

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



UNIVERSITAS
Miguel Hernández

PROYECTO DE INSTALACIÓN
SOLAR FOTOVOLTAICA EN
CUBIERTA DE UNA NAVE
INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE GRADO

Julio -2024

AUTOR: Jose Antonio Martínez Pérez

DIRECTOR/ES: Miguel López García

INDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	6
1.1 OBJETO DEL PROYECTO.	7
1.2 LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y EL EFECTO FOTOVOLTAICO.	7
1.3 TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.	8
1.4 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y SUS TIPOS.....	9
1.5 INVERSORES.	13
2. MEMORIA DESCRIPTIVA.....	14
2.1 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	15
2.2 LOCALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN.	15
2.3 LEGISLACIÓN APLICABLE.....	16
2.4 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN.....	17
2.4.1 ESTUDIO ENERGÉTICO.....	17
2.4.2 DATOS CLIMATOLÓGICOS.....	18
2.4.3 POTENCIA PREVISTA.....	20
2.4.4 PANEL FOTOVOLTAICO.....	21
2.4.5 JUSTIFICACIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA.....	22
2.4.6 INVERSOR.....	32
2.4.7 ESTRUCTURA SOPORTE.....	34
2.4.8 CABLEADO Y CANALIZACIONES.....	35
2.4.9 PUESTA A TIERRA.....	35
2.4.10 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN, MANIOBRA Y MEDIDA.....	36
2.4.10.1 PROTECCION CONTRA SOBREENTENSIDADES.....	36
2.4.10.2 PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES.....	37
3. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....	40
3.1 DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	41
3.1.1 NÚMERO TOTAL DE MÓDULOS Y SELECCIÓN DEL INVERSOR.....	41
3.1.1.1 NUMERO DE MÓDULOS CONECTADOS EN SERIE.....	42
3.1.1.2 NUMERO DE MÓDULOS CONECTADOS EN PARALELO.....	44
3.1.2 DIMENSIONADO DEL CABLEADO.....	45
3.1.2.1 CABLEADO DE CC.....	46
3.1.2.2 CABLEADO DE CA.....	51
3.1.3 CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES.....	53
3.2 CÁLCULO DEL RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN O PERFORMANCE RATIO.....	55

4. PLANOS.....	61
4.1 ÍNDICE DE PLANOS.....	62
5. PLIEGO DE CONDICIONES	67
5.1 CONDICIONES GENERALES.....	68
5.1.1 ÁMBITO DE APLICACIÓN.....	68
5.1.2 DATOS DE LA OBRA	68
5.1.3 REPLANTEO DE LA OBRA.....	69
5.1.4 FACILIDADES DE INSPECCIÓN DE LA OBRA	69
5.1.5 LIMPIEZA Y SEGURIDAD EN LA OBRA.....	70
5.1.6 MEDIOS AUXILIARES.....	70
5.1.7 GASTOS POR CUENTA DEL CONTRATISTA	70
5.1.8 CONDICIONES DE LOS COMPONENTES Y EQUIPOS ESPECÍFICOS DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	71
5.1.9 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	71
5.1.9.1 INFORMACIÓN DE LA HOJA DE DATOS	72
5.1.9.2 INFORMACIÓN DE LAS PLACAS DE CARACTERÍSTICAS	73
5.1.9.3 CALIDADES MÍNIMAS EXIGIDAS Y GARANTÍAS.....	73
5.1.10 INVERSOR DE CONEXIÓN A RED.....	73
5.1.11 CALIDADES MÍNIMAS EXIGIDAS	75
5.1.12 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN.....	75
5.1.13 ESTRUCTURA DE FIJACIÓN	75
5.2 CONDICIONES DE LOS MATERIALES ESPECÍFICOS DE LA INSTALACIÓN ELECTRICA.....	76
5.2.1 CONDUCTORES.....	76
5.2.2 TUBOS Y CANALES	76
5.2.3 CAJAS	77
5.2.4 INTERRUPTORES, BASES DE ENCHUFE Y CORTACIRCUITOS FUSIBLE.....	77
5.2.5 PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN.....	77
5.2.6 PROTECCIÓN MAGNETOTÉRMICO Y DIFERENCIAL.....	78
5.2.7 CUADROS DE MONTAJE.....	78
5.2.8 APARAMENTA DE PROTECCIÓN.....	78
5.3 NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES.....	79
5.3.1 CAMPO FOTOVOLTAICO.....	80
5.3.2 ZONA DE INVERSORES.....	80
5.3.3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	80
5.4 PRUEBAS REGLAMENTARIAS DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA	82

5.4.1	<i>MEDIDA DE LA CONTINUIDAD DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN</i>	
	82	
5.4.2	<i>MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA</i>	83
5.4.3	<i>MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE LOS CONDUCTORES</i>	83
5.4.4	<i>COMPROBACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA CONTACTOS DIRECTOS E</i> <i>INDIRECTOS</i>	83
5.5	<i>PRUEBAS ESPECÍFICAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</i>	84
5.5.1	<i>MEDIDA DE LA POTENCIA INSTALADA</i>	84
5.5.2	<i>MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE LAS RAMAS</i> <i>FOTOVOLTAICAS</i>	84
5.5.3	<i>COMPROBACIÓN DE LA PROTECCIÓN CONTRA FUNCIONAMIENTO EN</i> <i>ISLA Y TIEMPO DE RECONEXIÓN</i>	84
5.6	<i>CERTIFICADO Y DOCUMENTACIÓN</i>	85
5.7	<i>CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD DE LA</i> <i>INSTALACIÓN</i>	85
5.7.1	<i>PREVENCIÓNES GENERALES</i>	85
5.7.2	<i>PUESTA EN SERVICIO</i>	86
5.7.3	<i>DESCONEXIÓN DE LA RED</i>	87
5.7.4	<i>MANTENIMIENTO</i>	87
5.7.5	<i>PREVENCIÓNES ESPECIALES</i>	88
5.8	<i>LIBRO DE ÓRDENES</i>	89
5.9	<i>GESTIÓN DE LOS RESIDUOS GENERADOS EN LA OBRA</i>	89
5.9.1	<i>REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES OFICIALES Y PARTICULARES</i>	89
5.9.2	<i>REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES OFICIALES Y PARTICULARES</i>	90
5.9.3	<i>JUSTIFICACIÓN DE LA CANTIDAD DE RESIDUOS Y SU CLASIFICACIÓN</i> ..	90
5.9.4	<i>PLIEGO DE CONDICIONES</i>	91
5.9.4.1	<i>MEDIDAS PREVENTIVAS APLICADAS</i>	91
5.9.4.2	<i>SEPARACIÓN DE LOS RESIDUOS EN OBRA</i>	91
5.9.4.3	<i>DESTINO DE LOS RESIDUOS</i>	92
6.	<i>PRESUPUESTO</i>	93
7.	<i>ESTUDIO DE VIABILIDAD</i>	95
7.1	<i>INTRODUCCIÓN</i>	96
7.2	<i>ANÁLISIS DE LA ENERGÍA ESCEDENTE Y CONSUMIDA</i>	98
7.3	<i>CÁLCULO DEL IMPORTE A PAGAR POR ESTACIONES DEL AÑO</i>	103
7.4	<i>CÁLCULO DEL TIEMPO DE AMORTIZACIÓN</i>	105
8.	<i>ANEXOS</i>	106



1. INTRODUCCIÓN



1.1 OBJETO DEL PROYECTO.

El proyecto tiene por objeto dotar de la instalación solar fotovoltaica de autoconsumo con vertido de excedentes de una nave destinada al sector del metal para cumplir las necesidades energéticas del cliente. Para ello, desarrollaremos el análisis, dimensionamiento y estudio económico de dicha instalación, cumpliendo con las condiciones técnicas para cumplir con la reglamentación vigente.

1.2 LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y EL EFECTO FOTOVOLTAICO.

La energía solar fotovoltaica es una forma de energía renovable que se genera mediante la conversión de la luz solar en electricidad utilizando células fotovoltaicas. Estas células están hechas de materiales semiconductores, como el silicio, que absorben la luz solar y liberan electrones, generando así corriente eléctrica. Cuando múltiples células fotovoltaicas se agrupan en paneles solares, se puede generar una cantidad significativa de electricidad.

La energía solar fotovoltaica es una tecnología limpia y sostenible que no emite gases de efecto invernadero ni contaminantes atmosféricos durante su funcionamiento, lo que la convierte en una opción respetuosa con el medio ambiente para la generación de electricidad. Es ampliamente utilizada en aplicaciones residenciales, comerciales e industriales, así como en proyectos a gran escala en plantas solares para la producción de electricidad a gran escala.

EL EFECTO FOTOVOLTAICO

El efecto fotovoltaico es una reacción fotoeléctrica que se produce entre dos materiales semiconductores que tienen la capacidad de liberar electrones cuando son expuestos a la radiación electromagnética en forma de luz solar.

Las células fotovoltaicas se crean con materiales semiconductores fabricados con silicio puro e impurezas de algunos elementos químicos como el Boro y el Fósforo.

Cuando la energía cinética de un fotón, partícula recibida de la radiación solar, actúa sobre el material semiconductor y consigue vencer la fuerza con la que los electrones son atraídos por el núcleo (energía de valencia), dicho electrón se libera del

átomo y una vez libre, se transporta y desplaza por el material dejando un hueco que espera ser ocupado, generando cargas eléctricas.

Este proceso se consigue siempre y cuando la fuerza con la que impacta el fotón sea superior a 1,2 eV.

El campo eléctrico que se forma dentro de las células solares es debido a la unión de dos zonas, una con carga negativa (con exceso de electrones) y otra positiva (carencia de electrones)

Si estas dos zonas se conectan entre sí mediante un circuito, se producirá una corriente eléctrica que recorrerá a su vez el circuito externo.

A este fenómeno se le conoce como efecto fotovoltaico.

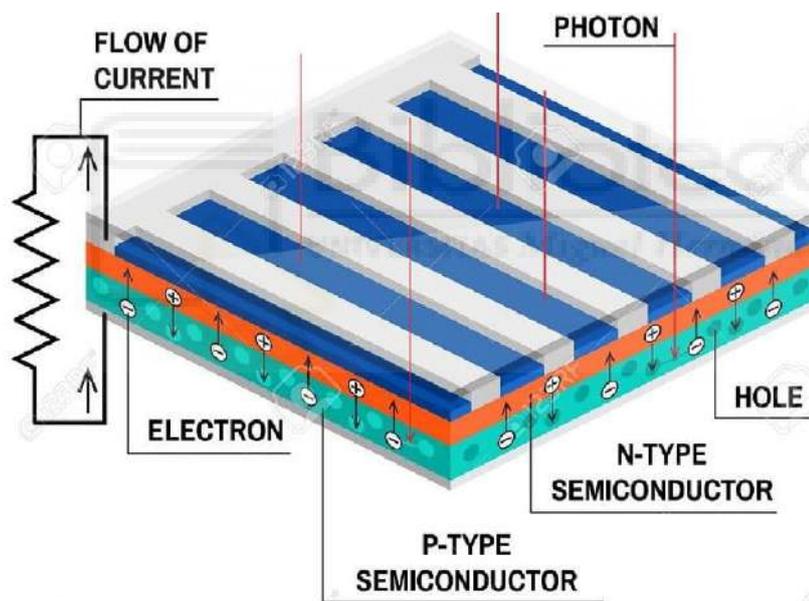


Ilustración 1. Efecto fotovoltaico

1.3 TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.

- Instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red: son instalaciones que tienen como objetivo satisfacer parcial total o parcialmente los consumos eléctricos de un determinado edificio o instalación consumidora.
 - Instalaciones aisladas con sistema de baterías: el sistema consta de uno o varios bancos de baterías con el objetivo de almacenar los excedentes de energía producidos por la instalación fotovoltaica, de modo que

estos puedan ser utilizados en los periodos en los que la generación fotovoltaica resulta imposible o insuficiente.

- Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red: son instalaciones que tienen como objetivo reducir el consumo de energía de la red y ahorrar en la factura de la luz, pero manteniéndose conectado a la red eléctrica.
 - Instalaciones conectadas con la red con vertido de excedentes: el sistema carece de baterías, pero mantiene la finalidad de autoconsumo. En los periodos en los que existe generación fotovoltaica y además el edificio en cuestión, demanda energía eléctrica, ésta se obtiene de la instalación fotovoltaica. Si durante el periodo de generación fotovoltaica, la demanda eléctrica es menor, el excedente de energía se vierte a red, obteniéndose de él un beneficio económico. Por el contrario, en aquellos periodos en los que la demanda no puede satisfacerse ya sea total o parcialmente, la instalación consumidora obtiene esa energía de la red eléctrica.
 - Instalaciones conectadas a red con vertido cero de excedentes: se trata de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo que cuentan con un sistema automático e inteligente que impide el vertido de los excedentes de la generación a la red eléctrica. Es decir, con el vertido cero solar el excedente de energía que se produce con la instalación fotovoltaica no pasa a la red nacional, sino que se queda en el edificio para el consumo propio.

En el caso concreto de este proyecto, la instalación desarrollada será una instalación conectada a red con vertido cero de excedentes.

1.4 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y SUS TIPOS.

Un panel solar es un dispositivo que aprovecha la energía del sol para generar calor o electricidad. Según estos dos fines podemos distinguir entre colectores solares, que producen agua caliente utilizando la energía solar térmica, y paneles fotovoltaicos, que generan electricidad a partir de la radiación solar que incide sobre las células fotovoltaicas del panel.

Por ello, en el mercado podemos encontrar paneles fotovoltaicos con diferentes tipos de células:

- Panel solar monocristalino, compuesto por células de un único cristal de silicio.
- Panel solar policristalino, está formado por células con múltiples partículas de silicio cristalizadas.

	Panel solar monocristalino	Panel solar policristalino
Eficiencia	✓	
Rendimiento	✓	
Durabilidad	✓	
Mayor resistencia	✓	
Versatilidad		✓
Estabilidad	✓	
Menor mantenimiento	✓	
Mejor precio		✓

Tabla 1. Panel solar monocristalino vs policristalino.

Por otro lado, uno de los factores a tener en cuenta a la hora de instalar paneles fotovoltaicos en una instalación será la ubicación de los mismos ya que dependerá mucho del clima que tenga el lugar.

Se recomendará la instalación de paneles solares monocristalinos en climas fríos, con tendencias a tormentas o niebla ya que este tipo de placas solares tienden a absorber mejor la radiación y soportan menos el sobrecalentamiento.

Y, por el contrario, para climas cálidos, se recomendará la instalación de paneles solares policristalinos, pues absorbe el calor a una mayor velocidad y le afecta en menor medida el sobrecalentamiento.

Estos módulos tienen una serie de características que los define y explican su comportamiento frente a factores como la temperatura y la irradiancia, entre otros:

Curva característica (Curva V-I): Esta describe la variación de la corriente del módulo en función de la tensión entre sus extremos. Es proporcionada por el fabricante, y es obtenida a partir de los ensayos aplicados al módulo bajo condiciones STC.

Condiciones STC:

Irradiancia normal pico: 1000 W/m²

Temperatura de la célula: 25°C

Distribución espectral: 1,5

Condiciones NOCT:

Irradiancia normal pico: 800 W/m²

Temperatura ambiente: 20°C

Distribución espectral: 1.5

Velocidad del viento: 1m/s



A diferencia de las STC (CEM en castellano), las NOCT tratan de establecer unas condiciones con parámetros más reales.

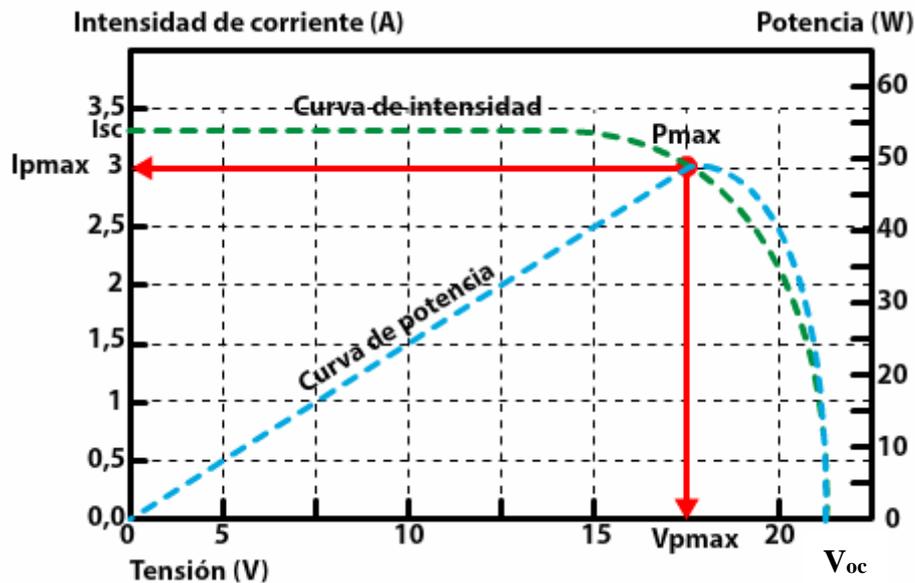


Ilustración 2. Curva característica V-I de un panel fotovoltaico.

Se puede observar que la potencia que entrega el módulo no es constante, y hay un valor de tensión en el cual esta llega a un máximo. Los valores más importantes de la curva son:

- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): Intensidad máxima de la corriente que se puede producir en un módulo. Se da cuando se hace un cortocircuito con los terminales de este.
- Tensión en circuito abierto (V_{oc}): Tensión máxima que se puede producir en un módulo. Se obtiene cuando los terminales están en condiciones de circuito abierto.
- Potencia máxima P_{mp} (o $P_{m\acute{a}x}$): Máxima potencia que se puede obtener del módulo. $P_{m\acute{a}x} = V_{pmax} \times I_{pmax}$.
- Corriente de máxima potencia I_{mp} (o I_{pmax}) y Tensión de máxima potencia V_{mp} (o V_{pmax}): Par de valores de intensidad y tensión que producen la potencia máxima que puede suministrar el módulo fotovoltaico.
- Eficiencia del módulo: Cociente entre la potencia eléctrica producida por el módulo y la potencia de la radiación incidente. Este parámetro suele ser dado en forma porcentual.
- Factor de forma (FF): Es un valor que permite medir la forma de la curva v-i e indica la calidad del módulo.

$$FF = \frac{P_{mp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}}$$

1.5 INVERSORES.

El inversor es el elemento fundamental de toda instalación fotovoltaica. Su función es la de transformar la energía que obtenemos del generador fotovoltaico, siendo esta en corriente continua (CC) en corriente alterna (CA) para que pueda ser aprovechada en el edificio donde tengamos la instalación fotovoltaica o inyectada a la red de distribución eléctrica. En España, esta corriente alterna (CA) se caracteriza por una tensión de 230 V en monofásico y 400 V en trifásico, ambas con una frecuencia de 50 Hz.

Para hacer esta conversión, el inversor solar utiliza un proceso conocido como modulación de ancho de pulso (PWM) o modulación de ancho de pulso y frecuencia (MPPT). En el proceso PWM, el inversor solar ajusta la frecuencia y el ancho de los pulsos de corriente para producir una señal de corriente alterna de la misma frecuencia que la red eléctrica. En el proceso MPPT, el inversor solar utiliza un algoritmo para rastrear el punto de máxima potencia de las placas solares y producir la mayor cantidad de energía posible.

Podemos clasificar los inversores en tres grandes grupos principales:

- Inversores de conexión a red: este tipo de inversores están preparados para una conexión a la red de distribución para verte o no la energía producida por el generador fotovoltaico al que sirven.
- Inversores híbridos: tienen todas las funcionalidades de los inversores conectados a red, pero, además, podremos contar con un sistema de baterías para almacenar los excedentes de producción y poder utilizarlos en un momento determinado.
- Inversores para conexión aislada: este tipo de inversores están preparados únicamente para la conexión del generador fotovoltaico y el conjunto de baterías escogido. Dentro de este tipo de inversores podemos encontrar dispositivos que trabajan a diferentes tensiones de corriente continua, ya sea 12, 24 o 48V.

2. MEMORIA DESCRIPTIVA



2.1 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.

La instalación eléctrica descrita en el presente proyecto se compone de los elementos necesarios para cubrir las necesidades de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo con vertido de excedentes de una nave destinada a la industria del metal.

Estos elementos serán el conjunto de paneles fotovoltaicos conectados entre sí, los cuales formarán un generador fotovoltaico de energía, cuya salida de corriente continua se inyectará en un inversor de potencia que se encargará de convertir la corriente continua generada por el generador fotovoltaico en corriente alterna.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, c.c., sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de aplicación en la legislación vigente

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

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

En el circuito de generación hasta el equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto al fotovoltaico, ni de acumulación o de consumo.

2.2 LOCALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN.

El emplazamiento del local del presente proyecto se encuentra ubicado en C/ Dionisia Martínez, Pol. Industrial Vistabella, 30892, Librilla, provincia de Murcia. La instalación se realizará en la cubierta de la nave industrial destinada al sector del metal.

Las coordenadas geográficas del lugar son:

Latitud: 37,885

Longitud: -1,36306

Que se corresponden con las coordenadas UTM, Huso 30:

X: 643948

Y: 4194318

En el apartado Planos se recoge con detalle la situación y emplazamiento de la instalación.

2.3 LEGISLACIÓN APLICABLE.

En la redacción del presente proyecto se tendrán en cuenta las prescripciones de las siguientes Normas, Reglamentos e Instrucciones Complementarias correspondientes:

- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. de Real Decreto. 842/2002 de 02 de agosto de 2002. B.O.E. Nº 224 de 18 de septiembre de 2002.
- Normas Particulares de Iberdrola, S.A.
- Normas UNE.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- 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 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- BOE-A-2001-11948 Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- 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 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.

2.4 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN.

En el presente proyecto se recoge el diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con vertido de excedentes. Esta instalación se situará sobre la cubierta de la nave sobre estructura coplanar a base de micro raíles de aluminio y piezas de sujeción.

Esta instalación estará compuesta por un total de 140 módulos fotovoltaicos con una potencia unitaria de 575 Wp.

Los módulos estarán conectados de la siguiente forma: 7 ramas de 2 strings con 10 módulos en serie y 10 módulos en paralelo.

La conexión de estos módulos se conectará a las entradas del inversor de 80 kW que a su vez se conectará al CGBT de la propia nave.

El uso de la energía producida por el generador fotovoltaico se empleará para alimentar las líneas eléctricas de la instalación de la nave (maquinaria, iluminación...etc). Los excedentes de la instalación se verterán a red y se comprarán por la empresa comercializadora correspondiente.

2.4.1 ESTUDIO ENERGÉTICO.

Se solicitan al cliente los consumos energéticos a lo largo de los meses del año 2023 para poder dimensionar nuestra instalación de autoconsumo.

Mes	Consumo energético actual (kWh)
Enero	13578
Febrero	12987
Marzo	14243
Abril	12648
Mayo	14386
Junio	13965
Julio	10593
Agosto	10351
Septiembre	14649
Octubre	13864
Noviembre	13698
Diciembre	12749

Tabla 2. Consumo energético actual del cliente para el año 2023.

Nuestro cliente tiene contratada una potencia de 80 kW. A lo largo del año, obtuvo un consumo total de 157711 kWh, por lo que su consumo energético medio anual es de 13142,58 kWh. Este consumo está repartido en horario laboral, de lunes a viernes de 8:00 h a 18:00 h para el horario normal y de 8:00 h a 15:00 h para el horario de verano (meses de julio y agosto). Debemos tener en cuenta que, en el horario normal, durante 1h diaria, el consumo baja considerablemente, siendo este, el periodo estimado para la comida de los trabajadores.

2.4.2 DATOS CLIMATOLÓGICOS.

Para el estudio de nuestra instalación solar fotovoltaica, será necesario consultar los datos climáticos de la ubicación de dicha instalación. Estos han sido obtenidos de la base de datos de PVGIS teniendo en cuenta que el factor limitante de nuestra instalación es el ángulo de la cubierta de la nave industrial en la cual situaremos la instalación, siendo éste de 12°.

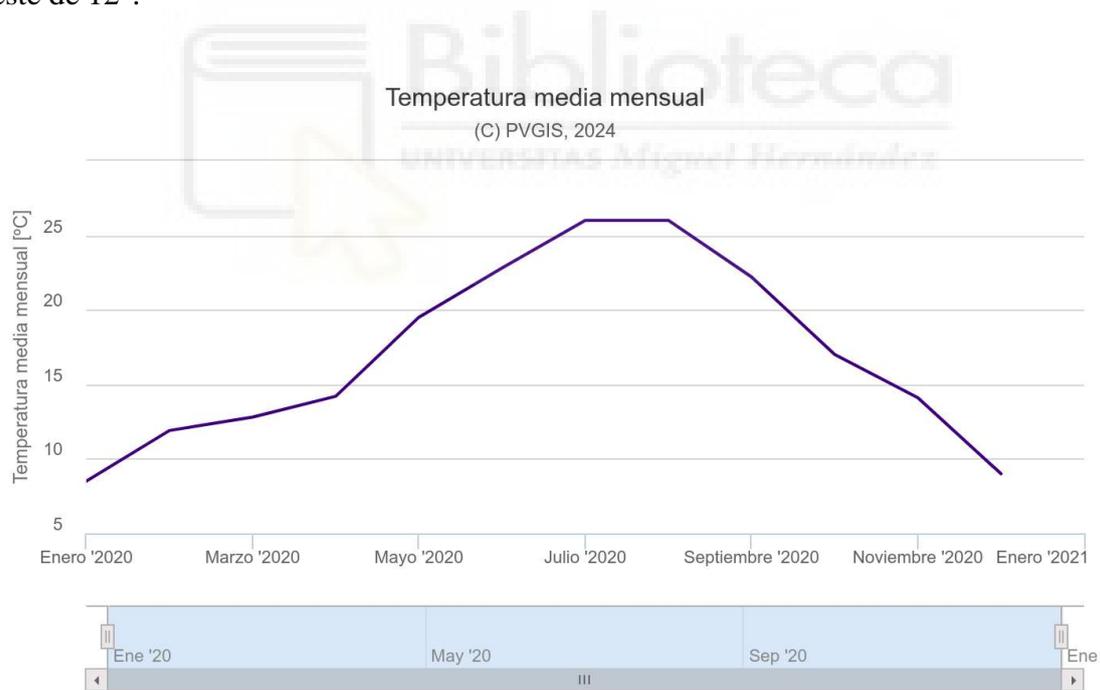


Ilustración 3. Temperatura media mensual para el año 2020.

