también se ha de llevar un cable adicional para la conexión de la toma de tierra correspondiente.

Para determinar la sección necesaria del cableado de CA se han aplicado dos criterios de obligado cumplimiento, eligiendo de ambos el más restrictivo:

- Criterio de caída de tensión:

La caída de tensión máxima permitida en el tramo de corriente alterna es del 1,5 %, conforme al Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE. La sección mínima necesaria se calcula mediante:

$$S_{CA} = \frac{\sqrt{3} * L_{CA} * I_{sal} * \cos \varphi}{\gamma * e * V_{línea}}$$

Donde:

$L_{CA}$ : longitud del cable desde el inversor al CGBT (Inv. 1: 42,42m, Inv 2: 20,38m )

$I_{sal}$ : intensidad nominal de salida del inversor

$\cos \varphi$ : factor de potencia (0,9)

$\gamma$ : conductividad del cobre (44 m/Ω\*mm<sup>2</sup>)

$e$ : caída de tensión admisible (1,5%)

$V_{línea}$ : tensión entre fases = 400 V

Para el cálculo de la intensidad nominal de salida del inversor usaremos la siguiente fórmula:

$$I_{sal} = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos \varphi} = \frac{115.000}{\sqrt{3} * 400 * 0,9} = 184,43A$$

Una vez obtenido todos los datos para el cálculo de la sección sustituimos en la fórmula para los dos inversores:

$$S_{CA_1} = \frac{\sqrt{3} * 42,42 * 184,43 * 0,9}{44 * 0,015 * 400} = 46,1956 \text{ mm}^2$$

$$S_{CA_2} = \frac{\sqrt{3} * 20,38 * 184,43 * 0,9}{44 * 0,015 * 400} = 22,1939 \text{ mm}^2$$

Hemos obtenido del cálculo que las secciones a usar en cada caso serán las siguientes:

Inversor 1:  $46,1946 \text{ mm}^2 \rightarrow 50 \text{ mm}^2$

Inversor 2:  $22,1939 \text{ mm}^2 \rightarrow 25 \text{ mm}^2$

- Criterio de intensidad máxima admisible:

Además del criterio de caída de tensión, es necesario comprobar que la sección elegida soporta la intensidad máxima admisible de la instalación, la norma exige dimensionar el conductor de manera que pueda soportar al menos:

$$I_{diseño} = 1,25 * I_{sal} = 1,25 * 184,43 = 230,5375 \text{ A}$$

Estos conductores irán bajo canalización de PVC. Según indica la tabla A de la ITC-BT-19, en modo de instalación B1, para una instalación trifásica 3x XLPE, la intensidad admisible para el conductor de  $50 \text{ mm}^2$  será de 159 A, y para el de  $25 \text{ mm}^2$  será de 106A muy por debajo de la intensidad calculada.

Por lo que seleccionaremos un cable que soporte la intensidad calculada, que será el de  $95 \text{ mm}^2$  que aguantará en las condiciones anteriormente mencionadas hasta 245A.

Para el cálculo de los conductores de neutro y tierra usaremos la tabla que se expone en la ITC-BT-14 que nos muestra las distintas secciones de neutro conocido las dimensiones de las fases:

**Tabla 22:** Secciones de neutro y tubo según fase calculada.

Secciones (mm <sup>2</sup> )		Diámetro exterior de los tubos (mm)
Fase	neutro	
10 (Cu)	10	75
16(Cu)	10	75
16(Al)	16	75
25	16	110
35	16	110
50	25	125
70	35	140
95	50	140
120	70	160
150	70	160
185	95	180
240	120	200

Dado que la sección seleccionada es la de 95 mm<sup>2</sup>, el cable neutro correspondiente será el de 50 mm<sup>2</sup>, que coincide con la sección del cable de tierra.

En resumen:

- x 95 mm<sup>2</sup> conductores de fase
- 1x 50 mm<sup>2</sup> conductor de neutro
- 1x 50 mm<sup>2</sup> conductor de toma de tierra

### 1.7 Cálculo de las protecciones

#### a) Protecciones ante sobrecargas (Corriente continua)

Para la selección de las protecciones se siguen los criterios de la norma UNE-HD 60364-4-43 (antigua UNE 20-460-4-43). Antes de empezar con los cálculos se especifica que se colocará un interruptor de corte por cada una de las ramas para facilitar las labores de mantenimiento. Un dispositivo de protección protege correctamente a un conductor cuando se cumplen simultáneamente:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 * I_z$$

$$I_f = 1,6 * I_n \text{ si } I_n \geq 16A$$

$$I_f = 1,9 * I_n \text{ si } 4A < I_n < 16 A$$

- donde  $I_b$  es la intensidad de diseño (15,29A)
- $I_n$  la intensidad nominal del fusible o interruptor
- $I_z$  la intensidad máxima admisible del conductor
- $I_f$  la intensidad que asegura el correcto funcionamiento de la protección.

Comúnmente el valor que se utiliza para  $I_f$  para interruptores automáticos es:

$$I_f = 1,45 * I_n$$

Los strings están formados por módulos de 650 W con  $I_{sc} = 15,29 A$ . Por tanto, para cada string la intensidad de diseño es aproximadamente  $I_b = I_{sc} = 15,29 A$ . El conductor seleccionado para el lado de continua es H1Z2Z2-K de 6 mm<sup>2</sup>, cuya intensidad admisible (método E, según ITC-BT-19) es  $I_z = 57 A$ .

Comprobación para fusible de 25 A tipo gPV:

$$I_b \leq I_n \rightarrow 15,29 A \leq 25 A$$

$$I_n \leq I_z \rightarrow 25 A \leq 57 A$$

$$I_f = 1,6 * I_n = 40 A \leq 1,45 * I_z \text{ } 82,65A$$

Por tanto, se seleccionan fusibles gPV de 25A para cada string, con tensión de trabajo apta para sistemas de 1.000/1.500 Vdc y poder de corte  $\geq 10kA$ . En los MPPT donde dos strings se conectan en paralelo, cada uno cuenta con su propio fusible, por lo que ante un defecto en uno de ellos se evita que el otro aporte corriente excesiva hacia el punto de fallo.

b) Protecciones ante cortocircuitos (Corriente alterna)

Cada inversor Huawei SUN2000-115KTL-M2 tiene una intensidad nominal de salida:

$$I_{sal} = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi} = \frac{115.000}{\sqrt{3} * 400 * 0,9} \approx 184,43 A$$

El cableado proyectado entre cada inversor y el cuadro general se ha dimensionado con fases de 95 mm<sup>2</sup>, cuyo valor de intensidad admisible en instalación por bandeja (método B1) es  $I_z=245A$ .

Comprobación para un interruptor general por inversor:

$$I_b = 184,43A$$

Se selecciona un interruptor automático regulable de 200 A.

$$I_b \leq I_n \rightarrow 184,43 A \leq 200A$$

$$I_n \leq I_z \rightarrow 200A \leq 245 A$$

$$I_f \approx 1,45 * I_n = 290 A \leq 1,45 * I_z \approx 355 A$$

Se cumple.

El interruptor automático será de 4 polos, 200 A, con curva adecuada y un poder de corte mínimo de 36 kA para garantizar la actuación frente a cortocircuitos en la zona de acometida del cuadro general.

Además del magnetotérmico general, la instalación contará con las protecciones incluidas en los inversores (sobretensión, subtensión, sobrefrecuencia, anti-isla, etc.) y con las protecciones diferenciales exigidas por el REBT en el cuadro de distribución.

### 1.8 Cálculo de puesta a tierra

El cálculo de la toma de tierra se realizará de acuerdo con la ITC-BT-18 del REBT (RD 842/2002), Se dimensionará de forma que, en caso de falla, las tensiones de contacto no superen los 24V, al tratarse de un campo generador situado a la intemperie y relativamente accesible.

En el circuito de corriente alterna, la protección diferencial instalada tiene una corriente diferencial residual asignada de 30 mA, por lo que la resistencia máxima admisible de la toma de tierra viene dada por:

$$R_t \leq \frac{V_{contacto}}{I_{defecto}} = \frac{24}{0,03} = 800\Omega$$

No obstante, la ITC-BT-26 establece un criterio más restrictivo para edificios sin sistema de protección contra el rayo, fijando una resistencia máxima de tierra de  $37 \Omega$ . Por tanto, en el diseño de la toma de tierra se adoptará como condición de cálculo

$$R_t \leq 37\Omega$$

Para estimar el número de electrodos necesarios se emplea la expresión:

$$n = \frac{k * \rho}{R * L}$$

donde:

$n$ : número de picas de tierra,

$k$ : coeficiente geométrico  $D/L$ , siendo  $D$  la distancia entre picas y  $L$  su longitud (en nuestro caso se toma  $k = 1$ ),

$\rho$ : resistividad del terreno, que se adopta como  $150 \Omega * m$  para un suelo de margas y arcillas compactas,

$L$ : longitud de cada pica (se seleccionan picas de cobre de 1,5 m),

$R$ : resistencia objetivo de la puesta a tierra ( $37 \Omega$ ).

Sustituyendo:

$$n = \frac{1 * 150}{37 * 1,5} \approx 2,7$$

Por tanto, se seleccionan 3 picas de cobre de 1,5 m de longitud, separadas entre sí una distancia aproximada de 1,5 m, con lo que se garantiza que la resistencia de puesta a tierra sea inferior al valor máximo exigido.

## 2. Bibliografía

Cálculos:

<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/horas-de-sol-en-espana/?srsId=AfmBOore9t7Q3GIjTdaf1DsguuJZhdWsQ5X7iLRy3eZ7J7OWsP614lrB#Horas-de-sol-en-Murcia>

Estudio de viabilidad:

<https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/day-ahead-price?scope=daily&period=60&date=2025-11-15>

<https://es.support.somenergia.coop/article/1164-tarifas-de-alta-tension-6-1td-6-2td-6-3td-y-6-4td>

<https://www.aeqenergia.com/blog/nuevas-tarifas-de-acceso-de-luz>

<https://lumiaenergia.es/tarifas-de-luz-6-1td-personalizado/>

Presupuesto:

<https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/panel-solar-650w-longi-himo-x10-lr7-72hvh-650m-silver-frame>

<https://www.monsolar.com/huawei-sun2000-115ktl-m2.html>

[https://efectosolar.es/tienda/estructuras/coplanar/sunfer-03v1-kit-soporte-estructura-coplanar-en-chapa-trapezoidal-1-pv-modulos/?srsltid=AfmBOotiiTG\\_BmhjM-8MkzDZ5sAGT71e8264kBHOIdJC4RVdnS50qcu78M](https://efectosolar.es/tienda/estructuras/coplanar/sunfer-03v1-kit-soporte-estructura-coplanar-en-chapa-trapezoidal-1-pv-modulos/?srsltid=AfmBOotiiTG_BmhjM-8MkzDZ5sAGT71e8264kBHOIdJC4RVdnS50qcu78M)

[https://siasuministros.com/tornillo-autotaladrante-din-7504-k-cabeza-hexagonal-con-arandela-vulcanizada-p-14-cincado-index-](https://siasuministros.com/tornillo-autotaladrante-din-7504-k-cabeza-hexagonal-con-arandela-vulcanizada-p-14-cincado-index-abe14?utm_campaign=shopping&utm_source=Google&utm_medium=ads&gad_source=1&gad_campaignid=22550760952&gclid=CjwKCAiA_orJBhBNEiwABkdmjG3yrTII)

[abe14?utm\\_campaign=shopping&utm\\_source=Google&utm\\_medium=ads&gad\\_source=1&gad\\_campaignid=22550760952&gclid=CjwKCAiA\\_orJBhBNEiwABkdmjG3yrTII](https://siasuministros.com/tornillo-autotaladrante-din-7504-k-cabeza-hexagonal-con-arandela-vulcanizada-p-14-cincado-index-abe14?utm_campaign=shopping&utm_source=Google&utm_medium=ads&gad_source=1&gad_campaignid=22550760952&gclid=CjwKCAiA_orJBhBNEiwABkdmjG3yrTII)

[ScXAOSz-xBXYySORpOovm7\\_PlYuTJWLxD378k6iWTvtOPxoCH00QAvD\\_BwE#/6877-](https://siasuministros.com/tornillo-autotaladrante-din-7504-k-cabeza-hexagonal-con-arandela-vulcanizada-p-14-cincado-index-abe14?utm_campaign=shopping&utm_source=Google&utm_medium=ads&gad_source=1&gad_campaignid=22550760952&gclid=CjwKCAiA_orJBhBNEiwABkdmjG3yrTII)

<https://fusionenergiasolar.es/fotovoltaica/1541-conector-de-placa-solar-tipo-multicontact-mc4-bolsa-50-parejas.html>

[https://fusionenergiasolar.es/complementos-fotovoltaicos/228-conector-de-placa-solar-multicontact-mc4-doble-](https://fusionenergiasolar.es/complementos-fotovoltaicos/228-conector-de-placa-solar-multicontact-mc4-doble-pareja.html?srsltid=AfmBOoq4qtiufYF8IyTsvIwWhKrG9C3Rq3mxUUPYB8lFQz-yUnSBaXYe0gs)

[pareja.html?srsltid=AfmBOoq4qtiufYF8IyTsvIwWhKrG9C3Rq3mxUUPYB8lFQz-yUnSBaXYe0gs](https://fusionenergiasolar.es/complementos-fotovoltaicos/228-conector-de-placa-solar-multicontact-mc4-doble-pareja.html?srsltid=AfmBOoq4qtiufYF8IyTsvIwWhKrG9C3Rq3mxUUPYB8lFQz-yUnSBaXYe0gs)