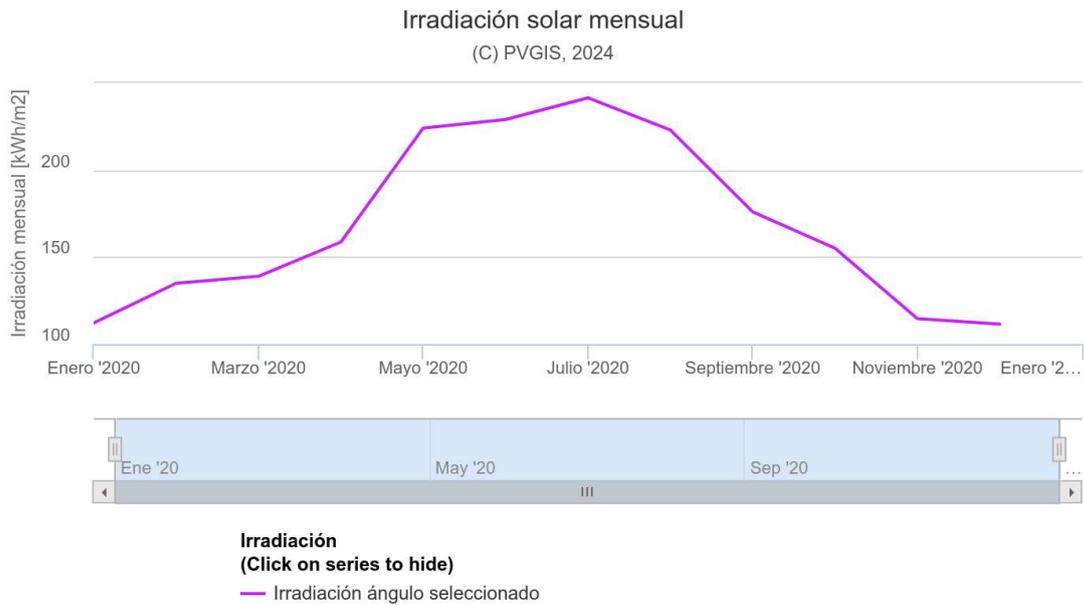


Ilustración 4. Irradiación solar mensual para el año 2020 con ángulo de 12°.

Mes	Irradiación solar mensual 2020 (kWh/m ²)
Enero	112,11
Febrero	134,93
Marzo	138,92
Abril	158,61
Mayo	224,1
Junio	229,03
Julio	241,48
Agosto	222,98
Septiembre	175,94
Octubre	155,04
Noviembre	114,55
Diciembre	111,43
Total	2019,12

Tabla 3. Datos de irradiación solar para el año 2023.

Con los datos obtenidos de la gráfica anterior, *Ilustración 2*, obtenemos un total de irradiación solar anual de 2019.12 kWh/m².



Ilustración 5. Irradiación global, directa y difusa en la Región de Murcia.

2.4.3 POTENCIA PREVISTA.

Año 2023	Consumo energético actual (kWh)	Días al mes	Horas en funcionamiento	Potencia consumida (kW)
Enero	13578	22	9	68,58
Febrero	12987	20	9	72,15
Marzo	14243	23	9	68,81
Abril	12648	20	9	70,27
Mayo	14386	23	9	69,50
Junio	13965	22	9	70,53
Julio	10593	21	7	72,06
Agosto	10351	23	7	64,29
Septiembre	14649	21	9	77,51
Octubre	13864	22	9	70,02
Noviembre	13698	22	9	69,18
Diciembre	12749	21	9	67,46

Tabla 4. Datos energéticos del cliente.

Una vez recogidos los datos de consumo de nuestro cliente, la potencia máxima consumida a lo largo del año es de 77,51 kW para el mes de septiembre, por lo que la potencia de nuestra instalación deberá ser ésta como mínimo para poder abastecer completamente las necesidades de nuestro cliente.

No obstante, el ala de la cubierta con orientación sur se aprovechará al máximo para instalar todos los paneles posibles.

2.4.4 PANEL FOTOVOLTAICO.

Atendiendo a la potencia consumida por el cliente, procedemos a calcular el número de paneles necesarios para satisfacer sus necesidades energéticas.

Para esta instalación, elegiremos un panel fotovoltaico de 575Wp, concretamente el panel de la marca Jinko Solar modelo JKM575N-72HL4.

Mechanical Characteristics	
Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×35mm (89.69×44.65×1.38 inch)
Weight	28 kg (61.73 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm , (-): 200mm or Customized Length

Características eléctricas		
Tipo de módulo	JKM575N-72HL4	
	Condiciones STC	Condiciones NOCT
Potencia nominal (Pmax)	575 Wp	361 Wp
Tensión de máx. potencia (Vmpp)	42,22 V	39,60 V
Corriente de máx. potencia (Impp)	13,62 A	10,92 A
Tensión en circuito abierto (Voc)	50,88 V	48,33 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	14,39 A	11,62 A
Eficiencia del módulo (%)	22,26 %	
Tª de operación (°C)	-40°C - +85°C	
Tensión máx. del sistema	1000/1500 VDC (IEC)	
Valor máx. del fusible en serie	25 A	
Tolerancia de potencia nominal (%)	0 - +3%	
Coef. de Tª de Pmax	-0,30 %/°C	
Coef. de Tª de Voc	-0,25 %/°C	
Coef. de Tª de Isc	0,046 %/°C	
Tª de operación nominal de la célula	45 ± 2°C	

Tabla 5. Características eléctricas del panel solar JKM575N.

Una vez escogidos los paneles fotovoltaicos a utilizar, debemos hacer el cálculo del número de paneles que debemos instalar y su distribución, para cumplir con las necesidades eléctricas de la instalación.

El número de paneles a instalar será de 140 módulos de 575 W cada uno debido a la limitación de espacio en la cubierta de la nave con orientación sur.

Se detalla en el apartado de cálculos justificativos.

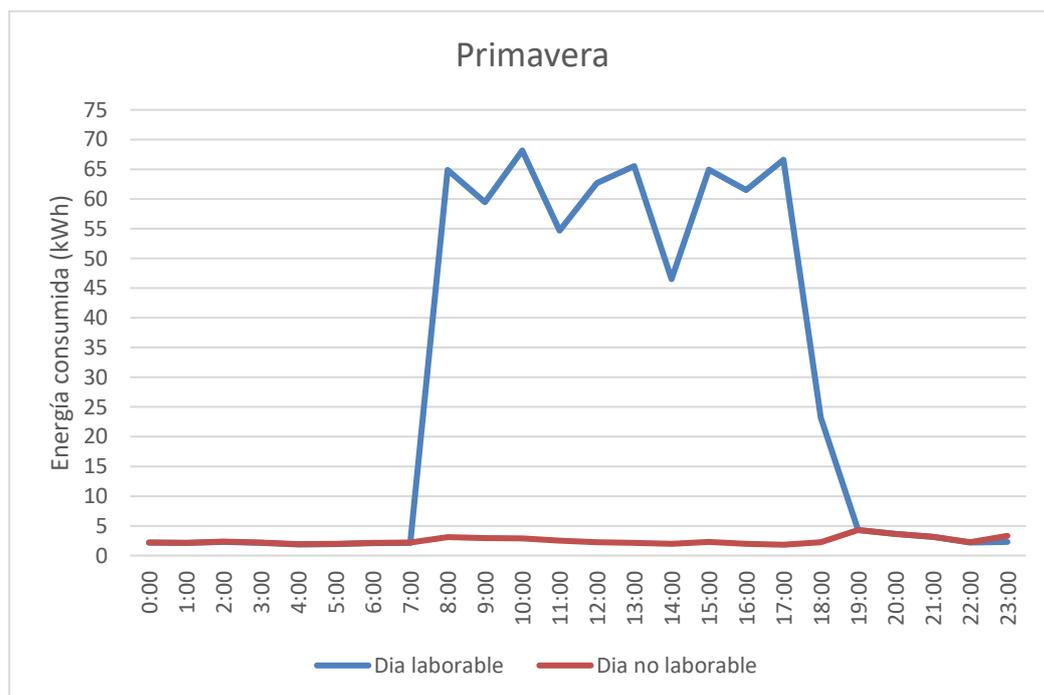
2.4.5 JUSTIFICACIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA.

Como tenemos una instalación que no tiene un consumo constante a lo largo del año, sino que varía dependiendo de la época anual, del mes y de las horas del día, elaboramos un estudio con los consumos e irradiación para las distintas estaciones del año así como para las distintas horas del día.

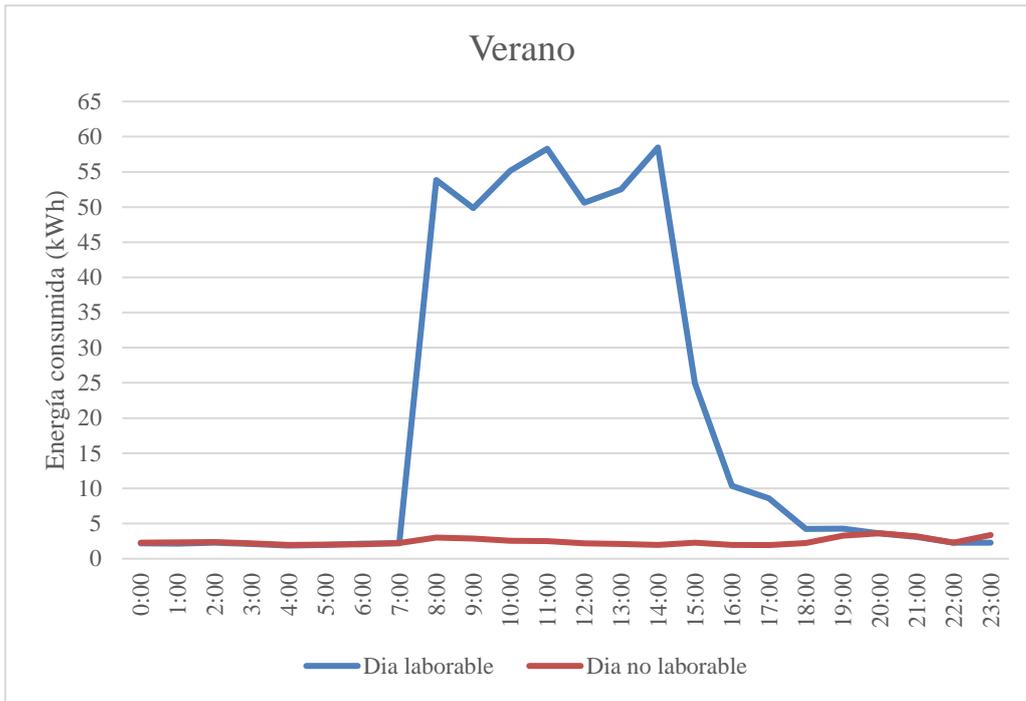
La instalación solar fotovoltaica, objeto de este proyecto, tendrá las siguientes características en lo que a su orientación se refiere:

- Azimut: 0° , lo que indica una orientación Sur.
- Ángulo de inclinación: 12° , inclinación marcada por las características de la cubierta de la nave donde instalaremos nuestro generador fotovoltaico.

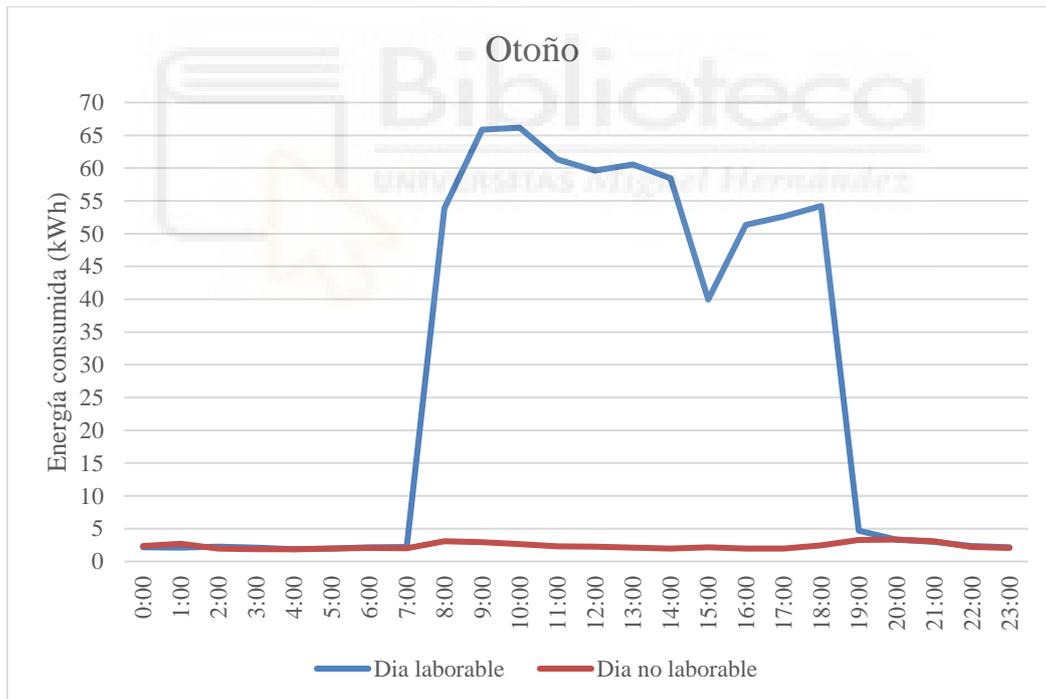
- Consumos diarios:



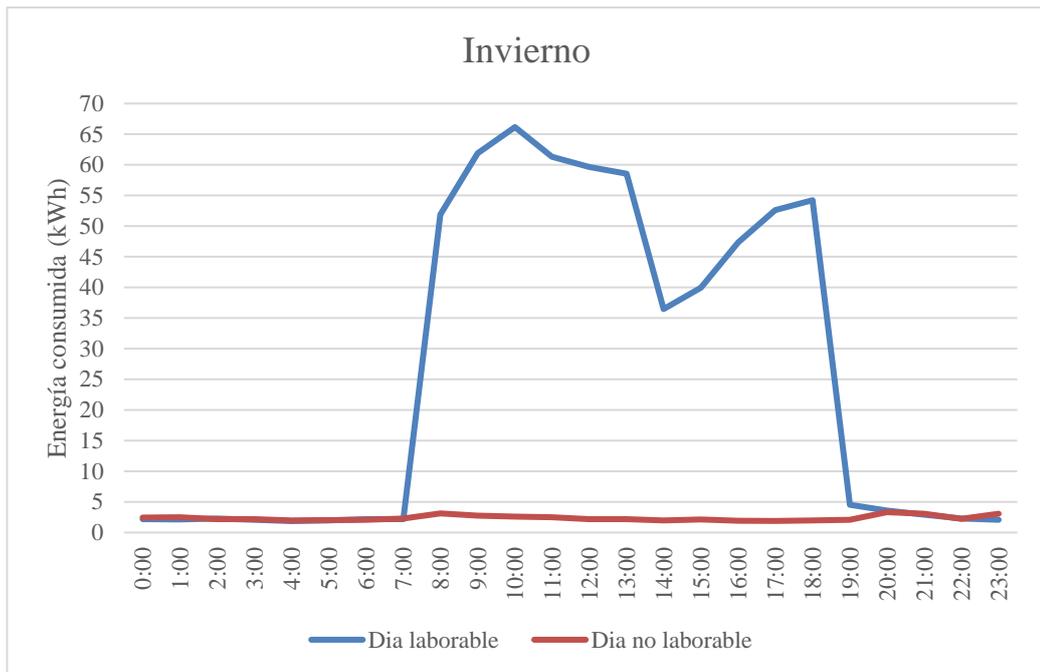
Gráfica 1. Consumo para un día típico en el mes de mayo.



Gráfica 2. Consumo para un día tipo en el mes de julio.



Gráfica 3. Consumo para un día tipo en el mes de octubre.



Gráfica 4. Consumo para un día tipo en el mes de enero.

Según los datos obtenidos del software de la comisión europea Joint Research Center, que facilita el estudio del recurso solar y el potencial fotovoltaico en Europa, los datos obtenidos para la **irradiancia media diaria** son los que aparecen a continuación.

Antes daremos unas definiciones para entender las gráficas:

Irradiancia horizontal global: es la radiación solar total por unidad de área, medida en una superficie horizontal de la tierra. Sus componentes son: irradiancia normal directa e irradiancia horizontal difusa. Su unidad de medida es en W/m^2 .

Irradiancia normal directa: es la cantidad de radiación solar que recibimos directamente del sol. Varía en función de la nubosidad y otros factores meteorológicos y también de la estación del año donde se mida.

Irradiancia horizontal difusa: es la parte de la radiación solar que llega a la tierra de forma indirecta, ya que una parte de la radiación emitida por el sol hacia la tierra se refleja y es absorbida por el vapor de agua, los aerosoles y las nubes, difundiéndola por toda la atmosfera.

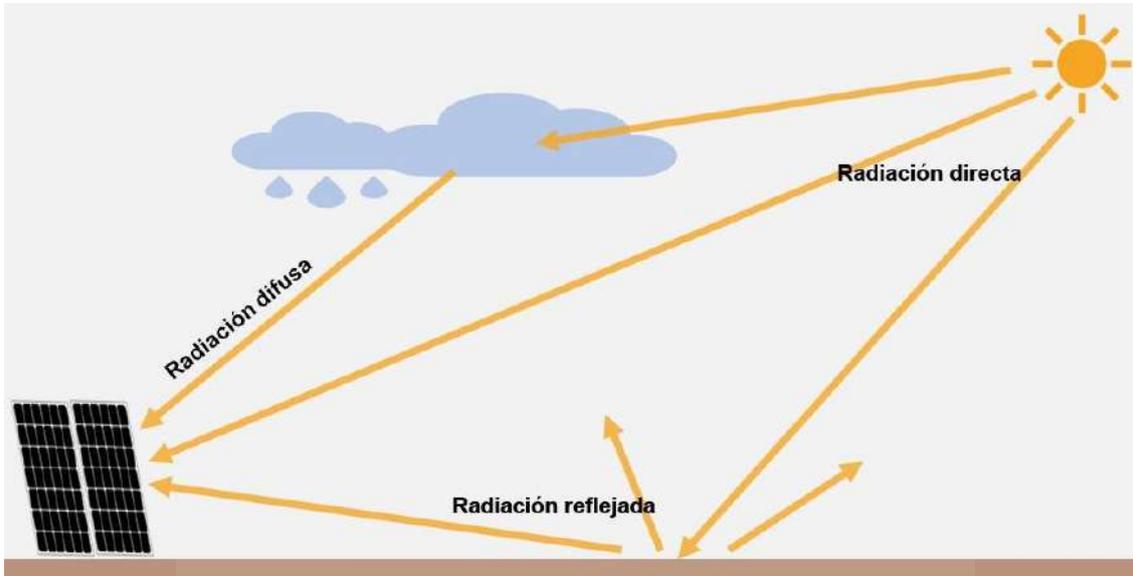
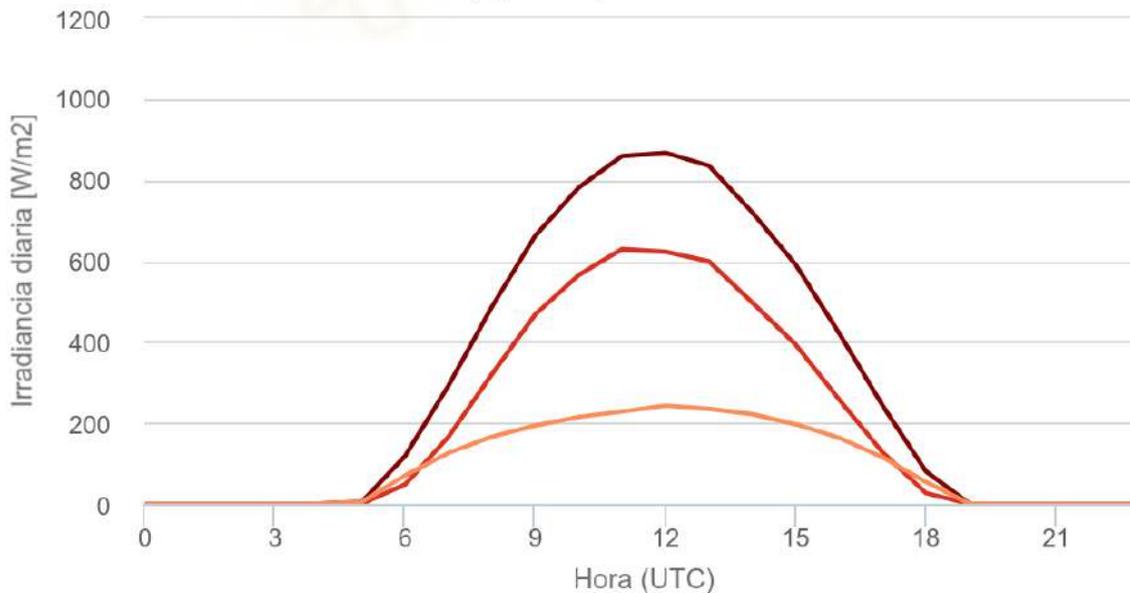


Ilustración 6. Tipos de radiación.

Primavera:

Perfil irradiancia diaria, plano inclinado

(C) PVGIS, 2024



Irradiancia(Click on series to hide)

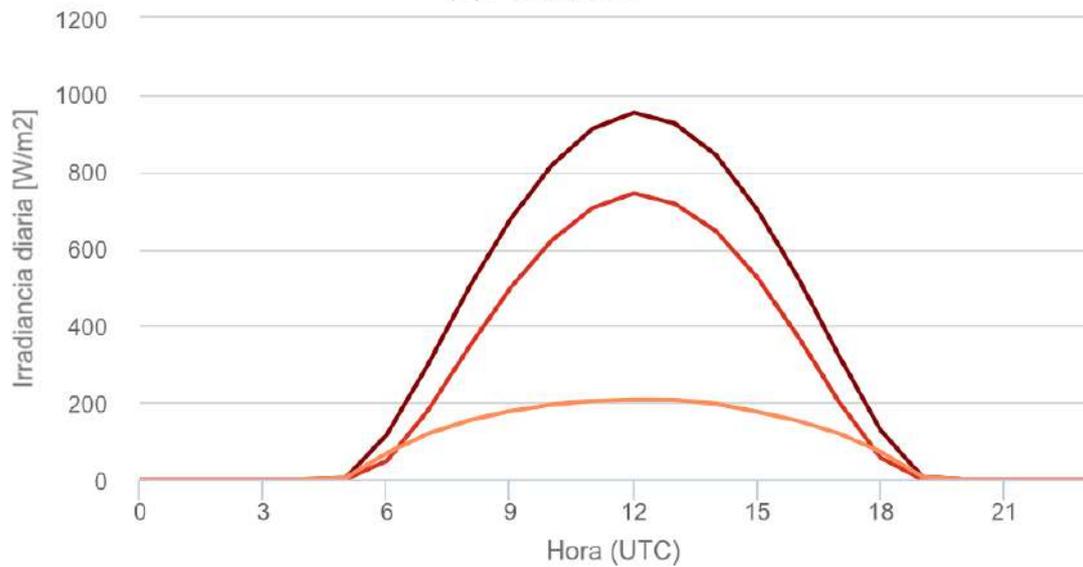
- Global
- Directa
- Difusa

Gráfica 5. Irradiancia de un día tipo en primavera.

- Verano:

Perfil irradiancia diaria, plano inclinado

(C) PVGIS, 2024



Irradiancia(Click on series to hide)

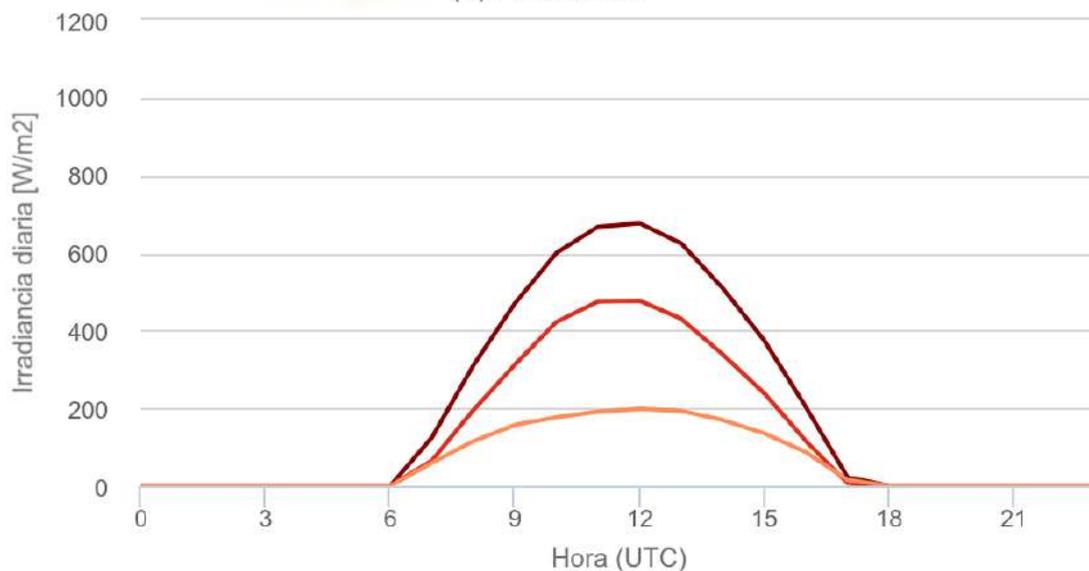
Global Directa
Difusa

Gráfica 6. Irradiancia de un día tipo en verano.

- Otoño:

Perfil irradiancia diaria, plano inclinado

(C) PVGIS, 2024

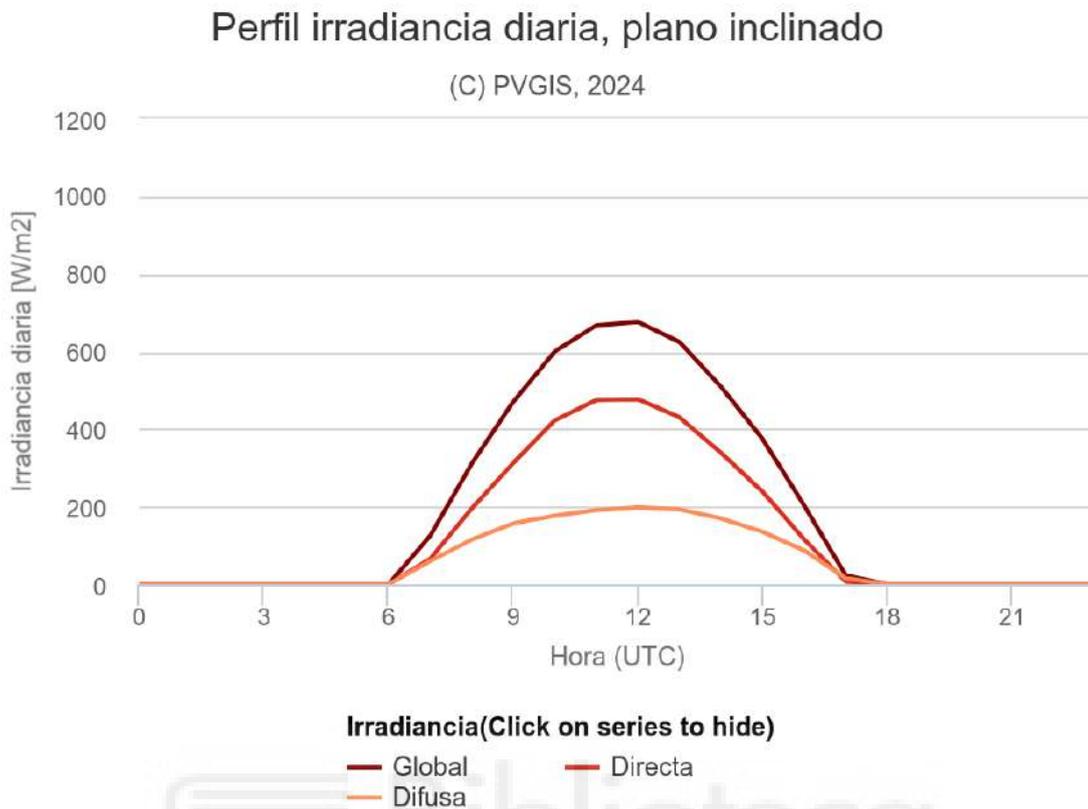


Irradiancia(Click on series to hide)

Global Directa
Difusa

Gráfica 7. Irradiancia de un día tipo en otoño.