[https://lumisolar.es/topsolar-pv-h1z2z2-k-1x6-1500v-rojo-negro-cca-r1000-1000m?srsltid=AfmBOooQOZPcEFndhlszcXALZBamWtn4wdcTDfeN-](https://lumisolar.es/topsolar-pv-h1z2z2-k-1x6-1500v-rojo-negro-cca-r1000-1000m?srsltid=AfmBOooQOZPcEFndhlszcXALZBamWtn4wdcTDfeN-daxI80Fw9qxnZtE)

[daxI80Fw9qxnZtE](https://lumisolar.es/topsolar-pv-h1z2z2-k-1x6-1500v-rojo-negro-cca-r1000-1000m?srsltid=AfmBOooQOZPcEFndhlszcXALZBamWtn4wdcTDfeN-daxI80Fw9qxnZtE)

<https://lumisolar.es/topsolar-pv-h1z2z2-k-1x4-1500v-rojo-negro-cca-r1000-1000m?srsltid=AfmBOoqr1GEP8pzem0oaCTVNsWTsRaDrS6-27o51bpK30nGf2Vb3I2kE84E>

<https://lumisolar.es/topsolar-pv-h1z2z2-k-1x4-1500v-rojo-negro-cca-r1000-1000m?srsltid=AfmBOoqr1GEP8pzem0oaCTVNsWTsRaDrS6-27o51bpK30nGf2Vb3I2kE84E>

<https://www.mercantilelectrico.com/manguera-electrica-rz1k1x95ml.html>

[https://tienda.ramoncabado.com/mecanismos/29420-manguera-rz1k-061kv-as-cpr-3g6-verde-r50-8429642133860.html?srsltid=AfmBOoo5vxgvxzXYN4lwIikayAKlkfhwgMkpS9Wq\\_pUBjZx1\\_Qufw5wE9oI](https://tienda.ramoncabado.com/mecanismos/29420-manguera-rz1k-061kv-as-cpr-3g6-verde-r50-8429642133860.html?srsltid=AfmBOoo5vxgvxzXYN4lwIikayAKlkfhwgMkpS9Wq_pUBjZx1_Qufw5wE9oI)

[https://www.leroymerlin.es/productos/bandeja-para-rejilla-3m-rejiband-rapid-60x60-88279305.html?highlightedOfferCode=48ef287f55641ed9bbbed3bbcf2fda3d773a8d998&aw\\_affid=176013&sv1=affiliate&sv\\_campaign\\_id=176013&awc=20598\\_1764015957\\_384701ae552e93e9306a447df75038b6&utm\\_id=387962916&utm\\_source=awin&utm\\_medium=afiliacion&utm\\_term=176013&utm\\_content=43157266813&utm\\_campaign=lmes\\_nac\\_na\\_ao\\_Afiliados\\_20240101\\_20241231&sv1=affiliate&sv\\_campaign\\_id=176013&gad\\_source=7&dclid=CJ\\_ejMTPi5EDFf5DQQIdq1kzLg](https://www.leroymerlin.es/productos/bandeja-para-rejilla-3m-rejiband-rapid-60x60-88279305.html?highlightedOfferCode=48ef287f55641ed9bbbed3bbcf2fda3d773a8d998&aw_affid=176013&sv1=affiliate&sv_campaign_id=176013&awc=20598_1764015957_384701ae552e93e9306a447df75038b6&utm_id=387962916&utm_source=awin&utm_medium=afiliacion&utm_term=176013&utm_content=43157266813&utm_campaign=lmes_nac_na_ao_Afiliados_20240101_20241231&sv1=affiliate&sv_campaign_id=176013&gad_source=7&dclid=CJ_ejMTPi5EDFf5DQQIdq1kzLg)

<https://jardin202.com/mangueras/mangueras-de-aspiracion/mangueras-aspiracion-corte-por-metro/tubo-pvc-flexible-corte-a-medida-por-metros-lineales.html>

<https://www.manomano.es/p/casquillo-de-techo-plano-fdd-para-cables-tuberias-conductos-de-aire-acondicionadobombas-de-calorventilacionfotovoltaiacasolar-de-aluminio-83535812>

[https://www.elektroshopwagner.de/product\\_info.php?info=p323180&utm\\_campaign=froogle\\_323180&utm\\_source=froogle&utm\\_medium=CPC&utm\\_content=textanzeige&campaign=froogle&srsltid=AfmBOop\\_4rRsdRGaGbJdW92EqqqTaBjQ0OWBm4B0FFI9IHofxaTRaa-igUo](https://www.elektroshopwagner.de/product_info.php?info=p323180&utm_campaign=froogle_323180&utm_source=froogle&utm_medium=CPC&utm_content=textanzeige&campaign=froogle&srsltid=AfmBOop_4rRsdRGaGbJdW92EqqqTaBjQ0OWBm4B0FFI9IHofxaTRaa-igUo)

[https://www.google.com/search?client=opera&hs=os2&sca\\_esv=a52577f178443ecc&sxsrf=AE3TifOctr8PpGovvncUdlsbjjp7qTpTXQ:1764096101729&udm=3&fbs=AIijpHx4nJjfGojPVHhEACUHPiMQWNB731WIik-5kXFc8xThmHWnjQzcMhUOnmcqfVJMidPj4OMIcUoJjBjRSIj2OBXSQU1YJhxlCKHsf5vBbA4CpV0rfp9Y20PxrWpPFXXDitZ6Qd4khc\\_mxAdj1v8WWa11m7MyTzDw3Pg9vt6\\_01w4s8a96l\\_1ZEgOchs5V4-izdFmcMFOHQRN6rOWyCDy4YvOWMzmA&q=smart+dongle+huawei&sa=X&ved=](https://www.google.com/search?client=opera&hs=os2&sca_esv=a52577f178443ecc&sxsrf=AE3TifOctr8PpGovvncUdlsbjjp7qTpTXQ:1764096101729&udm=3&fbs=AIijpHx4nJjfGojPVHhEACUHPiMQWNB731WIik-5kXFc8xThmHWnjQzcMhUOnmcqfVJMidPj4OMIcUoJjBjRSIj2OBXSQU1YJhxlCKHsf5vBbA4CpV0rfp9Y20PxrWpPFXXDitZ6Qd4khc_mxAdj1v8WWa11m7MyTzDw3Pg9vt6_01w4s8a96l_1ZEgOchs5V4-izdFmcMFOHQRN6rOWyCDy4YvOWMzmA&q=smart+dongle+huawei&sa=X&ved=)

[2ahUKEwjn4PiL-  
o2RAxXnRPEDHYoYMJ8Qs6gLegQIExAB&biw=810&bih=1403&dpr=1.25#osshoppr  
oduct=gid:15624214635071584161,mid:576462866797530289,oid:1502090875783926  
4365,iid:14636830697779433352,pvt:hg,pvo:3&osshop=apv&pvs=0  
https://www.obramat.es/productos/pica-de-tierra-1-5m-  
10051916.html?srsId=AfmBOoqIVsPF753ShugDwr15yykNQMMC4eHIC7nGk\\_qKyt  
JzLOP0AB59  
https://www.obramat.es/productos/cuadro-electrico-metalico-para-superficie-en-  
vivienda-72-elementos-ip30-solera-10556364.html?store=026  
https://www.worten.es/productos/disyuntor-2p-cc-1000v-25a-capacidad-6000a-sunflare-  
mrkean-8331411087000?srsId=AfmBOoqujAYZ6bHiR7Xa\\_9Dh6Q-  
ajMMIHObg4SpUi-seJYr3XCjFuwfK1vo  
https://swimhome.es/es/fusibles-y-portafusibles/fusible-solar-o10x38-21825-  
2609.html#/799-intensidad-25a  
https://www.google.com/url?sa=i&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=0CE0Qj  
\\_IEahcKEwiozsD-  
zJCRAxUAAAAAHQAAAAAQBQ&url=https%3A%2F%2Fswimhome.es%2Fes%2F  
fusibles-y-portafusibles%2Fporta-fusible-cilindrico-panel-solar-fotovoltaico-1000v-  
2608.html%3Fstore%3D031&psig=AOvVaw3Rd6H0631vZw5TErTD-  
R0FHj05fldksQ&ust=1764273445789195&opi=89978449  
https://www.suministroselectricos.es/material-electrico/protecciones/gama-  
profesional/aparamenta-de-cabecera/interruptores-automaticos-caja-moldeada/caja-  
moldeada-hager/interruptor-automatico-hager-h3-hnt251dr-250a-4polos-p250-  
40ka?gad\\_source=1&gad\\_campaignid=21041139990&gclid=CjwKCAiA55rJBhByEiw  
AFkY1QJZ-bShgd643h6q60bOg7qCzHSm\\_AxdGW64u9ZNHfmW8VeD-  
mSyLHRoCRvwQAvD\\_BwE  
https://www.manomano.es/p/bloqueo-de-diferencial-4p-250a-reg006-1sec-hbb251h-  
2040238  
https://www.google.com/url?sa=i&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact  
=8&ved=0CEkQj\\_IEahcKEwjYmsuK15CRAxUAAAAAHQAAAAAQcW&url=https  
%3A%2F%2Fwww.obramat.es%2Fproductos%2F50-ud-puntera-hueca-gris-4-10-mm-  
10731546.html%3Fstore%3D031&psig=AOvVaw01KLjBWFmKACWs1x5iqdQ6&ust  
=1764276174721297&opi=89978449](https://www.obramat.es/productos/pica-de-tierra-1-5m-10051916.html?srsId=AfmBOoqIVsPF753ShugDwr15yykNQMMC4eHIC7nGk_qKytJzLOP0AB59)

<https://www.obramat.es/productos/50-ud-puntera-hueca-gris-4-10-mm-10731546.html?store=031>

<https://www.obramat.es/productos/50-ud-puntera-hueca-amarillo-6-12-mm-10731553.html?store=026>

[https://www.onlinecomponents.com/en/productdetail/weidmuller/9028210000-12780271.html?ref=octopartfeed&utm\\_source=octopart&utm\\_medium=referral&utm\\_campaign=octopart&utm\\_content=instock&utm\\_term=9028210000](https://www.onlinecomponents.com/en/productdetail/weidmuller/9028210000-12780271.html?ref=octopartfeed&utm_source=octopart&utm_medium=referral&utm_campaign=octopart&utm_content=instock&utm_term=9028210000)

[https://www.onlinecomponents.com/en/productdetail/weidmuller/9028200000-12780269.html?ref=octopartfeed&utm\\_source=octopart&utm\\_medium=referral&utm\\_campaign=octopart&utm\\_content=outofstock&utm\\_term=9028200000](https://www.onlinecomponents.com/en/productdetail/weidmuller/9028200000-12780269.html?ref=octopartfeed&utm_source=octopart&utm_medium=referral&utm_campaign=octopart&utm_content=outofstock&utm_term=9028200000)

### **III. PLIEGO DE CONDICIONES**

#### **3. Objeto del pliego**

En este pliego recogeremos todas las condiciones que se han de cumplir para las instalaciones eléctricas de esta categoría, es decir, energías renovables, para ello haremos referencia a todas las características que se han especificado y quedan descritas en este proyecto de instalación solar fotovoltaica, siendo este pliego el documento que fija las condiciones mínimas exigibles durante su ejecución.

El contratista encargado de la obra deberá cumplir en todo momento con la normativa vigente, ya sea laboral, de seguros obligatorios, prevención de riesgos, cotizaciones sociales y cualquier otra situación a la que resulte aplicable.

También deberá adoptar medidas para garantizar la seguridad de los trabajadores, de terceros y de los bienes que le rodean durante la ejecución de la obra, siendo responsable de cualquier daño o accidente derivado de la realización de la instalación. Se establece que deberá disponer de una póliza de seguro y cobertura que aseguren la responsabilidad civil y posibles daños de bienes materiales o a terceros.

La instalación eléctrica se realizará de acuerdo al REBT (reglamento electrotécnico de baja tensión) y a sus instrucciones complementarias, así como a las distintas normas, y recomendaciones (UNE, IEC, IDAE). Los trabajos a realizar se realizarán siempre de acuerdo al personal dirigente de la instalación, quién podrá ordenar, ejecutar y modificar para que la ejecución de la obra se realice de manera correcta y eficiente.

## **2. Condiciones generales y normativa**

El presente Pliego de Condiciones establece las disposiciones generales, técnicas y administrativas que deberán cumplirse durante la ejecución de la instalación solar fotovoltaica para autoconsumo con vertido cero descrita en este proyecto.

Todas las características particulares de la instalación (dimensiones, configuración del campo fotovoltaico, inversores, protecciones y canalizaciones) se detallan en la memoria, planos y anexos del documento principal.

La instalación será realizada por una empresa instaladora autorizada de baja tensión, con el personal cualificado necesario y con las certificaciones requeridas para este tipo de instalación. El contratista será responsable del cumplimiento de la normativa a la hora de realizar las labores requeridas para finalizar de manera correcta y sin incidentes la instalación.

La normativa que aplica a este proyecto y por la cual se definen las características técnicas y de calidad requeridas por los diferentes elementos del proyecto se mencionan a continuación:

a legislación aplicable a una instalación solar fotovoltaica y por la cuales se definen las características técnicas y calidad mínimas de los diferentes elementos del proyecto son las siguientes:

- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002 por el que se aprueba el nuevo Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT01 a BT 51.
- 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 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

- Real Decreto 1110/2007, 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se reglan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- 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.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre de prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico, y resto de normativa aplicable en materia de prevención de riesgos.
- Manual técnico MT 3.53.01 de Iberdrola, condiciones técnicas de instalaciones de producción eléctrica conectadas a la red de i-de redes eléctricas inteligentes.
- Reglamento UE 2016/364 de la comisión de 1 de Julio de 2015, relativo a la clasificación de las propiedades de reacción al fuego de los productos de construcción de conformidad con el Reglamento (UE) número 305/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo.