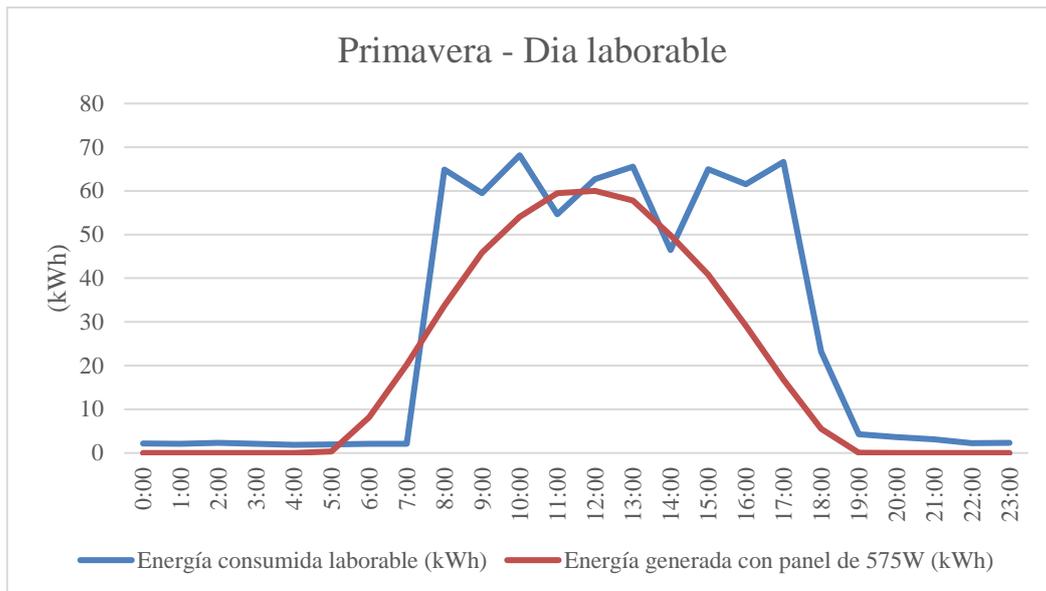
- Invierno:



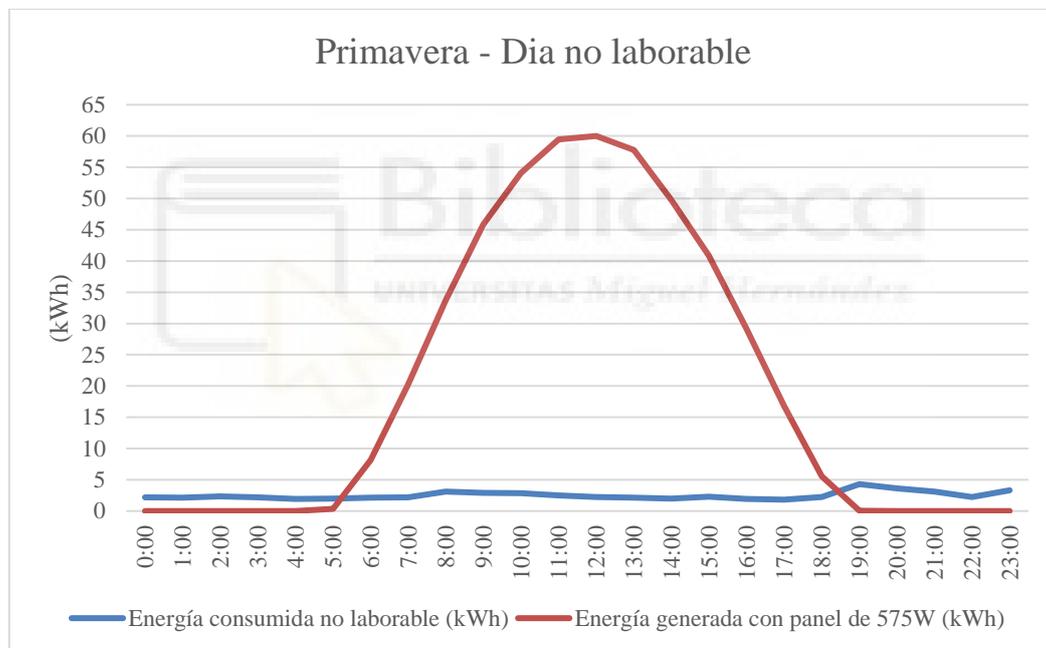
Gráfica 8. Irradiancia de un día tipo en invierno.

Como podemos observar en las anteriores gráficas, para las estaciones de primavera y verano, con la inclinación que nos limita nuestra instalación, $\beta=12^\circ$, obtenemos una irradiancia mayor durante las horas centrales del día, que, para los meses de otoño e invierno, la cual es notablemente menor.

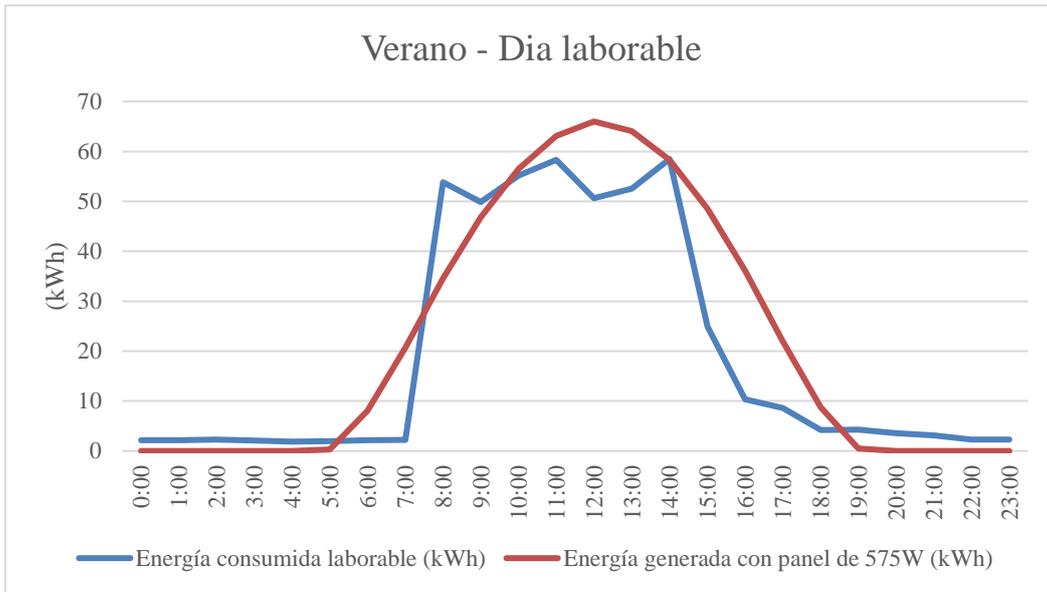
Una vez obtenidos todos los datos anteriores, compararemos el consumo diario frente a la producción diaria del generador fotovoltaico:



Gráfica 9. Energía consumida vs energía generada en un día laborable en primavera.



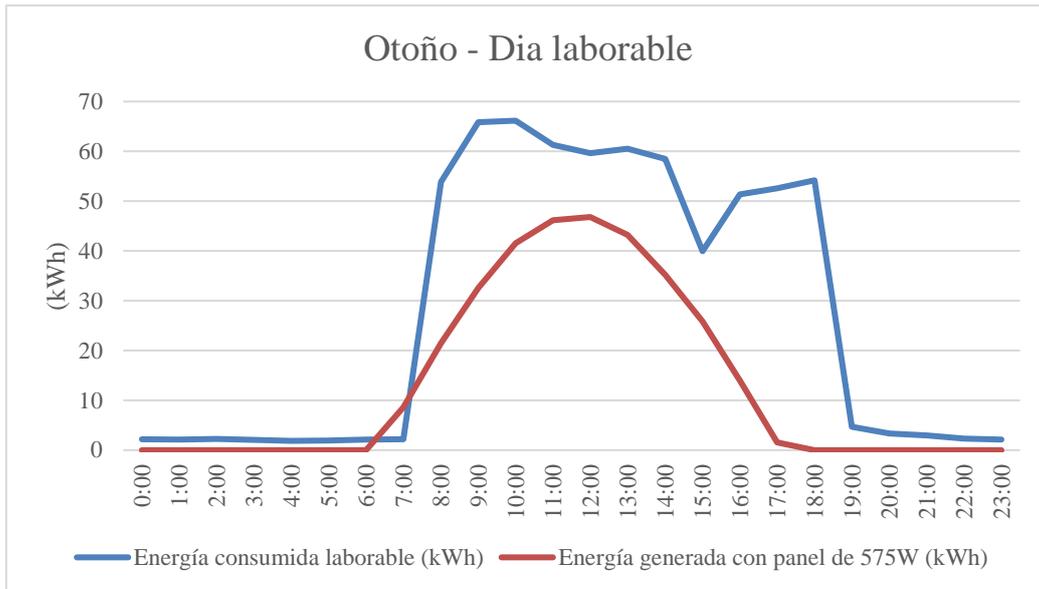
Gráfica 10. Energía consumida vs energía generada en un día no laborable en primavera.



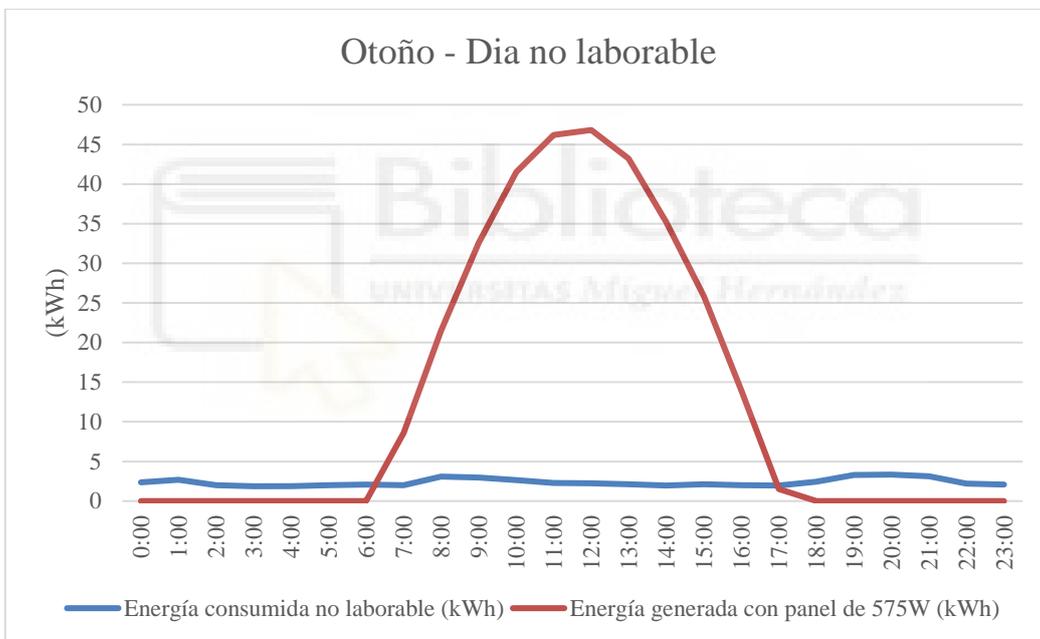
Gráfica 11. Energía consumida vs energía generada en un día laborable en verano.



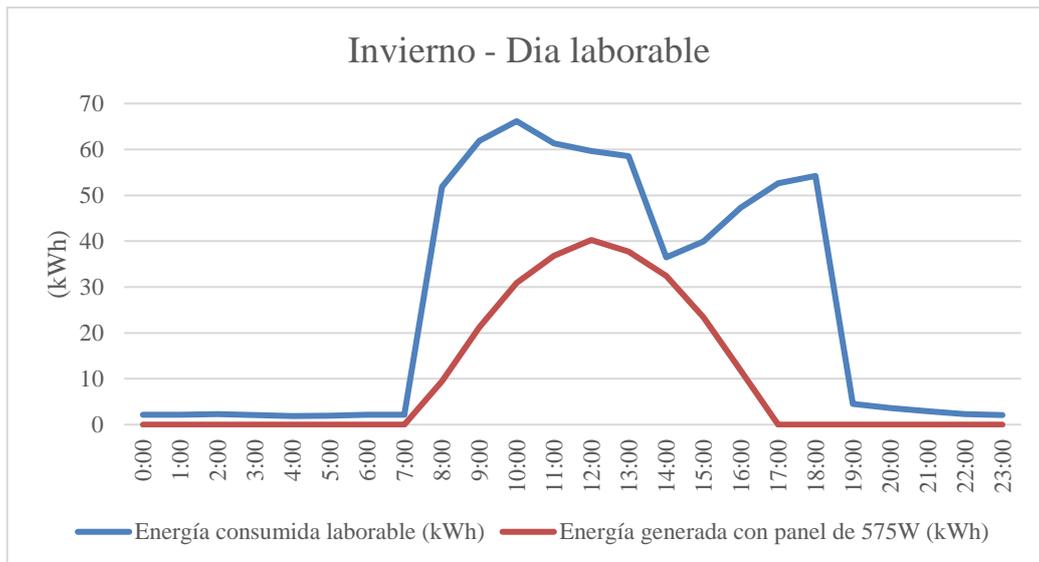
Gráfica 12. Energía consumida vs energía generada en un día no laborable en verano.



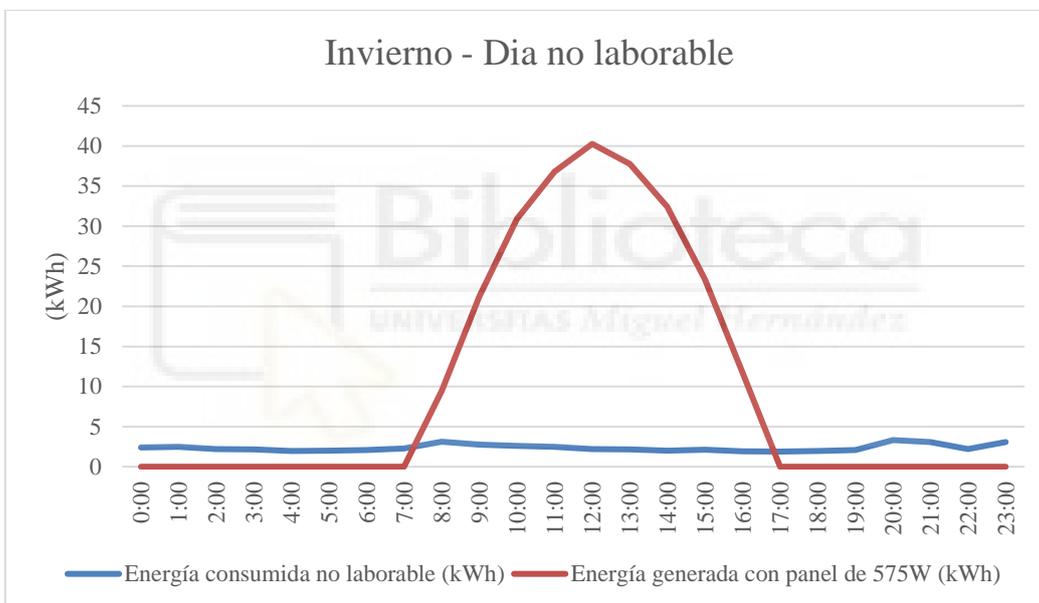
Gráfica 13. Energía consumida vs energía generada en un día laborable en otoño.



Gráfica 14. Energía consumida vs energía generada en un día no laborable en otoño.



Gráfica 15. Energía consumida vs energía generada en un día laborable en invierno.



Gráfica 16. Energía consumida vs energía generada en un día no laborable en otoño.

En las gráficas planteadas, para los meses de primavera, otoño e invierno durante los días laborales, la energía consumida estará por encima de la energía producida por el generador fotovoltaico.

Esto no sucede así, para los meses de verano, tanto laborable como no laborable, ya que la irradiación durante esos meses es más alta que el resto del año y, por tanto, la producción solar fotovoltaica será mayor.

Para los días no laborales, durante todo el año, se puede observar, que la producción de energía siempre estará muy por encima de la energía consumida debido a

la paralización de la producción de la nave industrial, por lo que podremos utilizar esa energía generada para verterla a la red eléctrica.

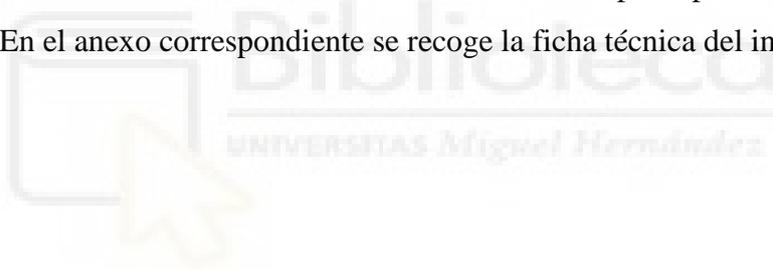
El generador fotovoltaico, estará formado por 140 módulos conectados entre sí en series o strings de 7 unidades de 10 módulos y a su vez 10 en paralelo.

2.4.6 INVERSOR.

El equipo elegido es el modelo Max 80KTL3 LV de la marca Growatt. Se trata de un equipo de 80 kW de potencia nominal de salida y 120 kWp de potencia de salida resultando apto para nuestra instalación. Este inversor incorpora un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) que permite maximizar la producción de la instalación.

El inversor se instalará dentro de la nave industrial, lo más cerca posible del cuadro de conexiones de corriente continua para minimizar las pérdidas en el cableado.

A continuación, se detallan las características principales del inversor seleccionado. En el anexo correspondiente se recoge la ficha técnica del inversor.



Datasheet		MAX 80KTL3 LV
Input data (DC)		
Max. recommended PV power (for module STC)	120000W	
Max. DC voltage	1100V	
Start voltage	250V	
Nominal voltage	600V	
MPPT voltage range	200V-1000V	
No. of MPPT trackers	7	
No. of PV strings per MPPT tracker	2	
Max. input current per MPPT tracker	26A	
Max. short-circuit current per MPPT tracker	32A	
Output data (AC)		
AC nominal power	80000W	
Max. AC apparent power	88800VA	
Nominal AC voltage(range*)	220V/380V, 230V/400V (340-440V)	
AC grid frequency(range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)	
Max. output current	128.6A	
Adjustable power factor	0.8leading ... 0.8lagging	
THD	< 3%	
AC grid connection type	3W+N+PE	
Efficiency		
Max. efficiency	99%	
European efficiency	98.5%	
MPPT efficiency	99.9%	
Protection devices		
DC reverse polarity protection	Yes	
DC switch	Yes	
DC surge protection	Type II / Type III	
Insulation resistance monitoring	Yes	
AC short-circuit protection	Yes	
Ground fault monitoring	Yes	
Grid monitoring	Yes	
Anti-islanding protection	Yes	
Residual-current monitoring unit	Yes	
String monitoring	Yes	
AFCl protection	Optional	
Anti-PID function	Optional	
General data		
Dimensions (W / H / D)	860/600/300mm	
Weight	86kg	
Operating temperature range		
Self-consumption	< 1W	
Topology	Transformerless	
Cooling	Smart air cooling	
Protection degree	IP65	
Relative humidity	0-100%	
Altitude	4000m	
DC connection	H4/MC4(Optional)	
AC connection	Cable gland + OF terminal	
Display	LED/WIFI+APP	
Interfaces: RS485 / USB /WIFI /RF/GPRS	Yes/Yes /Optional/Optional/Optional	
Warranty: 5 years / 10 years	Yes /Optional	

2.4.7 ESTRUCTURA SOPORTE.

La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante. La estructura se realizará teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la misma.

En cuanto a los anclajes o empotramiento de la estructura, se utilizarán tornillos roscados. Tanto la estructura como los soportes serán preferiblemente de aluminio anodizado, acero inoxidable o hierro galvanizado. El espesor de la capa de galvanizado será, como mínimo, de 100 mm.

De acuerdo al objeto de este proyecto, la estructura a instalar será del tipo coplanar.

Una estructura coplanar es un tipo de estructura de soporte para paneles solares que están diseñadas para colocar los paneles solares en una posición horizontal, por lo que los paneles están en la misma posición y nivel que la cubierta donde se instalen, lo que crea una estética limpia y uniforme.



Ilustración 7. Ejemplo de estructura coplanar sobre cubierta inclinada.

2.4.8 CABLEADO Y CANALIZACIONES.

El cableado de corriente continua es el que discurre desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor. Será de cobre con aislamiento 0,6/1KV (CC) y designación técnica H1Z2Z2-K. Su trazado será en tubo corrugado, sujeto a la estructura fotovoltaica.

De manera particular, la parte de la instalación sobre la cubierta del edificio, al estar situada a la intemperie, queda sujeta a lo establecido por la ITC-BT-30. Las canalizaciones ubicadas en el exterior serán estancas, utilizándose para ello terminales, empalmes y conexiones de estas, sistemas y dispositivos que presenten el grado de protección correspondiente a las protecciones de agua, IPX4. Las canalizaciones prefabricadas tendrán el mismo grado de protección IPX4.

Para la colocación del cableado se seguirá lo señalado en la ITC-BT-20.

El cableado de corriente alterna es el que discurre desde el inversor hasta el punto de interconexión con la instalación de consumo. Será de cobre con aislamiento 0,6/1KV (CA) y designación técnica RZ1-K (AS). Su trazado será en bandeja de PVC perforada.

2.4.9 PUESTA A TIERRA.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo al RBT.

La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a redes de baja tensión se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de

la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones.

Todos los elementos metálicos de la instalación (Canalizaciones, cuadros metálicos, etc) deberán estar conectados a tierra

2.4.10 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN, MANIOBRA Y MEDIDA.

2.4.10.1 PROTECCION CONTRA SOBREINTENSIDADES

Todos los circuitos deben de estar protegidos contra los efectos de las sobrecargas que puedan presentarse. La interrupción del circuito afectado se realizará en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobrecargas previsibles.

Las sobrecargas pueden estar motivadas por:

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

a) Protección contra sobrecargas. El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo caso garantizada por el dispositivo de protección utilizado. El dispositivo de protección podrá estar constituido por un interruptor automático de corte omnipolar con curva térmica de corte, o por cortocircuitos fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas.

b) Protección contra cortocircuitos. En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su conexión. Se admite, no obstante, que cuando se trate de circuitos derivados de uno principal, cada uno de estos circuitos derivados disponga de protección contra sobrecargas, mientras que un solo dispositivo general pueda asegurar la protección contra cortocircuitos para todos los

circuitos derivados. Se admiten como dispositivos de protección contra cortocircuitos los fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas y los interruptores automáticos con sistema de corte omnipolar.

2.4.10.2 PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES.

Toda instalación interior (incluyendo instalaciones receptoras aunque toda ella o alguna de sus partes esté situada a la intemperie) debe de estar provista de protección contra sobretensiones. Estas son originadas por orígenes atmosféricos tales como la caída de un rayo sobre la línea de distribución o en sus proximidades, el funcionamiento de un sistema de protección externa contra descargas atmosféricas situado en la propia nave o en sus proximidades o la incidencia directa de una descarga atmosférica en la propia nave o en sus proximidades.

Interruptor magnetotérmico: la función de estos equipos es proteger frente a sobrecargas y cortocircuitos, es decir, cumplen las mismas funciones que los fusibles abriendo el circuito cuando se producen tales situaciones. El nombre compuesto magnetotérmico hace referencia a los dos principios de funcionamiento de este dispositivo.

Por un lado, consta de un sistema de desconexión térmico, este consta de una lámina bimetálica que se curva en función del calor que produce la corriente que lo atraviesa. Este es el sistema que permite la protección frente a sobrecargas, es decir corrientes superiores a la nominal durante un periodo de tiempo relativamente prolongado.

Por otro lado, el sistema de desconexión magnético consta de un núcleo de hierro que se encuentra inmerso en un campo magnético proporcional al valor de la corriente que circula por el dispositivo. Cuando la intensidad que circula es muy elevada se induce un campo magnético que genera una fuerza que hace desplazarse al elemento ferromagnético, produciéndose la apertura del circuito.

Además, estos dispositivos presentan la posibilidad de ser accionados manualmente por lo que no es necesario instalar un seccionador en el lado de CA.

Interruptor diferencial: estos equipos protegen frente a corrientes diferenciales residuales, que se corresponden con la diferencia entre las corrientes

entrantes y salientes de la instalación receptora. El valor de estas corrientes difiere de cero únicamente si existe un defecto de aislamiento produciéndose un camino de circulación de la corriente anormal, como, por ejemplo: a tierra. Estos dispositivos protegen frente a contactos directos e indirectos, incluso frente a riesgo de incendios. El funcionamiento de estos dispositivos se basa en principios electromagnéticos.

Concretamente el magnetotérmico seleccionado es el modelo DPX³ 160 de Legrand y el interruptor diferencial el modelo DX³ 300 mA también de Legrand. A continuación, se recoge una tabla con las especificaciones de estos componentes:

Protecciones CA	
Interruptor magnetotérmico	
Numero de polos	4
Corriente nominal (A)	160
Umbral térmico regulable	Ir= 0,8-1 In
Pdc (kA) 380-415 Vca	36
Corriente de disparo magnético	1600
Soporte de montaje	Perfil DIN
Interruptor diferencial	
Numero de polos	4
Corriente nominal (A)	160
Sensibilidad (mA)	300
Capacidad de cierre y corte nominal (A)	1500
Pdc (kA)	16
Tensión nominal de empleo (V)	400/415

Tabla 6. Características de las protecciones de CA.

➤ **Medida:**

Para la gestión y monitorización de la instalación fotovoltaica se empleará un registrador de datos de Huawei, compatible con el inversor seleccionado. Será el SmartLogger 3000 A.

Es un dispositivo que se encarga de recopilar los datos generados por el inversor de la serie KTL y comunicarlos con el portal del fabricante. Incorpora un servidor web

para acceder a su configuración y debe utilizarse junto a un vatímetro compatible para medir el consumo de corriente de la instalación.

Cuenta con puerto ethernet, conectividad Wifi, conectividad 2G/3G/4G, conexiones RS485, modbus y señales analógicas y digitales para conectarse a un PLC.

Vatímetro: El Huawei Smart Power Sensor TK-DTSU666H está diseñado para medir y visualizar en tiempo real, parámetros eléctricos como el voltaje, corriente, potencia activa y reactiva, frecuencia y factor de potencia.



3. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS



3.1 DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.

3.1.1 NÚMERO TOTAL DE MÓDULOS Y SELECCIÓN DEL INVERSOR.

Dimensionamos una instalación fotovoltaica de aproximadamente 77,51 kW pero se elegirá un inversor de 80 kW

$$N^{\circ}total = \frac{P_{cons_max}}{P_{mod}} = \frac{77510 W}{575 W} = 134,8 \approx 135 \text{ módulos} \quad (3.1)$$

Siendo:

- $N^{\circ}total$: número total de módulos fotovoltaicos.
- P_{cons_max} : potencia consumida máxima por el cliente.
- P_{mod} : potencia pico del módulo seleccionado.