### **3. Materiales y equipos**

A continuación, se exponen las distintas condiciones que se aplicarán y se han de cumplir para cada componente de la instalación, todos los materiales contarán con los marcados y seguridades correspondientes establecidos en las normas UNE, IEC e ISO, tendrán una trazabilidad y cumplirán de manera inequívoca con las normas pertinentes y relacionadas al ámbito de aplicación que le compete al material.

#### **3.1 Módulos fotovoltaicos**

Los módulos fotovoltaicos instalados deberán cumplir con toda la normativa vigente aplicable a equipos generadores conectados a la red eléctrica. De manera particular, deberán ajustarse como mínimo a las siguientes disposiciones:

- IEC 61215.Cualificación del diseño y ensayos de envejecimiento de módulos fotovoltaicos.

- IEC 61730-1 y IEC 61730-2.Requisitos de seguridad eléctrica y construcción.
- UNE-EN 50380.Información de hojas de datos y placas de características.
- IEC 61701.Ensayo de resistencia a niebla salina (cuando sea aplicable).
- Directiva de marcado CE para material eléctrico.
- ISO 9001, ISO 14001 e ISO 45001.Sistemas de gestión de calidad, medio ambiente y seguridad aplicados a la fabricación.

Los módulos deberán suministrarse en perfecto estado, correctamente embalados y con su placa de características visible, incluyendo modelo, potencia nominal, tensión, corriente y número de serie para garantizar su trazabilidad. No se aceptarán unidades con deformaciones, grietas, burbujas en el encapsulado, células mal alineadas o cualquier defecto visible que pueda comprometer su rendimiento o durabilidad.

Cada módulo deberá incorporar caja de conexiones con grado de protección mínimo IP68, diodos de derivación adecuados para proteger frente a sombras parciales y una clasificación de seguridad equivalente a Clase II. Los marcos serán de aluminio anodizado o acero inoxidable y deberán permitir su conexión a tierra según las indicaciones del fabricante. Los módulos deberán estar certificados para operación en sistemas de hasta 1500 Vdc y cumplir con las pruebas de carga mecánica y resistencia al impacto establecidas por las normas IEC aplicables.

El montaje se ejecutará siguiendo estrictamente las instrucciones del fabricante, incluyendo pares de apriete, disposición de fijaciones y manipulación. El fabricante deberá ofrecer una garantía mínima de producto de 12 años y una garantía de rendimiento que asegure al menos el 80 % de la potencia nominal a los 25 años.

### 3.2 Estructura de soporte

Las estructuras de fijación destinadas al montaje de los módulos fotovoltaicos deberán cumplir con la normativa vigente aplicable a sistemas estructurales en cubiertas industriales. De manera particular, deberán ajustarse, como mínimo, a las siguientes normas y documentos técnicos:

- DB-SE AE del Código Técnico de la Edificación, relativas a acciones de viento y nieve.
- UNE-EN ISO 1461 sobre recubrimientos galvanizados por inmersión en caliente.

- UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) sobre protección contra la corrosión de elementos metálicos.
- UNE-EN ISO 10684 sobre tornillería galvanizada en caliente.

La estructura deberá suministrarse con todos los elementos necesarios para su montaje, incluyendo perfiles, uniones, grapas, tornillería y accesorios. Su diseño deberá permitir la dilatación térmica natural de los materiales sin transmitir esfuerzos indebidos a los módulos o comprometer su buen funcionamiento. Los puntos de apoyo y fijación deberán estar dimensionados de manera que no generen flexiones superiores a las permitidas por el fabricante de los módulos y deberán evitar cualquier proyección o sombra sobre su superficie útil.

El sistema de anclaje, una vez instalado, deberá garantizar la resistencia frente a las sobrecargas de viento y nieve establecidas por el CTE. La estructura deberá presentar baja necesidad de mantenimiento y alta resistencia a la corrosión, empleando perfiles de aluminio anodizado o acero galvanizado en caliente, así como tornillería en acero inoxidable. En caso de estructuras galvanizadas, podrá emplearse tornillería galvanizada excepto en la fijación directa al módulo, que deberá realizarse siempre con acero inoxidable.

Asimismo, se deberá facilitar el montaje, el acceso y la posible sustitución futura de módulos o componentes, asegurando que la instalación pueda ser desmontada parcialmente sin afectar a la integridad del resto del campo fotovoltaico. Todo el sistema se instalará siguiendo las indicaciones del fabricante y manteniendo compatibilidad dimensional con los módulos seleccionados para la instalación.

### 3.3 Inversores

Los inversores de conexión a red instalados en la instalación fotovoltaica deberán cumplir con toda la normativa y requisitos técnicos aplicables a equipos de conversión para autoconsumo. De manera particular, deberán ajustarse, como mínimo, a las siguientes normas:

- UNE-EN 62093. Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía en sistemas fotovoltaicos.
- UNE-EN 61683. Procedimiento para la medida del rendimiento de acondicionadores de potencia fotovoltaicos.
- UNE-EN 62116. Ensayos de prevención de formación de islas en inversores conectados a red.

- Normas IEC 61727, IEC 62109-1/2 e IEC 62116 sobre seguridad y compatibilidad con la red.
- Directivas de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética aplicables, incluida la Directiva 2014/30/UE.
- RD 1699/2011, RD 413/2014 y demás normativa vigente sobre conexión a red y autoconsumo.

El inversor deberá disponer de los certificados que acrediten el cumplimiento de estas normas y de las protecciones internas necesarias para garantizar su funcionamiento seguro:

Protección anti-isla activa.

Supervisión de tensión y frecuencia.

Desconexión automática cuando los parámetros de red estén fuera de los límites reglamentarios.

Limitación de la inyección de corriente continua en la salida de CA.

El equipo deberá incorporar seguimiento automático del punto de máxima potencia (MPPT), operar como fuente de corriente y sincronizarse con la red en tensión, frecuencia y fase dentro de las tolerancias reglamentarias. Su autoconsumo en modo espera deberá ser reducido y su rendimiento global elevado, garantizando valores acorde a los estándares actuales para inversores trifásicos de conexión a red.

La ubicación del inversor será un lugar seco, protegido de la intemperie y de golpes, con adecuada ventilación y sin acceso libre al público. El grado de protección envolvente deberá ser el adecuado al emplazamiento, recomendándose un mínimo de IP65 cuando se instale en exterior o zonas expuestas. La instalación se realizará siguiendo las instrucciones del fabricante, respetando distancias, fijaciones y condiciones térmicas de funcionamiento.

El inversor deberá incluir las señalizaciones necesarias para su correcta operación, así como sistemas de monitorización local y remota que permitan supervisar la producción y el estado del equipo. El sistema de monitorización podrá ser propio del fabricante o compatible con soluciones externas, siempre que permita la ampliación futura con otros equipos.

El fabricante asegurará una garantía mínima de producto de 5 años y una vida útil estimada igual o superior a 20 años, acorde al estándar habitual en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

### 3.4 Cableado

El cableado utilizado en la instalación deberá cumplir con la normativa vigente para conductores eléctricos en sistemas fotovoltaicos. En particular, los cables deberán ajustarse, como mínimo, a las siguientes normas:

- UNE 21123. Cables de utilización industrial con tensión asignada 0,6/1 kV.
- EN / IEC 62930. Cables específicos para instalaciones fotovoltaicas.
- Designación H1Z2Z2-K para corriente continua, aptos para exterior, intemperie y 1500 Vdc.

Todos los conductores serán de cobre y dispondrán de doble aislamiento, resistentes a la radiación solar, temperaturas extremas y agentes atmosféricos. En corriente continua se emplearán cables H1Z2Z2-K, utilizando color rojo para el polo positivo y negro para el polo negativo. En corriente alterna se emplearán conductores de tipo RZ1-K o equivalentes, con colores normalizados: negro, marrón o gris para las fases, azul para el neutro y verde-amarillo para el conductor de protección.

La sección de los cables deberá ser la adecuada para garantizar que la caída de tensión no supere el 1,5 % en corriente continua ni los valores establecidos en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión para los circuitos de corriente alterna. Se deberá evitar cualquier calentamiento excesivo asegurando que la intensidad máxima admisible del conductor sea superior a la prevista en operación.

Los conductores deberán instalarse con la longitud suficiente para evitar tensiones mecánicas, tirones o esfuerzos sobre conectores, módulos o protecciones. Su trazado se realizará mediante canalizaciones apropiadas (bandeja o tubo) garantizando la protección frente a daños mecánicos y reduciendo al mínimo el riesgo durante el tránsito de personas. Los polos positivo y negativo de cada string deberán conducirse por recorridos diferenciados o adecuadamente señalizados, cumpliendo las disposiciones de seguridad eléctrica aplicables.

Todas las conexiones y terminales deberán ejecutarse siguiendo las indicaciones de los fabricantes y utilizando conectores homologados y compatibles con los módulos y el inversor. Se evitarán empalmes innecesarios y cualquier intervención deberá quedar recogida en cajas de conexión específicas y accesibles.

### 3.5 Protecciones

Las protecciones de la instalación fotovoltaica deberán cumplir con lo establecido en el artículo 14 del Real Decreto 1699/2011 para instalaciones de producción conectadas a redes de baja tensión, así como con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y el resto de normativa aplicable. Según lo dispuesto en dicho Real Decreto, la instalación deberá incorporar, como mínimo, los siguientes elementos de protección:

- Un elemento de corte general que proporcione el aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001 sobre protección frente al riesgo eléctrico. Este corte podrá ser independiente o estar integrado en el propio inversor siempre que garantice el aislamiento entre el generador y la red.
- Un interruptor automático diferencial destinado a la protección de las personas frente a contactos indirectos y derivaciones a tierra.
- Un interruptor automático de conexión, encargado de desconectar y reconectar la instalación de forma automática ante anomalías en tensión o frecuencia, junto con el correspondiente relé de enclavamiento.
- Protecciones frente a máximas y mínimas tensiones ( $1,15 U_n$  y  $0,85 U_n$ ) y máximas y mínimas frecuencias (50,5 Hz y 48 Hz), aplicando los tiempos de actuación establecidos. La reconexión tras actuación por máxima frecuencia solo se realizará cuando esta sea igual o inferior a 50 Hz.
- En instalaciones con tensiones superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 36 kV, se añadirá la protección por máxima tensión homopolar.

Cuando el equipo inversor integre alguna de estas protecciones, se considerará válida siempre que dicho equipo cumpla plenamente con el REBT, las normas UNE/IEC aplicables y la normativa de conexión a red. En todos los casos, las protecciones deberán garantizar la desconexión segura de la instalación ante cualquier situación de riesgo, evitando la formación de islas eléctricas y asegurando la protección tanto de la red como de los usuarios de la nave industrial.

### 3.6 Toma a tierra

La puesta a tierra de la instalación fotovoltaica deberá cumplir con lo dispuesto en el artículo 15 del Real Decreto 1699/2011 y con lo establecido en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias. La instalación de generación se ejecutará de forma que no altere en ningún caso las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, evitando la transferencia de defectos o corrientes de falla hacia la red de distribución.

Las masas metálicas del campo fotovoltaico, las estructuras de soporte, el inversor, los cuadros de continua y de alterna, así como cualquier elemento susceptible de quedar en tensión accidental, deberán conectarse a una toma de tierra independiente de la utilizada para el neutro de la distribuidora. Esta toma de tierra propia de la instalación generadora deberá garantizar una resistencia adecuada y cumplir con los requisitos de seguridad eléctrica establecidos en la normativa vigente.

Asimismo, deberá disponerse una separación galvánica entre la red de distribución y la parte generadora, ya sea mediante transformador de aislamiento o por los medios equivalentes que proporcione el propio inversor, asegurando que en ningún caso se produzca un acoplamiento directo de las puestas a tierra. La instalación deberá incluir los conductores de protección necesarios, correctamente dimensionados, identificados y canalizados, garantizando la continuidad eléctrica y la correcta equipotencialidad de toda la instalación fotovoltaica.

#### **4. Ejecución y montaje**

La instalación del campo fotovoltaico, de las estructuras y del inversor se ejecutará siguiendo en todo momento las instrucciones de los fabricantes y respetando los criterios establecidos en este proyecto. El montaje de los módulos y su estructura de fijación se llevará a cabo garantizando la correcta sujeción mecánica, evitando tensiones en el vidrio y asegurando que no se producen sombras o interferencias entre elementos. Todas las operaciones de anclaje deberán realizarse con la tornillería y accesorios específicos suministrados para tal fin y respetando los pares de apriete recomendados.

La instalación del inversor se realizará en la zona definida en el proyecto, en un lugar protegido de la intemperie, ventilado y libre de polvo. El acceso a esta zona será restringido, limitándolo únicamente a personal autorizado. Cuando sea necesario, se dispondrán elementos de seguridad adicionales como extintores aptos para riesgos eléctricos y alumbrado de emergencia, cumpliendo las normativas de protección contra incendios aplicables.

El tendido del cableado de corriente continua y alterna se efectuará mediante canalizaciones adecuadas, evitando recorridos que puedan generar esfuerzos mecánicos o riesgo de daños. Los conductores se alojarán en bandejas, tubos o canaletas dimensionadas correctamente y resistentes al ambiente exterior. Se evitará la mezcla de circuitos distintos en un mismo conducto salvo que cumplan los requisitos normativos de

aislamiento y protección individual. Todos los elementos deberán quedar accesibles para futuras revisiones y mantenimientos.

Los empalmes y conexiones se realizarán únicamente en cajas destinadas para ello, utilizando conectores homologados y compatibles con los módulos y el inversor. El pelado, prensado y terminación de conductores se hará de forma que no se origine daño en el material conductor ni en su aislamiento. La instalación garantizará en todo momento la continuidad del conductor de protección y la equipotencialidad de los elementos metálicos, así como la separación correcta entre circuitos de distinta naturaleza.

Durante el montaje se evitarán cruces innecesarios con conducciones ajenas a la instalación y se garantizará que los cables no interfieren con elementos estructurales, equipos o zonas de tránsito. Todo el proceso se realizará siguiendo la normativa eléctrica vigente y bajo la supervisión de la dirección facultativa, asegurando un montaje seguro, ordenado y conforme a los estándares de calidad establecidos.

## **5. Medidas de seguridad**

La instalación solar fotovoltaica contará con los sistemas de protección necesarios para garantizar su funcionamiento seguro y evitar cualquier posible a la red eléctrica o a los usuarios de la nave industrial. El conjunto deberá permitir la desconexión automática en caso de fallos internos o anomalías en la red de distribución, conforme a lo establecido en la normativa vigente y a las características del equipo inversor.

La instalación no podrá operar en modo isla bajo ningún concepto. El inversor deberá incorporar un sistema de protección anti-isla capaz de detectar la pérdida de tensión o frecuencia en la red y desconectar inmediatamente la generación, evitando el vertido de energía hacia la red interior cuando esta se encuentre aislada de la red general.

Asimismo, la instalación deberá disponer de los medios necesarios para permitir el reenganche seguro una vez restablecidas las condiciones normales de la red, evitando sobretensiones o transitorios que puedan afectar a otros equipos instalados. Todos los componentes deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones establecidos por las normas de compatibilidad electromagnética aplicables.

Durante la vida útil de la instalación, se vigilará el estado de los dispositivos de protección y maniobra, especialmente fusibles, interruptores y protecciones diferenciales. En caso de sustitución de fusibles, estos deberán ser del mismo tipo y curva de fusión que los instalados originalmente. Cualquier anomalía detectada en el funcionamiento de la instalación deberá comunicarse a la empresa instaladora para su diagnóstico y corrección.

Finalmente, será necesario verificar periódicamente la resistencia de la toma de tierra y el estado de los equipos de protección, incorporando las acciones correctivas necesarias cuando los valores obtenidos superen los límites permitidos. Estas revisiones formarán parte del programa de mantenimiento preventivo de la instalación.

## **6. Recepción y pruebas**

Antes de la puesta en servicio, la empresa instaladora deberá entregar al titular de la instalación toda la documentación correspondiente al suministro de materiales y equipos, incluyendo módulos, inversor, protecciones, estructuras, cableado y manuales de uso y mantenimiento. Esta documentación se formalizará mediante un albarán o acta de entrega firmada por ambas partes, quedando una copia para cada una de ellas.

Los módulos fotovoltaicos y el inversor deberán haber superado las pruebas de funcionamiento y control de calidad realizadas en fábrica, debiéndose aportar los certificados correspondientes. La instalación no podrá ponerse en marcha sin verificar previamente que todos los equipos cumplen con los requisitos establecidos por sus fabricantes y por la normativa aplicable.

Durante la fase de pruebas, el instalador deberá realizar como mínimo las siguientes verificaciones:

- Comprobación del funcionamiento general del sistema y puesta en marcha controlada.
- Ensayos de arranque y parada en todos los modos de operación previstos.
- Verificación de las protecciones eléctricas, elementos de seguridad y alarmas, comprobando su actuación en condiciones normales y anómalas.
- Determinación de la potencia instalada según lo indicado en los procedimientos del IDAE para instalaciones conectadas a red.

Además, la instalación deberá superar las pruebas reglamentarias indicadas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, incluyendo:

- Medida de la continuidad de los conductores de protección.
- Medida de la resistencia de la toma de tierra, verificando que se mantiene por debajo de los valores límite establecidos.
- Medida de la resistencia de aislamiento entre conductores y respecto a tierra, aplicando las tensiones de ensayo indicadas en la norma UNE-HD 60364-4.
- Verificación del funcionamiento de protecciones diferenciales y automáticas, asegurando tiempos y corrientes de disparo dentro de los valores reglamentarios.

Una vez superadas todas las pruebas y verificado el correcto comportamiento de la instalación, se procederá a la firma del Acta de Recepción Provisional. Esta recepción se realizará cuando:

- Se haya comprobado el funcionamiento continuo de la instalación durante un periodo mínimo de 240 horas sin fallos.
- Se haya entregado toda la documentación exigida en la norma UNE-EN 62466, incluyendo esquemas finales, pruebas, manuales y certificados.
- Se hayan retirado los materiales sobrantes y se hayan limpiado las zonas de trabajo.

Durante el periodo correspondiente a la recepción provisional, la empresa instaladora será responsable de la operación de los sistemas suministrados y responderá ante cualquier incidencia derivada de defectos de diseño, construcción, materiales o montaje. Se establecerá una garantía mínima de tres años para la instalación completa, y la correspondiente a los módulos fotovoltaicos será la indicada por el fabricante, no inferior a diez años. Todas las garantías comenzarán a contar desde la fecha de firma del acta de recepción provisional.

## **7. Mantenimiento**

La instalación deberá contar en todo momento con un contrato de mantenimiento vigente que incluya tanto actuaciones preventivas como correctivas, garantizando el correcto funcionamiento del sistema durante toda su vida útil. El mantenimiento se realizará siguiendo las recomendaciones de los fabricantes de los equipos y bajo la responsabilidad de personal técnico cualificado.

El mantenimiento correctivo comprenderá todas las operaciones necesarias para restablecer el funcionamiento de la instalación en caso de avería. Incluirá el análisis de la incidencia, la elaboración de los presupuestos de reparación y la sustitución de los elementos dañados. La empresa encargada del mantenimiento deberá acudir a la instalación en un plazo inferior a 48 horas cuando la avería implique la detención del sistema y, en el resto de casos, dentro de los 10 días naturales siguientes. Los costes de las intervenciones correctivas quedarán incluidos en el contrato anual, pudiendo excluirse únicamente la mano de obra o la reposición de equipos fuera del periodo de garantía.

El mantenimiento preventivo tendrá como objetivo conservar la instalación en condiciones óptimas y evitar la aparición de fallos. Se realizará, como mínimo, una revisión anual que incluirá:

- Inspección del estado general de los módulos, sujeciones y conexiones eléctricas.
- Comprobación del funcionamiento del inversor, señalizaciones, alarmas y parámetros de operación.
- Verificación del estado exterior de los cables, terminales, pletinas, bandejas y uniones.
- Comprobación de las protecciones eléctricas y del sistema de puesta a tierra.
- Limpieza de elementos y revisión del estado mecánico y eléctrico de la instalación.

En instalaciones con sistema de monitorización, se revisará periódicamente la correcta lectura de los medidores y el funcionamiento del sistema de adquisición y almacenamiento de datos.

Tras cada intervención de mantenimiento se emitirá un informe técnico detallado en el que se refleje el estado de la instalación, los trabajos realizados y las incidencias detectadas. Todas las operaciones deberán registrarse en un libro de mantenimiento, en el que constará la fecha, la descripción de los trabajos realizados y la identificación del personal técnico responsable.

## **8. Conexionado a red**

La conexión de la instalación fotovoltaica a la red interior del edificio deberá realizarse conforme a lo establecido en la normativa vigente para instalaciones de generación en baja tensión. De manera particular, se cumplirá lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011, que regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, así como las prescripciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.

El punto de conexión entre el inversor y la red de consumo deberá incorporar las protecciones y elementos de maniobra exigidos por la normativa y por la empresa distribuidora, garantizando la correcta desconexión ante situaciones de sobretensión, subtensión o desviaciones de frecuencia. La instalación deberá asegurar que no existe inyección no deseada de corriente continua hacia la red y que el equipo cumple los requisitos de sincronización, anti-isla y seguridad indicados por la legislación aplicable.

El conexionado se realizará siguiendo las indicaciones del fabricante del inversor y del cuadro de protección, asegurando el dimensionamiento adecuado de los conductores, la correcta identificación de fases y la continuidad del conductor de protección. El conjunto de la instalación deberá permitir un funcionamiento seguro, estable y conforme a las condiciones de autoconsumo definidas en este proyecto.

## 9. Garantía

La empresa instaladora será responsable de la reparación de cualquier avería cuyo origen se deba a defectos de montaje, materiales o funcionamiento de los equipos suministrados, siempre que la instalación haya sido utilizada conforme a las indicaciones de los manuales técnicos y dentro de los parámetros previstos en el proyecto. Todo ello se realizará sin perjuicio de las posibles reclamaciones que pudieran corresponder frente a terceros fabricantes o suministradores.

La garantía se otorgará al titular de la instalación y se reflejará en un certificado específico emitido con la misma fecha que el certificado de instalación. El instalador garantizará el conjunto de la instalación por un periodo mínimo de 3 años, mientras que para los módulos fotovoltaicos se garantizará un periodo mínimo de 10 años siendo en este caso de 15 años, de acuerdo con las condiciones habituales de los fabricantes.

En caso de que la instalación quedase fuera de servicio debido a causas imputables a la empresa instaladora, el periodo de garantía se ampliará automáticamente por un plazo igual al de la interrupción. La garantía cubrirá la reparación o sustitución de cualquier elemento defectuoso, incluyendo la mano de obra necesaria, desplazamientos, transporte y cualquier otro gasto asociado a dicha intervención durante su vigencia.

La empresa instaladora deberá atender cualquier reparación cubierta por la garantía en un plazo máximo de dos semanas desde su notificación, sin incluir el posible tiempo de suministro del material necesario. Si el instalador incumpliera este plazo, el titular podrá encargar la reparación a un tercero autorizado sin que ello genere derecho a reclamación por parte de la empresa instaladora.

La garantía podrá quedar anulada en caso de que la instalación haya sido manipulada, reparada o modificada, total o parcialmente, por personas ajenas a la empresa instaladora o no autorizadas por esta, excepto en los casos en que dicha intervención haya sido necesaria por incumplimiento de los plazos de reparación establecidos.

El titular tendrá la obligación de comunicar a la empresa instaladora cualquier defecto detectado en los elementos de la instalación. A su vez, la empresa instaladora notificará el problema al fabricante del componente afectado cuando proceda. Las reparaciones se efectuarán preferentemente en la ubicación de la instalación; únicamente cuando un componente no pueda ser reparado in situ, será trasladado a un servicio técnico oficial a cargo de la empresa instaladora.

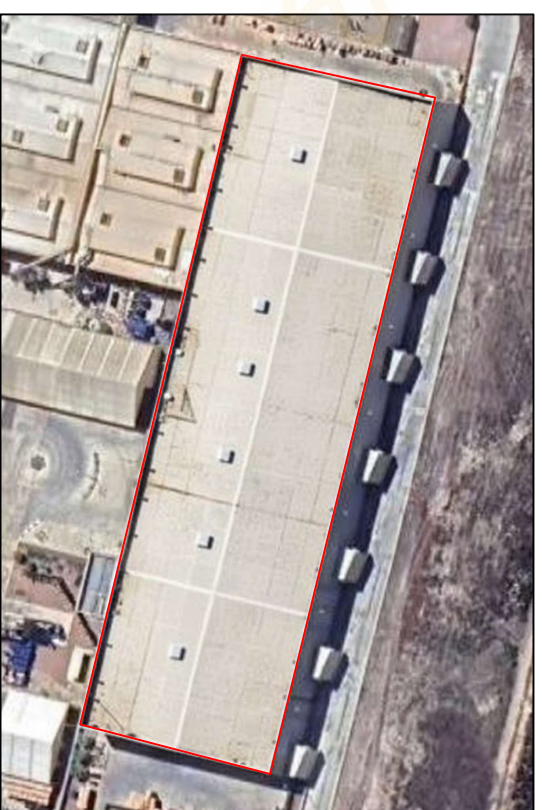
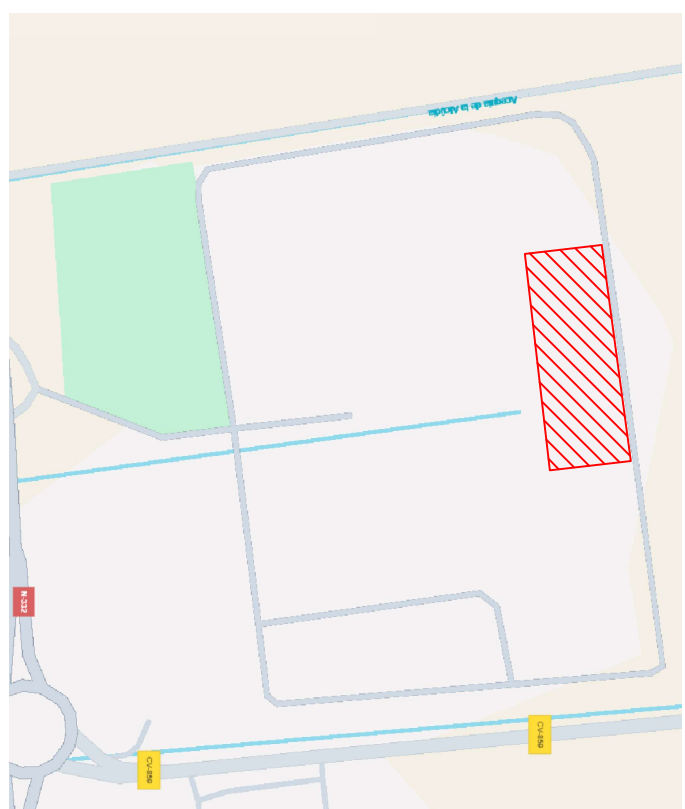
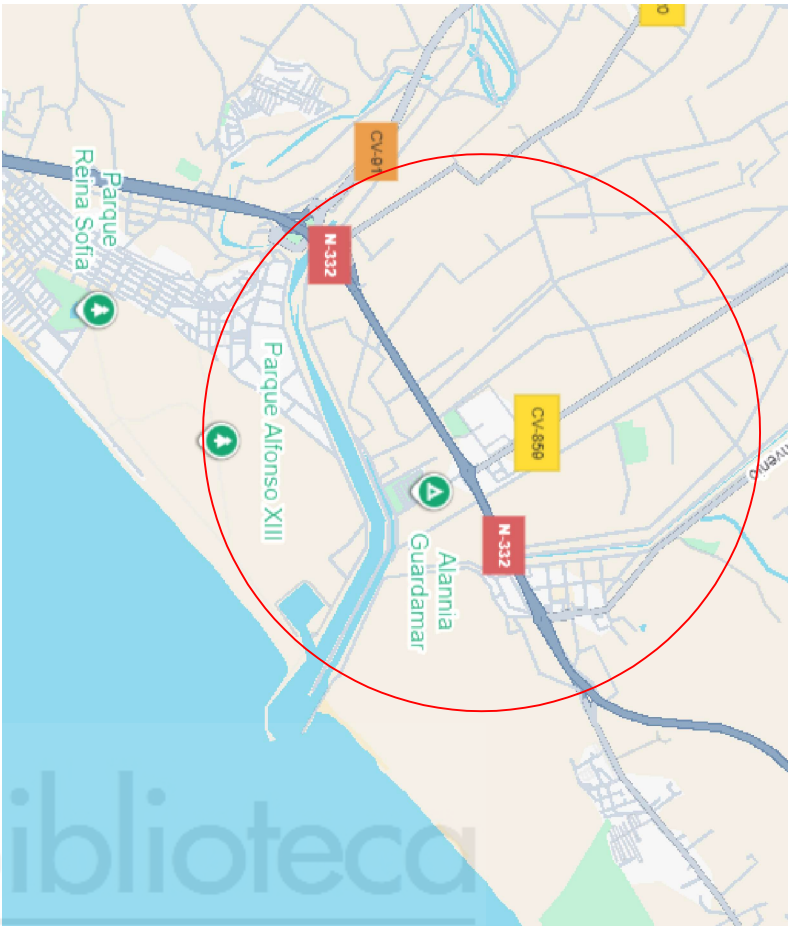
#### IV. PRESUPUESTO