Se elegirán 140 módulos de 575 Wp cada uno, ya que el criterio a seguir será aprovechar al máximo el espacio disponible. La potencia pico del generador de $P_{gen_max} = 140 \text{ módulos} * 575 W = 80500 W$

Año 2023	Consumo energético actual (kWh)	Días al mes	Horas/día	Potencia consumida (kW)	Nº paneles a instalar de 575Wp	Aproximación
Enero	13578	22	9	68,58	119,26	120,00
Febrero	12987	20	9	72,15	125,48	126,00
Marzo	14243	23	9	68,81	119,66	120,00
Abril	12648	20	9	70,27	122,20	123,00
Mayo	14386	23	9	69,50	120,87	121,00
Junio	13965	22	9	70,53	122,66	123,00
Julio	10593	21	7	72,06	125,32	126,00
Agosto	10351	23	7	64,29	111,81	112,00
Septiembre	14649	21	9	77,51	134,80	135,00
Octubre	13864	22	9	70,02	121,77	122,00
Noviembre	13698	22	9	69,18	120,32	121,00
Diciembre	12749	21	9	67,46	117,31	118,00

Como decíamos antes, el inversor escogido tiene una potencia nominal de 80 kW.

Las características se adjuntan en el anexo correspondiente y de las cuales extraemos los siguientes datos, necesarios para llevar a cabo el cálculo máx. y min. de paneles en serie y paralelo.

$$\begin{aligned}V_{inv_max} &= 1100 \text{ V} \\V_{inv_min} (V_{mpp}) &= 250 \text{ V} \\I_{inv_max} (MPPT) &= 26 \text{ A}\end{aligned}$$

Y de los módulos fotovoltaicos:

$$\begin{aligned}V_{mod_oc} (STC) &= 50,88 \text{ V} \\V_{mod_Vmpp} (STC) &= 42,22 \text{ V} \\I_{mod_Impp} (STC) &= 13,62 \text{ A} \\I_{mod_Isc} (STC) &= 14,39 \text{ A}\end{aligned}$$

3.1.1.1 NUMERO DE MÓDULOS CONECTADOS EN SERIE.

El número de paneles fotovoltaicos conectados en serie viene limitado por la condición de que la máxima tensión del generador fotovoltaico sea inferior a la tensión de entrada máxima admitida por el inversor. Debe cumplir:

$$N_{S_max} \leq \frac{V_{inv_max}}{V_{mod_oc} (-10^{\circ}C)} \quad (3.2)$$

Siendo:

- N_{S_max} : número máximo de módulos en serie.
- V_{inv_max} : tensión máxima de entrada al inversor.
- $V_{mod_oc} (-10^{\circ}C)$: tensión del módulo en circuito abierto para una temperatura de $-10^{\circ}C$.

Se realiza el cálculo a -10°C debido a que es la que corresponde a la temperatura ambiente estimada para hacer el cálculo en España.

También tener en cuenta que la tensión en circuito abierto para temperaturas bajas será mayor que para una temperatura ambiente más elevada.

$$V_{mod_oc(-10^{\circ}\text{C})} = (1 + (-10^{\circ}\text{C} - T_{mod_oc(STC)}) * \beta_V) * V_{mod_oc(STC)} \quad (3.3)$$

Siendo:

- T_{mod_STC} : temperatura en condiciones STC del módulo (25°C).
- β_V : coeficiente de corrección de temperatura en $\text{V}/^{\circ}\text{C}$. Si este valor se da en $\%/^{\circ}\text{C}$ será $\beta_V/100$.

$$V_{mod_oc(-10^{\circ}\text{C})} = \left(1 + (-10^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) * \left(-0.0025 \frac{\text{V}}{^{\circ}\text{C}}\right)\right) * 50,88 \text{ V} = 55,33 \text{ V}$$

Volviendo a la ecuación 3.2:

$$N_{S_max} \leq \frac{1100 \text{ V}}{55,33 \text{ V}} = 19,88 \text{ módulos}$$

El número máximo de módulos en serie será de 19 unidades.

Por otro lado, calculamos el número mínimo de módulos conectados en serie para que la tensión del generador fotovoltaico sea en todo momento mayor que la mínima tensión a la que opere el seguidor del MPPT del inversor.

$$N_{S_min} \geq \frac{V_{inv_min}(Vmpp)}{V_{mod_Vmpp}(70^{\circ}\text{C})} \quad (3.4)$$

Siendo:

- N_{S_min} : número máximo de módulos en serie.
- $V_{inv_min}(Vmpp)$: tensión máxima de entrada al inversor.
- $V_{mod_Vmpp}(70^{\circ}\text{C})$: tensión del módulo para la máxima potencia con una temperatura de 70°C .

$$V_{mod_mpp}(70^{\circ}\text{C}) = (1 + (70^{\circ}\text{C} - T_{mod_mpp(STC)}) * \beta_V) * V_{mod_Vmpp(STC)} \quad (3.5)$$

Siendo:

- T_{mod_STC} : temperatura en condiciones STC del módulo (25°C).
- β_V : coeficiente de corrección de temperatura en V/°C. Si este valor se da en %/°C será $\beta_V/100$.

Se realiza el cálculo a 70°C ya que es una temperatura ambiente alta pero dentro del rango de operación del panel fotovoltaico.

Tener en cuenta que la tensión de máxima potencia para temperaturas elevadas será menor que para una temperatura ambiente más baja.

$$V_{mod_mpp(70^\circ C)} = \left(1 + (70^\circ C - 25^\circ C) * \left(-0.0030 \frac{V}{^\circ C} \right) \right) * 42,22 V = 36,52 V$$

Volviendo a la ecuación 3.4:

$$N_{s_min} \geq \frac{250}{36,52} = 6,85 \text{ módulos}$$

El número mínimo de módulos en serie será de 7 unidades.

Por tanto, tenemos que el número de módulos a conectar en serie se sitúa en:

$$7 \text{ módulos} < N_s < 19 \text{ módulos}$$

3.1.1.2 NUMERO DE MÓDULOS CONECTADOS EN PARALELO.

El número de paneles fotovoltaicos conectados en paralelo viene limitado por la condición de que la máxima corriente del generador fotovoltaico sea inferior a la corriente de entrada máxima admitida por el inversor. Debe cumplir:

$$N_p \leq \frac{I_{inv_max(MPPT)}}{I_{mod_Isc(STC)}} \quad (3.6)$$

Siendo:

- N_p : número de módulos en paralelo.

- $I_{inv_max (MPPT)}$: corriente máxima de entrada al inversor por MPPT.
- $I_{mod_Isc (STC)}$: corriente de cortocircuito del módulo en condiciones STC.

Resolviendo la ecuación 3.6:

$$N_p \leq \frac{26 A}{14,39 A} = 1,8 \text{ ramas}$$

El número máximo de ramas de módulos conectados en paralelo será de 1 por entrada MPPT.

No obstante, este inversor admite hasta 2 entradas por MPPT lo que significa que para una instalación futura admitiría $26 A \times 2 = 52 A$ por entrada.

En resumen. Se elegirá la siguiente configuración cumpliendo con lo establecido anteriormente:

- 7 entradas MPPT: 7 ramas de 10 módulos en serie más 10 en paralelo cada una. Un total de 20 módulos por rama.

Finalmente, el generador fotovoltaico se compone de un total de 140 módulos conectados entre sí en series o strings de 7 unidades de 10 módulos y a su vez 10 en paralelo .

3.1.2 DIMENSIONADO DEL CABLEADO.

La instalación cumple con todas las consideraciones técnicas expuestas en el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

La elección de la sección del cableado se rige bajo dos criterios establecidos por el REBT: Criterio de intensidad máxima admisible admitida por el conductor y el Criterio de caída de tensión. Se adoptará, en cada situación, la sección mayor de entre las obtenidas mediante los dos métodos citados.

Según el IDAE, el valor máximo de caída de tensión (c.d.t.) para cableado de corriente continua es de 1,5%. Este cableado será el empleado para la conexión de los módulos fotovoltaicos entre sí, así como la conexión de estos con el inversor.

Las longitudes del cableado se obtienen de las mediciones realizadas sobre el plano de la instalación. Establecemos un 1% de c.d.t. para los tramos de enlace de los paneles con el inversor.

Para toda la instalación vamos a utilizar cable tipo PV ZZ-F, de cobre, fabricado especialmente para instalaciones fotovoltaicas, pues son cables unipolares con doble aislamiento y con una gran resistencia a la intemperie, que están especialmente concebidos para este tipo de proyectos.

Los cables serán no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida.

Para la distribución por la cubierta se instalará una bandeja metálica, la cual será puesta a tierra para las bajadas desde la cubierta de la nave hasta los cuadros de protección de fotovoltaica y al inversor.

3.1.2.1 CABLEADO DE CC.

Cableado de string.

➤ Criterio de c.d.t.:

Este criterio establece un valor máximo de c.d.t. en los diferentes tramos de cable. Se fija la longitud de los tramos de cable para los diferentes string, impuesta por la disposición de los módulos y teniendo en cuenta la conductividad del conductor utilizado.

Material	γ_{20}	γ_{70}	γ_{90}
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20°C	70°C	90°C

Tabla 7. Conductividad de cables electricos en $m/\Omega \cdot mm^2$.

Para el circuito de corriente continua, la sección del cable de cada string será:

$$S_{string} = \frac{2 * L_{string} * I_{string}}{\gamma * e * V_{string}} \quad (3.7)$$

Siendo:

L: longitud del conductor, en m.

γ : conductividad del conductor, en $m/\Omega \cdot mm^2$

e: la c.d.t., en V.

Este cableado será el que discurre desde cada uno de los módulos a la caja de conexión donde se realizará la conexión en paralelo de cada uno de los strings.

Cableado strings						
	L_{string} (m)	I_{string} (A)	V_{string} (V)	e (%)	γ (m/ Ω *mm ²)	S_{string} (mm ²)
S-1.1	32	13,62	422,2	1	44	4,69
S-1.2	30	13,62	422,2	1	44	4,40
S-2.1	27	13,62	422,2	1	44	3,96
S-2.2	29	13,62	422,2	1	44	4,25
S-3.1	26	13,62	422,2	1	44	3,81
S-3.2	25	13,62	422,2	1	44	3,67
S-4.1	23	13,62	422,2	1	44	3,37
S-4.2	27	13,62	422,2	1	44	3,96
S-5.1	32	13,62	422,2	1	44	4,69
S-5.2	30	13,62	422,2	1	44	4,40
S-6.1	27	13,62	422,2	1	44	3,96
S-6.2	29	13,62	422,2	1	44	4,25
S-7.1	26	13,62	422,2	1	44	3,81
S-7.2	25	13,62	422,2	1	44	3,67

Tabla 8. Cálculo de las secciones de cable de string por criterio de c.d.t.

La sección mínima que se obtiene para el cálculo de c.d.t. es de 4,69 mm², pero debemos escoger la inmediatamente superior normalizada que será de 6 mm².

Este cableado irá desde la caja de conexión donde se realizará la conexión en paralelo de cada uno de los strings hasta el inversor.

Cableado strings						
	L_{string} (m)	I_{string} (A)	V_{string} (V)	e (%)	γ (m/ Ω *mm ²)	S_{string} (mm ²)
S-1	39	27,24	422,2	1	44	11,44
S-2	39	27,24	422,2	1	44	11,44
S-3	39	27,24	422,2	1	44	11,44
S-4	39	27,24	422,2	1	44	11,44
S-5	39	27,24	422,2	1	44	11,44
S-6	39	27,24	422,2	1	44	11,44
S-7	39	27,24	422,2	1	44	11,44

Tabla 9.1. Cálculo de las secciones de cable de string por criterio de c.d.t.

La sección mínima que se obtiene para el cálculo de c.d.t. es de 11,44 mm², pero debemos escoger la inmediatamente superior normalizada que será de 16 mm².

➤ Criterio de intensidad máxima admisible:

En este caso se trata de seleccionar el cable a partir del siguiente criterio: el cable seleccionado debe ser tal que presente una intensidad máxima admisible un 25% mayor que la máxima intensidad que puede darse en dicho tramo de cableado, según la ITC-BT-19.

Luego incrementaremos el 25% de la intensidad.

El cable seleccionado deberá admitir una corriente de valor:

$$I_{cable} \geq 1,25 * I_{string_max} \quad (3.7)$$

Siendo I_{string_max} la corriente máxima que circulará por cada string, siendo esta igual a la corriente de cortocircuito de un módulo, que es de 13,62 A.

Por lo que para el conductor desde los módulos a la caja de conexión:

$$I_{cable} \geq 1,25 * 13,62 = 17,03 \text{ A}$$

Para el conductor de la caja de conexión al inversor:

$$I_{cable} \geq 1,25 * 27,24 = 34,05 \text{ A}$$

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

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

Ilustración 8. Factores de reducción por agrupamiento de varios circuitos.

Teniendo en cuenta la tabla 1 de intensidades admisibles (A) al aire 40°C para cables no enterrados de la ITC-BT-19, se selecciona para los cálculos el método de instalación E “Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas perforadas en horizontal o vertical”.

Los factores de corrección a aplicar son:

- Factor de corrección por acción directa del sol (UNE 20435.3.1.2.1.4) aplicaremos factor de corrección 0,9.
- Factor de corrección por temperatura superior a 40°C, consideraremos 50°C el peor supuesto de temperatura por lo que aplicaremos el factor de corrección de 0,9.
- Factor de corrección por agrupamiento, que en nuestro caso tendremos un número máximo de 7 conductores en capa única en una bandeja perforada vertical u horizontal, siendo este de 0,75.

Aplicando todos estos factores de corrección queda para el conductor desde los módulos a la caja de conexión:

$$I_{cable} = \frac{17,03 A}{0,9 \cdot 0,9} = 21,02 A$$

Para el conductor de la caja de conexión al inversor:

$$I_{cable} = \frac{34,05 A}{0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,75} = 56,05 A$$

			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes										
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
B		Conductores aislados en tubos ⁹⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos ⁹⁾ en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		3x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ⁹⁾				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre ⁹⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ⁹⁾					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁹⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ⁹⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR ¹⁾	
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁹⁾								3x PVC ¹⁾		3x XLPE o EPR
Cobre	mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
	4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
	6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
	10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
	16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
	35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
	50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
	70				149	160	171	188	202	224	244	321
	95				180	194	207	230	245	271	296	391
	120				208	225	240	267	284	314	348	455
150				236	260	278	310	338	363	404	525	
185				268	297	317	354	386	415	464	601	
240				315	350	374	419	455	490	552	711	
300				360	404	423	484	524	565	640	821	

Tabla 10. Intensidades máximas admisibles según ITC-BT-19.

Mirando la siguiente tabla.

Para el conductor desde los módulos a la caja de conexión:

Modo de instalación E, un circuito 2x XLPE de 6 mm² de sección con conductores de cobre a 40°C, soporta 57 A, luego se cumple:

$$I_{cálculo} < I_{adm} \tag{3.8}$$

$$21,02 A < 57 A$$

Para el conductor de la caja de conexión al inversor:

$$56,05 A < 105 A$$

Podemos concluir, que para el conductor desde los módulos a la caja de conexión la sección obtenida en el cálculo de c.d.t., es válida para la intensidad máxima admisible, que será de 6 mm² y para el conductor de la caja de conexión al inversor será de 16 mm².

El conductor elegido será:

- Top cable Topsolar PV H1Z2Z2-K de 6 mm² en color rojo para el negativo y en color negro para el positivo
- Top cable Topsolar PV H1Z2Z2-K de 16 mm² en color rojo para el negativo y en color negro para el positivo

3.1.2.2 CABLEADO DE CA.

Corresponde al tramo de cable que transcurre desde el inversor al cuadro general de baja tensión de la instalación (CGBT). Transcurrirán 3 cables de fase + conductor de neutro.

- Criterio de c.d.t.:

$$S_{CA} = \frac{\sqrt{3} * L_{CA} * I_{sal_inv} * \cos \varphi}{\gamma * e * V_{linea}} \quad (3.9)$$

Siendo:

- L_{CA} : longitud del cable que va del inversor al cuadro general de baja tensión.
- I_{sal_inv} : intensidad nominal del inversor a la salida.
- γ : conductividad del conductor, en m/Ω*mm², en este caso para el Cu.
- e : caída de tensión máxima para el cable de alterna. Se tomará 1,5% según lo establecido por el IDAE.

V_{linea} : tensión entre fases. Al ser una instalación trifásica será de 400 V.

Cableado CA						
L _{CA} (m)	I _{sal_inv} (A)	Cos φ	γ (m/Ω*mm ²)	e/100	V _{línea} (V)	S _{CA} (mm ²)
11	128,8	0,9	44	0,015	400	8,37

Tabla 11. Cálculo se sección para el cable de CA.

Según los cálculos realizados, la sección del cable de CA será de 8,37 mm², lo cual escogeremos la sección comercial inmediatamente superior, siendo de 10 mm².

➤ Criterio de intensidad máxima admisible.

La intensidad máxima de salida del inversor para una potencia de 80 kW, con factor de potencia 0,9 y tensión de 400 V, es de 128,8 A de intensidad nominal que aplicando el 125%, resulta una intensidad de 161 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 10 mm² será de 54 A, muy por debajo de la intensidad calculada.

$$I_{\text{cálculo}} = 161 \text{ A} > I_{\text{adm}} = 54 \text{ A}$$

Esto nos indica que debemos aumentar la sección del conductor para cumplir con la intensidad calculada.

La sección escogida será de 70 mm², siendo su $I_{\text{adm}} = 202 \text{ A}$.

Este tramo de CA, estará constituido por tres conductores de fase y un neutro. La sección de este último se determinará a partir de la siguiente tabla:

Secciones (mm ²)		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

Tabla 12: Tabla 1 ITC-BT-14 Sección del conductor de neutro

Esta tabla nos indica que para un conductor de fase de 70 mm², le corresponderá una sección para el conductor de neutro de 35 mm².

3.1.3 CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES.

➤ Sobrecargas:

Para facilitar las labores de mantenimiento, se instalará un interruptor de corte por cada una de las ramas.

Para la comprobación de la protección frente a sobrecargas mediante un determinado dispositivo de protección nos basamos en los criterios establecidos en la Norma UNE20-460 (parte 4-43). Según esta norma, se considera que un dispositivo de protección protege de modo efectivo a un conductor si se verifican las dos condiciones siguientes:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (3.10)$$

$$I_f \leq 1,45 * I_z \quad (3.11)$$

$$I_f = 1,6I_n \text{ si } I_n \geq 16 \text{ A}; I_f = 1,9I_n \text{ si } 4 \text{ A} < I_n < 16 \text{ A} \quad (3.12)$$

Donde:

I_b: intensidad de diseño de la línea, que será la intensidad de un módulo en sc.

I_z : intensidad admisible del conductor según la norma UNE-HD 60364-5-52.

I_n : intensidad nominal del dispositivo de protección. Para los dispositivos de protección regulables, I_n es la intensidad de regulación escogida.

I_F : intensidad que asegura efectivamente el funcionamiento del dispositivo de protección en un tiempo determinado. En la práctica I_F se toma igual:

- a la intensidad de funcionamiento en el tiempo convencional, para los interruptores automáticos ($1,45 I_n$ como máximo).

- a la intensidad de fusión en el tiempo convencional, para los fusibles ($1,6 I_n$ si $I_n \geq 16 A$ y $1,9 I_n$ si $4 A < I_n < 16 A$).

Datos de partida:

$$I_{sc} = 14,39 A$$

$$I_{MPP} = 13,62 A$$

Las expresiones quedan:

$$27,24 A \leq I_n \leq 105 A$$

$$I_f \leq 1,45 * 105 A = 152,25 A \rightarrow I_n \leq 95,15 A$$

Según estos resultados, se seleccionarán fusibles tipo gPV de 63 A, ya que está dentro de los márgenes calculados para garantizar una protección contra sobrecargas, con poder de corte mayor o igual a 120 kA para cada cadena paralelo de paneles, como elementos que permitan labores de mantenimiento.

Cortocircuitos:

El poder de corte de los dispositivos no será inferior a la intensidad de cortocircuito máxima prevista en su punto de utilización, salvo que exista otro dispositivo con el suficiente poder de corte instalado aguas arriba.

El tiempo de corte de toda corriente que resulte de un cortocircuito que se produzca en un punto cualquiera del circuito no será superior al tiempo que tarden los conductores en alcanzar su temperatura máxima admisible.

En la línea de entrada al cuadro general de baja tensión de la nave se instalará un interruptor automático. El dispositivo se puede configurar y quedara de la siguiente forma:

- In = 160 A
- Numero de polos: 4 polos
- PdeC = 50 kA
- Imag = Regulable

Este dispositivo representa el punto de partida de la instalación de generación, seguidamente nos encontramos con la línea que alimenta la instalación de generación, y finalmente tenemos el inversor correspondiente a las agrupaciones de paneles, el cual dispone de las protecciones expuestas en el apartado anterior.

3.2 CÁLCULO DEL RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN O PERFORMANCE RATIO.

En las instalaciones conectadas a red existen pérdidas que hacen que no toda la energía eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos se aproveche al 100% debido a las pérdidas que se generan por eficiencia de los módulos, la temperatura de operación de las células fotovoltaicas, la eficiencia del cableado, la suciedad que puede acumularse en los paneles así como la eficiencia que tenga el inversor escogido.

El IDAE define el Performance Ratio como rendimiento global de la instalación. Para calcular dichas pérdidas emplearemos la siguiente fórmula:

❖ Cálculo de perdidas por orientación e inclinación:

Datos de partida: $\alpha = 0^\circ$ $\beta = 12^\circ$ $\varphi = 37.88$

$$OI(\%) = 100 * ([1,2 * 10^{-4} * (\beta - \varphi + 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2] \quad (3.10)$$

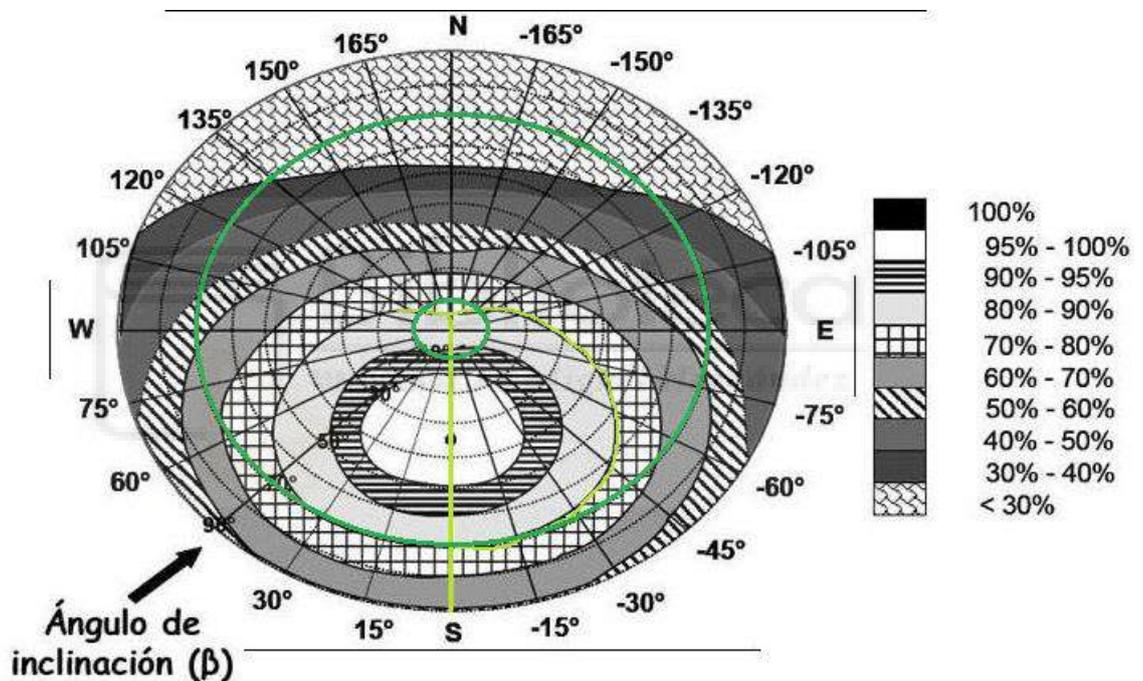
Obtenemos unas pérdidas por OI(%) = 3,02 %.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, nuestra instalación deberá cumplir los siguientes rangos de perdidas:

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Ilustración 9. Pérdidas máximas establecidas por el IDAE.

Para comprobar el límite de pérdidas por orientación e inclinación se seguirá el método de cálculo propuesto por el IDAE. Para ello es necesario recurrir a la siguiente gráfica:



Sobre la imagen se ha marcado en distintos tonos de verde los pasos realizados. Estos son los siguientes:

1. Se entra por la línea de 0° , correspondiente al azimut de la Instalación Fotovoltaica.
2. Teniendo en cuenta el límite de pérdidas por OI para el caso de superposición, 20%, se traza la circunferencia que corresponde al límite exterior de la región 80-90%.
3. En la intersección entre la anterior circunferencia y la primera línea realizada se encuentran los valores máximos y mínimos de inclinación, 60° y 7° respectivamente.

Estos valores marcan el rango de inclinación para el cual con un acimut de la instalación de 0°, las pérdidas por OI son menores al 10%.

Finalmente es necesario corregir estos valores para la latitud en cuestión, pues la figura está referida a una latitud de 41° N.

$$\beta_{\max} = 70 - (41 - \text{latitud}) = 70 - (41 - 37,885) = 66,885^\circ$$

$$\beta_{\min} = 7 - (41 - \text{latitud}) = 10 - (41 - 37,885) = 3,885^\circ$$

Por lo que la instalación con acimut 0° e inclinación $\beta=12^\circ$ en una latitud de 37,885°N cumple con los límites establecidos por el IDAE en cuanto a pérdidas por orientación e inclinación.

❖ Pérdidas por sombras.

En nuestro caso, como no tendremos obstáculos que pueda provocar sombras a nuestra instalación, estas pérdidas no las tendremos en consideración.

❖ Efecto de la temperatura.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, para determinar la temperatura de célula utilizaremos la fórmula:

$$T_c = T_{amb} + I_{inc} * \frac{T_{onc} - 20}{800}$$

Donde:

- T_c : Temperatura de la célula.
- T_{amb} : Temperatura ambiente.
- I_{inc} : Irradianci (W/m²)
- T_{onc} : Temperatura de operación de la célula cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m², T=20°C y 1 m/s.

La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la característica I-V, y tiene su mayor influencia en la tensión de circuito abierto, aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de I_{cc} (muy ligeramente).

Tomando los datos de temperatura de Librilla por meses de acuerdo con la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), y considerando que el módulo tiene unas pérdidas en tensión del 0,25%/°C obtenemos unas pérdidas por temperatura en torno al 15%.

❖ Eficiencia del cableado.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Conexión del IDAE, el cálculo de las pérdidas en los cables se calcula de la siguiente manera:

$$L_{cab} = 2 \frac{\rho * L}{S} * I^2, \text{ para líneas monofásicas} \quad (3.11)$$

$$L_{cab} = 3 \frac{\rho * L}{S} * I^2, \text{ para líneas trifásicas} \quad (3.12)$$

Donde:

- ρ : Valor de resistividad del cobre.
- L: Longitud del conductor (m)
- S: Sección del conductor (m²).

Según los cálculos realizados en el apartado de cálculos eléctricos, obtuvimos los siguientes datos para el cableado:

	L (m)	I (A)	Sección (mm ²)	Sección comercial (mm ²)	R (Ω)	V (V)	% pérdidas
S-1.1	32	13,62	4,69	6	0,16	422,2	0,52
S-1.2	30	13,62	4,40	6	0,15	422,2	0,48
S-2.1	27	13,62	3,96	4	0,20	422,2	0,65
S-2.2	29	13,62	4,25	6	0,15	422,2	0,47
S-3.1	26	13,62	3,81	4	0,20	422,2	0,63
S-3.2	25	13,62	3,67	4	0,19	422,2	0,60
S-4.1	23	13,62	3,37	4	0,17	422,2	0,56
S-4.2	27	13,62	3,96	4	0,20	422,2	0,65
S-5.1	32	13,62	4,69	6	0,16	422,2	0,52
S-5.2	30	13,62	4,40	6	0,15	422,2	0,48
S-6.1	27	13,62	3,96	4	0,20	422,2	0,65
S-6.2	29	13,62	4,25	6	0,15	422,2	0,47
S-7.1	26	13,62	3,81	4	0,20	422,2	0,63
S-7.2	25	13,62	3,67	4	0,19	422,2	0,60
S-1	39	27,24	11,44	16	0,05	422,2	0,47
S-2	39	27,24	11,44	16	0,05	422,2	0,47
S-3	39	27,24	11,44	16	0,05	422,2	0,47
S-4	39	27,24	11,44	16	0,05	422,2	0,47
S-5	39	27,24	11,44	16	0,05	422,2	0,47
S-6	39	27,24	11,44	16	0,05	422,2	0,47
S-7	39	27,24	11,44	16	0,05	422,2	0,47
Cableado CA	11	128,8	8,37	70	0,01	400	0,39

Por tanto, las pérdidas serán:

$$\% \text{ pérdidas cableado CC (tramo S1.1 a S7.2)} = 0,445\%$$

$$\% \text{ pérdidas cableado CC (tramo S1 a S7)} = 7 * \frac{2 * 0,05 * 27,24^2}{7 * 27,24 * 422,2} * 100$$
$$= 0,47 \%$$

$$\% \text{ pérdidas cableado CA} = \frac{3 * 0,01 * 128,8^2}{\sqrt{3} * 128,8 * 400} * 100 = 0,39 \%$$

Total pérdidas por cableado= 1,305%

❖ Pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.

Las pérdidas por polvo se pueden encontrar entre el 0% y el 8% cuando los módulos se ven muy sucios. Consideraremos un 2 %.

La potencia de todos los módulos fotovoltaicos no es exactamente idéntica, y aunque dos módulos tengan la misma potencia, lo más normal es que sus puntos de máxima potencia no sean iguales. Esto trae consigo que, al ponerlos en serie, se produzca una pérdida de potencia estimada en torno al 2%.

Una de las funciones más importantes del inversor de conexión a la red es hacer trabajar al campo fotovoltaico en el Punto de Máxima Potencia (PMP), sin embargo, se considera que se producen unos errores de aproximadamente un 1%.

Luego podemos considerar que las pérdidas totales por dispersión de parámetros y suciedad son del 6 %

❖ Eficiencia energética del inversor.

La eficiencia energética del inversor elegido en operación definida conforme a las características de tensión y frecuencia de salida de alterna se encuentra en el 98,5%.

Otras pérdidas

Bajo este concepto vamos a incluir pérdidas en los equipos de protección, bornas, equipos de medida, etc. Lo cual estimamos en un 3 % las pérdidas.

En resumen:

Tipos de Pérdidas	%
Por orientación e inclinación (L_{oi})	3,02
Por temperatura (L_{tem})	15
Cableado (L_{cab})	1,305
Dispersión de parámetros y suciedad (L_{pol})	2
Inversor (L_{inv})	1,5
Otras (L_{otr})	3

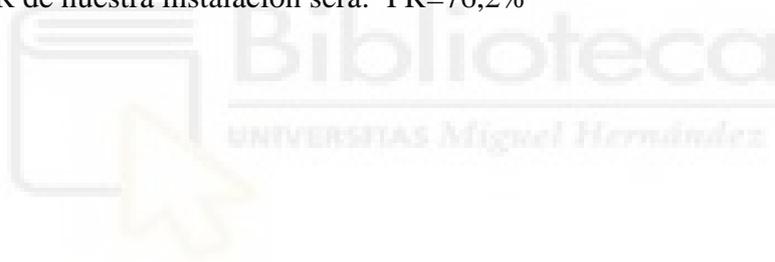
Tabla 13. Tipos de pérdidas.

Por tanto, las pérdidas totales serán de nuestra instalación será:

$$P_{er} = 1 - (1 - L_{oi})(1 - L_{tem})(1 - L_{cab})(1 - L_{pol})(1 - L_{inv})(1 - L_{otr}) \quad (3.13)$$

$$P_{er} = 23,8\%$$

Y el PR de nuestra instalación será: PR=76,2%



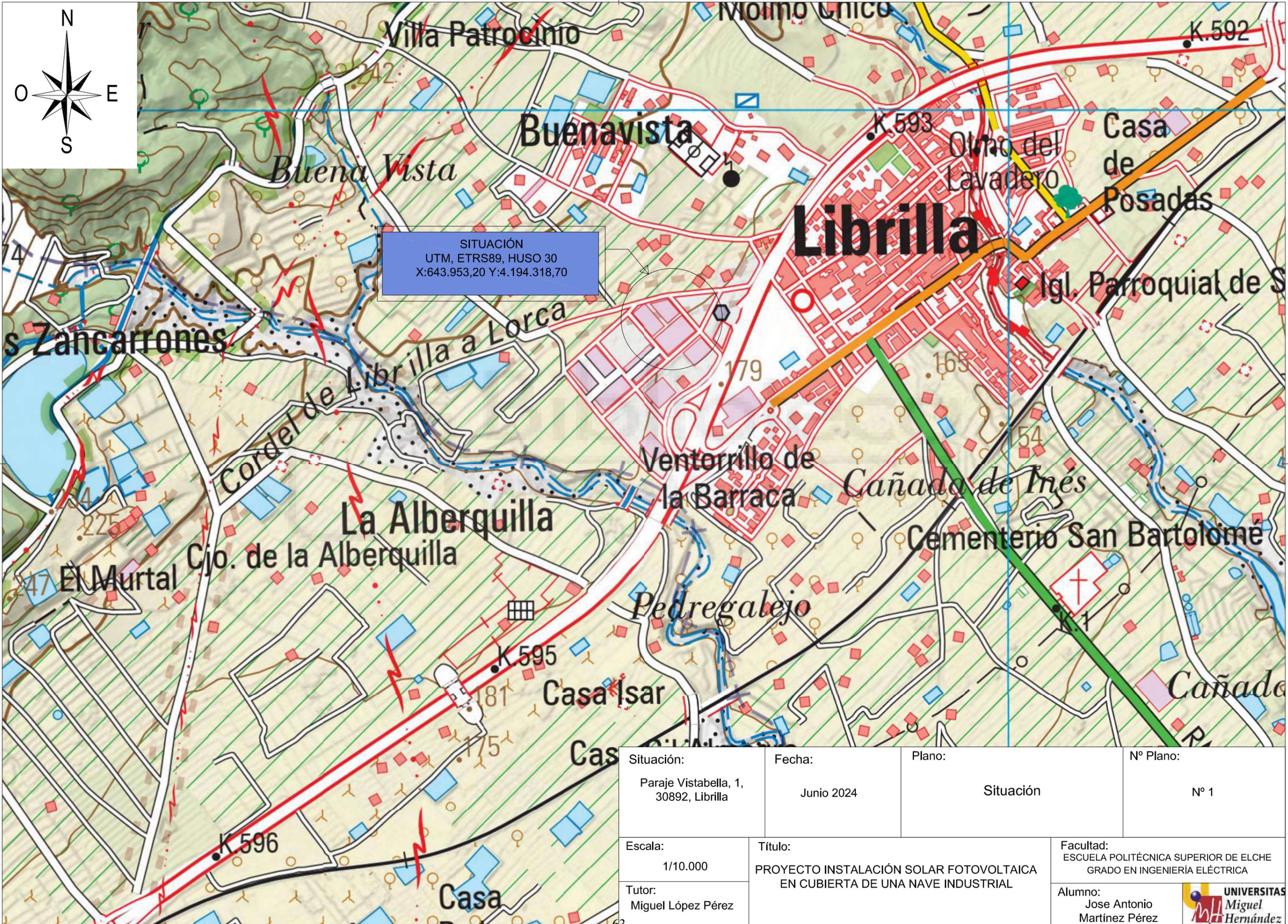


4. PLANOS

4.1 ÍNDICE DE PLANOS

- Plano 1: Situación
- Plano 2: Emplazamiento
- Plano 3: Planta General
- Plano 4: Esquema Unifilar





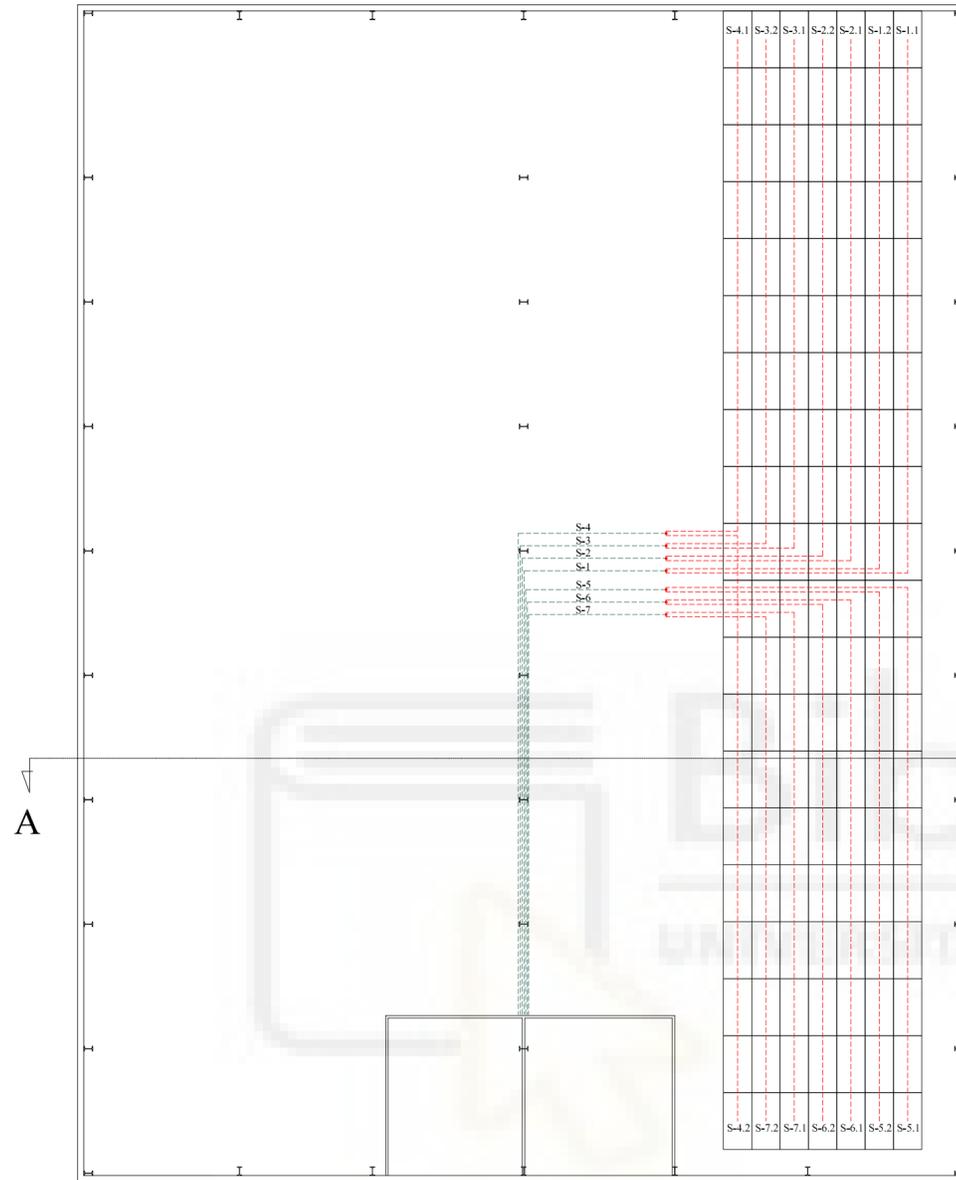
SITUACIÓN
 UTM, ETRS89, HUSO 30
 X:643.953,20 Y:4.194.318,70

Situación: Paraje Vistabella, 1, 30892, Librilla	Fecha: Junio 2024	Plano: Situación	Nº Plano: Nº 1
Escala: 1/10.000	Título: PROYECTO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN CUBIERTA DE UNA NAVE INDUSTRIAL	Facultad: ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA	
Tutor: Miguel López Pérez	Alumno: Jose Antonio Martínez Pérez		 UNIVERSITAS Miguel Hernández

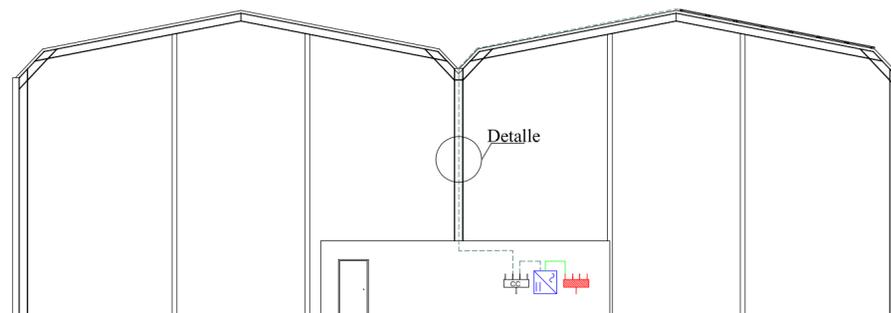


Situación: Paraje Vistabella, 1, 30892, Librilla	Fecha: Junio 2024	Plano: Emplazamiento	Nº Plano: Nº 2
Escala: 1/2.000	Título: PROYECTO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN CUBIERTA DE UNA NAVE INDUSTRIAL		Facultad: ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
Tutor: Miguel López Pérez			Alumno: Jose Antonio Martínez Pérez

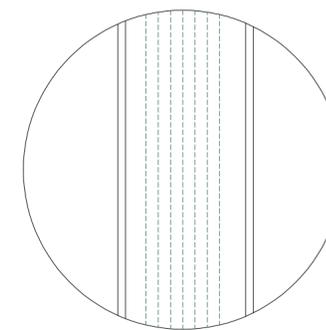




LEYENDA DE ELECTRICIDAD	
	MODULO FOTOVOLTAICO
	CUADRO GENERAL DE DISTRIBUCION
	CUADRO ENTRADA INVERSOR (CC)
	INVERSOR
	Líneas 1x6 mm ² PV ZZ-F 0,6/1kV. Alojadas en canaleta en montaje superficial o empotrado en obra. Desde los módulos a caja de conexión.
	Línea 2x16 mm ² PV ZZ-F 0,6/1kV. Alojadas en canaleta en montaje superficial o empotrado en obra. Desde caja de conexión a inversor.
	Línea 3x70 mm ² + 1x35 mm ² RZ1-K(AS) 0,6/1kV. Alojadas en canaleta en montaje superficial o empotrado en obra. Salida del inversor en corriente alterna.



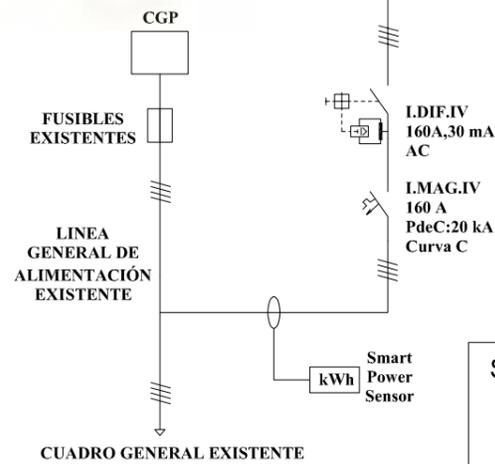
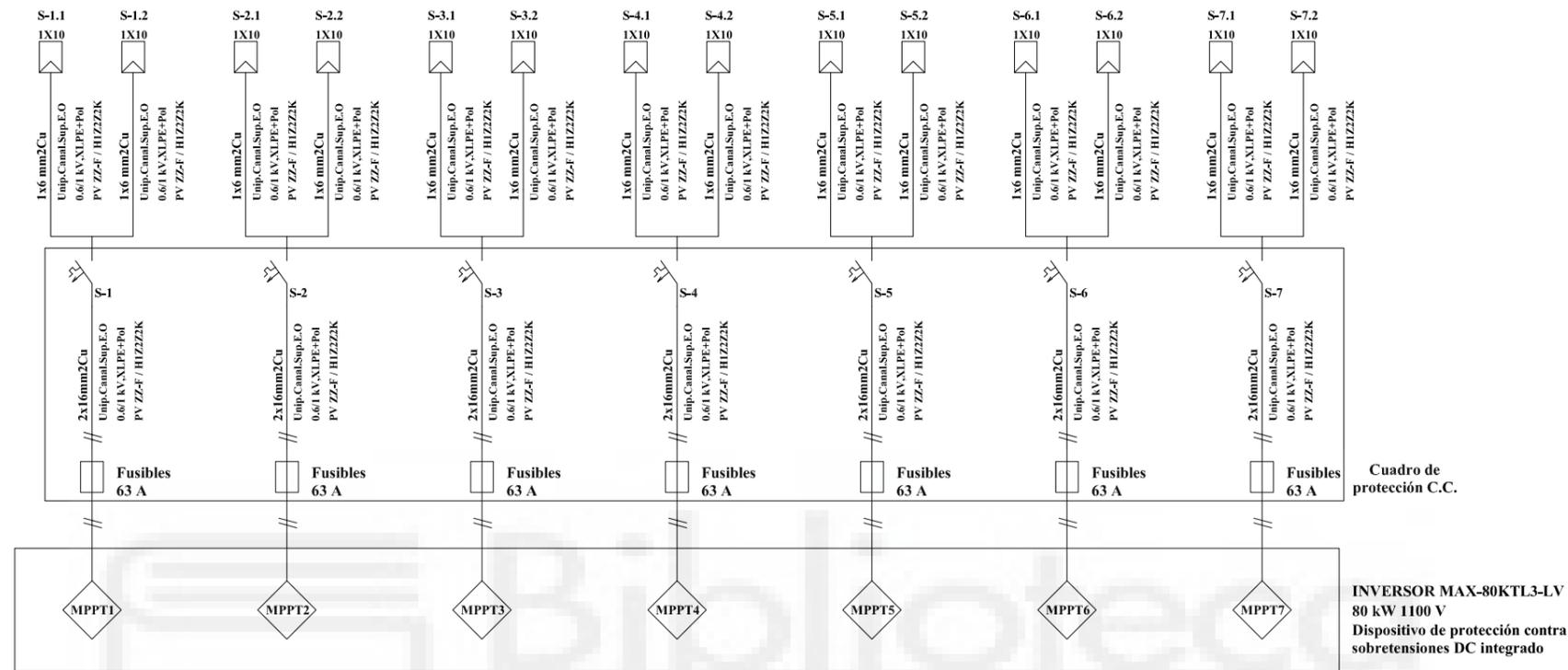
Sección A-A'



Detalle

Situación: Paraje Vistabella, 1, 30892, Librilla	Fecha: Junio 2024	Plano: Planta General	Nº Plano: Nº 3
Escala: 1/200	Título: PROYECTO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN CUBIERTA DE UNA NAVE INDUSTRIAL		Facultad: ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
Tutor: Miguel López Pérez			Alumno: Jose Antonio Martínez Pérez





Situación: Paraje Vistabella, 1, 30892, Librilla	Fecha: Junio 2024	Plano: Esquema Unifilar	Nº Plano: Nº 4
Escala: S/E	Tutor: Miguel López Pérez	Título: PROYECTO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN CUBIERTA DE UNA NAVE INDUSTRIAL	Facultad: ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
		Alumno: Jose Antonio Martínez Pérez	

5. PLIEGO DE CONDICIONES



5.1 CONDICIONES GENERALES

5.1.1 ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este Pliego de Condiciones determina los requisitos a que se debe ajustar la ejecución de instalaciones de energías renovables, cuyas características técnicas estarán especificadas en el correspondiente proyecto.

El Contratista está obligado al cumplimiento de la Reglamentación de trabajo, la contratación del Seguro Obligatorio, Subsidio familiar y de vejez, Seguro de enfermedad y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes o que en el futuro se dicten.

El Contratista deberá estar clasificado, según Orden del Ministerio de Hacienda de 18 de marzo de 1.968, en el Grupo, Subgrupo y Categoría correspondientes al proyecto. La instalación será realizada por Instalador autorizado con título concedido por la Consejería de Universidades, Empresa e Investigación.

El Contratista deberá tomar todas las precauciones máximas en todas las operaciones y usos de equipos para proteger a las personas, animales y cosas de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades que por tales accidentes se ocasionen.

El Contratista mantendrá póliza de seguros que proteja suficientemente a él y a sus empleados y obreros frente a las responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc. en que uno y otros pudieran incurrir con el Contratista o para terceros, como consecuencias de la ejecución de los trabajos. La instalación eléctrica se ajustará en todo momento a lo dispuesto en el vigente Reglamento Electrotécnico de BT e Instrucciones Técnicas Complementarias, así como en las NTE.

El Contratista ordenará los trabajos en la forma más eficaz para la perfecta ejecución de los mismos y las obras se realizarán siempre siguiendo las indicaciones del Director de Obra

5.1.2 DATOS DE LA OBRA

Se entregará al Contratista dos copias de los Planos y un Pliego de condiciones del Proyecto, así como cuantos planos o datos necesiten para la completa ejecución de la obra.

El Contratista podrá tomar nota o sacar copia a su costa de la Memoria, Presupuesto y Anexos del Proyecto, así como segundas copias de todos los documentos.

Por otra parte, el Contratista, simultáneamente al levantamiento del Acta de Recepción Provisional, entregará planos actualizados de acuerdo con las características de la obra terminada, entregando al Director de Obra dos expedientes completos de los trabajos realmente ejecutados, tanto en papel como en soporte informático.

No se harán por el Contratista alteraciones, correcciones, omisiones o variaciones en los datos fijados en el Proyecto, salvo aprobación previa por escrito del Director de Obra.

5.1.3 REPLANTEO DE LA OBRA

Antes de comenzar las obras, la Dirección Técnica hará el replanteo de estas, con especial atención a los puntos singulares, siendo obligación del Contratista la custodia y reposición de las señales que se establezcan en el replanteo.

Será requisito indispensable para el comienzo de las obras la obtención de la licencia de obras emitida por el municipio donde se emplace la instalación. En este sentido, la licencia de obras implicará que las instalaciones sobre cubiertas no entrañan ningún riesgo o que se ha considerado el refuerzo de tal estructura, debiendo existir proyecto de obra para tal fin.

Se levantará, por triplicado, Acta de Replanteo, firmada por el Director de Obra y por el representante del Contratista. Los gastos de replanteo serán de cuenta del Contratista.

5.1.4 FACILIDADES DE INSPECCIÓN DE LA OBRA

El Contratista proporcionará al director de Obra o Delegados y colaboradores, toda clase de facilidades para los replanteos, reconocimientos, mediciones y pruebas de los materiales, así como la mano de obra necesaria para los trabajos que tengan por objeto comprobar el cumplimiento de las condiciones establecidas, permitiendo el acceso de todas las partes de la obra e incluso a los talleres o fábricas donde se produzcan los materiales o se realicen los trabajos para las obra

5.1.5 LIMPIEZA Y SEGURIDAD EN LA OBRA

Es obligación del Contratista mantener limpias las obras y sus inmediaciones de escombros y materiales, y hacer desaparecer las instalaciones provisionales que no sean precisas, así como adoptar las medidas y ejecutar los trabajos necesarios para que las obras ofrezcan un buen aspecto a juicio de la dirección técnica.

Se tomarán las medidas oportunas de tal modo que durante la ejecución de las obras se ofrezca seguridad absoluta, en evitación de accidentes que puedan ocurrir por deficiencia en esta clase de precauciones; durante la noche estarán los puntos de trabajo perfectamente alumbrados y cercados los que por su índole fueran peligrosos.

Para los trabajos en altura se tomarán las medidas de seguridad necesarias para evitar caídas o fallos en la seguridad de las estructuras existentes con anterioridad a las instalaciones nuevas, eximiéndose este técnico de cuantas deficiencias se produzcan en ellas. No se considerarán en ningún momento que las estructuras para el emplazamiento de las instalaciones son transitables.

Se atenderá en especial a los cartones procedentes del embalaje de módulos fotovoltaicos, almacenando estos en cantidades que supongan un peligro de incendio y asegurándose de que son retirados convenientemente para ser reciclados.

5.1.6 MEDIOS AUXILIARES

No se abonarán en concepto de medios auxiliares más cantidades que las que figuren explícitamente consignadas en presupuesto, entendiéndose que en todos los demás casos el costo de dichos medios está incluido en los correspondientes precios del presupuesto.

5.1.7 GASTOS POR CUENTA DEL CONTRATISTA

Serán de cuenta del Contratista los gastos de replanteo, inspección y liquidación de estas, con arreglo a las disposiciones vigentes.

Serán también de cuenta del contratista los gastos que se originen por inspección y vigilancia no facultativa, cuando la Dirección Técnica estime preciso establecerla.

5.1.8 CONDICIONES DE LOS COMPONENTES Y EQUIPOS ESPECÍFICOS DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Todos los materiales serán de primera calidad, de marcas conocidas en el mercado nacional, de tipos y modelos homologados y que cumplan lo establecido en las Normas UNE y IEC.

La instalación de todos los componentes y equipos se realizará cumplirá con todo lo especificado por el fabricante de esto

5.1.9 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos instalados cumplirán con la normativa que les sea de aplicación y preferiblemente también con la última versión del pliego de condiciones técnicas para instalaciones conectadas a la red del IDAE.

Dispondrán de los certificados que sean pertinentes. De manera particular, los siguientes certificados de conformidad:

- IEC 61215:2017.
- IEC 61730-1:2004+A1:2011+A2:2016.
- IEC 61730-2:2004+A1:2016.
- Certificación UL 1703.
- Certificación contra efecto PID.
- Certificación de ambiente salino y humedad. IEC 61701.
- Voltaje del sistema mínimo de 1.000 V.
- Protección al choque eléctrico Clase II.
- Resistencia al fuego Clase C.

Los módulos fotovoltaicos estarán en perfecto estado y correctamente embalados en el momento de la recepción. No presentarán abolladuras ni golpes en ninguna de las partes que los constituyen, ni defectos de alineación de células o burbujas en el encapsulante.

La instalación de los módulos fotovoltaicos cumplirá con todo lo especificado por el fabricante.

5.1.9.1 INFORMACIÓN DE LA HOJA DE DATOS

CERTIFICADOS

Todos los certificados relevantes deberán listarse en la hoja de datos.

MATERIAL CONSTRUCTIVO

Descripción de los materiales utilizados en la construcción de los siguientes componentes:

- Tipo de célula.
- Marco.
- Cubierta frontal.

FUNCIONAMIENTO ELÉCTRICO

Se indicarán los valores característicos siguientes en STC (1000 W/m², 25 ±2 °C, AM 1,5):

- Potencia eléctrica máxima (P_{max}).
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}).
- Tensión en circuito abierto (V_{oc}).
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}).

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Se especificará la información sobre la caja de conexiones, tal como dimensiones, grado de protección IP, técnica para el conexionado eléctrico (por ejemplo, mediante conector o mediante cableado):

- Dimensiones externas (longitud, anchura) del módulo fotovoltaico.
- Espesor total del módulo fotovoltaico.
- Peso.

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Se indicarán el valor de la NOCT y los correspondientes valores de los coeficientes de temperatura.

VALORES CARACTERÍSTICOS PARA LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS

Se requieren:

- Tensión de circuito abierto de diseño, tensión máxima permisible en el sistema y clasificación de protección.
- Corriente inversa límite.