Parte	Componente	Cant.	Uds	Precio	Coste
Paneles	Panel Solar 650W Longi HIMO X10 LR7-72HVH-650M Silver Frame	370	Uds	139,23	51515,1
Inversor	Inversor trifásico HUAWEI SUN2000-115KTL M2	2	Uds	5117,85	10235,7
Fijaciones	SUNFER 03V1 KIT Soporte Estructura Coplanar en chapa Trapezoidal 1 PV Módulo	370	Uds	38,49	14241,3
Fijaciones	Tornillo autotaladrante M8 fijación con arandela EPDM	1480	Uds	0,04	59,2
Cableado	Conector De Placa Solar tipo MULTICONTACT MC4 (Bolsa 50 parejas)	1	Uds	84,56	84,56
Cableado	MULTICONTACT MC4 doble (pareja) Para paralelar 2 placas	1	Uds	5,98	5,98
Cableado	Cable TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K 6mm <sup>2</sup> 1500V por metro rojo	35	m	1,36	47,6
Cableado	Cable TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K 6mm <sup>2</sup> 1500V por metro negro	35	m	1,36	47,6
Cableado	Cable TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K 4mm <sup>2</sup> 1500V por metro rojo	650	m	0,97	630,5
Cableado	Cable TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K 4mm <sup>2</sup> 1500V por metro negro	650	m	0,97	630,5
Cableado	Cable Libre De Halógeno RZ1-K Monopolar 95mm <sup>2</sup> x Metro (Fases)	188,4	m	12,29	2315,44
Cableado	MANGUERA RZ1-K (AS) CPR 3G6 VERDE R/50 (Neutro y PE)	125,6	m	4,26	535,056
Cableado	Bandeja para rejilla 3M Rejiband Rapid 60x60	15	3m	19,99	299,85
Cableado	Tubo pvc flexible 150mm2	65	m	1,25	81,25
Cableado	Casquillo de techo plano FDD para cables, tuberías, conductos de aire acondicionado/bombas de calor/ventilación/fotovoltaica/solar de aluminio - sección transversal 80x80	2	Uds	89,78	179,56
Vertido 0	Huawei DTSU666-H	1	Uds	169,7	169,7
Vertido 0	HUAWEI SMART DONGLE-WLAN-FE (02312QMV)	1	Uds	61,87	61,87
Vertido 0	Cable Ethernet Cat5 U/UTP RS PRO de color Azul, long. 50m, funda de PVC	1	Uds	87,07	87,07
Protección	PICA DE TIERRA 1,5M	3	Uds	7,86	23,58

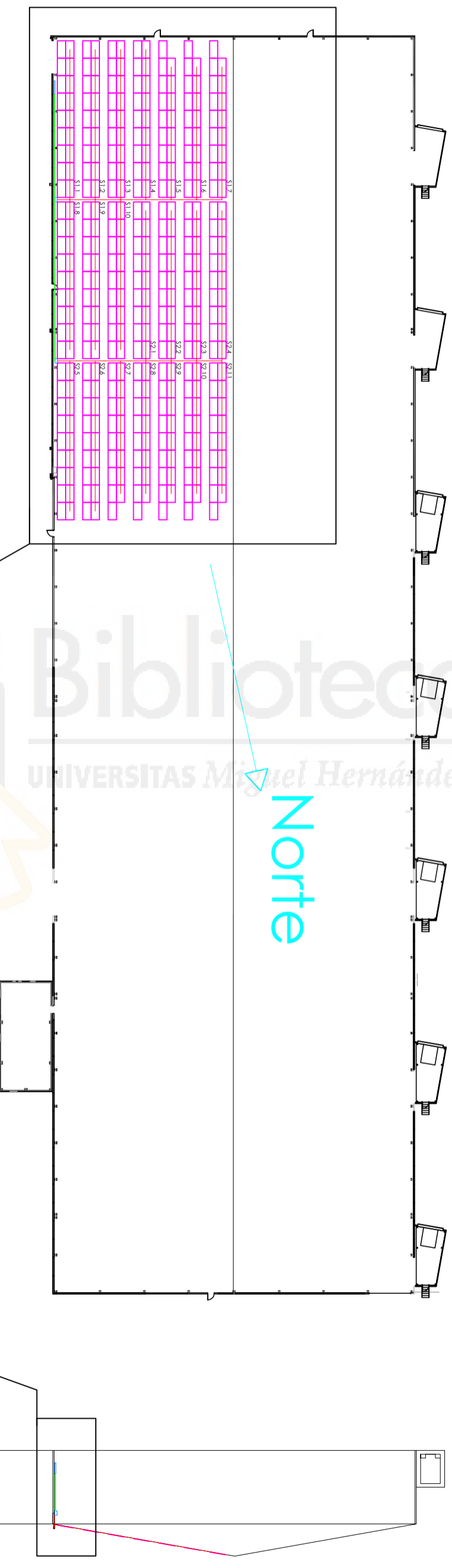
Parte	Componente	Cant.	Uds	Precio	Coste
Protección	Armario metálico distribución. Dimen.ext. SOLERA M3S72-1	1	Uds	245	245
Protección CC	Disyuntor 2p CC 1000V, 25A, Sunflare para carril DIN	21	Uds	8,91	187,11
Protección CC	Fusible Cilíndrico Solar Fotovoltaico Ø10X38 TosunLux	21	Uds	1,34	28,14
Protección CC	Porta Fusible Solar Cilíndrico 1000V TosunLux	21	Uds	1,39	29,19
Protección CA	Interruptor automático Hager H3+ HNT251DR 200A 4 polos P200 40kA	2	Uds	778,86	1557,72
Protección CA	Bloqueo de diferencial Hager 4P 200A ajustable 0,06 1SEC para X200 HBB251H	2	Uds	777,89	1555,78
Cableado	Terminal puntera hueca sencilla 9mm 4mm <sup>2</sup> Gris (bolsa 50u) Solera TE-4009G/50	2	Uds	1,01	2,02
Cableado	Terminal puntera hueca sencilla 6mm <sup>2</sup> Amarilla (bolsa 50u)	2	Uds	1,31	2,62
Cableado	Terminal tubular de cobre 95 mm <sup>2</sup> para taladro 10 mm	6	Uds	2,55	15,3
Cableado	TERMINAL, WIRE FERRULE, 3/0AWG (95mm <sup>2</sup> ), RED	24	Uds	2,64	63,36
Cableado	Terminal Ferrule - 2/0AWG (50mm <sup>2</sup> )- Yellow - O/A L: 37mm- Pin L: 21mm - 25/Pkg	8	Uds	1,481	11,848
Cableado	Cable 6mm <sup>2</sup> H07V-K Amarillo Verde	200	m	1,15	230
Otros	Bridas, grapas, abarazaderas, tacobridas, tornillería, tacos y demás consumibles, silicona aislante	3	Uds	300	900
Proyecto	Oficial de 1º electricista FV	80	h	40	3200
Proyecto	Ayudante electricista FV	80	h	20	1600
	Oficial de 1º electricista BT	20	h	40	800
Proyecto	Redacción del proyecto	1	Uds	3500	3500
Proyecto	Legalización y trámites	1	Uds	1500	1500
<b>Coste total (€)</b>					<b>96679,5</b>

## V. PLANOS Y FICHAS TÉCNICAS.




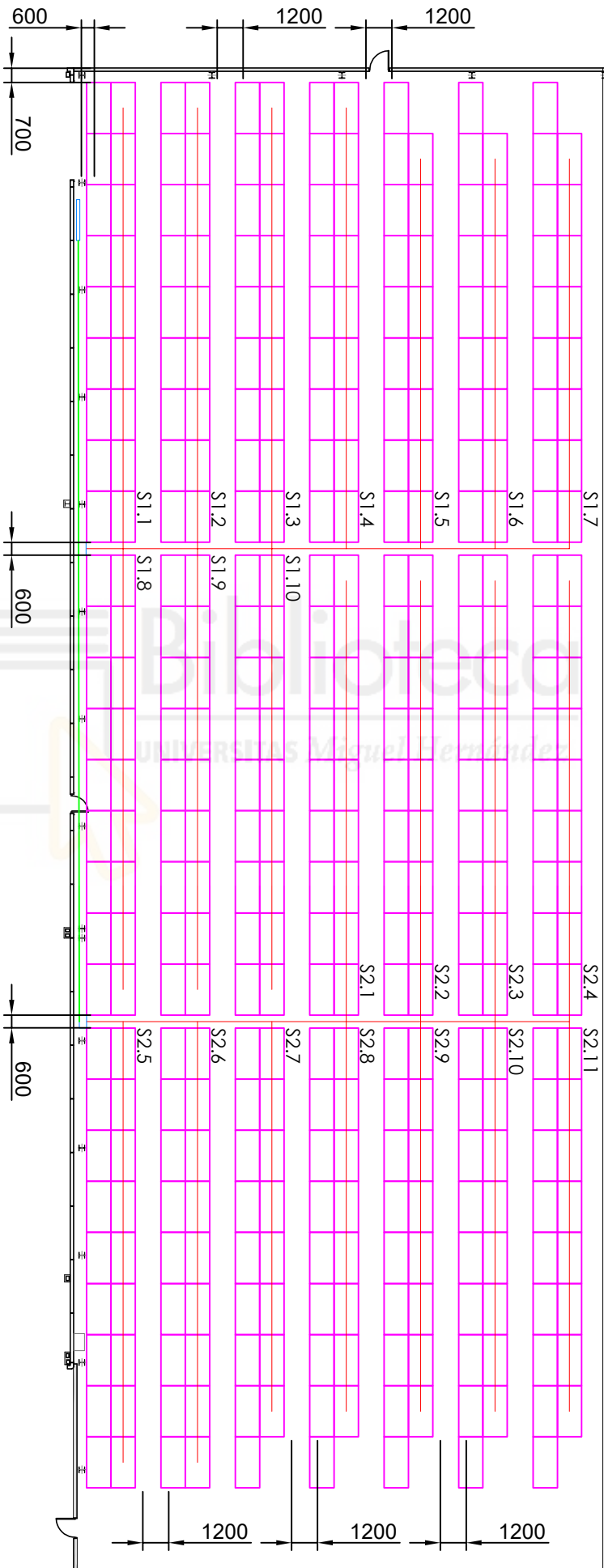


<b>Título:</b>		<b>Situación</b>		<b>EPSE</b>		<b>GIE&amp;AI</b>		<b>10 - 11 - 2025</b>	
Instalación solar fotovoltaica con vertido cero a red		AUTOR: <b>Jose Bailén Sampere</b>		ESCALA: <b>S/E</b>				Nº PLANO: 1	
								Nº DE HOJA: 1 DE 1	



<b>Legenda:</b>
<b>Rojo:</b> Cable de CC
<b>Verde:</b> Cable de CA
<b>Magenta:</b> Módulos solares
<b>Azul:</b> Inversores y CGBT

<b>Título:</b> Instalación solar iv de una nave con vertido cero a red	<b>Distribución paneles alzado</b>	<b>EPSE</b>	<b>GIE&amp;AI</b>	<b>10 - 11 - 2025</b>
<b>AUTOR:</b> Jose Bailén Sampere	<b>ESCALA:</b> S/E		<b>Nº PLANO:</b> 2	<b>Nº DE HOJA:</b> 1 DE 3