CLASIFICACIÓN DE POTENCIA Y TOLERANCIAS DE PRODUCCIÓN

Se precisarán las tolerancias de producción superior e inferior para una potencia máxima dada.

5.1.9.2 INFORMACIÓN DE LAS PLACAS DE CARACTERÍSTICAS

- Nombre y símbolo de origen del fabricante o suministrador.
- Designación de tipo.
- Clasificación de protección.
- Máxima tensión permitida en el sistema.
- P_{max} +/- tolerancias de producción, I_{sc} , V_{oc} y V_{mpp} (todos los valores en las STC).

5.1.9.3 CALIDADES MÍNIMAS EXIGIDAS Y GARANTÍAS

- Garantía de producto: mínimo 12 años.
- Garantía de potencia: degradación lineal de potencia al 80 % 25 años.
- tolerancia de potencia: positiva, +3% o superior.
- Rendimiento: 18 % o superior.
- Factor de llenado: 77 % o superior.

5.1.10 INVERSOR DE CONEXIÓN A RED

El inversor de conexión a red instalado cumplirá con la normativa que le sea de aplicación. Dispondrá de los certificados pertinentes que acrediten el cumplimiento del

RD 900/2015 y RD 1699/2011 y posteriores que les sea de aplicación, en el momento de la instalación.

De manera particular dispondrá de los siguientes certificados de conformidad:

- La desconexión y conexión del inversor del/al punto de inyección se llevará a cabo por medio de protecciones internas controladas por software con las siguientes características:

- Iniciaré una desconexión cuando la frecuencia, la tensión o ambas no estén dentro de los siguientes límites:

PARÁMETRO	U MAX 1	U MAX 2	UMIN	F MAX (HZ)	F MIN (HZ)
Umbral	1,10 U nom.	1,15 U nom.	0,85 U nom.	50,5	48
Tiempo de actuación	< 1,5 s	< 0,2 s	< 1,5 s	< 0,5 s	< 3 s

Tabla 14. Umbrales max y min del inversor

- Iniciaré una re-conexión automática a la red en 180 segundos, cuando la tensión y frecuencia de la red se encuentren dentro de los límites definidos.

- En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz (RD 1699/2011).

- Dispone de una protección anti-isla activa que actúa aún en el caso de que haya otros inversores conectados en paralelo, siempre y cuando haya sido correctamente configurada.

- Siempre que exista potencia disponible en continua (radiación solar suficiente), el inversor se conectará a red sincronizándose con la misma en tensión ($\pm 8\%$), en frecuencia ($\pm 0,1\text{Hz}$) y en fase ($\pm 10^\circ$).

- El usuario final no tendrá acceso al software de configuración del equipo.

- La inyección de corriente continua del equipo inversor en la salida de corriente alterna es inferior al 0,5 % de la corriente nominal CA del inversor en condiciones normales, medida tal como indica la “Nota de interpretación de equivalencia de la separación galvánica”.

- Cumplen los especificado en la Declaración de Conformidad de la CE. Los límites de emisión armónica corresponden a los ensayos de tipo según la norma:

- EN 61000-3-2.
- EN 61000-3-12
- Normas IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116
- UNE 206007-1 IN:2013, UNE EN 50438, UNE 206006:2011 IN.
- RD. 413/2014, RD 1699/2011.
- Directriz 2004/108/CE, sobre compatibilidad electromagnética.
- DIN EN 61000-6-2, DIN EN 61000-6-4, y DIN EN 50178 sobre emisión de armónicos.

La ubicación del inversor será en lugar seco, ventilado y libre de polvo y riesgo de golpes. La instalación de este cumplirá con todo lo especificado por el fabricante. La zona de instalación no será de libre acceso.

5.1.11 CALIDADES MÍNIMAS EXIGIDAS

- Garantía de producto: 5 años o superior.
- Vida media estimada: 20 años o superior.
- Rendimiento europeo: 97,5 % o superior.
- Rendimiento adaptación MPP : > 99,9 %
- Grados IP s/emplazamiento de instalación: mínimo IP 66

5.1.12 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

El sistema de monitorización podrá ser propio del fabricante del inversor o de un fabricante genérico.

El sistema seleccionado deberá permitir la integración futura de otros inversores, no necesariamente de la marca instalada inicialmente. El sistema deberá permitir disponer de los datos de producción y funcionamiento de manera local y remota.

5.1.13 ESTRUCTURA DE FIJACIÓN

Las estructuras de fijación de los módulos fotovoltaicos instaladas cumplirán con la normativa que les sea de aplicación.

Dispondrán de los certificados pertinentes que acrediten el cumplimiento de las normas DB-SE AE o se adjuntará el cálculo justificativo del cumplimiento de estas. De manera particular reunirán las siguientes características:

- Resistencia a las sobrecargas de viento y nieve reglamentarias.
- Baja necesidad de mantenimiento. Alta resistencia a la corrosión.

5.2 CONDICIONES DE LOS MATERIALES ESPECÍFICOS DE LA INSTALACIÓN ELECTRICA

Todos los materiales serán de primera calidad, de marcas conocidas en el mercado nacional, de tipos y modelos homologados y que cumplan lo establecido en las Normas UNE y IEC. Todo material eléctrico dispondrá del marcado CE.

5.2.1 CONDUCTORES

Todos los conductores de la instalación interior serán de cobre con aislamiento PRC-PVC (RV), o (VV), de tensión 0,6/1Kv. Los colores a utilizar serán negro, marrón y gris para las fases activas, azul para el conductor neutro y verde-amarillo para el conductor de protección.

Para el caso de corriente continua se podrán emplear el color negro, marrón o gris para el conductor positivo y el azul para el negativo.

Se recomienda el uso los denominados cables específicos para instalaciones FV, con designación genérica H1Z2Z2-K de 1/1kV, que tienen en cuenta el emplazamiento y el nivel de tensión (superior a las instalaciones en AC).

5.2.2 TUBOS Y CANALES

Los tubos para canalizaciones de conductores serán aislantes en material plástico incombustible y no propagador de llamas, de tipos y marcas homologados. En instalación empotrada, se utilizarán tubos flexibles corrugados grado de protección 5, y en instalaciones de superficie tubos rígidos, normalmente curvables en caliente, PVC del tipo Resard o similar calidad. En instalación estanca los tubos aislantes rígidos

normalmente curvables en caliente (PVC), o acero, en cuartos de instalaciones como sala de calderas, cuartos de agua etc., con uniones roscadas.

Los tubos que se monten por falsos techos serán de tipo flexible grado de protección 7, anclado al techo con grapa de plástico o yeso.

Las canalizaciones metálicas tipo rejillas o bandeja irán puestas a tierra cada cierta distancia.

5.2.3 CAJAS

Las cajas de derivación adecuadas a las canalizaciones empleadas tanto en dimensiones como en material y tipo de instalación, las tapas vistas se abrirán mediante garras. En instalaciones estancas las uniones serán con los mecanismos adecuados asegurando la estanqueidad de la unión.

En el interior de las cajas para la conexión de los conductores, se dispondrán fichas o bornes de conexión conformes al número de conductores y sección de los mismos.

Todos los empalmes y derivaciones se realizarán en cajas destinadas a tal efecto. Las dimensiones de las cajas serán tales que permitan el holgado alojamiento de los conductores, fichas y conexiones. En todo caso nunca serán inferiores a la denominación comercial de 100 x 100. En cualquier caso, las tapas irán provistas de garras para su fácil manipulación.

5.2.4 INTERRUPTORES, BASES DE ENCHUFE Y CORTACIRCUITOS FUSIBLE

Todos los interruptores serán de corte omnipolar, debiendo resistir 10.000 maniobras de apertura y cierre con su carga nominal y a la tensión de trabajo, sin presentar desgaste excesivo o avería.

5.2.5 PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN

Por toda la instalación y junto con los conductores activos, se llevarán un conductor de tierra de iguales características de aislamiento y tensión nominal que aquellos, pero con color de identificación amarilloverde.

Se conectarán a tierra todas las partes metálicas de la instalación no sometidas a tensión (cuadros de maniobra, masas de receptores, etc.)

Las secciones del conductor de tierra, en las líneas generales y derivaciones, se indican en los correspondientes planos y corresponden a las normas que se especifican en el punto de TOMA DE TIERRA.

5.2.6 PROTECCIÓN MAGNETOTÉRMICO Y DIFERENCIAL

Los interruptores diferenciales, serán de corte unipolar, de alta sensibilidad (30 mA), para alumbrado y circuitos de fuerza accesibles al público y de sensibilidad media (300 mA) para el resto.

Tanto los interruptores magnetotérmicos como los diferenciales serán de marcas y tipos homologados por el Ministerio de Industria y Energía y por la Compañía Suministradora de energía.

5.2.7 CUADROS DE MONTAJE

Los interruptores de control de potencia y diferenciales de circuitos secundarios se alojarán en armarios destinados a tal fin, de dimensiones suficientes para alojar los mecanismos indicados en los esquemas unifilares, dejando previstos una fila libre para alojar futuras ampliaciones, siendo el cableado mediante conductor instalado en canal de PVC.

El cuadro general dispondrá de cerradura con llave.

Todos los cuadros dispondrán de letreros de indicación de circuitos, los cuales serán de tipo serigrafiado, y pegado al armario con material consistente.

5.2.8 APARAMENTA DE PROTECCIÓN

La aparamenta de protección empleada será homologada y dispondrá de los certificados correspondientes.

Se pondrá especial atención a la parte de corriente continua y se asegurará que las tensiones asignadas como nominales de la aparamenta sean superiores a la máxima tensión que pueda darse en el campo fotovoltaico.

5.3 NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES

Previamente a la instalación de canalizaciones se procederá a un replanteo y marcado de puntos para la colocación de los elementos integrantes de la instalación, que deberá ser aprobado por la Dirección Técnica.

La ejecución de las instalaciones se realizará de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Complementarias, así como al pliego de condiciones técnicas editado por el IDEA haciendo hincapié en los puntos que se consideran a continuación:

- La instalación será realizada por personal competente, utilizando los medios técnicos actuales para este tipo de trabajo, procurando la mejor ejecución, en cuanto a calidad y estética se refieren.
- Cuando en la obra sea necesario hacer modificaciones, se solicitará autorización del director de obra.
- La instalación será especialmente cuidada en las zonas en que, una vez montados los aparatos, sea de difícil reparación cualquier error cometido en el montaje, o bien obligasen a realizar trabajos de albañilería.
- El contratista informará al director de Obra de todos los planes de organización técnica de las obras, así como de la procedencia de los materiales, y deberá cumplimentar cuantas órdenes le dé éste en relación con datos extremos.
- Las obras se ejecutarán conforme al Proyecto y a las condiciones contenidas en este Pliego de Condiciones Generales y en el Pliego Particular si lo hubiera y de acuerdo con las especificaciones señaladas en los de Condiciones Técnicas.
- El contratista salvo aprobación por escrito del director de obra, no podrá hacer ninguna alteración ni modificación de cualquier naturaleza, tanto en la ejecución de la obra en relación con el Proyecto como en las Condiciones Técnicas especificadas.
- La ejecución de las obras será confiada a personal cuyos conocimientos técnicos y prácticos les permita realizar el trabajo correctamente, debiendo tener al frente del mismo un técnico suficientemente especializado a juicio del director de Obra.
- La recepción de los materiales que componen la instalación será aprobada por el director de obra.

- En caso de proximidad de canalizaciones eléctricas con otras no eléctricas, se dispondrán de forma que, entre las superficies exteriores de ambas, se mantenga una distancia de al menos 3 cm, salvo en las conducciones de gas que será de 30 cm.

5.3.1 CAMPO FOTOVOLTAICO

El montaje de las estructuras de fijación y los módulos fotovoltaicos se hará siguiendo en todo momento lo prescrito por los fabricantes.

5.3.2 ZONA DE INVERSORES.

La instalación de los inversores será siempre según las indicaciones realizadas por el fabricante.

Cuando los inversores estén alojados en edificios o establecimientos industriales, sus locales, que serán de uso exclusivo, cumplirán las disposiciones reguladoras de protección contra incendios correspondientes.

Junto a los inversores, con independencia de que sean instalados en una sala cerrada o en una zona abierta, se dispondrán de extintores portátiles aptos para fuego eléctrico. Igualmente, se dispondrá de circuito de alumbrado de emergencia. Adicionalmente, en los casos en que no se disponga de un cuarto cerrado, se limitará el acceso a los mismos mediante un vallado perimetral con puerta con cerradura o candado para garantizar el acceso exclusivo a personal autorizado.

5.3.3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA.

Las canalizaciones eléctricas estarán convenientemente protegidas de la condensación que se pueda presentar.

Un tubo o cubierta protectora sólo contendrá, en general, conductores de un mismo y único circuito. Un tubo podrá contener tubos de varios circuitos sólo si se cumplen todas las condiciones siguientes:

- Que todos los circuitos partan de un mismo aparato general de mando y protección.
- Que estén aislados para la máxima tensión de servicio.

- Que cada circuito esté protegido por separado contra sobrecorrientes.

En todo caso, el diámetro de cualquier tubo que tenga más de 5 conductores será, como mínimo, igual a 4 veces la sección total ocupada por ellos.

En los tubos normales empotrados en paredes, se recomienda disponer los recorridos horizontales a 50 cm, como máximo, de suelo y techo, y los verticales a una distancia de los ángulos de esquinas no superior a 20 cm.

No existirán uniones de tubos, siendo de una sola pieza, interrumpidos solamente en el interior de las cajas de empalme y derivación.

Las curvas practicadas en los tubos serán continuas y no originarán reducciones de sección inadmisibles. Los radios mínimos de curvatura serán de 19 cm. En número de curvas en ángulo recto situadas entre dos registros consecutivos no será superior a 3, siendo la distancia máxima entre registros siempre inferior a 15 m. Los conductores se alojarán en los tubos después de ubicados éstos.

Las dimensiones de las rozas serán suficientes para que los tubos queden recubiertos de una capa de 1 cm de espesor, como mínimo, del revestimiento de las paredes o techos. En los ángulos, el espesor de esta capa puede reducirse a 0,5 cm.

Las bases de enchufe en locales mojados se colocarán a 110 cm del pavimento. Las bases de enchufe en terrazas serán estancas IP-55.

No se intercalarán en el circuito de tierra, seccionadores, fusibles o interruptores. Sólo se permitirá disponer de un dispositivo de corte en los puntos de puesta a tierra, para que se pueda medir la resistencia de la toma a tierra.

Podrán ser instalados mecanismos y aparatos de control y protección que reúnan las características descritas en el presente Proyecto, sin presuponer la elección de una marca determinada. De cualquier modo, todos los elementos de la instalación habrán de estar debidamente autorizados y homologados, disponiendo de las garantías del fabricante respecto a su buen funcionamiento en las condiciones de servicio que se proyectan y su instalación deberá ser autorizada por la Dirección Facultativa, de forma anterior a la misma.

Estos requisitos deberán constar en los certificados correspondientes.

Los diámetros de los tubos y radios de sus curvas, así como la situación de las cajas, serán tales que permitirán introducir y retirar fácilmente los conductores sin perjudicar su aislamiento, no permitiendo la colocación de los tubos con los conductores

ya introducidos, el hilo o cable guía para pasar los conductores, se introducirá cuando los tubos y cajas estén ya colocados.

El pelado de los conductores se hará de forma que no se dañe la superficie de estos.

Los empalmes y conexiones de conductores se realizarán cuidadosamente y con buena unión mecánica, para evitar que la elevación de la temperatura en los mismos no sea superior a la que se pueda originar en los conductores cuando estén en servicio.

Se procurará repartir la carga entre las distintas fases y circuitos, de forma que no se originen desequilibrios en la red. Los receptores que se instalen deberán presentar un factor de potencia superior a 0,85 en funcionamiento nominal para evitar sobredimensionamientos y calentamientos en la instalación.

Se evitará en los posibles, todo cruce de conducciones con cañerías de agua, gas, vapor, teléfono etc. Si fuese necesario efectuar alguno de estos cruces, se dispondrá un aislamiento supletorio.

Está absolutamente prohibido utilizar cañerías de agua como neutro o tierra de la instalación. Los conductores y enchufes no deberán producir arcos eléctricos en conexión o desconexión. Los cortacircuitos fusibles serán tales que, permitan sustituir los cartuchos sin riesgo alguno y estos deberán proyectar material al fundirse.

Todos los conectores estarán perfectamente localizados y accesibles, y nunca en el interior de cajas de derivación o bajo elementos decorativos. En la ejecución de la toma de tierra, se evitará codos o aristas pronunciadas, debiendo ser los cambios de dirección de conductores, lo menos bruscos posibles.

5.4 PRUEBAS REGLAMENTARIAS DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

La instalación será sometida a las verificaciones especificadas en las ITC BT 5 y ITC BT 19 y de manera específica a las siguientes:

5.4.1 MEDIDA DE LA CONTINUIDAD DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Conforme a REBT se realizará la prueba de continuidad de los conductores de protección verificando que no presentan interrupciones.

5.4.2 MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Conforme a REBT se realizará la prueba de medida de la resistencia de puesta a comprobando su valor y verificando que no supera el valor límite establecido.

La instalación de toma de tierra será comprobada por los servicios oficiales en el momento de dar de alta la instalación. Se dispondrá de al menos un punto de puesta a tierra accesible para poder realizar la medición de la puesta a tierra.

5.4.3 MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE LOS CONDUCTORES

Conforme a REBT se realizará la prueba de aislamiento de los conductores comprobando sus niveles de aislamiento y verificando que no superan los valores límites establecidos.

El aislamiento de la instalación eléctrica se medirá con relación a tierra y entre conductores, mediante la aplicación de una tensión continua suministrada por un generador que proporcione en vacío una tensión comprendida entre 500 y 1.000 V y, como mínimo, 250 V con una carga externa de 100.000 ohmios.

Para las distintas tensiones nominales que puedan darse en las distintas partes de la instalación eléctrica deberán presentar una resistencia de aislamiento, según la siguiente tabla (UNE-HD 60364-4):

TENSIÓN NOMINAL DE LA INSTALACIÓN	TENSIÓN DE ENSAYO EN CORRIENTE CONTINUA	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO
Muy Baja Tensión de Seguridad (MBTS) Muy Baja Tensión de Protección (MBTP)	250 V	$\geq 0,5 \text{ M}\Omega$
$U_n \leq 500 \text{ V}$ (incluyendo MBTF)	500 V	$\geq 1,0 \text{ M}\Omega$
$U_n > 500 \text{ V}$	1.000 V	$\geq 1,0 \text{ M}\Omega$

Tabla 15. Medida de resistencia de aislamiento de los conductores

5.4.4 COMPROBACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA CONTACTOS DIRECTOS E INDIRECTOS

Conforme a REBT se realizará la prueba de funcionamiento de los interruptores automáticos diferenciales comprobando sus tiempos de actuación y corrientes de disparo, comprobando su funcionamiento.

5.5 PRUEBAS ESPECÍFICAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

El director técnico de la instalación podrá establecer cuantas pruebas y ensayos crea convenientes con los materiales utilizados, al objeto de comprobar su calidad, debiendo ser sustituidos los que a su juicio no reúnan las condiciones del proyecto, por mala calidad de los materiales o de ejecución de la instalación.

A la finalización de la instalación se procederá a realizar las siguientes comprobaciones.

Los resultados obtenidos serán adjuntados a la documentación de la instalación y quedará en poder de la propiedad.

5.5.1 MEDIDA DE LA POTENCIA INSTALADA

A la finalización de la instalación y conforme al PCT del IDAE se procederá a la medida de la potencia instalada.

5.5.2 MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE LAS RAMAS FOTOVOLTAICAS

A la finalización de la instalación y conforme al método de la medición de aislamiento de ramas FV por medición de las tensiones se verificará a inexistencia de fallos de aislamiento en el cableado.

5.5.3 COMPROBACIÓN DE LA PROTECCIÓN CONTRA FUNCIONAMIENTO EN ISLA Y TIEMPO DE RECONEXIÓN

A la finalización de la instalación y conforme al RD 1699/2011 se comprobará el correcto funcionamiento de la protección contra funcionamiento en isla y su tiempo de reconexión.

5.6 CERTIFICADO Y DOCUMENTACIÓN

Al finalizar la ejecución, se entregarán:

- Proyecto técnico, visado.
- Certificado de Dirección Técnica, visado.
- Certificado de instalación, firmado por empresa instaladora.
- Otros documentos pertinentes.

Se guardará a disposición del personal técnico, en la propia instalación, las instrucciones del operario y un libro, en lengua castellana, de instrucciones y control y mantenimiento de cada uno de los equipos.

5.7 CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD DE LA INSTALACIÓN

La propiedad recibirá a la entrega de la instalación, planos definitivos del montaje de la instalación, planos definitivos del montaje de la instalación, valores de la resistencia a tierra obtenidos en las mediciones, y referencia del domicilio social de la empresa instaladora.

No se podrá modificar la instalación sin la intervención de un Instalador Autorizado o Técnico Competente, según corresponda.

5.7.1 PREVENCIÓNES GENERALES

- Queda terminantemente prohibida la entrada en el local de instalación de los inversores a toda persona ajena al servicio y siempre que el encargado del mismo se ausente, deberá dejarlo cerrado con llave.
- Se pondrán en sitio visible del local, y a su entrada, placas de aviso de "Riesgo eléctrico".
- En el interior del local de instalación de los inversores no habrá más objetos que los destinados al servicio de estos, como llaves de armarios, guantes, etc.

- No está permitido fumar ni encender cerillas ni cualquier otra clase de combustible en el interior del local de instalación de los inversores y en caso de incendio no se empleará nunca agua.

- No se tocará ninguna parte de la instalación en tensión, aunque se esté aislado.

5.7.2 PUESTA EN SERVICIO

En la puesta en marcha de la instalación estará presente el Técnico redactor del presente proyecto y la Dirección Técnica. Durante la puesta en marcha se dispondrán de las instrucciones facilitadas por el fabricante, actualizadas al modelo de que se trate en cada caso.

- Asegurarse primero de que la fijación del inversor es correcta.
- Para realizar la conexión de DC y AC, ambas partes han de estar sin tensión y bloqueadas.

- Conexión de la parte DC, para ello se realiza la siguiente secuencia:

- Se comprobará que la tensión de vacío del campo FV es inferior a la máxima tensión soportada por el inversor.
- Se comprobará que la polaridad es correcta.
- Se procederá a la conexión de los bornes de DC.

- Conexión de la parte de AC, para ello se realiza la siguiente secuencia:

- Se comprobará que la tensión de red es nula.
- Se procederá a la conexión de los bornes de CA: L1, L2, L3, N y PE.

- Con el fin de alcanzar el IP54, es preciso que todos los pasa cables estén ocupados o convenientemente cerrados con capuchones.

- Orden de puesta en servicio:

- Conectar Campo FV (Interruptor de DC) → Activar las Protecciones de AC

- Si al poner en servicio el inversor se disparase el interruptor automático o hubiera fusión de cartuchos fusibles, antes de volver a conectar se reconocerá detenidamente la línea e instalaciones y, si se observase alguna irregularidad, se dará cuenta de modo inmediato a la Dirección Técnica.

5.7.3 DESCONEXIÓN DE LA RED

- Se procederá en orden inverso al determinado en apartado anterior, o sea, desconectando la red de baja tensión y separando después el o los interruptores de CC.
- Antes de proceder a la apertura del inversor se esperará a la descarga de los condensadores.
- En caso de realizar mantenimientos en el campo fotovoltaico, se harán con el inversor desconectado de la red y las entradas de corriente continua abiertas.

5.7.4 MANTENIMIENTO

Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos de tres años. El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.

El mantenimiento será realizado siguiendo las condiciones particulares establecidas por los fabricantes de los componentes y equipos.

Se realizarán dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de esta:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

El plan de mantenimiento preventivo engloba las operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deberán permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación. El plan de mantenimiento correctivo engloba todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil. Incluirá:

- La visita a la instalación en un plazo inferior a 1 semana ante cualquier incidencia y resolución de la avería en un plazo máximo de 15 días.
- El análisis y presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.

- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento.

Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

- El mantenimiento deberá realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

- En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

- En instalaciones conectadas a red, el mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en instalaciones de potencia inferior a 5 kWp y opcionalmente semestral para el resto, en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos, situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornes), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.
- Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.
- Las operaciones de mantenimiento realizadas serán registradas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

5.7.5 PREVENCIÓNES ESPECIALES

- No se modificarán los fusibles y al cambiarlos se emplearán de las mismas características de resistencia y curva de fusión.

- Se vigilará el buen estado de los aparatos, y cuando se observase alguna anomalía en el funcionamiento de la instalación, se pondrá en conocimiento de la empresa

instaladora, para corregirla de acuerdo con ella. Deben comprobarse durante el primer año en cada visita de mantenimiento los valores de resistencia de la instalación de puesta a tierra y humedecerse en caso de ser necesario. Si fuese preciso por observarse un valor alto, se procederá a incluir en el mantenimiento preventivo realizado por el titular de la instalación el humedecer con frecuencia las tomas de tierra.

5.8 LIBRO DE ÓRDENES

La dirección de la ejecución de los trabajos de instalación será llevada a cabo por un técnico competente, que deberá cumplimentar el Libro de Órdenes y Asistencia, en el que reseñará las incidencias, órdenes y asistencias que se produzcan en el desarrollo de la obra. Desde el momento del inicio de los trabajos, el instalador deberá proporcionar una persona con capacidad Técnica y probada experiencia, que sea aceptada por el Director Facultativo y que desempeñará el cargo de Director de los trabajos a todos los efectos civiles y penales.

El director Facultativo dará sus instrucciones al citado Director de los trabajos, debiendo procederse a su sustitución inmediata a simple requerimiento del mismo.

Así mismo, deberá sustituirse en las mismas condiciones cualquier elemento o elemento operante en el lugar del trabajo que actué inadecuadamente. La Dirección Facultativa será nombrada por la Empresa Propietaria y sobre ella recaerán las responsabilidades previstas por las leyes vigentes.

Será competencia de la Dirección Facultativa, impartir las disposiciones técnicas necesarias para la correcta ejecución las instalaciones y prestaciones, incluso no previstas en el proyecto o correspondientes a variaciones del mismo.

Le compete también, ordenar al instalador la realización de los trabajos necesarios para eliminar eventuales irregularidades en obras efectuadas en la citada instalación se llevará un libro de órdenes, en el cual se anotará cualquier variación sufrida.

5.9 GESTIÓN DE LOS RESIDUOS GENERADOS EN LA OBRA

5.9.1 REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES OFICIALES Y PARTICULARES

El presente estudio recoge las características de la actividad solicitadas por el Excmo. Ayuntamiento de Santomera y dando cumplimiento a siguientes disposiciones:

- RD 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de residuos de construcción y demolición.
- Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos.

5.9.2 REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES OFICIALES Y PARTICULARES

Las distintas fases de la ejecución de la obra son las siguientes:

ORDEN	RESIDUO	FASE	RESIDUO
1	Montaje de las estructuras de fijación sobre la cubierta	Recepción	Palé de madera y plástico
		Instalación	Tornillería
2	Montaje de los módulos FV sobre	Recepción	Palé de madera, cartón y plástico
3	La estructura de fijación	Instalación	Ninguno
4	Ejecución del cableado de la parte de DC y AC	Recepción	Ninguno
		Instalación	Despuntos de cableado y canalizaciones
5	Montaje del inversor.	Recepción	Palé de madera, cartón y plástico
		Instalación	Restos de cable

Tabla 16. Fases de la instalación.

5.9.3 JUSTIFICACIÓN DE LA CANTIDAD DE RESIDUOS Y SU CLASIFICACIÓN

Los datos que justifican las cantidades de residuos generados y su naturaleza son los siguientes:

- Estructura FV: Estructura tipo coplanar. Cortada a medida. Campo FV: 162 módulos, 31 módulos / palé.
- Inversor: 1 Inversor. 1 inversor / medio palé.
- Instalación eléctrica: Bobinas de conductores. Envoltentes. Canalizaciones.

ORDEN	RESIDUO	CÓDIGO LER	CANTIDAD (kg, litros, m ³)
1	Papel y cartón	20.01.01	30 kg / 0,6 m ³
2	Palé de madera	20.01.38	22 kg / 0,8 m ³
3	Plástico	20.01.39	8 kg / 0,1 m ³
4	Cableado procedente de la instalación (despuntos)	17.04.11	16 kg / 0,1 m ³
5	Tornillería, procedente de la fijación de la estructura.	17.04.05	Puntual
6	Tubo, bandeja, canaleta de plástico (despuntos)	20.01.39	10 kg / 0,2 m ³

Tabla 17. Residuos obtenidos de la instalación.

De lo anterior se desprende que, en ningún caso, se superarán las cantidades de residuos especificados por el artículo 5 del RD 105/2008.

5.9.4 PLIEGO DE CONDICIONES

5.9.4.1 MEDIDAS PREVENTIVAS APLICADAS

En la fase de proyecto se tendrán en cuenta aquellas alternativas que conllevan una reducción en la cantidad de residuos generados y tratando de maximizar la reutilización de materiales.

Como criterios generales se adoptarán los siguientes:

- Como norma se pactará con el proveedor de los materiales, componentes y equipos la devolución de todo aquel material, componente o equipos no utilizado instalado finalmente, tanto en embalaje original como el que haya sido desembalado.
- En la ejecución de las estructuras se priorizarán los conjuntos a medida.
- En la ejecución de las canalizaciones eléctricas se pondrá especial cuidado en la medición de los distintos tramos para minimizar los sobrantes.

5.9.4.2 SEPARACIÓN DE LOS RESIDUOS EN OBRA

Según lo establecido por el artículo 5 del RD 105/2008 se deberán separar los residuos de construcción y demolición en las siguientes fracciones, cuando la cantidad prevista supere las indicadas:

- Hormigón: 80 t.
- Ladrillos, tejas, cerámicos: 40 t.
- Metal: 2 t.
- Madera: 1 t.
- Vidrio: 1 t.
- Plástico: 0,5 t.
- Papel y cartón: 0,5 t.

Para la obra que nos ocupa, no se superan las cantidades anteriores.

No obstante, se procederá durante la ejecución de la obra a la separación y clasificación de los residuos generados: metal, madera, plástico y papel / cartón.

Para ello, se colocarán en un lugar dentro de la zona trabajo, los contenedores o espacios reservados si no fuese preciso un contenedor. La zona estará delimitada correctamente delimitada y no entorpecerá la libre circulación de los vehículos y las personas en el interior de la obra.

5.9.4.3 DESTINO DE LOS RESIDUOS

Los denominados como especiales, serán recogidos por la empresa instaladora y depositados en los contenedores correspondientes por gestores autorizados con los que dispondrá de un contrato de recogida adecuado.

Adicionalmente, y previo acuerdo con el titular de la instalación, los residuos denominados como comunes (código 20 de la Lista Europea de Residuos (LER) que no tengan consideración de residuos peligrosos) podrán ser recogidos por el titular y depositados por éste en los contenedores convencionales. En este caso siempre se atenderá a las cantidades a depositar.

6. PRESUPUESTO



Nº	Descripción	Uds	Cantidad	Precio Unitario (€)	Total (€)
Módulos fotovoltaicos					
1	Modulo solar JKM575N-72HL4	Uds	140	80,50 €	11.270,00 €
Inversor					
2	Inversor Trifásico Growatt MAX 80 KTL3-X LV	Uds	1	3.690,00 €	3.690,00 €
Estructura Soporte					
3	Kit de estructura metálica para soporte coplanar Sunfer 03H1 con fijación a correa metálica con tornillería autopercorante con arandela EPDM. Incluye accesorios para la fijación de la estructura a la cubierta.	Uds	140	53,50 €	7.490,00 €
4	Tornillo de anclaje M8	Uds	560	9,29/2 uds	2.601,20 €
Cableado y terminales					
5	Conectores MC4 macho para cable de 6 mm2	Uds	140	0,35 €	49,00 €
6	Conectores MC4 hembra para cable de 6 mm3	Uds	140	0,35 €	49,00 €
7	Cable Solar Rojo 6 mm2 PV ZZ-F	m	388	1,20 €	465,60 €
8	Cable Solar Negro 6 mm2 PV ZZ-F	m	388	1,20 €	465,60 €
9	Cable Solar Rojo 16 mm2 PV ZZ-F	m	190,68	5,90 €	1.125,01 €
10	Cable Solar Negro 16 mm2 PV ZZ-F	m	190,68	5,90 €	1.125,01 €
11	Cable flexible 1x70 mm2 EXZHELLENT Class 1000 V RZ1-K (AS) 0,6/1 kV libre de halógenos de General Cable con cubierta exterior de Poliolefina termoplástica de color verde.	m	33	12,51 €	412,83 €
12	Terminal de Cobre de 70 mm2 para crimpar en cables flexibles o rígidos de dicha la misma sección, con un agujero de pala de métricas 8, 10 y 12 mm.	m	3	1,32 €	3,96 €
13	Cable flexible 1x35 mm2 EXZHELLENT Class 1000 V RZ1-K (AS) 0,6/1 kV libre de halógenos de General Cable con cubierta exterior de Poliolefina termoplástica de color verde.	m	11	6,33 €	69,63 €
14	Terminal de Cobre de 35 mm2 para crimpar en cables flexibles o rígidos de dicha la misma sección, con un agujero de pala de métricas 8, 10 y 12 mm.	Uds	2	0,57 €	1,14 €
15	Cable PaT flexible unifilar 6 mm2 H07Z1-K(AS) amarillo-verde + unión	m	50	1,80 €	90,00 €
Canalizaciones					
16	Rejiband RAPIDE PEMSA de varilla acero electrocincado de 60x100 mm por 3 metros de largo	Uds	4	30,94 €	123,76 €
17	Bandeja eléctrica industrial perforada gris unex 60x100 en PVC, U23X RAL7035	m	36	11,13 €	400,68 €
18	Tubo Forroplast reforzado reflex de la marca AISCAN de 40 mm (modelo CR).	m	382	18,60 €	7.105,20 €
19	Tubo HDPE 140 mm	m	11	8,05 €	88,55 €
20	Caja Estanca IP55 de Superficie con 7 Conos 113x113x60 mm	Uds	7	1,90 €	13,30 €
Protecciones y maniobra CC					
21	Cuadro FV protección continua de envolvente de PVC, IP65. Incluyen las bases portafusibles de 63 A,2P, entrada y salida para 7 circuitos con cable de 16mm2, protección de sobretensiones, 20 kA In/ 40kA Imax-1000VDC.	Uds	1	1.156,97 €	1.156,97 €
22	Interruptor de corte de string	Uds	7	52,61 €	368,27 €
Protecciones y maniobra CA					
23	Interruptor automático con caja moldeada 4Px160A, con protección diferencial integrada - Legrand	Uds	1	2.673,37 €	2.673,37 €
24	Modificación del cuadro General de Baja Tensión existente	Uds	1	480,00 €	480,00 €
Monitorización					
25	Huawei Smart Power Sensor DTSU666-H medidor trifásico	Uds	1	230,00 €	230,00 €
26	Huawei SmartLogger 3000A sin PLC	Uds	1	555,95 €	555,95 €
Material menor y maquinaria					
27	Terminales de compresión, abrazaderas, prensaestopas, etc	Uds	1	250,00 €	250,00 €
28	Grúa autopropulsada de brazo telescópico con una capacidad de elevación de 40 T y 30 m de altura máxima.	h	6	230,00 €	1.380,00 €
Montaje, instalación e ingeniería					
29	Mano de obra Obrero 1	h	16	20,00 €	320,00 €
30	Mano de obra Obrero 2	h	16	20,00 €	320,00 €
31	Mano de obra Obrero 3	h	16	20,00 €	320,00 €
32	Proyecto y trámites	Uds	1	6.000,00 €	6.000,00 €
TOTAL					50.680,73 €

7. ESTUDIO DE VIABILIDAD



7.1 INTRODUCCIÓN

Se realiza el estudio de viabilidad económica para conocer el ahorro económico que le supondrá al cliente esta instalación, así como conocer el periodo de tiempo en el cual recuperará la inversión inicial. Para ello, aplicaremos la siguiente ecuación:

$$1 = \frac{I + (G_1 * x)}{G_0 * x}$$

- I: Coste de la instalación.
- G₁: Gasto económico anual con placas.
- G₀: Gasto económico anual sin placas.

Para calcular los gastos económicos anuales, debemos conocer las tarifas de red contratadas.

En la siguiente tabla se muestran los precios, en €/kWh, para los peajes de transporte y distribución para el término de energía.

Tarifa	Periodo P1	Periodo P2	Periodo P3	Periodo P4	Periodo P5	Periodo P6
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

Tabla 18 Resolución de 15 de diciembre de 2022, de la CNMC por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2023

Como podemos observar, existen seis tipos de periodos excepto para la tarifa 2.0TD que solamente cuenta con 3 periodos para el término de la energía.

Para el resto de las tarifas, el horario será el mismo para todas ellas.

A continuación, se muestra una tabla detallada de cada uno de los periodos dependiendo del mes del año, así como de las horas diarias.

PENÍNSULA													SC
MES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	SÁBADOS, DOMINGOS Y FESTIVOS
0-1	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1-2	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2-3	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3-4	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4-5	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5-6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6-7	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7-8	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8-9	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9-10	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10-11	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11-12	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12-13	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13-14	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14-15	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15-16	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16-17	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17-18	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18-19	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19-20	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20-21	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21-22	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22-23	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23-0	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Tabla 19. Periodos según mes y horas diarias.

Con estos parámetros, y teniendo en cuenta el horario laboral de la empresa (de lunes a viernes de 8:00 h a 18:00 h para el horario normal, con 1h de descanso, de 14h a 15h, y de 8:00 h a 15:00 h para el horario de verano en los meses de julio y agosto), calcularemos la energía generada y no consumida por nuestra instalación.

La tarifa actual será la 3.0TD que tiene las siguientes características:

- Esta tarifa consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía.
- La tensión de suministros es inferior a 1 kV.
- La potencia contratada es superior a 15 kW en alguno de los seis periodos horarios.
- Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo P_{n+1} sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior P_n .

Con la ayuda de las gráficas elaboradas en este documento (gráfica 9 a 16) obtenemos los datos de la energía consumida de la red y la energía excedente producida por nuestra instalación.

7.2 ANALISIS DE LA ENERGÍA ESCEDENTE Y CONSUMIDA

Primavera				
Horas	Energía excedente día laborable (kWh)	Energía de la red día laborable (kWh)	Energía excedente día no laborable (kWh)	Energía de la red día no laborable (kWh)
0:00		2,20		2,21
1:00		2,12		2,16
2:00		2,30		2,35
3:00		2,11		2,21
4:00		1,86		1,91
5:00		1,60		1,64
6:00	6,09		6,03	
7:00	18,10		18,03	
8:00		31,14	30,60	
9:00		13,60	42,94	
10:00		14,08	51,22	
11:00	4,79		56,97	
12:00		2,66	57,78	
13:00		7,76	55,62	
14:00	3,31		47,82	
15:00		24,07	38,55	
16:00		32,34	27,20	
17:00		49,82	14,97	
18:00		17,67	3,32	
19:00		4,28		4,28
20:00		3,62		3,62
21:00		3,13		3,13
22:00		2,21		2,22
23:00		2,32		3,32
Total	32,28	220,89	451,04	29,05

Tabla 20. Energía excedente y ni excedente en día laboral y no laboral en primavera.

Verano				
Horas	Energía excedente día laborable (kWh)	Energía de la red día laborable (kWh)	Energía excedente día no laborable (kWh)	Energía de la red día no laborable (kWh)
0:00		2,18		2,29
1:00		2,13		2,32
2:00		2,27		2,35
3:00		2,09		2,17
4:00		1,87		1,96
5:00		1,67		1,71
6:00	5,90		6,01	
7:00	18,48		18,44	
8:00		19,29	31,56	
9:00		3,06	43,95	
10:00	1,35		53,97	
11:00	4,82		60,62	
12:00	15,39		63,80	
13:00	11,50		61,95	
14:00		0,15	56,37	
15:00	23,57		46,23	
16:00	25,77		34,18	
17:00	13,35		20,02	
18:00	4,55		6,53	
19:00		3,79		2,79
20:00		3,58		3,62
21:00		3,09		3,18
22:00		2,30		2,29
23:00		2,29		3,36
Total	124,69	49,77	503,63	28,05

Tabla 21. Energía excedente y ni excedente en día laboral y no laboral en verano.

Otoño				
Horas	Energía excedente día laborable (kWh)	Energía de la red día laborable (kWh)	Energía excedente día no laborable (kWh)	Energía de la red día no laborable (kWh)
0:00		2,18		2,36
1:00		2,13		2,69
2:00		2,27		1,98
3:00		2,09		1,87
4:00		1,87		1,89
5:00		1,95		1,99
6:00		2,16		2,07
7:00	6,42		6,60	
8:00		32,35	18,41	
9:00		33,31	29,61	
10:00		24,63	38,90	
11:00		15,12	43,90	
12:00		12,80	44,57	
13:00		17,33	41,08	
14:00		23,26	33,26	
15:00		14,06	23,73	
16:00		37,36	12,01	
17:00		51,08		0,43
18:00		54,21		2,46
19:00		4,70		3,30
20:00		3,32		3,34
21:00		2,97		3,11
22:00		2,35		2,19
23:00		2,15		2,08
Total	6,42	345,66	292,07	31,76

Tabla 22. Energía excedente y ni excedente en día laboral y no laboral en otoño.

Invierno				
Horas	Energía excedente día laborable (kWh)	Energía de la red día laborable (kWh)	Energía excedente día no laborable (kWh)	Energía de la red día no laborable (kWh)
0:00		2,18		2,42
1:00		2,13		2,49
2:00		2,27		2,20
3:00		2,09		2,17
4:00		1,87		1,97
5:00		1,95		2,01
6:00		2,16		2,09
7:00		2,19		2,28
8:00		42,42	6,31	
9:00		40,66	18,46	
10:00		35,25	28,32	
11:00		24,52	34,31	
12:00		19,36	38,06	
13:00		20,80	35,57	
14:00		4,07	30,41	
15:00		16,55	21,27	
16:00		35,59	9,85	
17:00		52,61		1,89
18:00		54,21		1,96
19:00		4,52		2,09
20:00		3,61		3,32
21:00		2,93		3,09
22:00		2,29		2,22
23:00		2,06		3,07
Total		378,29	222,56	35,27

Tabla 23. Energía excedente y ni excedente en día laboral y no laboral en invierno.

De las tablas anteriores extraemos la suma de la energía excedente de un día laborable y no laborable:

➤ Primavera:

$$\begin{aligned} & \textit{Energía excedente} \\ & = (32,28 \text{ kWh} * 22 \text{ días laborables} + 451,04 \text{ kWh} \\ & * 8 \text{ días no laborables}) * 3 \text{ meses} = 12955,36 \text{ kWh} \end{aligned}$$

➤ Verano:

$$\begin{aligned} & \textit{Energía excedente} \\ & = (124,69 \text{ kWh} * 22 \text{ días laborables} + 503,63 \text{ kWh} \\ & * 8 \text{ días no laborables}) * 3 \text{ meses} = 20316,49 \text{ kWh} \end{aligned}$$

➤ Otoño:

$$\begin{aligned} & \textit{Energía excedente} \\ & = (6,42 \text{ kWh} * 22 \text{ días laborables} + 292,07 \text{ kWh} \\ & * 8 \text{ días no laborables}) * 3 \text{ meses} = 7433,57 \text{ kWh} \end{aligned}$$

➤ Invierno:

$$\begin{aligned} \textit{Energía excedente} & = (222,56 \text{ kWh} * 8 \text{ días no laborables}) * 3 \text{ meses} \\ & = 5341,33 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Si establecemos el precio de venta de la energía producida que verteremos a la red en 0,041 €/kWh, obtenemos:

$$\textit{Suma de dinero obtenida} = 146941,17 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} * 0,041 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 6024,59 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Supondremos que las estaciones del año quedan repartidas de la siguiente forma:

- Primavera: abril, mayo y junio.
- Verano: julio, agosto y septiembre.
- Otoño: octubre, noviembre y diciembre
- Invierno: enero, febrero y marzo

También será necesario tener en cuenta el precio de la energía para los distintos meses del año. Para ello será necesario aportar un histórico de precios. En este caso nos basamos en el PVPC para el año 2023:

Estaciones	Meses	Precio medio del término de energía (€/kWh)
Otoño	PVPC Diciembre 2023	0,133292 €
	PVPC Noviembre 2023	0,115748 €
	PVPC Octubre 2023	0,155090 €
Verano	PVPC Septiembre 2023	0,162955 €
	PVPC Agosto 2023	0,154130 €
	PVPC Julio 2023	0,148690 €
Primavera	PVPC Junio 2023	0,152120 €
	PVPC Mayo 2023	0,133136 €
	PVPC Abril 2023	0,133112 €
Invierno	PVPC Marzo 2023	0,158719
	PVPC Febrero 2023	0,206025 €
	PVPC Enero 2023	0,136521 €

Tabla 24. Precio medio término de energía.

Escogeremos el precio más alto de los tres meses que componen cada una de las estaciones del año para maximizar los costes.

7.3 CALCULO DEL IMPORTE A PAGAR POR ESTACIONES DEL AÑO

Primavera						
Periodos	Precio peaje (€/kWh)	Energía consumida de la red día laboral (kWh)	Energía consumida de la red día no laboral (kWh)	Total importe Peaje (€)	Importe término energía (€)	Total (€)
P1	0,023974	0	0	0	0	0
P2	0,01282	0	0	0	0	0
P3	0,007573	1469,42	0	11,12	223,53	234,66
P4	0,005495	6060,77	0	33,30	921,96	955,27
P5	0,000424	6243,87	0	2,65	949,82	952,46
P6	0,000234	804,8	697,21	0,35	228,49	228,84
Importe total energía consumida de la red						2371,23 €

Tabla 25. Cálculo del importe del peaje y de la energía consumida por periodo en primavera.

Verano						
Periodos	Precio peaje (€/kWh)	Energía consumida de la red día laboral (kWh)	Energía consumida de la red día no laboral (kWh)	Total importe Peaje (€)	Importe término energía (€)	Total (€)
P1	0,023974	297,58	0	7,13	48,49	55,63
P2	0,01282	528,78	0	6,78	86,17	92,95
P3	0,007573	595,15	0	4,51	96,98	101,49
P4	0,005495	1057,56	0	5,81	172,33	178,15
P5	0,000424	0	0	0	0	0
P6	0,000234	805,97	673,09	0,35	241,02	241,37
Importe total energía consumida de la red						669,58 €

Tabla 26. Cálculo del importe del peaje y de la energía consumida por periodo en verano.

Otoño						
Periodos	Precio peaje (€/kWh)	Energía consumida de la red día laboral (kWh)	Energía consumida de la red día no laboral (kWh)	Total importe Peaje (€)	Importe término energía (€)	Total (€)
P1	0,023974	3704,66	0	88,82	574,56	663,37
P2	0,01282	7282,18	0	93,36	1129,39	1222,75
P3	0,007573	3577,52	0	27,09	554,84	581,93
P4	0,005495	7409,33	0	20,36	574,56	594,91
P5	0,000424	3577,52	0	1,52	554,84	556,35
P6	0,000234	966,9	692,88	0,40	257,42	257,82
Importe total energía consumida de la red						3877,14 €

Tabla 27. Cálculo del importe del peaje y de la energía consumida por periodo en otoño.

Invierno						
Periodos	Precio peaje (€/kWh)	Energía consumida de la red día laboral (kWh)	Energía consumida de la red día no laboral (kWh)	Total importe Peaje (€)	Importe término energía (€)	Total (€)
P1	0,023974	3403,89	0	217,15	701,29	918,44
P2	0,01282	4896,21	0	145,83	1008,74	1154,57
P3	0,007573	1492,33	0	11,3	307,46	318,76
P4	0,005495	0	0	0	0	0
P5	0,000424	0	0	0	0	0
P6	0,000234	1111,44	846,48	0,46	403,38	403,84
Importe total energía consumida de la red						2795,60 €

Tabla 28. Cálculo del importe del peaje y de la energía consumida por periodo en invierno.

7.4 CALCULO DEL TIEMPO DE AMORTIZACIÓN

El importe total anual a pagar será de 9713,55 € con la instalación fotovoltaica.

Una vez obtenido el importe a pagar para las distintas estaciones del año, lo compararemos con el importe pagado antes de instalar la instalación solar fotovoltaica, obtenida de las facturas del año anterior del cliente.

	Importe pagado el año anterior	Importe pagado con la instalación fotovoltaica
Primavera	7836,77 €	2371,23 €
Verano	7400,06 €	669,58 €
Otoño	7851,83 €	3877,14 €
Invierno	10007,47 €	2795,60 €
Total	33096,13 €	9713,55 €
Ahorro anual		23382,58 €

Tabla 29. Cálculo ahorro anual con la instalación fotovoltaica.

Inversión de la instalación: 50680,73 €

$$1 = \frac{\text{Inversión} + (G_1 * x)}{G_0 * x} \text{ (años)} \quad (3.14)$$

$$1 = \frac{50680,73 + (9713,55 * x)}{33096,13 * x}$$

X=2,167 años = 2 años y unos pocos meses.

Lo que significa que, a partir de ese tiempo, la instalación fotovoltaica quedará amortizada.

8.ANEXOS



Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 565-585 Watt MONO-FACIAL MODULE

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

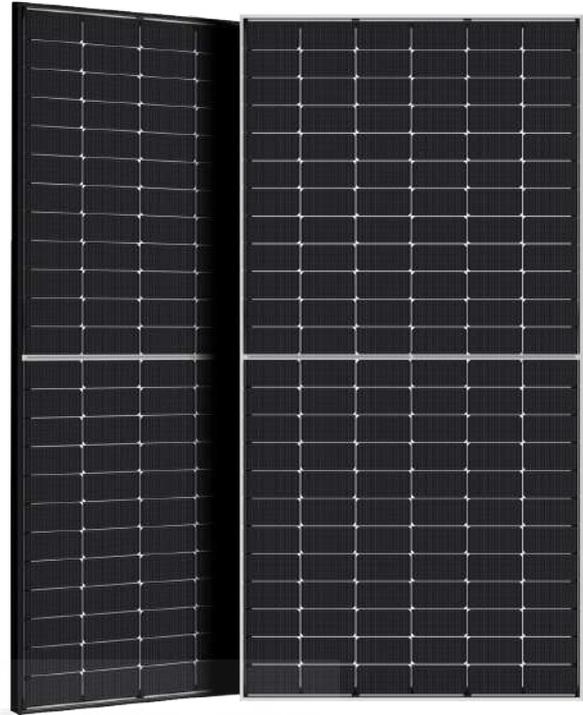
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

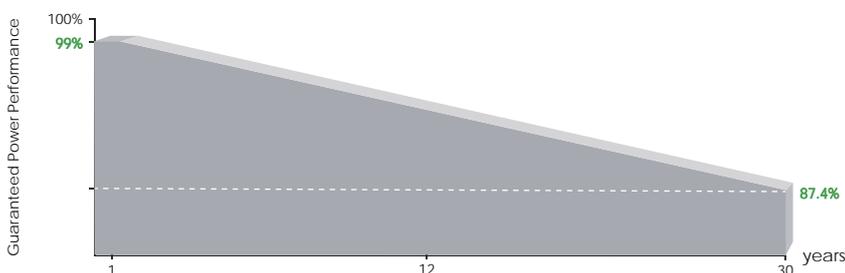


Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

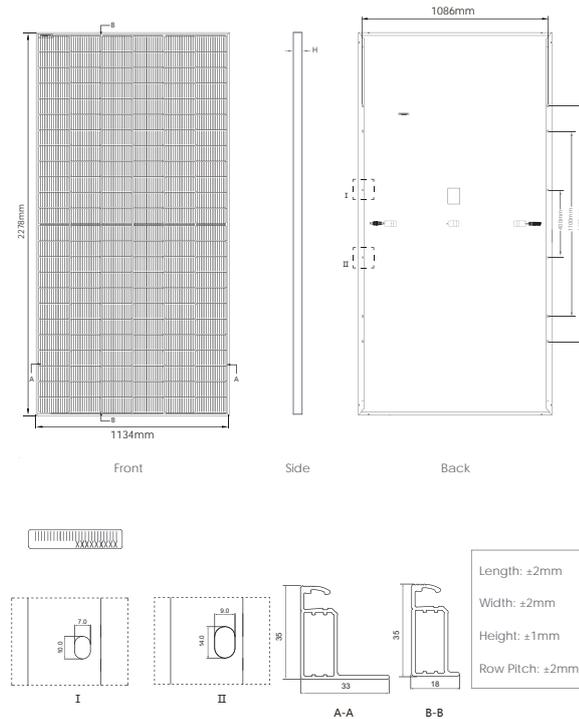


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

Engineering Drawings



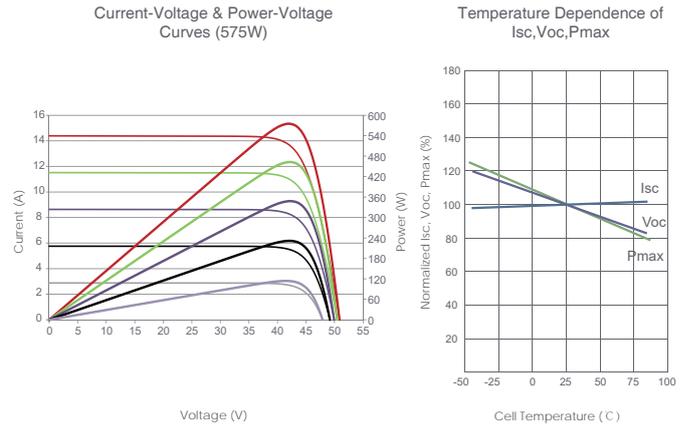
*This tolerance range applies only to the four-angle distance of the module as indicated above.