**Título:**  
 Instalación solar fv de una nave con vertido caro a red

**Detalle 1: Distribución PV**  
**AUTOR:**  
 Jose Bailén Samper

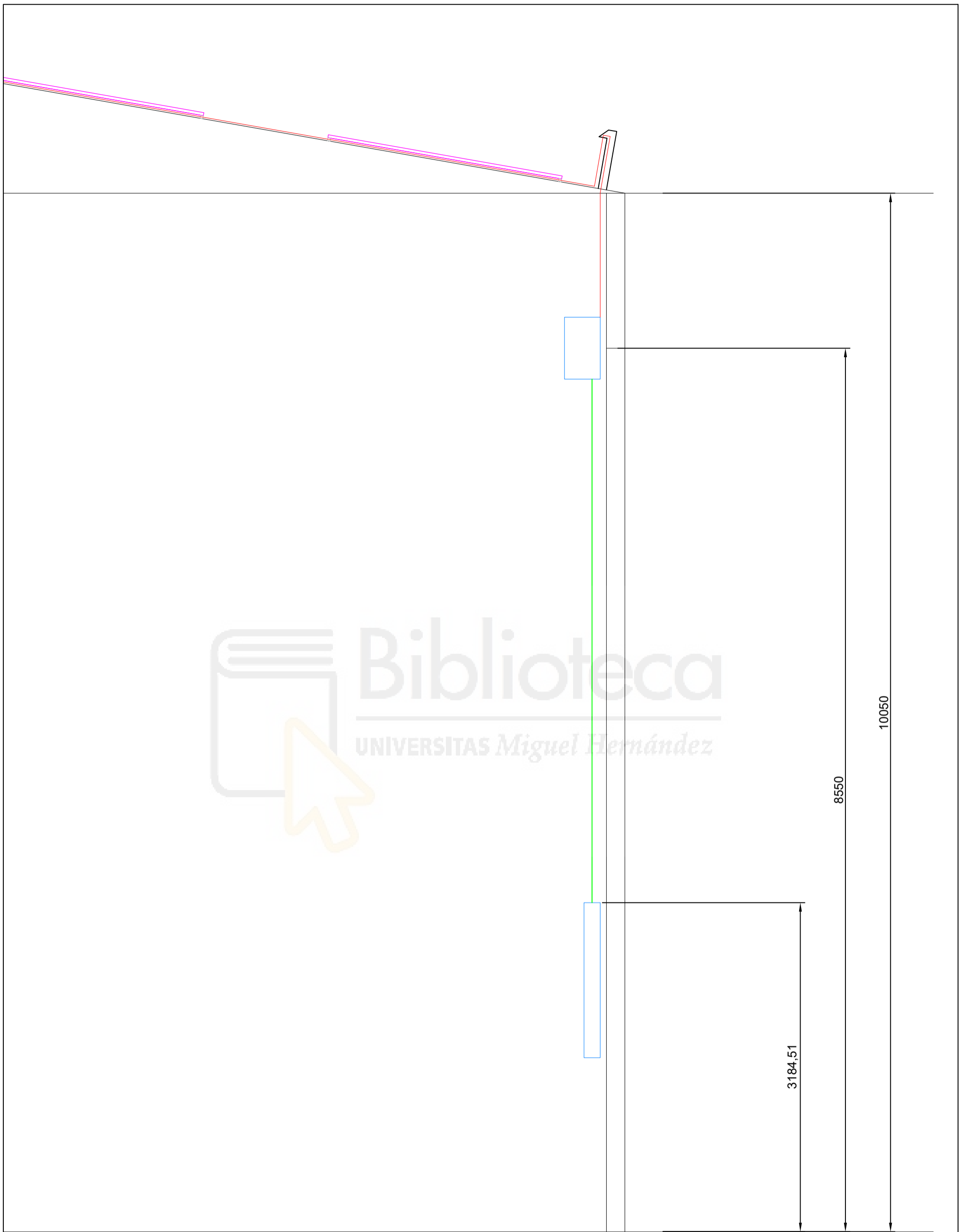
**EPSE**

**ESCALA:**  
 S/E

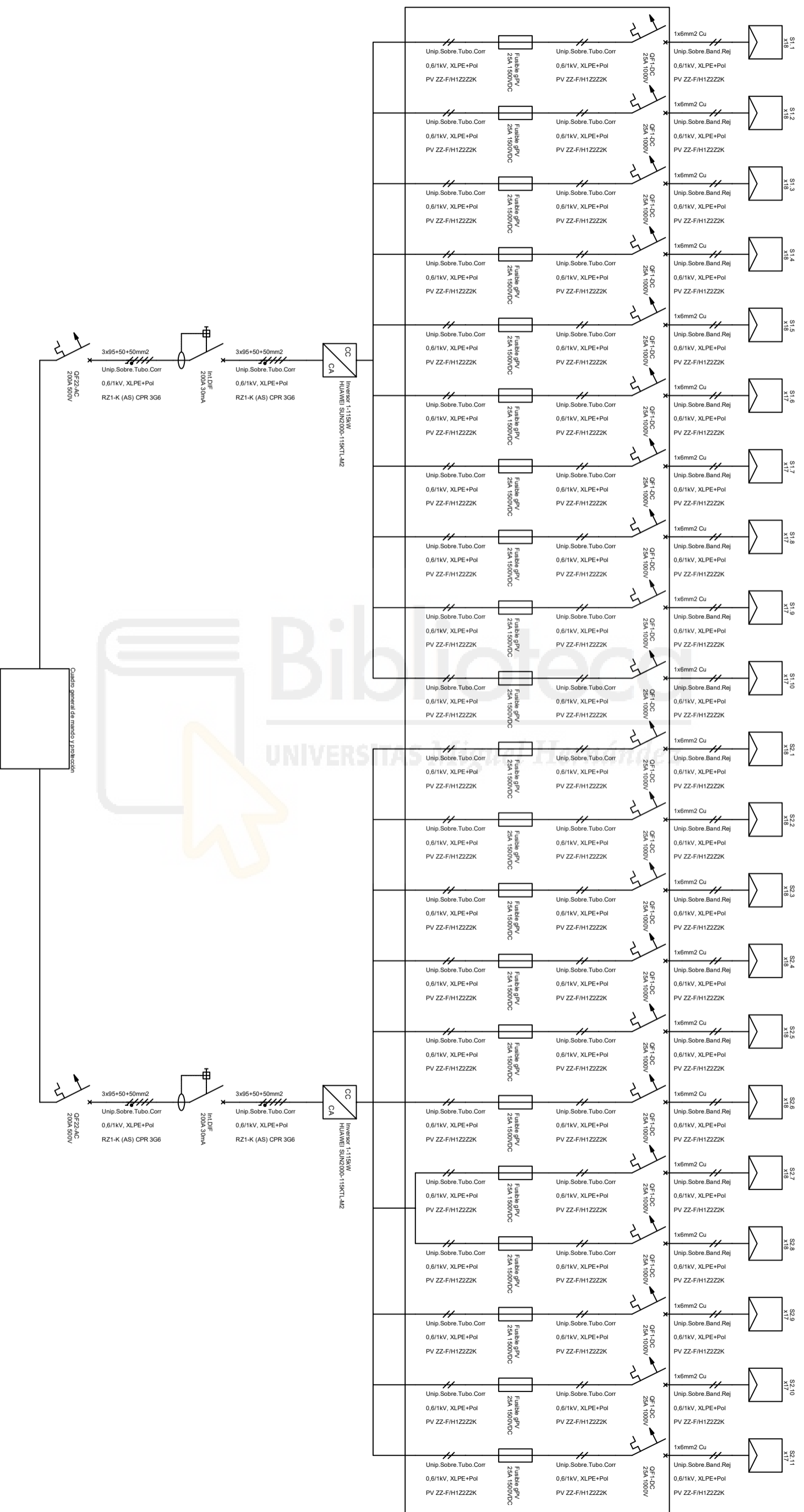


**Nº PLANO:** 1  
**Nº DE HOJA:** 2 DE 3

10 - 11 - 2025



Título:	Detalle 2 : Cableado	EPSE	GIE&AI	10 - 11 - 2025
Instalación solar fv de una nave con vertido cero a red	AUTOR: Jose Bailén Sampere	ESCALA: S/E		Nº PLANO: 2
				Nº DE HOJA: 3 DE 3



<b>Título:</b> Instalación solar fv de una nave con vertido cero a red		<b>Esquema unifilar</b>		<b>EPSE</b>		<b>GIE&amp;AI</b>		<b>10 - 11 - 2025</b>	
<b>AUTOR:</b> Jose Bailén Samperre		<b>ESCALA:</b> S/E		<b>Nº PLANO:</b> 3		<b>Nº DE HOJA:</b> 1 DE 1			

# Hi-MO X10 Explorer

## LR7-72HVH 635~650M

- Suitable for Distribution Market
- Peak efficiency with top power generation performance
- TaiRay wafer & BC technology enhances high product reliability
- Smart manufacturing & LONGi product lifecycle standards deliver exceptional product quality

15

15-year Warranty for  
Materials and Processing

30

30-year Warranty for Extra  
Linear Power Output

### Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

**LONGi**



# Hi-MO X10 Explorer

# LR7-72HVH 635~650M

**24.1%**  
MAX MODULE  
EFFICIENCY

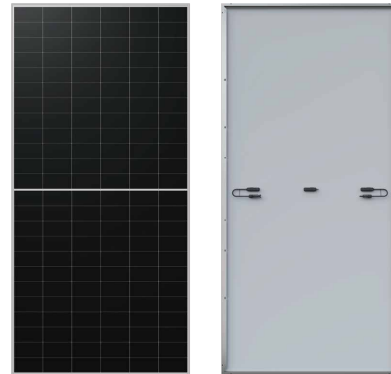
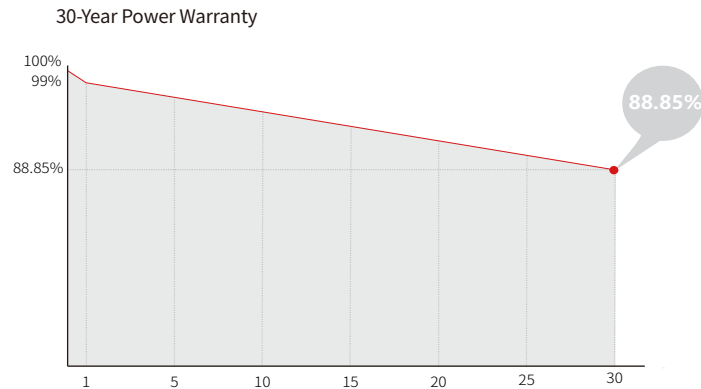
**0~3%**  
POWER  
TOLERANCE

**<1%**  
FIRST YEAR  
POWER DEGRADATION

**0.35%**  
YEAR 2-30  
POWER DEGRADATION

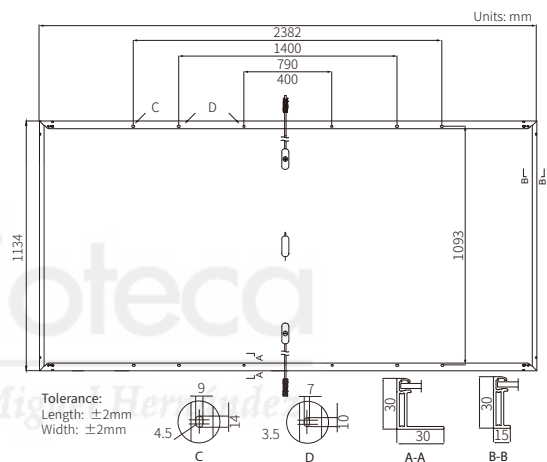
**BC-CELL**  
LOWER OPERATING  
TEMPERATURE

## Additional Value



## Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	28.5kg
Dimension	2382×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 144pcs per 20' GP / 720pcs per 40' HC



## Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m<sup>2</sup> 25°C

NOCT : AM1.5 800W/m<sup>2</sup> 20°C 1m/s

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR7-72HVH-635M		LR7-72HVH-640M		LR7-72HVH-645M		LR7-72HVH-650M	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	635	483	640	487	645	491	650	495
Open Circuit Voltage (Voc/V)	53.60	50.94	53.70	51.04	53.80	51.13	53.90	51.23
Short Circuit Current (Isc/A)	15.05	12.09	15.13	12.15	15.21	12.22	15.29	12.28
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	44.26	42.06	44.36	42.15	44.46	42.25	44.56	42.35
Current at Maximum Power (Imp/A)	14.35	11.50	14.43	11.56	14.51	11.63	14.59	11.69
Module Efficiency(%)	23.5		23.7		23.9		24.1	

## Operating Parameters

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

## Mechanical Loading

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

## Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.200%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.260%/°C

# SUN2000-115KTL-M2 Smart PV Controller



10 MPPT



98.8% (@480V)  
Máx. Eficiencia



Gestión a  
nivel de string



Diagnostico de  
Curvas I-V



Soporta  
MBUS



Desconexión  
a nivel de string



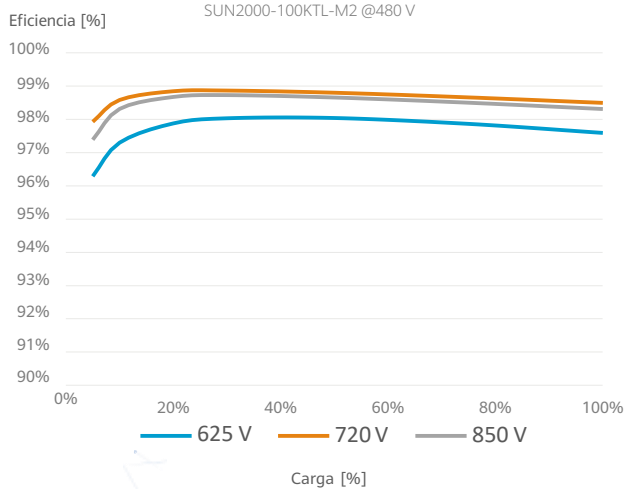
Descargador de  
sobretensiones  
en DC & AC