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×35mm (89.69×44.65×1.38 inch)
Weight	28 kg (61.73 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM565N-72HL4 JKM565N-72HL4-V		JKM570N-72HL4 JKM570N-72HL4-V		JKM575N-72HL4 JKM575N-72HL4-V		JKM580N-72HL4 JKM580N-72HL4-V		JKM585N-72HL4 JKM585N-72HL4-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp	580Wp	436Wp	585Wp	440Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.92V	39.38V	42.07V	39.51V	42.22V	39.60V	42.37V	39.69V	42.52V	39.81V
Maximum Power Current (Imp)	13.48A	10.79A	13.55A	10.85A	13.62A	10.92A	13.69A	10.99A	13.76A	11.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.60V	48.06V	50.74V	48.20V	50.88V	48.33V	51.02V	48.46V	51.16V	48.60V
Short-circuit Current (Isc)	14.23A	11.49A	14.31A	11.55A	14.39A	11.62A	14.47A	11.68A	14.55A	11.75A
Module Efficiency STC (%)	21.87%		22.07%		22.26%		22.45%		22.65%	
Operating Temperature(°C)	-40°C ~ +85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0 ~ +3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: Irradiance 1000W/m²

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m²

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

MAX 50~80KTL3 LV

- 6 / 7 MPPTs
- Smart diagnosis
- High efficiency up to 99%
- Local WIFI configuration
- String monitoring
- AC&DC type II SPD
- AFCI protection
- Data storage up to 25 years
- DC side 2 in 1 connection enabled



P O W E R
- I N G O
T O M O -
R R O W O

Growatt
powering tomorrow

www.ginverter.com

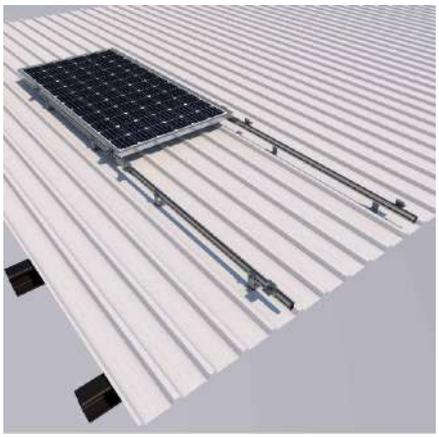
Datasheet	MAX 50KTL3 LV	MAX 60KTL3 LV	MAX 70KTL3 LV	MAX 80KTL3 LV
Input data (DC)				
Max. recommended PV power (for module STC)	75000W	90000W	105000W	120000W
Max. DC voltage	1100V			
Start voltage	250V			
Nominal voltage	585V	585V	600V	600V
MPPT voltage range	200V-1000V			
No. of MPP trackers	6	6	7	7
No. of PV strings per MPP tracker	2			
Max. input current per MPP tracker	26A			
Max. short-circuit current per MPP tracker	32A			
Output data (AC)				
AC nominal power	50000W	60000W	70000W	80000W
Max. AC apparent power	55500VA	66600VA	77700VA	88800VA
Nominal AC voltage(range*)	220V/380V, 230V/400V (340-440V)			
AC grid frequency(range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)			
Max. output current	80.5A	96.6A	112.7A	128.8A
Adjustable power factor	0.8leading ...0.8lagging			
THDi	<3%			
AC grid connection type	3W+N+PE			
Efficiency				
Max. efficiency	98.8%	98.8%	99%	99%
European efficiency	98.4%	98.4%	98.5%	98.5%
MPPT efficiency	99.9%			
Protection devices				
DC reverse polarity protection	Yes			
DC switch	Yes			
DC surge protection	Type II / Type II			
Insulation resistance monitoring	Yes			
AC short-circuit protection	Yes			
Ground fault monitoring	Yes			
Grid monitoring	Yes			
Anti-islanding protection	Yes			
Residual-current monitoring unit	Yes			
String monitoring	Yes			
AFCI protection	Optional			
Anti-PID function	Optional			
General data				
Dimensions (W / H / D)	860/600/300mm			
Weight	82kg	82kg	86kg	86kg
Operating temperature range	-25°C ... +60°C			
Self-consumption	< 1W			
Topology	Transformerless			
Cooling	Smart air cooling			
Protection degree	IP65			
Relative humidity	0-100%			
Altitude	4000m			
DC connection	H4/MC4(Optional)			
AC connection	Cable gland+OT terminal			
Display	LED/WIFI+APP			
Interfaces: RS485 / USB /WIFI/ RF/GPRS	Yes/Yes /Optional/Optional/Optional			
Warranty: 5 years / 10 years	Yes /Optional			
CE , VDE0126, Greece, EN50438, EN50549, C10/C11, UTE C 15-712, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CEI0-21, CEI 0-16, N4105, BDEW, DRRG, TOR Erzeuger G98/G99, G100, AS/NZS3100, AS4777, UNE217001, UNE206007, PO12.2, NRS 097-2-1, MEA , PEA , KSC8565				

* The AC voltage range and frequency range may vary depending on specific country grid standard.
All specifications are subject to change without notice.

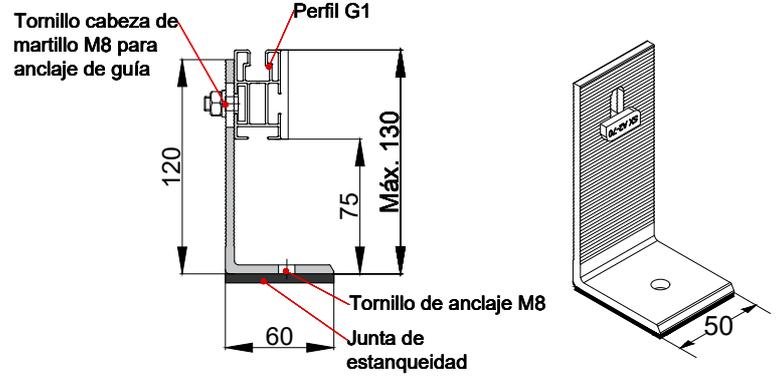
Ficha técnica

Soporte coplanar continuo fijación a correas

03H



Nota: Comprobar el nº de correas



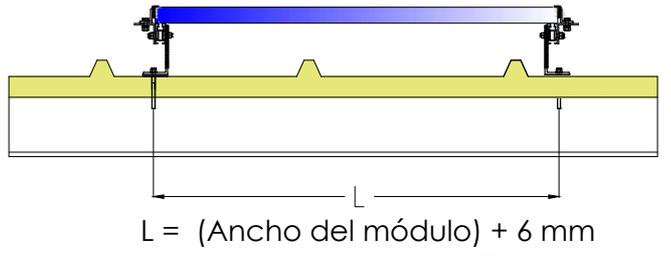
- Soporte coplanar para anclaje a correas metálicas
- Valido para de cubiertas metálicas
- La fijación incluye junta de estanqueidad
- Disposición de los módulos: Horizontal.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm
- No recomendado para viguetas de hormigón pretensado.
- Kits disponibles de 1 a 3 módulos.

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

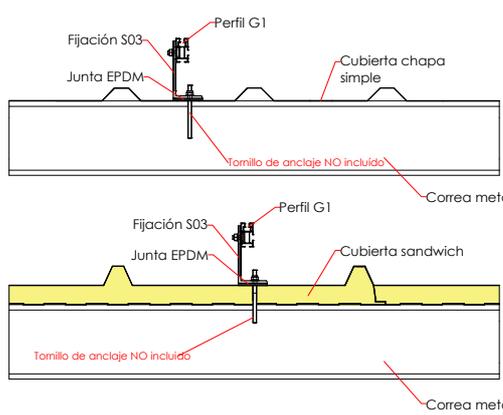


Para módulos de hasta **2279x1150**

Carga de nieve: 40 kg/m²



*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 M4.8/4.2 Hexagonal	6 Nm

Perfiles perpendiculares a la cumbre

Herramientas necesarias:



Seguridad:



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



Velocidades de viento

Soporte coplanar continuo fijación a correas

03H

Sistema kit



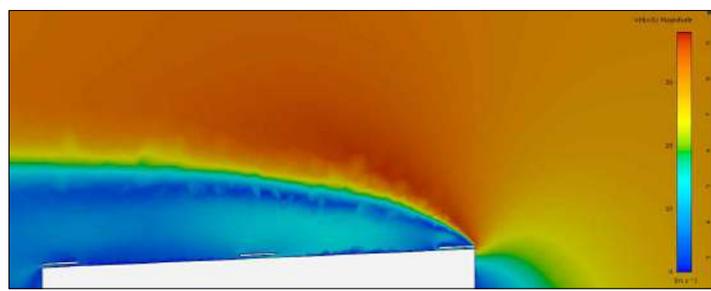
- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento

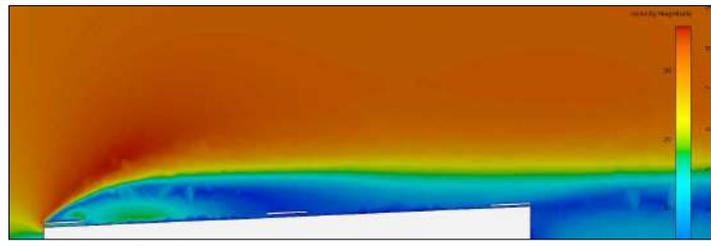
Tamaño del módulo	1	2	3	nº de módulos
2000x1000	150	150	150	Velocidad de viento km/h
2279x1150	150	150	150	

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.

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

Smart Power Sensor



Preciso

Precisión de medición: Clase 1



Fácil y sencillo

Pantalla LCD, fácil de configurar y comprobar



Energía eficiente

Consumo general de energía ≤ 1 W

Especificaciones técnicas	DDSU666-H	DTSU666-H 250A/50mA
Datos generales		
Dimensiones (alto x anchura x profundidad)	100 x 36 x 65.5 mm	100 x 72 x 65.5 mm
Tipo de montaje	DIN35 Rail	
Peso (incluidos los cables)	1.2 kg	1.5 kg
Fuente de alimentación		
Tipo de red eléctrica	1P2W	3P4W
Tensión de entrada (por fase)	176 Vac ~ 288 Vac	
Consumo de potencia	≤ 0.8 W	≤ 1 W
Rango de medición		
Tensión de línea	/	304 Vac ~ 499 Vac
Tensión por fase	176 Vac ~ 288 Vac	
Intensidad	0 ~ 100 A	0 ~ 250 A
Precisión de medición		
Tensión	± 0.5 %	
Intensidad / Potencia / Energía	± 1 %	
Frecuencia	± 0.01 Hz	
Comunicación		
Interfaz	RS485	
Velocidad de transmisión en baudios	9,600 bps	
Protocolo de comunicación	Modbus-RTU	
Entorno		
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C	
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 °C ~ 70 °C	
Humedad de operación	5 %RH ~ 95 %RH (sin condensación)	
Otros		
Accesorios	Cable RS485 (10 m)	
	1 CT 100 A/40 mA (5 m)	3 CT 250 A/50 mA (5 m)



Inteligente

Diseño de control de exportación inteligente cero



Seguro

Fácil de instalar en el sitio



Fiable

Protección contra sobretensiones

Especificaciones técnicas	SmartLogger3000A03EU	SmartLogger3000A01EU
Gestión de dispositivos		
Max. Número de dispositivos manejables	80	
Interfaz de comunicación		
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m	
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible con PLC	No apoyo
2G / 3G / 4G ¹	LTE(FDD) : B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz ²	
Entrada / salida digital / analógica	DI x 4, DO x 2, AI x 4	
DO activo	12V, 100mA (conexión con relé, sensor)	
Protocolo de comunicación		
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104	
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (estándar), DL / T645	
Interacción		
LED	LED Indicator x 3 – RUN, ALM, 4G	
WEB	Web incrustada	
USB	USB 2.0 x 1	
APP	Comunicación por WLAN para la puesta en servicio	
Ambiente		
Rango de temperatura de operación	-40°C ~ 60°C	
Temperatura de almacenaje	-40°C ~ 70°C	
Humedad relativa (sin condensación)	5% ~ 95%	
Max. Altitud de operación	4,000 m	
Alimentación		
Fuente de alimentación de CA	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz	
Fuente de alimentación de CC	12 V / 24 V	
Consumo de energía	Típico 8 W, Max. 15 W	
Datos generales		
Dimensiones (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (sin orejas de montaje y antena)	
Peso	2 kg	
Grado de protección	IP20	
Opciones de instalación	Montaje en pared, montaje en riel DIN, montaje de mesa	

¹ Al poner dentro de la caja de metal, se necesitará antena extendida.

² Para recomendada lista y datos de portadores en frecuencias compatibles, póngase en contacto con los distribuidores locales.

Ficha de producto



DPX³ LEGRAND

Automático MCCB DPX³ 160 - magnetotérmico diferencial -- 4P - Icu 36 kA (400 V~) - In 63A

REF. 420113 | EAN. 3245064201131

Automático de caja moldeada magnetotérmico diferencial - versión fija - Térmico ajust de 0,8 a 1 In - Magnético fijo: 400A de 16 a 40 A, 10 In de 63 a 160A - Diferencial electrónico integrado con pantalla LCD - Icu 36 kA - 4P - In: 63 A.

Garantía 2 años

> [The product details page](#)

Descripción general

Automático de caja moldeada magnetotérmico diferencial - versión fija - Térmico ajust de 0,8 a 1 In - Magnético fijo: 400A de 16 a 40 A, 10 In de 63 a 160A - Diferencial electrónico integrado con pantalla LCD - Icu 36 kA - 4P - In: 63 A.

Descripción

Magnetotérmico + diferencial DPX³ 160 4 polos 63A 36kA. Automático de caja moldeada magnetotérmico diferencial - versión fija - Térmico ajustable de 0,8 a 1 In - Magnético fijo: 400A de 16 a 40 A, 10 In de 63 a 160A - Diferencial electrónico integrado con pantalla LCD - Sensibilidad ajustable: 0,03 - 0,3 - 1 - 3A - Disparo ajustable: 0 - 0,3 - 1 - 3 s (0 s solo con sensibilidad 0,03 A) - Poder de corte Icu 36 kA (400 V~) - Número de polos: 4P - In: 63 A. DPX³ 160 automáticos de potencia magnetotérmicos diferenciales de 16 a 160A - Se montan sobre perfil simétrico o sobre placa de montaje en cajas y armarios XL³ - Garantizan el corte, el control, el seccionamiento y la protección de líneas eléctricas de baja tensión - Incluyen bornas de jaula, conexión de 70 mm² máximo (en cable flexible) y hasta 120 mm² (en cable rígido) con accesorios - Se equipan con los auxiliares - Ajustes precintables - Cumplen la norma UNE-EN 60947-2.

Características técnicas

Intensidad nominal permanente Iu	63 A
Tensión nominal	220-690 V
Corriente nominal de cortocircuito en la corriente de corte Icu a 50 Hz 400 V	36 kA
Ajuste actual de liberación de sobrecarga	50.4-63 A
Rango de ajuste de liberación retardada de cortocircuito a corto plazo	630-630 A
Rango de ajuste de liberación instantánea de cortocircuito	630-630 A
Construcción del dispositivo	Técnica integrada fija para dispositivo integrado
Protección de fallo a tierra integrada	Si
Tipo de conexión del circuito de corriente principal	Conexión roscada

Número de contactos auxiliares como contacto de cambio	1
Con alarma activada	Si
Con liberación de baja tensión integrada	Si
Número de polos	4
Posición de la conexión para el circuito principal de tensión	Parte frontal
Ejecución del elemento accionador	Maneta
Aparato completo con dispositivo de protección	Si
Accionamiento motorizado integrado	No
Accionamiento motorizado opcional	Si
Clase de protección (IP)	IP30
Contiene pila y/o acumulador	Si

Apto para montaje en carril DIN	Si
Montaje en rail DIN opcional	Si
Número de contactos auxiliares normalmente cerrados	1

Documentación

Documentación Técnica

- EXB16053_DPX3_160_250_EN.pdf | PDF (54.11Mo)
- F01361EN-05.pdf | PDF (1.12Mo)
- DPX3_160Thermal_Magnetic_RCD4P_ModbusTable.pdf | PDF (0.33Mo)
- EXB15015_TG_Coordination_EN.pdf | PDF (5.41Mo)
- Y4220F.pdf | PDF (0.84Mo)
- FT_160MT_DIFF_FR_v2.pdf | PDF (0.76Mo)
- EXB22025_CA_DPX3_160-250_FR.pdf | PDF (55.06Mo)
- DC-D13_13-SELECTIVITE_FILIATION-A-3-NIVEAUX.pdf | PDF (0.62Mo)
- Y4320C.pdf | PDF (3.69Mo)
- LE08866AC.pdf | PDF (6.7Mo)

Certificados

- LGRP-00450-V01.01-EN.pdf | PDF (1Mo)
- OC / CB-67672 | (0.37Mo)

CAD y especificaciones de diseño / BIM

- 420117.dwg | DWG (0.2Mo)

Software y configuradores

- SW_Legrand_PowerControlStation.exe | EXE (32.62Mo)
- PowerControlStation 5.0.70.zip | ZIP (52.5Mo)





TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV y EN.

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

DISEÑO



E_{ca}

Conductor

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

Aislamiento

Goma libre de halógenos

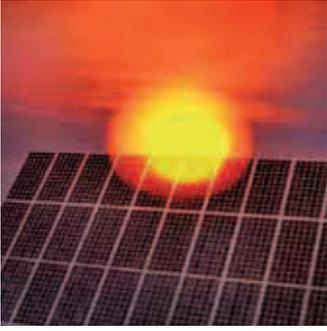
Cubierta

Goma libre de halógenos de color negro o rojo.

APLICACIONES

El cable Topsolar ZZ-F/H1Z2Z2-K, certificado TÜV y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua o alterna. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías.





CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

BAJA TENSIÓN 1,5/1,5 · 1kV · (1,8) kV DC



Norma de referencia

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



Certificaciones

Certificados

CE
TÜV
EN
RoHS



E_{ca}



Características térmicas

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



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transmitancia luminosa > 60%.
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.
Reacción al fuego CPR, E_{ca} según la norma EN 50575



Características mecánicas

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



Características químicas

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



Resistencia a los rayos Ultravioleta

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



Presencia de agua

Presencia de agua: AD8 sumergida.



Vida útil

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



Otros

Marcaje: metro a metro.



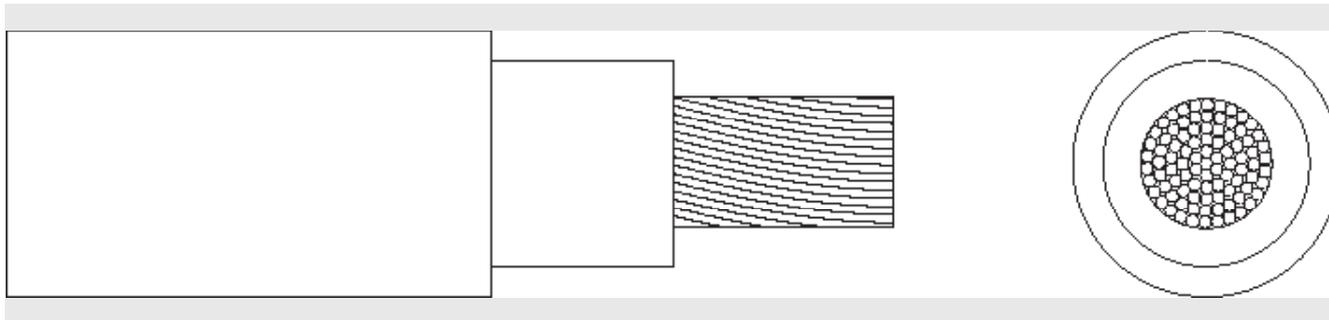
Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.



Aplicaciones

Instalaciones solares fotovoltaicas.



DIMENSIONES

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 2,5	4,8	42	41	39	33	23,0
1 x 4	5,3	57	55	52	44	14,3
1 x 6	5,9	76	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	179	132	125	107	3,47
1 x 25	10,8	294	176	167	142	2,23
1 x 35	11,9	390	218	207	176	1,58



Intensidades máximas admisibles según IEC 60364-5-52.

Para otras condiciones de instalación, consultar factores de corrección en el anexo de este catálogo.

Consulte más datos técnicos en la especificación particular del cable y en la Declaración de Prestaciones (DoP).

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.

Para más información: ventas@topcable.com



TOPSOLAR PV DUAL ZZ-F/H1Z2Z2-K/PV WIRE

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV, UL y EN.

UL PV WIRE / UL USE-2 / EN 50618 / TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502

DISEÑO

Conductor

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

Aislamiento

Goma libre de halógenos (tipo XLEVA según UL / tipo EI6 según TÜV).

Cubierta

Goma (tipo XLEVA según UL / tipo EM16 según TÜV) libre de halógenos.
Color negro.

APLICACIONES

El cable Topsolar ZZ-F/H1Z2Z2-K 600V Dual, certificado TÜV, UL y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua o alterna. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie con plenas garantías. Cable con certificado Dual, para los principales fabricantes mundiales de paneles solares y cajas de conexión. Apto para ambientes húmedos y mojados.



120



CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

BAJA TENSIÓN: 1,5/1,5 1kV · (1,8) kV EN DC
UL2000V



Norma de referencia

UL PV WIRE / UL USE-2 / EN 50618 /
TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502



Certificaciones

Certificados
CE
UL LISTED
TÜV
EN
RoHS



Características térmicas

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



Características frente al fuego

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



Características mecánicas

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



Características químicas

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



Resistencia a los rayos Ultravioleta

Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618,
TÜV 2Pfg 1169-08 y UL 2556.



Presencia de agua

Presencia de agua: AD8 sumergida.



Vida útil

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



Otros

Marcaje: metro a metro.



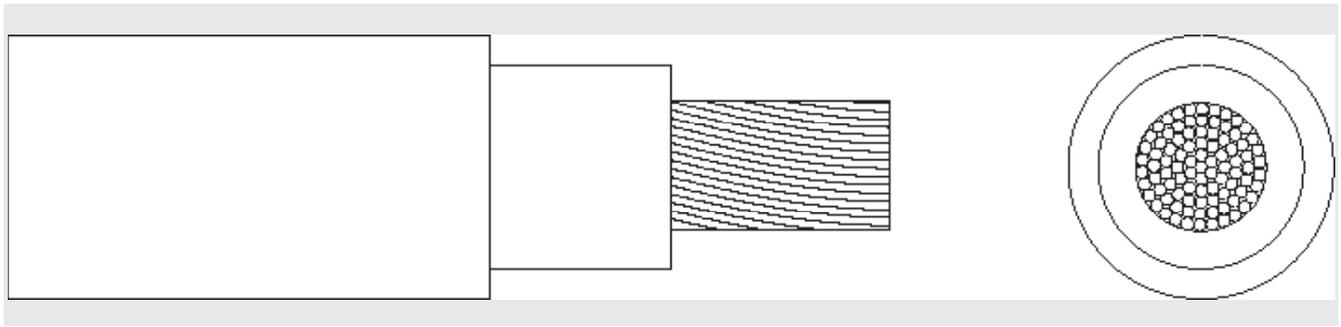
Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.



Aplicaciones

Instalaciones solares fotovoltaicas.



DIMENSIONES

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire: Libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 4 (12 AWG)	7,1	83	55	52	44	14,3
1 x 6 (10 AWG)	7,7	104	70	67	57	9,49
1 x 10 (8 AWG)	9,1	159	98	93	79	5,46
1 x 16 (6 AWG)	10,1	218	132	125	107	3,47
1 x 25 (4 AWG)	11,5	309	176	167	142	2,23
1 x 35 (2 AWG)	12,6	404	218	207	176	1,58



Intensidades máximas admisibles según IEC 60364-5-52.

Para otras condiciones de instalación, consultar factores de corrección en el anexo de este catálogo.

Consulte más datos técnicos en la especificación particular del cable.

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.

Para más información: ventas@topcable.com

9.BIBLIOGRAFIA



https://seslab.org/fotovoltaico/131_caractersticas_elctricas_de_un_mdulo.html
<https://www.idesenergy.com/cuantos-kwh-produce-panel-solar-calculo-energia/#:~:text=Son%20por%20as%C3%AD%20decirlo%2C%20las,2000W%20o%202%20kWh%2Fd%C3%ADa.>

<https://autosolar.es/>

PVGIS: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#MR

<https://www.solaranywhere.com/es/support/data-fields/definitions/>

<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>

<https://www.cambioenergetico.com/blog/>

<https://www.quanticarenovables.com/vertido-cero-solar/#:~:text=%C2%BFEn%20qu%C3%A9%20consiste%20el%20vertido,generaci%C3%B3n%20a%20la%20red%20el%C3%A9ctrica.>

Presupuesto

<https://merxu.com/es/offer/jinko-solar-jkm575n-72h14-v-jinko-solar-575w-panel-solar-tipo-n-fa4913e7-653d-4ac5-8043-356078bbacfa/>

<https://iluminashop.com/led-producto/material-electrico/energia-solar-fotovoltaica/inversores-solares/inversor-trifasico-growatt-max-80ktl3-lvmv/>

<https://elalmacenfotovoltaico.com/es/estructura-cubierta-metalica/16-kit-1-soporte-coplanar-fijacion-a-correas-para-cubierta-metalica-sunfer-03h1.html#attachments>

https://www.leroymerlin.es/productos/energias-renovables/energia-solar/soportes-cables-y-protecciones/2-fijaciones-de-tornillo-para-tejado-sunfer-s01-85810556.html?highlightedOfferCode=3f6e45b8ce4b4b78e2c8451cf182f9f4e9c28f0f&&utm_medium=cpc&utm_source=google-pmax&utm_campaign=lmes_conversion_ao_performance&utm_id=20247696840&utm_campaign_id=20247696840&utm_content=todas-categorias&gad_source=1&gclid=Cj0KCQjwpNuyBhCuARIsANJqL9NqhRqNkuhyCpkMWskTR4phYtN5j4TwES1AjLOPr4MDAIKrwCtmaMaAIXHEALw_wcB&gclsrc=aw.ds

<https://iluminashop.com/led-producto/material-electrico/energia-solar-fotovoltaica/material-electrico-y-accesorios-fotovoltaica/conector-mc4-i-para-cable-4-6mm2-1500v/>

<https://cuencasolar.es/producto/cable-solar-rojo-16mm2-pv-zz-f-metro-lineal/>

<https://iluminashop.com/led-producto/material-electrico/cajas-de-registro-y-empalme/caja-estanca-de-superficie-con-conos-113x113x60-mm/>

<https://cuencasolar.es/producto/cable-solar-negro-16mm2-pv-zz-f-metro-lineal/>

<https://www.ilumitec.es/cable-unipolar-libre-halogenos-70-mm2-rz1k>

<https://www.ilumitec.es/cable-unipolar-libre-halogenos-35-mm2-rz1k>

https://adajusa.es/es/terminales-de-cobre/17398-terminal-tubular-de-cobre-70-mm2-para-taladro-12-mm-8445340173984.html?gad_source=1&gclid=CjwKCAjwgpCzBhBhEiwAOSQWQU3DSVO_1dKbmQq99J6gfEKy4b3sXkCUpybfYkfxvOV4WN3cr44lBxoC9ogQAvD_BwE

<https://almacenelectricidad.es/unex-66-bandeja-pvc-60x100/12384-UNEX-Bandeja-electrica-industrial-perforada-gris-60x100-en-pvc-referencia-66100.html>

<https://www.ilumitec.es/tubo-corrugado-forrado-forroplast>

<https://www.teknosolar.com/huawei-smart-power-sensor-medidor-trifasico/>

<https://ecofener.com/accesorios-para-inversores/1750-huawei-smartlogger-3000a.html>

<https://autosolar.es/cable-unifilar/cable-unifilar-6-mm2-h07z1-k-as-tierra>

<https://adajusa.es/es/interruptores-automaticos-en-caja-moldeada/5315-interruptor-automatico-caja-moldeada-4-polos-4x160a-proteccion-diferencial-hyundai-8435532853152.html>

Estudio viabilidad

<https://www.ocu.org/vivienda-y-energia/gas-luz/informe/precio-luz>

<https://www.cnmc.es/prensa/resolucion-peajes-transporte-distribucion-2024-20231226>

<https://es.support.somenergia.coop/article/1108-horarios-de-la-tarifa-30td-periodos-y-las-tarifas-de-alta-tension-por-periodos>

<https://www.berdin.com/noticias/cambios-regulatorios-en-las-tarifas-electricas-2023>

<https://www.energigreen.com/tarifas-electricidad/tarifa-3-0td/>