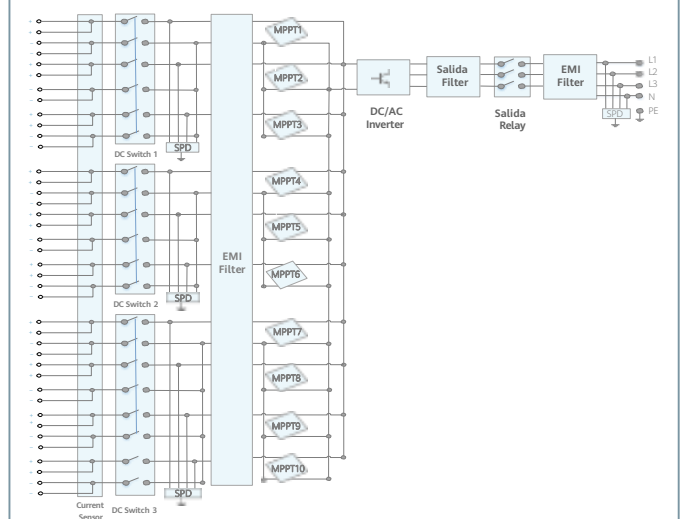
Protección  
IP66

## Curva de Eficiencia

SUN2000-100KTL-M2 @480 V



## Diagrama de Circuito



# Especificaciones Técnicas

## Especificaciones Técnicas

SUN2000-115KTL-M2

### Eficiencia

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

### Entrada

Máx. Entrada Voltage <sup>1</sup>	1,100 V
Rango de tensión a potencia máx.	540V~800V
Intensidad de entrada máxima por MPPT	30 A
Intensidad de entrada máxima por string	20 A
Intensidad de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Rango de tensión de operación <sup>2</sup>	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	600 V @400 Vac, 720 V @480 Vac
Número de MPPTs	10
Número de entradas por MPPT	2

### Salida

Potencia nominal activa de AC	115,000 W
Máx. potencia aparente de AC	125,000 VA
Máx. Pot. Activa de AC (cosφ=1)	125,000 W
Tensión nominal de salida	400 V / 480 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de AC	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	166.0 A @400 V, 138.4 A @480 V
Máx. intensidad de salida	182.3 A @400 V, 151.9 A @480 V
Factor de potencia ajustable	0.8 capacitivo ... 0.8 inductivo
Máx. distorsión armónica total	< 3%

### Protection

Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de AC	Sí
Protección contra polaridad inversa DC	Sí
Monitorización de fallos a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de DC	Tipo II
Descargador de sobretensiones de AC	Tipo II
Detección de resistencia de aislamiento DC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Protección ante fallo por arco eléctrico	Sí

### Comunicaciones

Pantalla	Indicadores LED; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Sí
USB	Sí
Smart Dongle	Smart Dongle - 4G / WLAN (Opcional)
Monitorización BUS (MBUS)	Sí (Transformador de aislamiento requerido)

### Datos Generales

Dimensiones (A x A x P)	1,035 x 700 x 365 mm
Peso (soporte incluido)	≤93 kg
Rango de Temperatura en operación	-25°C ~ 60°C
Método de refrigeración	Sistema Inteligente de Refrigeración Forzada
Máx. Altitud en operación	4,000 m
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de DC	Amphenol Helios H4
Conector de AC	Conector resistente al agua + Terminal OT/DT
Grado de Protección	IP66
Tipología	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, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

\*1 El voltaje de entrada máxima es el límite superior del voltaje de DC. Cualquier voltaje DC de entrada más allá de este límite puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

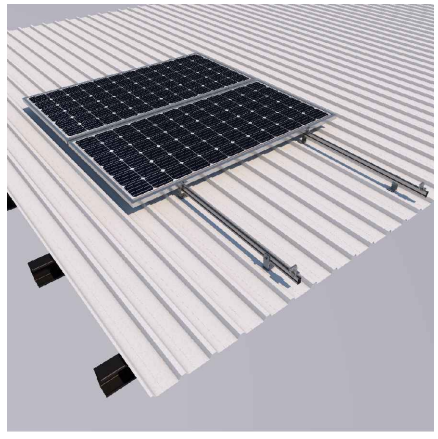
\*2 Cualquier voltaje de entrada de DC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

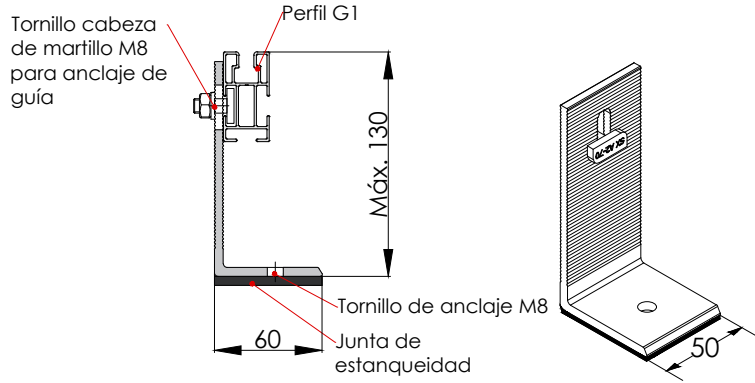
# Ficha técnica

## Soporte coplanar continuo fijación a correas

# 03V

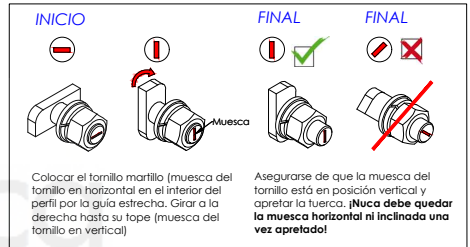


Nota: Comprobar el nº de correas



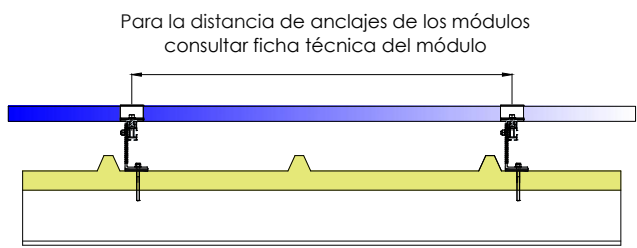
- Soporte coplanar para anclaje a correas metálicas
- Valido para de cubiertas metálicas
- La fijación incluye junta de estanqueidad
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Valido para espesores de módulos de 28 hasta 40 mm
- No recomendado para viguetas de hormigón pretensado.
- Kits disponibles de 1 a 6 módulos.

**Viento:** Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)  
**Materiales:** Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6  
 Tornillería de acero inoxidable A2-70  
*Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.  
 Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.*

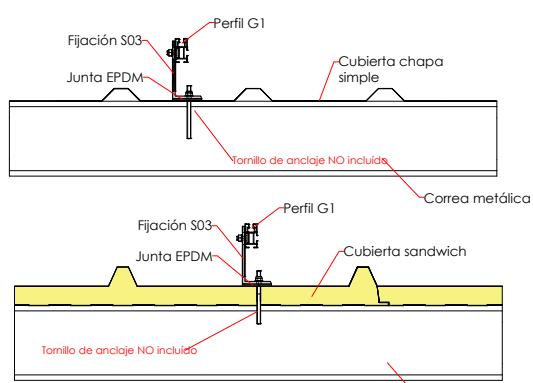


- Dos opciones:**
- Para módulos de hasta **2279x1150 - Sistema Kit**  
 (Ver página 2)
  - Para módulos de hasta **2400x1350 - Sistema PS**  
 (Ver página 3)

Carga de nieve: 40 kg/m<sup>2</sup>



\*Para anclaje, se recomienda usar un tornillo con arandela de sellado



**Par de apriete:**

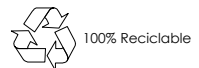
Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M4,2/4,8 Hexagonal	6 Nm

Perfiles perpendiculares a la cumbrera

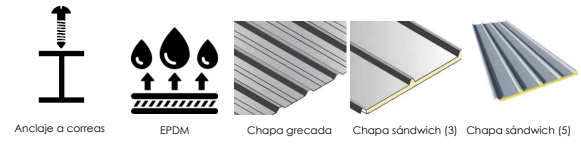
Herramientas necesarias:



Seguridad:



Marcado ES19/86524 CE



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

# Ficha técnica - Sistema KIT

Para módulos de hasta 1150

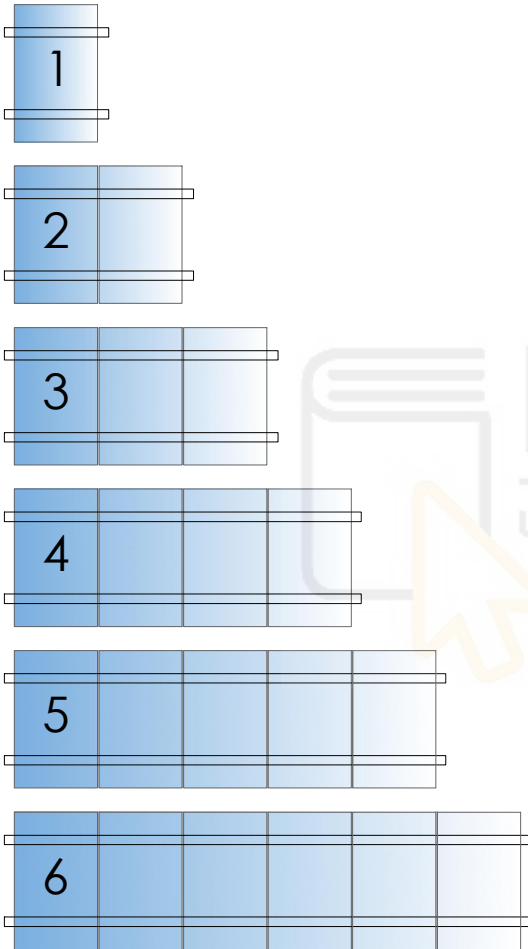


Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema KIT

2279x1150

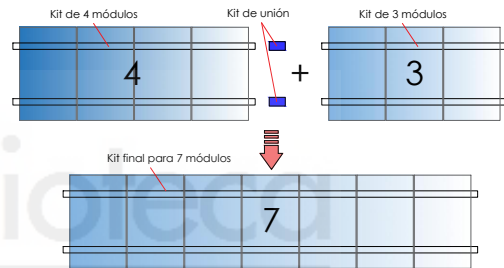


Kits disponibles:

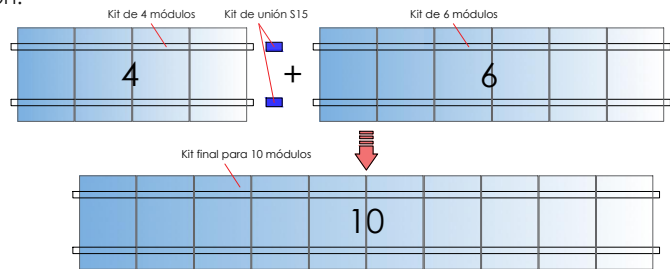


## EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN

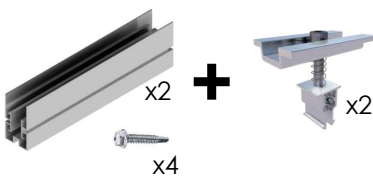
Para realizar una fila de 7 módulos se realizaría con 1 Kit de 4 + 1 Kit de 3 + 1 Kit de unión



Para realizar una fila de 10 módulos se realizaría con 1 kit de 4 + 1 Kit de 6 + 1 Kit de unión.



S15 Kit de unión



\* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

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

# Ficha técnica - Sistema PS

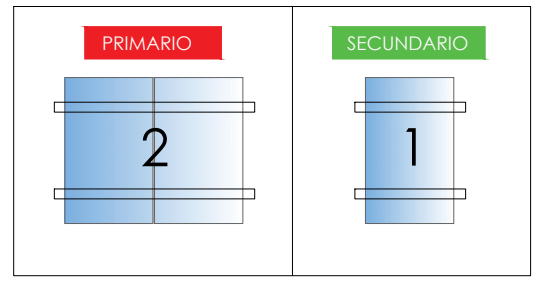
## Para módulos de gran formato hasta 1350



Para módulos de hasta **2400x1350** - Sistema PS

2400x1350

Kits disponibles:



Sistema modular para instalaciones con módulos de gran formato de hasta 2400x1350.

El sistema consta de **1 kit primario** y X número de **kit secundario**

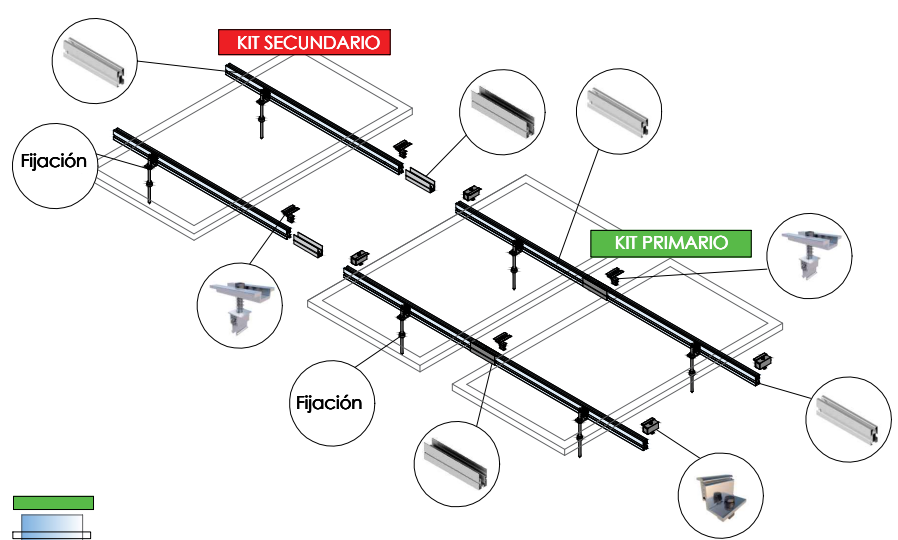
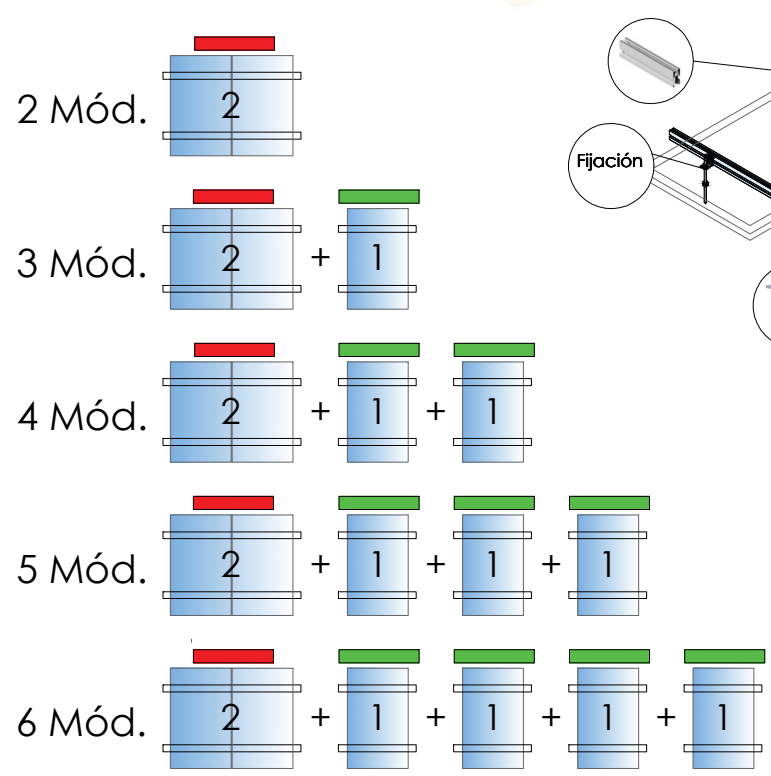
El Kit primario es un Kit para 2 módulos.

El Kit secundario es un producto complementario de 1 módulo para unirse al Kit primario al incorporar el Kit de unión.

### SOPORTES COPLANARES COMPATIBLES CON EL SISTEMA PS



### EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN



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

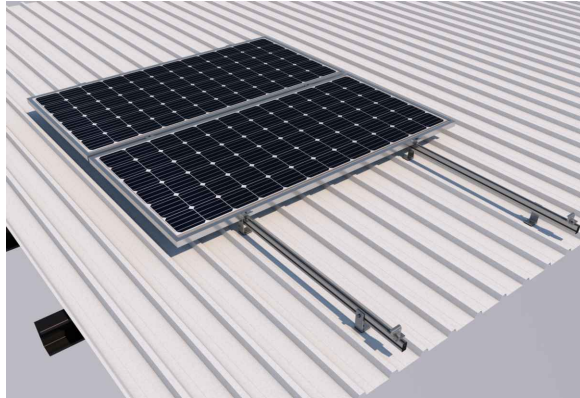


\* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

# Velocidades de viento

Soporte coplanar continuo fijación a correas

**03V**  
Sistema kit

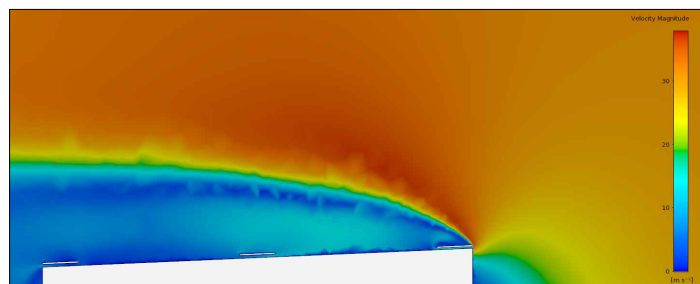


- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

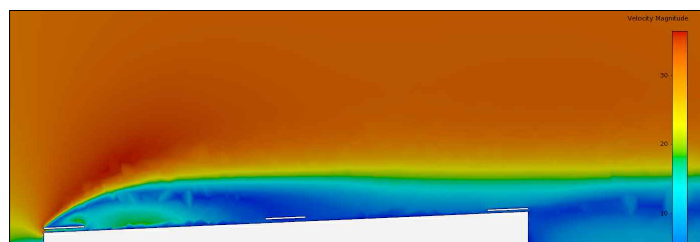
Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento							
Tamaño del módulo	1	2	3	4	5	6	nº de módulos
2279x1150	150	150	150	150	150	150	Velocidad de viento km/h

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados.



Flujo viento norte - En estructura coplanar.



Flujo viento sur - En estructura coplanar.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje. Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.

# Smart Dongle-WLAN-FE



## Smart

WLAN & Fast Ethernet (FE) communication  
Support 3rd-party monitoring system <sup>1</sup>



## Simple

Plug & Play  
Support max. 10 devices



## Reliable

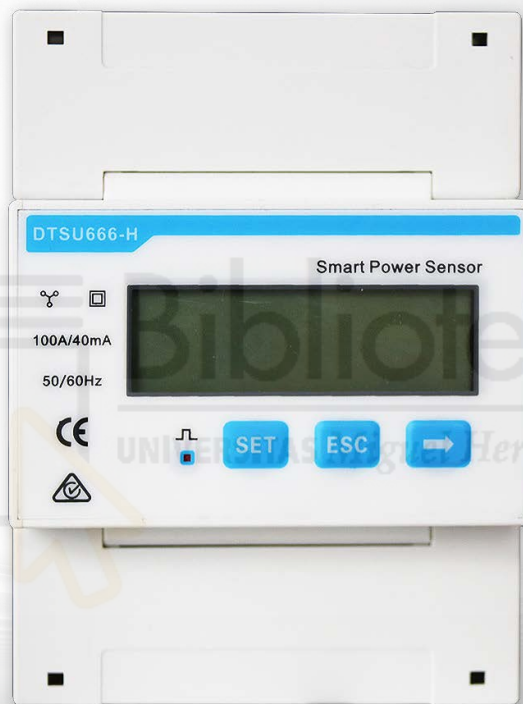
IP65  
Support auto reconnection

Technical Specification	SDongleA-05(AP+STA)
<b>General Data</b>	
Max. Devices Supported	10
Max. Inverters Supported	10
Connection interface	USB
Ethernet Interface	10/100M Ethernet
Installation	Plug-and-play
Indicator	LED Indicator
Dimensions (W * H * D)	146 x 48 x 33 mm (5.1 x 1.9 x 1.3 inch)
Weight	90 g (0.2 lb.)
Degree of protection	IP65
Power consumption (typical)	2.5 W
Operation Mode	AP + STA
Encryption Algorithm	Encryption Mechanism: WPA/WPA2 Encryption: TKIP/CCMP/AES
<b>Wireless Parameter</b>	
Supported standards & frequencies	802.11b/g/n (2.412G—2.484G)
<b>Environment</b>	
Operating temperature range	-30 °C to +65 °C (-22 °F to 149 °F)
Relative humidity range	5 - 95% RH
Storage temperature range	-40 °C to +70 °C (-40 °F to 158 °F)
Max. operating altitude	4,000 m (13,123 ft.)
<b>Standard Compliance (more available upon request)</b>	
Certificate	SRRC, CE, RCM
<b>Inverter Compatibility</b>	
Inverter Model	SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6-L1 SUN2000-3/4/5/6/8/10-M1 SUN2000-12/15/17/20KTL-M2 SUN2000-12/15/17/20/25KTL-M5 SUN2000-30/36/40/50KTL-M3 SUN2000-100/115KTL-M2 SUN2000-110KTL-INM2

1: 3rd-party management system shall match the communication protocol with Huawei Smart Dongle.

# SMART POWER SENSOR

Model: DTSU666-H 100A



**Accurate**  
Class I measurement  
accuracy




**Simple & Easy**  
LCD display, easy to set  
and check



**Energy Efficient**  
Overall power  
consumption  $\leq 1.5$  W

## Smart Power Sensor Technical Specifications

Technical Specification	DTSU666-H
Manufacturer	CHINT
General Specification	
Dimensions (H x W x D)	100 mm x 72 mm x 65.5 mm (3.9 in. x 2.8 in. x 2.6 in.)
Mounting type	DIN35 Rail
Weight (including cables)	1.5 kg (3.3 lb)
Power Supply	
Power grid type	3P3W/3P4W
Input voltage (phase voltage)	176 V AC–288 V AC
Power consumption	≤ 1 W
Measurement Range	
Line voltage	304 V AC–499 V AC
Phase voltage	176 V AC–288 V AC
Current	0–100 A
Measurement Accuracy	
Current/Voltage	±0.5%
Power/Energy	±1%
Frequency	±0.01 Hz
Communication	
Interface	RS485
Baud rate	9,600 bps
Communication protocol	Modbus-RTU
Environment	
Operating temperature range	–25°C to +60°C
Storage temperature range	–40°C to +70°C
Operating humidity	5% RH–95% RH (non-condensing)
Others	
Accessories	RS485 Cable (10 m / 33 ft.)
	3 CT 100 A / 40 mA (5 m / 16.4 ft.) 

Disclaimer: The preceding values are measured by an internal laboratory of Huawei in a specific environment. The actual values may vary with products, software versions, usage conditions, and environmental factors.



# Cca

## APLICACIÓN

El cable TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K está certificado por TÜV según la norma EN 50618 y por AENOR según la norma IEC 62930. Es adecuado para instalaciones solares fijas y móviles (huertos solares, instalaciones solares en tejados, autoconsumo y plantas flotantes).

Se trata de un cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor. Es compatible con la mayoría de los conectores.

Gracias a las prestaciones de sus materiales puede ser instalado a la intemperie o directamente enterrado en plenas garantías.

## CONSTRUCCIÓN

### Conductor

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

### Aislamiento

Goma reticulada de baja emisión de humos y libre de halógenos según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930.

### Cubierta

Goma flexible de baja emisión de humos y libre de halógeno según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930.

Color rojo o negro.

## CARACTERÍSTICAS



### Características eléctricas

Baja tensión: 1,5 (1,8) kV DC.  
1,0/1,0 kV AC.



### Características térmicas

Temperatura máxima del conductor: 90 °C (120 °C durante 20.000 h).  
Temperatura máxima en cortocircuito: 250 °C (máximo 5 s).  
Temperatura mínima de servicio: -40 °C (estático con protección).



### Características frente al fuego

No propagador de la llama según UNE-EN 60332-1-2 / IEC 60332-1-2.  
No propagador del incendio según EN 50399.  
Reacción al fuego CPR: C<sub>ca</sub> s1b, d2, a1, según EN 50575.  
Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1.  
Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 60754-2 / IEC 60754-2.  
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 / IEC 61034:  
Transmitancia luminosa > 60%.



### Características mecánicas

Radio de curvatura:  
4x diámetro de cable (diámetro de cable ≤ 8 mm)  
5x diámetro del cable (8 < diámetro del cable ≤ 12 mm).  
6x diámetro de cable (diámetro de cable > 12 mm).  
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



### Características medioambientales

Resistencia a grasas y aceites: Excelente.  
Resistencia a los ataques químicos: Excelente.  
Resistente al ozono según EN 50618.  
Resistencia a los rayos ultravioleta según EN 50618 e IEC 62930.  
Presencia de agua AD8 Sumersión.



### Condiciones de instalación

Al aire.  
Enterrado.  
Entubado.

## NORMAS / CERTIFICACIONES



### Norma de referencia

EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502



### Certificaciones

TÜV Rheinland (desde 2,5 hasta 25 mm<sup>2</sup> en rojo y negro) / RETIE / AENOR / RoHS / CE / UKCA

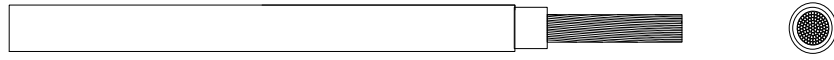


### CPR (Reglamento de Productos de la Construcción)

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



## DIMENSIONES E INTENSIDADES ADMISIBLES



Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	Int. Aire (A)	Int. sobre Superficie (A)	Int. adyacente a superficies (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 1,5	4,5	35	30	29	24	38,1
1 x 2,5	5,0	45	41	39	33	22,8
1 x 4	5,4	60	55	52	44	14,3
1 x 6	6,0	80	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	180	132	125	107	3,47
1 x 25	10,2	280	176	167	142	2,23
1 x 35	11,5	375	218	207	176	1,58
1 x 50	13,3	525	276	262	221	1,10
1 x 70	15,0	720	347	330	278	0,772
1 x 95	17,0	930	416	395	333	0,585
1 x 120	18,7	1.175	488	464	390	0,457
1 x 150	21,0	1.475	566	538	453	0,368
1 x 185	23,5	1.805	644	612	515	0,301
1 x 240	26,3	2.345	775	736	620	0,228
1 x 300 *	29,3	2.935	879	834	715	0,182
1 x 500 **	38,0	4.935	-	-	-	0,108

\* Cable fuera de norma EN 50618.

\*\* Cable fuera de norma EN 50618 e IEC 62930.

Las tolerancias de los diámetros exteriores nominales son:  
 Cables con diámetro exterior  $d \leq 7$  mm. → -0,1 +0,2 mm  
 Cables con diámetro exterior  $7 < d < 10$  mm. → -0,1 +0,3 mm  
 Cables con diámetro exterior  $d \geq 10$  mm. → -0,2 +0,4 mm

Las capacidades de conducción de corriente, en amperios, son según EN 50618 (temperatura ambiente de 60 °C).

En todos los casos se supone un circuito de corriente continua.

La caída de tensión se calcula con una temperatura de conductor de 120 °C.

## FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS DEL AIRE

Temp. Aire (°C)	Up to 60	70	80	90
Factor	1	0,92	0,84	0,75

Para los factores de reducción de grupos según IEC 60364-5-52, se aplicará la tabla A.52-17.